

ANALYSE NR. 27 | 6. MARTS 2017

Elprisscenarier 2020-2035

Markedsforventninger til og scenarier for den fremtidige elspotpris (2017 udgave)

Publikationen

Elprisscenarier 2020-2035 (2017 udgave)
ANALYSE NR. 27
6. marts 2017

Udarbejdet af

Karsten Capion
(ansvarshavende)
kac@danskenergi.dk
Direkte 35300487

Emil Mahler Larsen
eml@danskenergi.dk
Direkte 35300486

Disclaimer

Dansk Energis elprisscenarier er udarbejdet vha. den matematiske model Balmorel, som bygger på en lang række usikre antagelser om den fremtidige udvikling i inputpriser, produktion, forbrug og transmissionsforbindelser. Modelkørslerne udspænder et udfaldsrum for den fremtidige elprisudvikling givet forskellige politiske beslutninger og skal ikke ses som en prognose for elprisen. Dansk Energi vil ikke kunne gøres ansvarlig for økonomiske tab af nogen art som følge af brug af information eller data behandlet i denne rapport.

1 Indhold

2 Resume 5

3 Indledning 12

3.1	Vigtige elprisdrivere.....	12
3.2	De simulerede scenarier	21
3.3	Følsomheder.....	22
3.4	Central antagelse om energy only marked.....	23
3.5	Metode.....	25
3.6	Forudsætninger.....	27

4 Prisdannelsen historisk og på kort sigt 32

4.1	Større ændringer i elsystemet i løbet af det sidste år.....	34
4.2	Historisk prisudvikling.....	37
4.3	Udviklingen i Norden.....	39
4.4	Udviklingen i Tyskland	41

5 Scenarier for elprisudviklingen i perioden 2020-2035 44

5.1	Sammenligning af scenarierne.....	44
5.2	Udviklingen i forbruget er afgørende	45
5.3	Forward-scenariet: Politisk drevet VE udbygning holder elpriser lave... ..	47
5.4	Klimascenariet: Højere kvoteprisen giver højere elpris	50
5.5	WEO2016-scenariet: Brændselsprisernes indvirkning på elspotprisen.	52
5.6	Danmark i det grønne kraftværk	53

6 Kraftværkernes indtjening 57

6.1	Spreads.....	57
6.2	Historiske spreads.....	57
6.3	Økonomien for kulfyrede værker	58
6.4	Økonomien i gaskraftværker	61

7 Vindmøllernes og solcellernes indtjening 64

7.1	Historisk prispres på vindkraft.....	64
7.2	Afregningen for vind i Tyskland frem mod 2020.....	67

7.3 Vindens afregning i scenarierne.....	68
7.4 Solcellernes afregning i scenarierne	71
7.5 Elprisens betydning for støtten til vindproduktion	73

8 Referencer 78

Appendiks 1 - Balmorelmodellen 80

Appendiks 2 - Forudsætninger 82

Appendiks 3 - Investeringer 92

Modellens investeringsmuligheder	92
Sammenligning af scenarierne	92

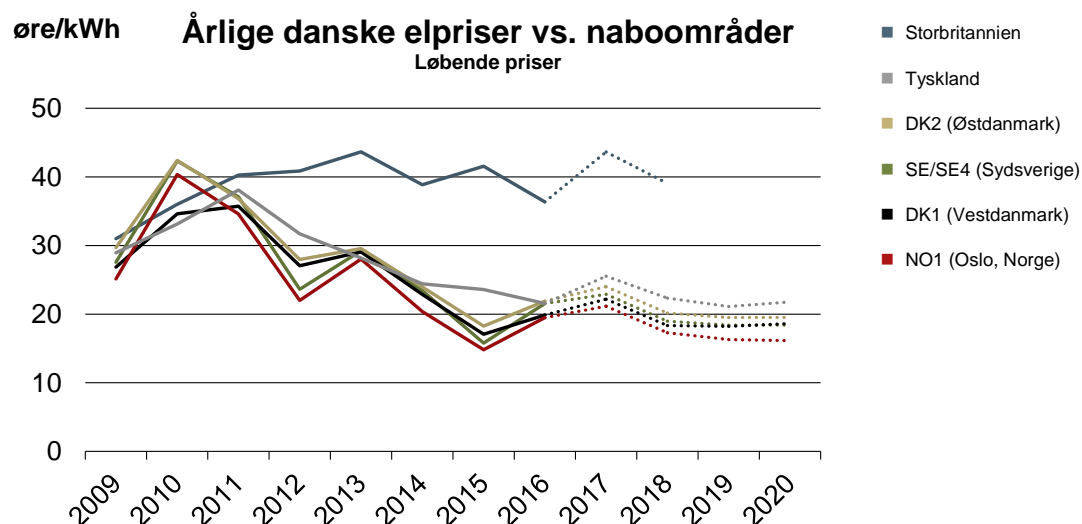
2 Resume

Efter et 2016-17 med relativt høje elpriser i det nordeuropæiske område forventer forwardmarkedet lavere elpriser frem mod 2020. På længere sigt forventes elpriserne at stige i takt med at gamle kraftværker lukkes. Hvor meget elprisen stiger afhænger først og fremmest af den fremtidige udvikling i brændsels- og CO₂-priser, hvor højere brændsels- og CO₂-kvotepriserne kan give en væsentligt højere elpris end i dag. Derudover afhænger fremtidens elpris også af udbygningen med sol og vind, som presser prisen på spotmarkedet. Endelig er elprisen også meget følsom for udviklingen i elforbruget i Nordeuropa, hvor selv små ændringer har stor betydning for elprisen.

Markedet forventer meget lave priser frem mod 2020

Markedets forventning¹ til elspotpriserne i de nordiske lande er, at de efter den nuværende kortvarige stigning vil finde tilbage til det lave 2015-niveau. Dette hænger sammen med forventninger til svagt faldende kul- og gaspriser de kommende år samt øgede mængder vind og sol. De tyske priser falder også, men holder sig over de danske i hele perioden. At der ikke sker en højere grad af harmonisering mellem de tyske og de danske priser skyldes den lave tilgængelighed for transmission på særligt den jysk-tyske grænse.

Figur 1 Fem års faldende tendens og fremtidig flad forventning til elprisen



Figur 1 Årlige historiske elpriser og markedsfremtidens forventning mod 2020 i løbende priser. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Forward-kontrakter

Kilde: SysPower. Forwards trukket 03.01.2017.

¹ Forwards-markedet udtrykker markedsaktørernes forventning til elprisens udvikling 3-4 år frem. Handlen med forwards er stor på den korte bane, men likviditeten aftager hurtigt, hvorfor forwardsprisen skal fortolkes med forsigtighed.

Markedet forventer britiske elpriser, som er 15-20 øre/kWh højere end de danske (jf. Figur 1), hvilket skyldes at prisen i Storbritannien oftest sættes af de dyrere gasfyrede kraftværker, og at kraftværker på det britiske marked betaler en højere pris for CO₂ som følge af det britiske Carbon Price Floor².

Tre scenarier for udviklingen efter 2020

Dansk Energis scenarier³ for elpriserne⁴ frem mod 2035 bygger på en række forskellige antagelser om den fremtidige udvikling i inputpriser, produktion, forbrug og transmissionsforbindelser. De tre hovedscenarier i rapporten er defineret ved forskellige niveauer for brændsels- og CO₂-priser. De laveste elpriser ses i **Forwards**⁵-scenariet. Her fastholdes kul-, gas-, og CO₂-kvoteprisen i hele perioden 2020-2035 på samme lave niveau, som markedet forventer i 2020. De højeste elpriser ses i **WEO2016**-scenariet, som er baseret på IEA's World Energy Outlook 2016. Her forventes stigende brændsels- og CO₂-priser. Midt imellem ligger **Klima**-scenariet, som forudsætter en ambitiøs global klimaindsats. Dette antages at resultere i lave fossile brændselspriser (Forwards) og høje kvotepriser (WEO2016). Udover brændsels- og CO₂ priser påvirkes elprisen af elforbruget, hvorfor analysen undersøger hhv. et konstant, et svagt stigende og et svagt faldende elforbrug. På baggrund af WEO2016-scenariet er der endvidere lavet følsomhedsanalyser, der ser på effekten af udbygning og tilgængelighed af transmission samt landvindsinvesteringer i Norge og Sverige.

Resultater af analysen: Stort udfaldsrum for elpriserne 2020-2035

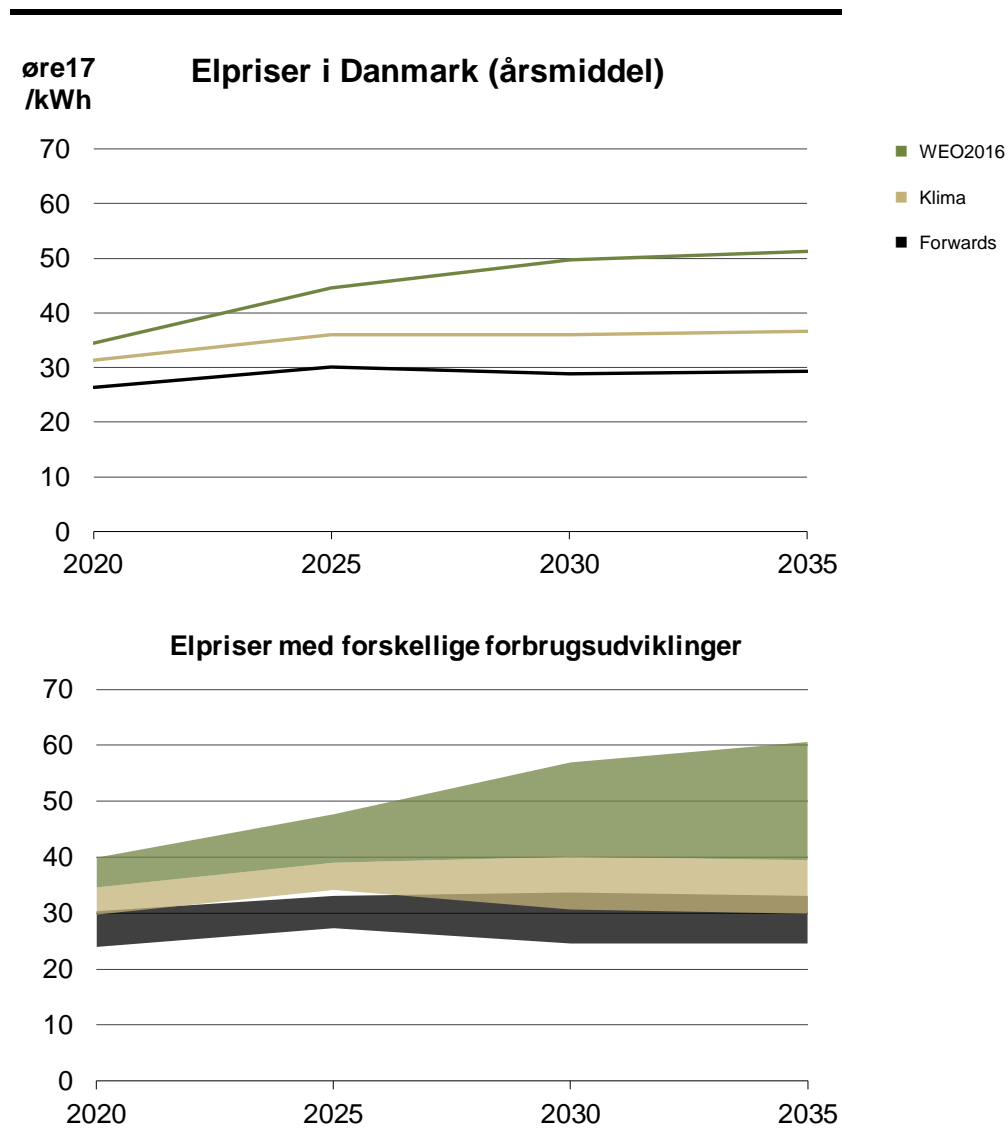
Analysen viser et meget bredt udfaldsrum for udvikling i elprisen fra 2020. Der fås meget svagt stigende elpriser, når de lave CO₂- og brændselspriser i Forwards scenariet kombineres med et faldende elforbrug. Omvendt fås en markant elprisstigning, når de stigende CO₂- og brændselspriser i WEO16-scenariet kombineres med et svagt stigende elforbrug. Dette er illustreret i Figur 2 ved variationen i de beregnede gennemsnitlige elpriser i de tre hovedscenarier, der er analyseret med hhv. svagt faldende og svagt stigende elforbrug. Den store spredning i udfaldsrummet for elprisen skyldes primært variation i brændselspriser og kvotepriser. Dog ses også, at selv en beskedne variation i elforbrugets udvikling giver anledning til store ændringer i elprisen.

² Carbon Price Floor er en øget afgift på CO₂, der kun gælder i Storbritannien, der virker som et tillæg til EU kvoteprisen. Bunden under kvoteprisen er £20/ton i 2015 og stiger til £30/ton i 2020, dog kan spændet mellem EU kvoteprisen og CO₂ omkostningen i Storbritannien højst være £18/ton.

³ Scenarierne er baseret på en række modelkørsler i en matematisk model af elsystemet i Nordeuropa. Modellen hedder Balmorel. Balmorel skal opfattes som en forsimplet repræsentation af day-ahead elmarkederne i den virkelige verden.

⁴ I rapporten vil betegnelsen elpris blive brugt om elspotprisen (elprisen på day-ahead elmarkedet).

⁵ En forward er en kontrakt, der indgås mellem to parter, en køber og en sælger, som forpligter sig til at købe eller sælge et givent aktiv, på et aftalt fremtidigt tidspunkt, til en på forhånd fastsat pris.

Figur 2 Årsmidler og spænd for elpriser med forskellige forbrugsudviklinger

Figur 2 Spændet for de tre sæt brændselspriser er givet ved den høje elforbrugsudvikling (EU REF2016) med 0,57 % p.a. vækst og den lave med fortsat fald på 0,34 % p.a. Elprisen er angivet i faste 2017-priser.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Udsigt til små dækningsbidrag til kraftværkerne

Indtil 2025 har kulraftværkerne små dækningsbidrag i alle scenarierne. Hvis man ser på tekniske levetider forventes kulraftkapaciteten først for alvor at falde fra 2025. Fra 2020 og frem forventes større hyppighed af ekstrempriser – meget høje priser, som optræder når vind og sol ikke producerer. Disse ekstrempriser udgør en vigtig del af indtjeningen for de tilbageværende kraftværker. I fraværet af ekstrempriser er dækningsbidragene for kraftværkerne meget små også efter 2020. Dækningsbidraget til danske kraftværker kan blive endnu mindre, hvis Tyskland vælger at følge det britiske og franske eksempel og etablere et såkaldt kapacitetsmarked for at sikre høj

elforsyningsikkerhed.⁶ Det vil begrænse antallet af timer med ekstrempriser, og ramme danske producenter, hvis de ikke får del i kapacitetsbetalingerne.

Fra 2025 kan ny gasfyret spidslastkapacitet komme i spil

Kraftværkslukninger vil give en gradvist strammere kapacitetsbalance, hvilket fører til stigende elpriser, og at prisdannelsen flytter sig fra at være stort set rent kulbaseret til i stigende grad at være baseret på gas. Analysen peger således på, at det vil blive attraktivt at investere i nye gasfyrede værker⁷ fra 2025 – om end kun uden for Norden. Analysen viser også, at det næppe bliver attraktivt at investere i nye kulkraftværker. De er dyrere i investering og derfor mindre egnede til et fremtidigt elmarked hvor kraftværkerne primært er backup til vind og sol. Det betyder lave driftstider og en indtjening, som hviler på ganske få timer med ekstrempriser, der opstår ved effektknaphed⁸. Et marked med sådanne indtægtsstrømme fordrer investeringer i mindre kapitalintensive værker, som gasturbineanlæg. Ekstrempriser er dog en usikker indtægtsstrøm og investering i spidslastværker derfor risikofyldt.

Kulkraftens økonomi særdeles følsom for udvikling i CO₂ pris

Analysen viser endvidere at økonomien i kulkraft bliver særdeles anstrengt i Klima-scenariet, hvor kvoteprisen stiger mens brændselspriserne er konstante. I dette scenarie forværres kulkraftens konkurrenceevne relativt til gaskraften, da kvoteprisen udhuler spændet mellem de to teknologiers omkostninger – som netop er det, der giver indtjeningsgrundlag til kulkraften. I de to øvrige scenarier er økonomien i eksisterende kulkraft bedre fra 2025.

Økonomi i dansk elproduktion afgøres af øget kobling mod syd og vest

Den danske elpris er typisk sammenfaldende med enten den nordiske eller den tyske. Elpriserne i Norge og Sverige forventes at forblive relativt lave. Det meget store potentiale for landvind i Sverige og Norge, der kan balanceres med vandkraft, kan bidrage til at lægge et loft over elprisen i Norge og Sverige⁹. Om den danske elpris på længere sigt lægger sig op ad de lave nordiske eller de højere tyske elpriser afhænger af hvilket område Danmark er kraftigst forbundet med via transmissionsforbindelser. Og det bliver afgørende for økonomien i dansk elproduktion. En stærkere kobling til højprisområder kan sikres gennem etablering af udlandsforbindelser mod områder, hvor der er mulighed for at fortrænge dyr naturgas elproduktion (fx Viking Link kablet til UK) og forbedret tilgængelighed på transmissions-forbindelser mod Tyskland.

Afregning til vindkraft følger generel elprisudvikling

Den afregning vindkraften opnår på markedet – dvs. uafhængigt af de forskellige VE-støtteordninger¹⁰ følger i høj grad den generelle elprisudvikling i de forskellige scenarier. Afregningen er lavest i scenariet med Forward-priser

⁶ Tyskland har dog signaleret at de i første omgang vil satse på såkaldte strategiske reserver og et velfungerende energy-only marked til at sikre elforsyningsikkerheden.

⁷ Langt de fleste værker er laveeffektive OCGT spidslastværker = "Open Cycle Gas Turbine". Dog ses også investeringer i mere effektive CCGT værker = "Combined Cycle Gas Turbine" i WEO2016 scenariet som har de højeste brændselspriser.

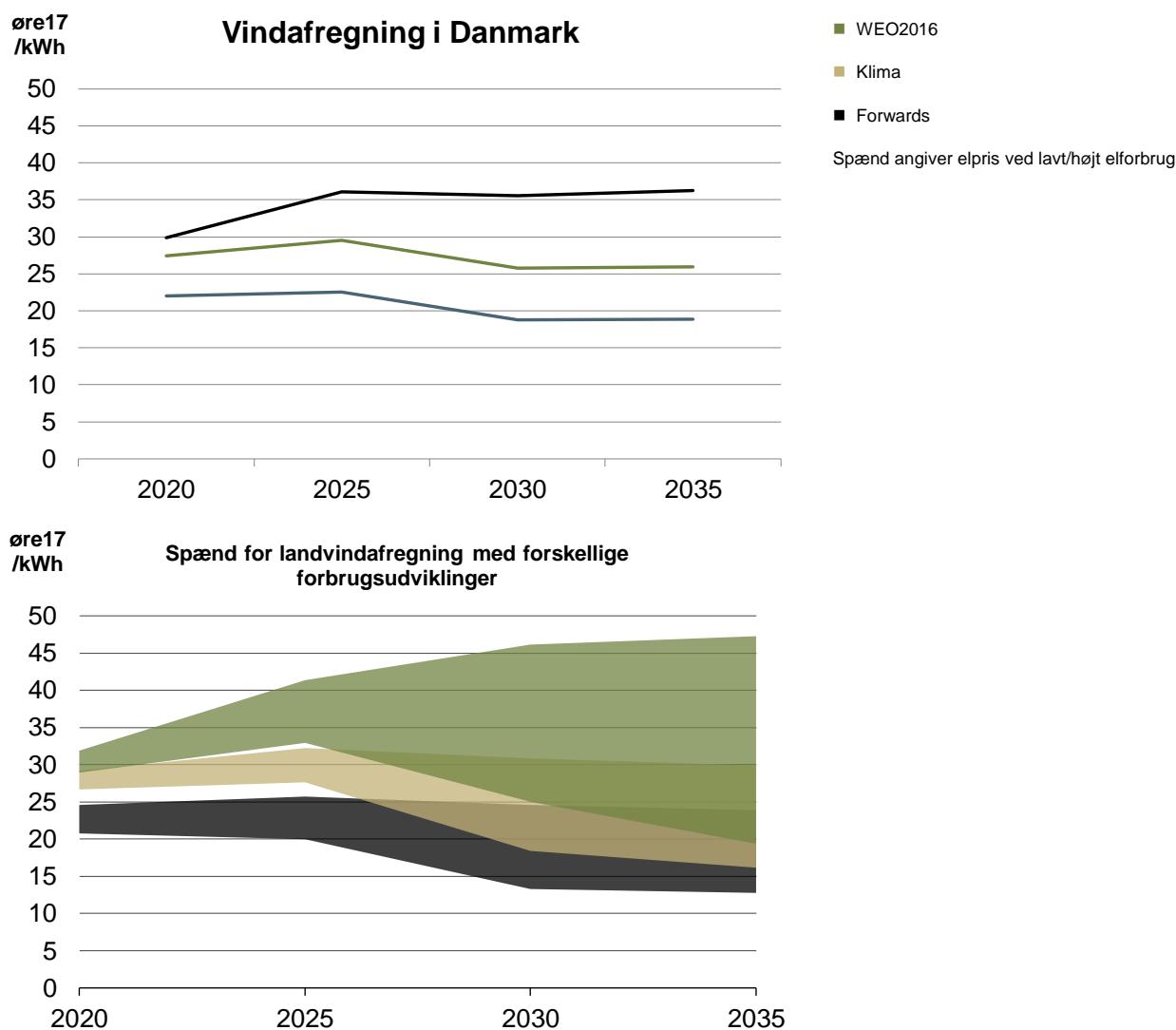
⁸ For at sikre økonomi i ny kommerciel spidslastkapacitet (dvs. værker, der tjener investeringen hjem i elspotmarkedet) skal prisloftet på 3.000 €/MWh i gennemsnit rammes i 18 timer om året.

⁹ Den seneste udvikling på det norsk-svenske VE-certifikatmarked peger på meget lave produktionsomkostninger for norsk-svensk landvind.

¹⁰ Vindkraftafregningen er den gennemsnitlige vindkraftproduktionsvægtede elpris, dvs. gennemsnittet af elprisen vægtet med vindkraftproduktionen i hver time. Dette er den gennemsnitlige afregning en vindmøllejer modtager for sin produktion fra spotmarkedet.

og lavt elforbrug og højest i scenariet med WEO2016-priser og højt elforbrug. Spændet mellem de to scenarier er på 19-32 øre/kWh i 2020, stigende til 13-46 øre/kWh i 2030. Analysen viser også at vindafregningen er særdeles følsom for balancen mellem elforbrug og VE-produktion. Et stigende elforbrug forbedrer vindafregningen markant, som det fremgår af Figur 3.

Figur 3 Landvindafregning med forskellige forbrugsudviklinger



Figur 3 Spændet for landvindafregning ved de tre sæt inputpriser er givet ved den høje elforbrugsudvikling (EU REF2016) med 0,57 % p.a. vækst og den lave med fortsat fald på 0,34 % p.a. Elprisen er angivet i faste 2017-priser.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Der ses et voksende gab mellem vindafregning og gennemsnits elpris

Øgede mængder vindkraft presser elprisen nedad generelt, men presser i særdeleshed sin egen indtjening. Prispresset på vindkraft, dvs. forskellen på den gennemsnitlige elpris og vindmølleafregningen, har de seneste år ligget

på 10-15 % i Danmark og Tyskland. Prispresset kan forventes at stige i takt med indfasning af stigende mængder vind i særligt Tyskland.¹¹ Prispresset for vind stiger kraftigt i alle scenarier fra 2020 til 2025 pga. fremkomsten af ekstrempriser, som vindkraften ikke får del af. Selv uden ekstrempriser ses et voksende prispress i scenarierne med konstant forbrug. Når der alligevel ses stigende mængder vindkraft skyldes det antagelsen i modellen om fortsat politisk drevet udbygning af vindkraft frem mod 2030.

Vindafregningen er særligt afhængig af CO₂ kvoteprisen

Analysen viser at kvoteprisen betyder en del for vindens afregning. Det skyldes at en højere kvotepris gør det dyrere at producere el på kulkraft. Og det er netop kulkraften, som ofte sætter den pris, som vinden modtager. Vindafregningen er derfor kraftigere påvirket af elproduktionsomkostningerne på kul end den gennemsnitlige elpris (der gradvist bliver mere og mere påvirket af produktionsomkostningen på gas) – og dermed særligt følsom overfor CO₂-prisen.

Ny vindkraft på markedsvilkår forudsætter gunstig udvikling

Sammenholder man vindafregningen i de tre scenarier med de officielle vurderinger af omkostningerne for ny vindkraft vil der gå en årrække før ny vindkraft kan etableres på rene markedsvilkår. Bedst ser det ud for landvind, hvor behovet for supplerende støtte kan være udfaset i 2025 hvis brændsels- og særligt CO₂ priserne stiger. For havvind er der længere udsigter til at ny kapacitet kan etableres på markedsvilkår. Dog viser analysen mulighed for havvind på markedsvilkår på denne side af 2030, såfremt der opnås en gunstig kombination af lavere havvindsomkostninger, høje brændsels- og CO₂ priser, øget elforbrug i regionen samt gode eksportmuligheder for strøm ud af Norden.

Ellagring - den store ubekendte

De stigende mængder vindkraft og den strammere kapacitetsbalance vil føre til større fluktuationer i elprisen, hvilket kan skabe et marked for el-lagring. Udvikles der ellagre med lavere kapacitetsomkostning end spidslastværker vil der være et meget stort marked for en sådan teknologi.

¹¹ Ved benchmarking af modellen mod historiske data ses at modellen undervurderer prispresset på vind. Dette skyldes at modellen ikke indeholder alle de begrænsninger for drift af kraftværker og transmissionslinier, som eksisterer i virkeligheden. Modellen kan dog stadig benyttes til at studere udviklingen i prispresset for vind, dvs. den relative udvikling mellem to modelår eller modelkørsler, mens det absolutte niveau formentlig undervurderes.

Hvad er de klima- og energipolitiske implikationer af analysen?

Elpriser påvirker klima- og energipolitikken – og omvendt. Det er udviklingen i brændsels- og CO₂ priser, der afgør hvilken produktion, der bliver mest konkurrencedygtig. Og det er udviklingen i elprisen, som afgør hvor meget supplerende støtte, der skal til for at opnå en grøn omstilling af elproduktionen. Omvendt påvirkes elprisudviklingen også af politiske valg. Analysen af fremtidens elpriser peger på en række forhold, som er relevant for dansk klima- og energipolitik:

Højere pris på CO₂ centralt for en markedsdrevet grøn omstilling

EU's CO₂ kvotepris er central i elprisdannelsen, og påvirker især vindkraftens indtjening. Jo højere CO₂-pris, jo bedre markedsafregning og jo mindre støttebehov. En højere pris på CO₂ forudsætter dog reformer, som kan genoprette det europæiske kvotesystems troværdighed. Alternativet er at drive den grønne omstilling med tilskud med deraf følgende finansieringsudfordringer.

Elektrificering kan løfte elprisen

Et stigende elforbrug i Europa – fx drevet af øget elektrificering af transport og opvarmning eller økonomisk vækst – kan løfte elprisen, og dermed sikre en bedre afregning af elproduktionen. Øget elektrificering kan dermed mindske behovet for supplerende støtte til eksisterende og ny vedvarende energi.

Landvinds udbygning i Danmark risikerer at gå i stå

Analysen peger på, at afregning på markedet først vil kunne dække omkostninger til ny landvind omkring 2025, og endnu senere i et scenarie med lave brændsels- og CO₂ priser. Det indebærer, at udbygningen med landvind i Danmark vil gå i stå i en årrække, såfremt der ikke vedtages en ny støtteordning for landvind, når den nuværende ophører i 2018.

Havvind på markedsvilkår kommer ikke af sig selv

Realisering af den politiske ambition om havvindmøller på markedsvilkår i Danmark ser ud til at forudsætte en kombination af høje brændsels- og CO₂-kvotepriser, voksende elforbrug i regionen og stærk kobling til det tyske marked foruden fortsat faldende omkostninger til havvind. Det kræver bl.a. politisk vilje til fortsat at støtte en udvikling, der kan drive havvinds omkostninger længere ned. Det fordrer også transmissionsforbindelser mod syd og vest med høj tilgængelighed.

Færre kraftværker i Danmark – større afhængighed af naboerne

Analysen viser faldende kraftværkskapacitet frem mod 2035, og dermed mindre fleksibel kapacitet, der kan træde til når vinden ikke blæser og solen ikke skinner. Ny gasfyret spidslastkapacitet skal i høj grad leve af ekstreme priser i de timer, hvor den vedvarende energi ikke leverer. Ny gasfyret kapacitet ser dog ikke ud til at komme i spil i Danmark, hvorfor afhængigheden af nabolandene stiger. Det er en energipolitisk overvejelse hvor lidt kontrollerbar elproduktion, man vil nøjes med.

Kapacitetsmarkeder har konsekvenser Danmark må tage bestik af

Analysen viser stigende priser i takt med færre kraftværker – særligt i Tyskland. Skulle Tyskland imidlertid beslutte at etablere et kapacitetsmarked vil det medføre færre ekstrempreiser og lægge en dæmper på spotmarkedsprisernes stigning. Dette vil have markant negative konsekvenser for danske elproducenter. Hvis Tyskland vælger den vej, bør det derfor sikres, at danske producenter får adgang til samme kapacitetsbetaling, hvis fair konkurrence skal sikres.

3 Indledning

Med denne rapport ønsker Dansk Energis at belyse hvilke faktorer der er afgørende for elprisens fremtidige udvikling og udspænde et udfaldsrum givet en række politiske beslutninger relateret til EUs CO₂-kvotemarked, brændselsprisudviklingen, udvikling i elforbrug og udbygningen af transmission. I dette kapitel beskrives de vigtigste faktorer i elprisdannelsen, og de forskellige scenarier præsenteres. Herudover introduceres Balmorel-modellen og de vigtigste forudsætninger anvendt i beregningerne.

Forventninger til udvikling i elprisen er afgørende for investeringer i energisektoren. Det gælder både for markedsaktører og for politiske beslutninger. Energistyrelsen og Energinet.dk offentliggør hver især scenarier for elprisen, der udkommer en gang om året (ENS, 2015a; Energinet.dk, 2016). Energinet.dks analyseforudsætninger indeholder et centralt scenarie for udviklingen i den fremtidige elpris, med følsomhedsberegninger for vådår og tørår. Energistyrelsen offentliggjorde i sidste Basisfremskrivning tre scenarier med variation af kvoteprisen og hertil kom en række følsomhedsberegninger af elprisen i enkeltåret 2020 med variationer i vindkraft, nedbør, brændselspriser og transmission (ENS, 2015c). Næste basisfremskrivning (2017) forventes medio marts.

På baggrund af den helt centrale betydning elprisen har for udviklingen i energisektoren er der behov for at få afdækket udfaldsrummet og de centrale drivere udførligt. Dansk Energi udarbejder derfor en række scenarier, der kan udspænde nogle alternative forløb for elprisudviklingen givet en række politiske beslutninger, brændselsprisudviklingen og den teknologiske udvikling.

3.1 Vigtige elprisdrivere

Elprisen sættes i day-ahead markedet ved marginalprissætning og afgøres af udbud og efterspørgsel. Efterspørgslen fratrukket produktionen fra sol og vind definerer, hvor mange kraftværker der er behov for til at sikre at udbud og efterspørgsel går op. Produktionsomkostningerne på kraftværkerne afgør hvilken pris det marginale (dyreste aktiverede) værk byder ind med.

Kraftværkernes omkostninger udgøres primært af brændselspriser og CO₂-kvoter. Det marginale værk er typisk et kulkraftværk, men i perioder med højt forbrug og svag vind og sol er det oftere et gasfyret kraftværk. I sjældne tilfælde er det andre teknologier, der sætter prisen (fx vindkraft ved nulpriser).

Efterspørgslen på el er normalt temmelig inelastisk, hvilket betyder at elforbrugerne i den enkelte time vil have sikret strøm i kontakten uanset prisen. Efterspørgslen fluktuerer derfor i takt med vores forbrugsvaner (lavest om natten, og højest om vinteren, hvor det er koldt og mørkt). Få forbrugere har et prisfleksibelt forbrug og vil kun købe strømmen hvis prisen er tilstrækkelig lav. Dette er typisk energiintensive industrivirksomheder i dag eller elpatroner på fjernvarmeværker, men fleksible teknologier som fx elbiler

og varmepumper forventes også i et vist omfang at byde prisfleksibelt ind i markedet i fremtiden.

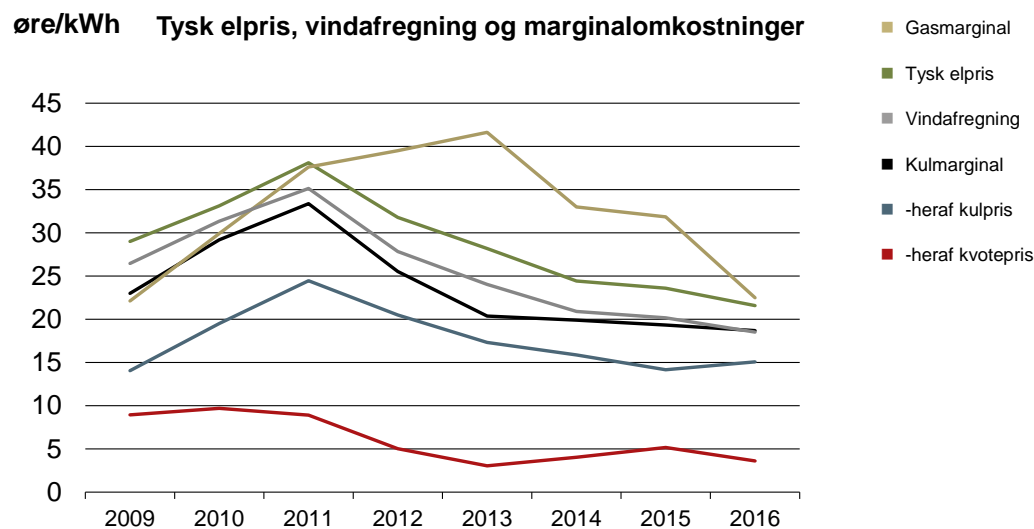
Vind og vejr spiller en stadig større rolle for elmarkedet

Fluktuationer i forbruget har tidligere været den primære faktor, der afgjorde hvilke værker der var marginale. Variationer i produktionen fra vindkraft og solceller har dog i takt med deres udbredelse stigende indflydelse på behovet for kraftværksproduktion og fx solceller medfører at det største behov for kraftværks-elproduktion om sommeren ikke længere ligger midt på dagen, men derimod typisk i morgen og aften timer, hvor solen endnu ikke står højt på himlen.

I det nordiske vandkraftdominerende system spiller variationen i nedbør en afgørende rolle men typisk over længere perioder, da der er en betydelig lagerkapacitet i vandmagasinerne. Vådår med store mængder nedbør giver lave elpriser, mens tørår resulterer i høje elpriser.

Det øvrige Europa har begrænsede mængder vandkraft og prisdannelsen er derfor relativt upåvirket af nedbørsvariationer. I Figur 4 ses elprisen på det tyske marked sammenholdt med de marginale omkostninger til elproduktion på kul (kulmarginalen). Det ses at elprisen i grove træk følger udviklingen i kulmarginalen siden 2009. Gasmarginalen spiller dog også ind, hvilket ses af at spændet mellem elpris og kulmarginal var størst i 2013. Siden hen er spændet faldet til et historisk lavt niveau. Dette skyldes en kombination af faldende gaspriser og opstart af ny kulraftkapacitet på det tyske marked i 2013 og 2014, faldende elforbrug og mere vind- og solkraft.

Figur 4 Kulmarginalen dominerer elprisen i Tyskland



Figur 4 Tyske priser og kulmarginal. For at illustrere betydningen af kulraftværkernes omkostninger for elprisdannelsen er de tyske elpriser vist for perioden 2009-2016. Disse påvirkes meget lidt af ændringer i nedbørsmængderne.

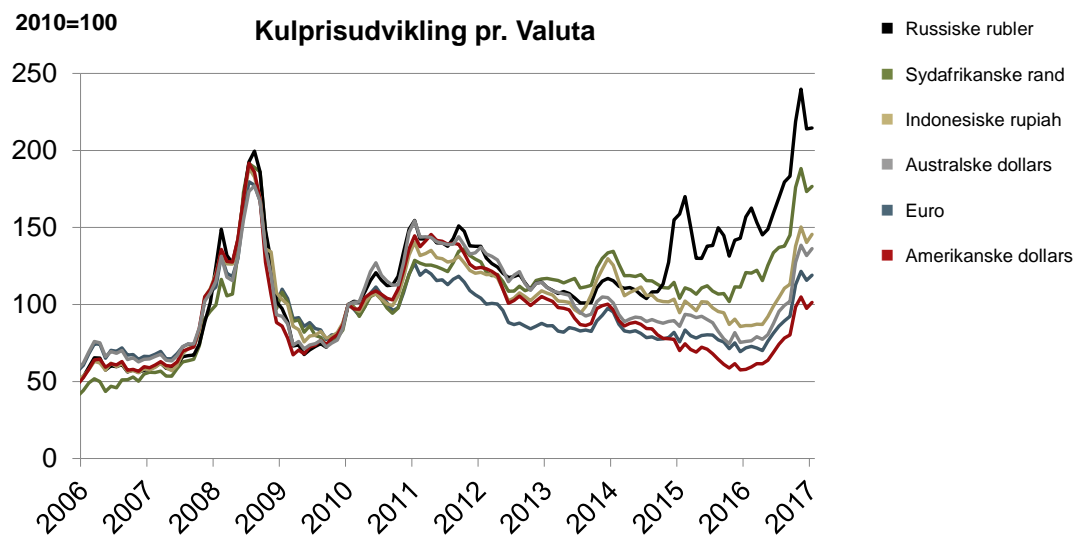
Kilde: SysPower

Kulprisen er stadig den helt centrale faktor for prisdannelsen

Kulprisens bidrag til kulmarginalen steg fra ca. 14 øre/kWh i 2009 til 24 øre/kWh i 2011 og faldt siden igen til næsten at være på 2009-niveau i 2015. Kina står med et årligt kulforbrug på ca. 4 mia. ton for ca. halvdelen af verdens samlede kulforbrug og er blevet den centrale aktør i prisfastsættelsen på kul. Kinas import udgjorde 6 % af Kinas forbrug i 2014 og kun godt 2 % i 2015. Dette fald havde ved årsskiftet til 2016 drevet verdensmarkedspriserne på kul i bund. I 2016 meldte Kina ud at man ville skære ca. 10 % i sin indenlandske produktion, hvilket langt oversteg faldet i forbrug på ca. 3 % p.a. i 2016. Dette medførte naturligt en kraftig forøgelse af importen til Kina, hvilket fik priserne på verdensmarkedet til at fordobles fra bundniveauet og bidraget til kulmarginalen til at stige fra ca. 11 øre/kWh i februar 2016 til 22 øre/kWh i november 2016 (China, 2016). Middelværdien for 2016 i Figur 4 afspejler ikke denne meget store variation i kulpris hen over året.

Bund under kulprisen?

Det amerikanske kulmineselskab Peabody Energy gik konkurs i april 2016 pga. lave kulpriser (Peabody, 2016), hvilket kunne indikere at man havde nået et uholdbart lavt niveau for kulprisen. Det er imidlertid vigtigt at holde sig for øje at en stor del af omkostningerne til kulproduktion udgøres af lønninger der afregnes i lokal valuta. Ses på udviklingen i kulprisen i den lokale valuta i store eksportørlande som Rusland, Sydafrika og Indonesien ses et noget mere optimisk billede for mineejerne. Det seneste års prishop giver en særlig høj indtjening ved eksport. I Ruslands og Sydafrikas tilfælde er man nu over rekordniveauet fra før finanskrisen.

Figur 5 Valutakurser afgørende for økonomien i kulproduktion

Figur 5 Kulprisen (udtrykt ved den sydafrikanske eksportpris) vist i forskellige valutaer. Dollar, som prisen typisk vises i, Euro, der er relevant for den danske elpris og i producentlandenes valutaer (Sydafrikanske Rand, Indonesiske Rupiah og Russiske rubler). Alle indekseret så 2011 = 100.

Kilde: IndexMundi.com

En ekstremt lav CO₂-kvotepris trykker elprisen

Den europæiske kvotepris ligger fortsat på et meget lavere niveau end hvad der var forventningen ved oprettelse af det europæiske kvotehandelssystem. Årsagen er et massivt overskud af CO₂ kvoter og tvivl om den politiske vilje til at gennemføre reformer, der vil medføre knapheden i systemet (Dansk Energi, 2016b). Kvoteprisens bidrag har de seneste fem år ligget på omkring det halve af hvad det gjorde i perioden 2009-2011. Den svage stigning i kvoteprisen fra 2013 til 2015 blev i løbet af januar 2016 afløst af et fald på ca. 40 %.

Den fremtidige kvotepris afhænger af hvilke politiske beslutninger, der vedtages i EU. 2030-målene, der blev vedtaget i 2014 har sat den overordnede ramme for energipolitikken fremadrettet, men mange spørgsmål står uafklarede. F.eks. i hvor høj grad kvoteprisen skal være drivende for udviklingen og i hvor høj grad klimamålene indfries gennem andre tiltag (VE-støtte, kernekraft-støtte, energieffektiviseringstiltag, forcerede kraftværkslukninger, nationale CO₂-afgifter). Den fortsat lave markedspris på kvoter indikerer en begrænset tiltro til, at det bliver kvotesystemet der bliver det drivende værktøj for EU's grønne omstilling.

Gaspriser stadig regionale, men på sigt måske globale

Kulpriser dannes på verdensmarkedet, mens gaspriser er et mere regionalt anliggende. Som eksempel på dette er skifergasboomet i USA, som har ført til faldende gaspriser i USA og deraf følgende faldende kulforbrug i USA, der sammen med det faldende kulforbrug i Kina og Europa i løbet af 2015

medførte faldende kulpriser på verdensmarkedet (IEEFA, 2015). Gasprisen i Europa er ikke blevet påvirket markant af gasprisens fald i USA, på grund af de betydelige transportomkostninger forbundet med transport af gas over lange strækninger. IEA forventer dog at gasprisdannelsen på langt sigt vil afgøres af produktionsprisen i USA med tillæg for eksport af flydende naturgas (LNG) og derfor vil den europæiske gaspris blive lig den amerikanske plus et tillæg på ca. 4-5 USD/GJ (IEA, 2016). LNG infrastrukturen er dog endnu under opbygning. Gasprisen faldt i 2014 i kølvandet på EU's sanktioner mod Rusland ifm. Ukraine-krisen og endnu en gang i efteråret 2015 sammen med kollapset i den globale oliepris. Sidst i 2016 steg gasprisen igen.

Nedbør giver store variationer år for år, men ikke langsigtet effekt

For det nordiske elsystem, der er vandkraftdomineret og har stigende mængder vindkraft, har variationer i vejret, primært nedbøren, stor påvirkning på elprisen. Således skelnes der mellem vådår, normalår og tørår afhængig af nedbørsmængder. Ligeledes svinger vindkraftproduktionen fra år til år. Op til 20 % mere eller mindre end i et normalår (DKVIND, 2014). Mens det kan være relevant at tage disse effekter med i en businesscase for en investering i et nyt anlæg, bør de, qua vejrets uforudsigelighed, ikke indgå i prisdannelsen på el på Forwards-kontrakter, som rækker flere år ud i fremtiden. De er derfor heller ikke medtaget i scenarierne i denne rapport.

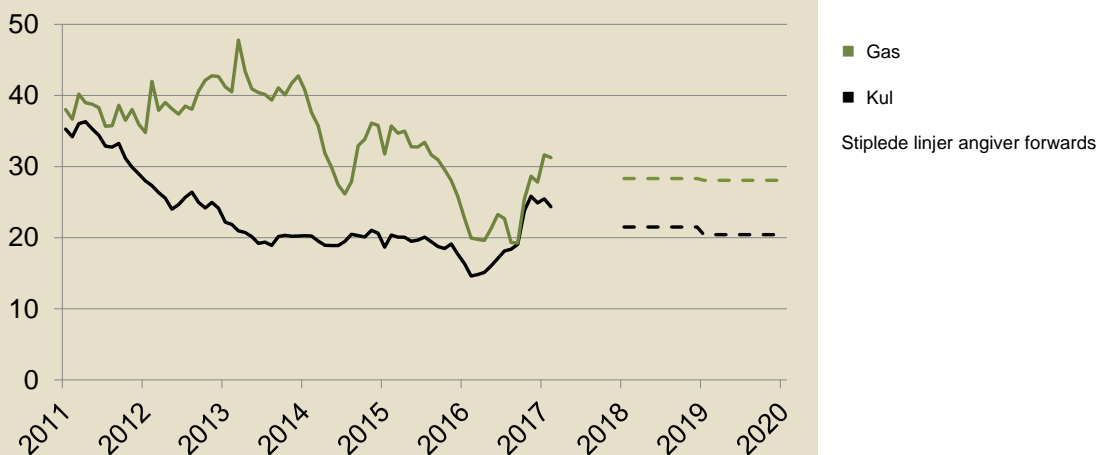
Faldende gaspriser og stigende kulpriser skiftede balancen i 2016

Elproduktion på gas har i flere år været markant dyrere end på kul. Selv hvis kvoteprisen havde været på flere hundrede kroner per ton ville dette billede ikke have ændret sig i 2013. I løbet af 2016 opstod der dog pga. de kraftigt faldende gaspriser og stigende kulpriser en situation, hvor effektive gaskraftværker umiddelbart kunne konkurrere med kulkraftværker selv ved en encifret kvotepris i euro/ton.

Elproduktionen på gas i Europa steg generelt på bekostning af kulfyring og bidrog til at øge kvoteoverskuddet i Europa yderligere. Måske af samme årsag fulgte gasprisen med kulprisen op i de sidste måneder af 2016. I løbet af de næste år forventer forwardmarkedet, at der vil være ca. 7 øre/kWh forskel i produktionsomkostningerne.

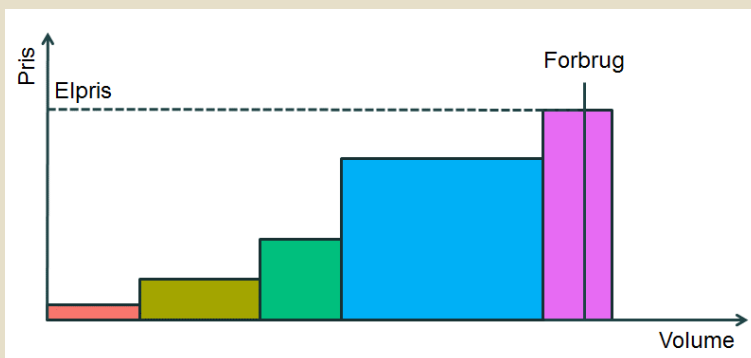
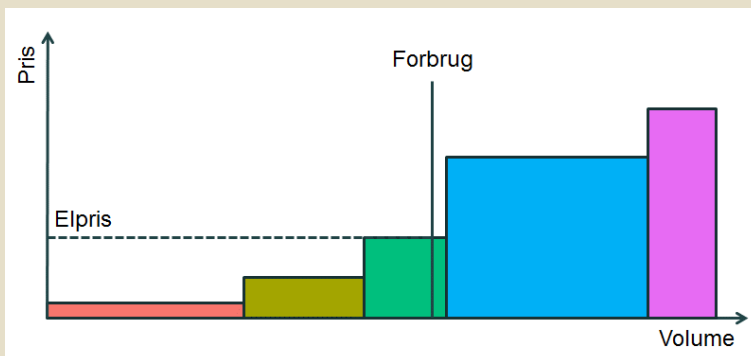
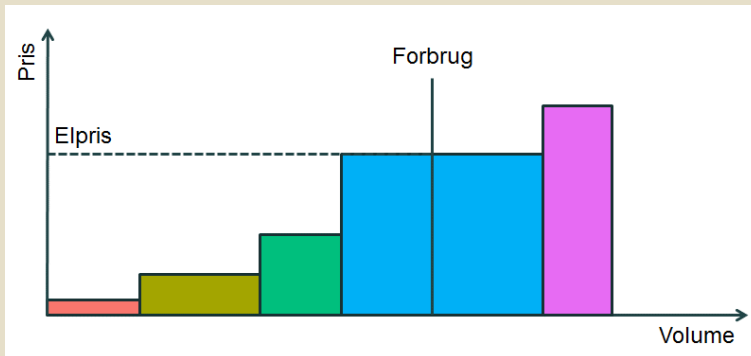
Kulkraftværkerne tjener en stor del af deres dækningsbidrag på at kunne afregne til gaskrafts produktionsomkostninger, når disse værker aktiveres. Derfor rammer det kulkraftværkernes økonomi hårdt at både behovet for termisk elproduktion udhules af mere vind og sol, hvorved gaskraft sjældnere sætter prisen og at indtjeningen er lille i de timer, hvor det sker.

Øre/kWh Omkostninger til elproduktion på kul og gas



Hvad påvirker elprisen?

I det perfekte elmarked byder elproducenterne i hver time ind med deres produktionskapacitet med en pris svarende til deres marginale produktionsomkostninger. Markedsprisen afgøres herefter af den efterspurgte mængde el, således at den nødvendige produktion igangsættes. Dette betyder, at markedsprisen, som alle enheder afregnes til, afgøres af den dyreste aktiverede produktion. Heraf følger, at de marginale enheder, som sætter prisen, ikke har nogen profit, da prisen svarer til deres produktionsomkostninger. Værkerne med de laveste marginale produktionsomkostninger er vindkraft og solceller, mens de dyreste er kondensværker, hvor spildvarmen bortkøles.



Udgangspunkt

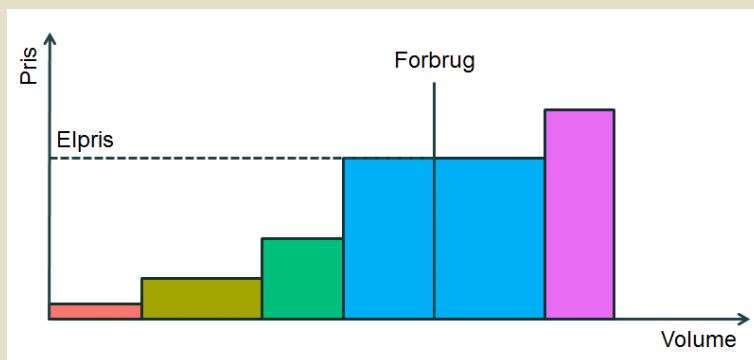
- Vind og sol
- Atomkraft
- Kraftvarme
- Kulkondens
- Gaskraft

Øget vind/sol produktion

Når mængden af vind- og solproduktion stiger, vil det øgede udbud fra disse teknologier betyde, at en mindre del af elforbruget skal dækkes af kul- og gaskondens.

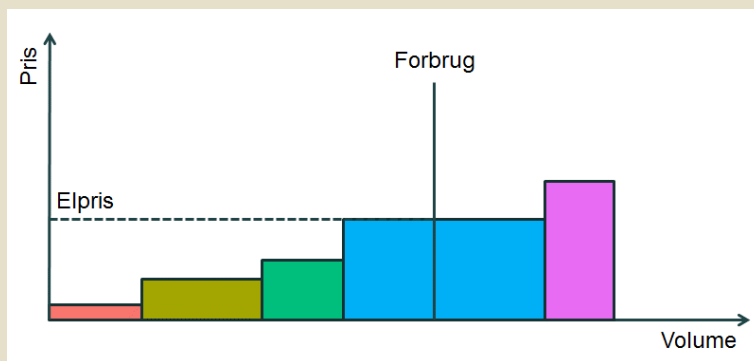
Øget forbrug

Øget forbrug medfører, at gas er prissættende i flere timer. Dermed øges alle kulkraftværkernes indtjenings i disse timer. Det er også til gavn for VE, som får en højere afregning.



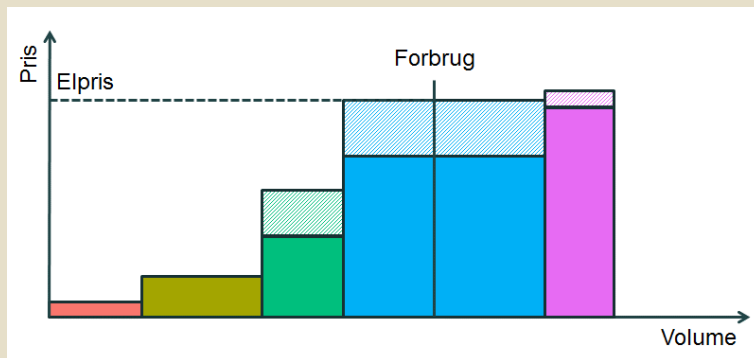
Udgangspunkt

- Vind og sol
- Atomkraft
- Kraftvarme
- Kulkondens
- Gaskraft



Lavere brændselspriser

Faldene brændselspriser betyder en lavere elpris og lavere VE afregning. Hvis naturgasprisen falder mere end kulprisen, går det også ud over kullets indtjening i de timer, hvor gas er prissættende.



Øget kvotepris

En højere kvotepris vil øge omkostningerne til elproduktion på fossile brændsler, særligt kul. Dette giver højere indtjening til fossilfri elproduktion som vind, sol og kernekraft. Herudover giver det mindre indtjening til kul i de timer hvor gaskraft sætter prisen.

Markant VE-udbygning ændrer elmarkedet

Endelig er udviklingen i elforbruget og udbygningen med VE og kernekraft også af betydning. Som eksempel herpå er udviklingen siden 2008, hvor finanskrisen førte til lavere elforbrug og lavere kvotepriser. I kombination med udbygningen af særligt vindkraft og solceller har det ført til, at Nordeuropa er gået fra, at det var gasfyrede værker, der satte prisen i en betydelig del af timerne, til en situation hvor de gasfyrede kraftværker har en meget lav driftstid, og de kulfyrede kraftværker i vidt omfang sætter elprisen.

Kraftværker på vej på pension

Nordeuropas kraftværkspark er aldrende, og en stor del af kapaciteten forventes at gå på pension inden for de næste årtier. Hertil kommer, at en del kraftværker allerede er lukket over de forudgående år, da der ikke kan sikres tilstrækkelig indtjening til at dække værkernes faste omkostninger og da markedet ikke forventer øgede dækningsbidrag inden for de nærmeste år. Således er 35 % af den danske centrale kraftværkskapacitet lukket ned i perioden 2008-2013. Fire svenske kernekraftreaktorer tages ud af drift frem mod 2020 og en række hollandske kraftværker er lukket, mens værdien af nye hollandske kulkraftværker allerede før åbning er blevet nedskrevet betydeligt og analyser peger på at værkernes værdi bør nedskrives yderligere (IEEFA, 2016).

Samtidig peger flere landes myndigheder på at forceret lukning af kulkraftværker som den mest effektive måde at sikre nationale klimamål, fx det tyske miljøagentur (UBA, 2017). Tyskland har allerede planlagt at trække 2,7 GW brunkulsværker ud af markedet ved at overføre dem til en særlig klima-reserve med betaling for at stå standby i stedet for at producere, dette sker som led i at nå klimamål for 2020.

Strammere kapacitet giver højere priser – og flere ekstrempriser

I takt med at kapacitetsbalancen strammes, kan det forventes, at markedspriserne vil stige, så det igen bliver økonomisk attraktivt at levetidsforlænge de tilbageblevne værker eller investere i ny kapacitet.

Der er dog blevet rejst tvivl om, hvorvidt et day-ahead elmarked suppleret af reserve- og balanceringsmarkeder kan sikre effekttilstrækkeligheden i fremtiden, dvs. sikre nok pålidelig elproduktionskapacitet og afbrydeligt elforbrug til at matche spidslastforbruget.

Med oplysninger fra Teknologikataloget (ENS, 2016) kræver det ca. 18 timer med ekstrempriser på 3.000 EUR/MWh om året i gennemsnit, for at forrente en investering i spidslast på kommercielle vilkår¹². Antallet og timingen af de høje elpriser vil være ekstremt svære at forudsige for markedsaktørerne, som derfor kan tænkes at ville være afventende med deres investeringer i ny kraftværkskapacitet. Udover hyppigheden af timer er der også for investorer en teknologisk risiko for at fx lagringsteknologier vil blive en billigere leverandør af spidslast. Usikkerheden i markedet betyder, at potentielle investorer investerer mindre end i markeder høj prisvolatilitet end i markeder med mere stabile priser, selvom det gennemsnitlige prisniveau er det samme. Der er en risiko for, at investorerne vil være så afventende, at effekt-

¹² 8 % real WACC over 20 år, hvilket er den generelle antagelse i Balmorel-simuleringerne.

tilstrækkeligheden falder til et niveau, der er lavere end hvad kan være ønskeligt for samfundet. Dette kaldes for the 'Missing Money Problem' og er eksempelvis beskrevet i CEER, 2013.

Derfor har flere europæiske lande såsom Spanien, Italien, Irland og Portugal allerede indført særskilte markeder til sikring af effekttilstrækkelighed. Storbritannien har indført et kapacitetsmarked med virkning fra og med vinteren 2018/19. Her indkøbes elproduktionskapacitet gennem en auktion, hvor producenter og forbrugsreduktionsressourcer byder kapacitet ind i konkurrence med hinanden. I Frankrig var der etableret et handelssystem for 'kapacitetscertifikater' fra vinteren 2016/17, hvor det er elhandlerne selv, der står for at købe kapacitetscertifikater i forhold til deres individuelle elleverancer i spidslast. I Tyskland har man netop indført en form for strategisk reserve, som allerede kendes fra Sverige, Finland og Belgien. For Tysklands vedkommende skal den strategiske reserve sikre forsyningssikkerheden i de sydlige områder på kort sigt, og man overvejer sideløbende, hvordan en langsigtet løsningsmodel skal udformes. Overblik over kapacitetstiltag i Europa kan ses i EU Kommissionens Sector Inquiry (EU, 2016b).

Indførelsen af et kapacitetsmarked, der sikrer en tilstrækkelig effektbalance, vil fjerne de højeste elpriser fra elspotmarkedet medmindre et naboland uden kapacitetsmarked importerer så store mængder at udbud og efterspørgsel alligevel ikke kan mødes i day-ahead markedet. Dette kunne blive situationen i Tyskland og Frankrig, hvor et tysk kapacitetsunderskud kunne udløse ekstrempriser, der også indtræffer på det franske marked.

Aktører som indgår som del af et kapacitetsmarked indgår i konkurrencen i day-ahead og intraday-markederne som hidtil, og påvirker ikke prisdannelsen direkte, fordi aktørerne fortsat har incitament til, at byde deres produktion ind til elbørsen i forhold til deres variable omkostninger. Prisdannelsen kan dog påvirkes indirekte, fordi kapacitetsmarkedet opretholder et højere niveau af elproduktionskapacitet end i et energy-only marked – hvilket netop er formålet med et kapacitetsmarked. I perioder hvor knaphed i energy-only markedet fører til ekstreme prisspidser, så vil dette ikke ske i samme omfang med et kapacitetsmarked, og reducerer derfor den gennemsnitlig elpris.

Fra forbrugernes synspunkt er der ikke større forskel på, om samfundet vælger et rent energy-only marked eller om man vælger et kapacitetsmarked sideløbende med et energy-only marked. I et rent energy-only marked er der høje omkostninger til energi pga. flere ekstreme prisspidser, ligesom der er omkostninger forbundet med ufrivillig bortkobling pga. manglende effekt. I et kapacitetsmarked skal der omvendt afholdes omkostninger til kapacitet.

EU Kommissionen har i den nye vinterpakke opstillet en række krav til, at aktører i nabolande skal kunne deltage på tværs af landegrænser i kapacitetsmarkeder (EU, 2016c). Det medfører højere konkurrence og lavere kapacitetspriser, ligesom det medfører at konkurrencegrundlaget for aktører i forskellige lande fortsat er så lige som muligt. Grænseoverskridende deltagelse i kapacitetsmarkeder er et forholdsvist nyt emne i elmarkedssammenhæng, og det bliver spændende at følge den praktiske udvikling i de kommende år.

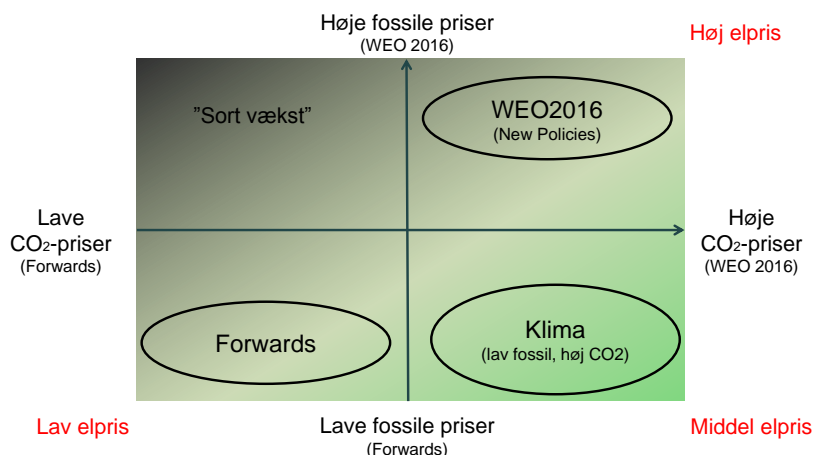
3.2 De simulerede scenarier

Ved brug af Balmorel-modellen har Dansk Energi regnet på tre forskellige scenarier for udviklingen i brændselspriser og kvotepriser frem mod 2035. Disse scenarier skal ses som et forsøg på at udspejle et udfaldsrum for den fremtidige elpris givet forskellige forudsætninger. Hertil kommer udviklingen i forbrug.

Scenarierne adskiller sig primært på, hvilke forudsætninger der er anvendt for inputpriser (brændsler og CO₂). De tre hovedscenarier er:

1. Forwards (Forwards)
2. World Energy Outlook 2016 New Policies (WEO2016)
3. Ambitiøs global klimaindsats (Klima)

Figur 6 Elprisscenarier



Figur 6 De tre hovedscenarier der er gennemregnet i denne udgave af elprisscenarierne.

Forwards-scenariet bygger på, at de fossile brændselspriser og kvotepriser udvikler sig som de finansielle markeder forudsiger frem til 2020, og herefter er de antaget konstante (i faste priser) til 2035. Dette giver mulighed for at studere udviklingen i elpriserne uden variationer i de politisk- og verdensmarkedsbestemte rammevilkår.

WEO2016-scenariet tager udgangspunkt i IEAs brændselsprisprognose fra World Energy Outlook og bruger priser fra New Policies scenariet, der er IEAs middelscenarie, hvor verden gør en mere ambitiøs indsats end i dag, dog uden at nå 2 °C målsætningen. IEAs europæiske priser er korrigeret med Energistyrelsens brændselspristillæg for at få de danske priser. Dette scenarie viser elprisens følsomhed over for højere inputpriser og ændringer i politiske bestemte rammevilkår.

Klima-scenariet kombinerer brændselspriser fra Forwards-scenariet og kvotepriser fra WEO2016 scenariet. Dette scenarie forudsætter en ambitiøs global klimaindsats, hvilket vil få efterspørgslen på fossile brændsler og dermed priserne til at falde samtidig med at kvoteprisen stiger. Elpriserne i dette scenarie ligger mellem dem for Forwards og WEO2016 scenariet.

Baseret på ovenstående scenarier er der gennemregnet en række følsomhedsscenarier, der belyser effekter omkring forbrug, transmission og teknologiomkostninger på elprisdannelsen.

3.3 Følsomheder

Der er en række forhold udover udvikling i CO₂- og brændselspriser, som påvirker prisdannelsen på det nordeuropæiske elmarked. Med henblik på at undersøge effekten af en række centrale usikkerheder er gennemført supplerende følsomhedsanalyser.

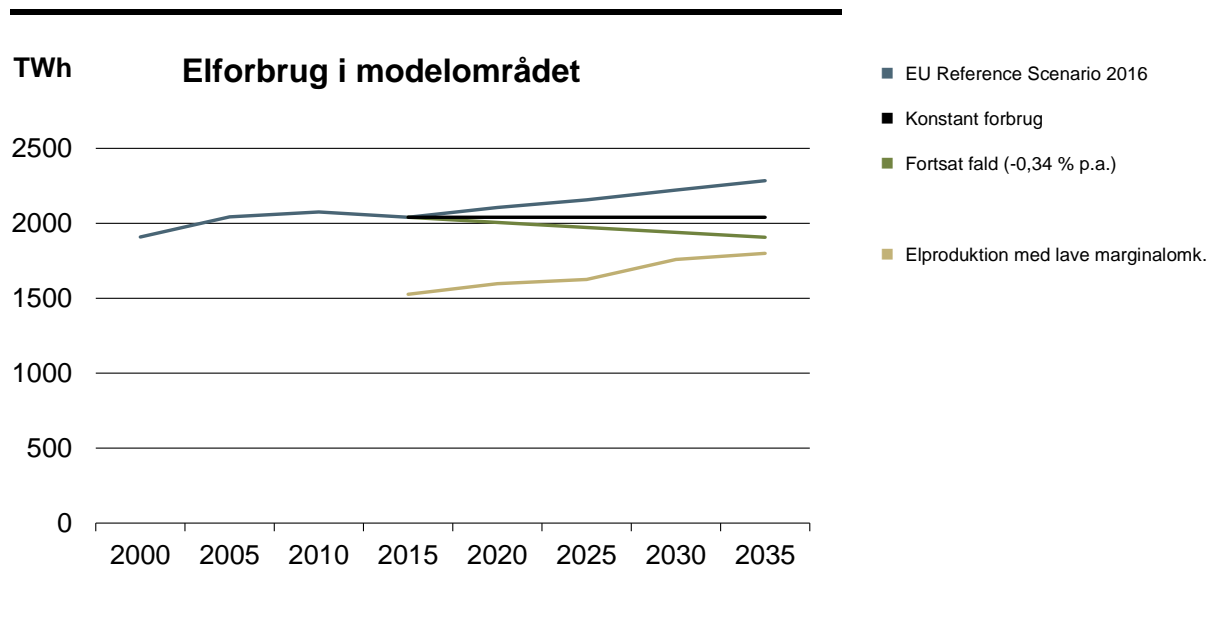
Udvikling i elforbruget er en stor usikkerhed (med stor effekt)

Som væsentlig ændring ift. elprisscenarierne fra sidste år, har vi i dette års elprisscenarier set på hvad forskellige elforbrugsudviklinger betyder for elprisen. Som bud på et lavt elforbrugsscenario har vi antaget at faldet i elforbrug i 2010-2015 fortsætter. I denne periode faldt elforbruget med 0,34 % p.a. i Nordvesteuropa. Som højforbrugsscenario har vi anvendt EU Kommissionens referencescenario for 2016 (EU, 2016). I dette scenarie stiger elforbruget med 0,57 % p.a. frem mod 2035. Mellem disse to scenarier har vi lagt vores hovedscenarie, der analyserer en fremtid med et elforbrug, der er uforandret over tid, idet det antages at nyt forbrug opvejes af besparelser. Forskellen på det høje og lave scenarie er 377 TWh i 2035.

Lave priser når lavt forbrug og lave marginal omkostninger

Figur 7 viser de tre forskellige udviklinger sammen med den historiske udvikling fra år 2000. Hertil er indtegnet mængden af elproduktion med lave marginalomkostninger (vand, vind, sol, kernekraft, brunkul, biomasse, biogas og affald)¹³. Spændet mellem denne kurve og elforbrugskurverne angiver mængden af elproduktion (kul og gas) der skal sætte en markedspris på el. Med fortsat fald i elforbrug og en politisk drevet VE udbygning vil det være en meget lille mængde produktion, der skal sætte prisen. Et sådant system vil for det første have meget lave elpriser, da de billigste fossile værker typisk kan dække det resterende forbrug, men systemet vil også være følsomt over for udsving i produktionen fra fx vind og oftere se at produktionen fra kilder med lave marginalomkostninger overstiger forbruget, hvorved prisen falder til et meget lavt niveau. Det er sandsynligt at markedet i et sådant scenarie vil reagere ved at lukke fx kernekraftværker eller ved at den politiske vilje til at opføre mere vedvarende energi vil være aftagende. Det er dog ikke modelleret.

¹³ Nogle af de nævnte teknologier har ikke lave marginalomkostninger, men vil pga. støtte byde ind med en lav pris i elspotmarkedet.

Figur 7 Forskellige bud på elforbrugsudviklingen

Figur 7 Sammenstilling af historisk elforbrugsudvikling i de lande der modelleres i Balmorel. Det centrale scenarie med konstant elforbrug (som sidste år) er indtegnet sammen med den forventede udvikling i EU Reference scenario 2016 (+0,57 % p.a.) og en fortsættelse af faldet i elforbrug med den takt, der blev set i perioden 2010-2015 (-0,34 % p.a.). På figuren er indtegnet volumen af elproduktion med lave marginalomkostninger. Spændet mellem denne kurve og elforbrugskurverne angiver mængden af elproduktion som skal afgøres på markedsvilkår.

Kilde: EU, 2016

Betydningen af eltransmissionsmuligheder ud af Danmark og Norden er analyseret i afsnit 0. Her ses på et scenarie hvor Viking Link fra Vestdanmark til Storbritannien ikke realiseres og tilgængeligheden på den jysk-tyske grænse ikke forbedres væsentligt.

Hertil har vi analyseret betydningen af faldende omkostninger for landvind i Norden givet det meget store potentiale for at opstille vindmøller i Norge og Sverige. De faldende omkostninger på havvind og solceller er også analyseret og præsenteres i afsnit 7.5.

3.4 Central antagelse om energy only marked

I alle scenarierne er det antaget, at der ikke er kapacitetsmarkeder i landene, og derfor vil modellen kun investere i kapacitet, hvis værkerne kan tjene pengene hjem i elspotmarkedet. Det medfører, at der vil optræde timer, hvor elspotprisen rammer prisloftet på 3.000 EUR/MWh (Nordpool, 2013). Nærmere bestemt skal elprisen ramme prisloftet i 18 timer i gennemsnit per år, for at forrente investeringen i et spidslastværk (OCGT), der kun får sine indtægter fra elspotmarkedet¹⁴. Denne simulering svarer til en situation med energy-only eller strategisk reserve aktiveret ved prisloft¹⁵. Tyskland har valgt

¹⁴ Omkostningen til OCGT er udregnet på baggrund af data fra Teknologikataloget (ENS, 2016) og med afskrivninger over 20 år med 8 % realrente, som øvrige investeringer i modelkørlserne.

¹⁵ Energy-only refererer til et system, hvor ingen kraftværker får betaling for kapacitet. I tilfældet med for lille udbud, må man da gøre købsbud mindre. I et system med strategisk reserve dækker reserven (der ikke er tilgængelig for elspotmarkedet i øvrigt) de manglende købsbud for at få

sidstnævnte model og Energinet.dk har også ønsket at indføre et sådan marked i Østdanmark i perioden 2016-2018 (Energinet.dk, 2014).

Højere prisloft under overvejelse – dog ikke modelleret her

Der ses i øjeblikket på en forhøjelse af prisloftet. Energinet.dk arbejder efter et princip om, at prisloftet skal være højere end Value Of Lost Load (VOLL)¹⁶, og foreslår konkret 15.000 EUR/MWh (Energinet.dk, 2015). Formålet med et prisloft over VOLL er, at et stærkere prissignal hjælper til at aktivere det fleksible forbrug, fordi det nuværende lavere prisloft på 3.000 EUR/MWh ikke hjælper til at gøre efterspørgselssiden fleksibel – mange vil altid ønske at bruge strøm uanset prisen. Teoretisk set vil et prisloft på 15.000 EUR/MWh betyde, at en investering i et gasfyret spidslastanlæg (OCGT) er tjent hjem når prisloftet i gennemsnit rammes knap 4 timer om året. Selvom et højere prisloft umiddelbart kan være gunstigt for elproducenter, så betyder det dog også en forøget risiko, da omkostningerne ved havari - og dermed behov for afdækning af den opstående ubalance i markedet – kan blive tilsvarende dyrt.

Kapacitetsmarked eller energy only – to måder at aflønne elproduktion

I tilfælde af et kapacitetsmarked ville kraftværkerne teoretisk set modtage en compensation svarende til den, der kan opnås gennem energy-only markedet, idet både kapacitetsbetalingen og indtjeningen fra ekstrempriser skal modsvare omkostningen til etablering af ny spidslastkapacitet. Omkostningen for samfundet vil derfor teoretisk være det samme, men en del af betalingen flyttes fra elspotmarkedet og over i kapacitetsmarkedet. I fraværet af ekstrempriser vil elspotprisen vil blive lavere, men forbrugernes elregning vil indeholde bidrag til kapacitetsbetaling.

Britiske erfaringer med kapacitetsmarked

Regeringen i UK indkøber kapacitet ved en auktion fire år før levering. Sidste efterår blev auktionen afholdt for perioden oktober 2020 til september 2021. Der blev samlet indkøbt 52,4 GW kapacitet og både eksisterende og nye værker bød ind i auktionen. Blandt vindteknologierne var nye gaskraftværker og batterier samt forbrugsfleksibilitet, der kan bruges til at dække/afhjælpe spidslastbehovet. Nye aktører havde mulighed for at opnå tilsagn om betaling i 15 år (NationalGrid, 2016).

Markedet blev clearet til 22,5 £/kW/år. Dette svarer til knap 200.000 kr./MW/år, hvilket svarer til ca. 9 timer på prisloftet og dermed ca. halvdelen af det niveau, som der kræves i modellen for at opnå investeringer i nye værker – i fravær af indtægt fra energiproduktion:

Tre mulige forklaringer på den lavere pris kunne være:

1. Den lavere pris kan forklares ved at værkerne ser mulighed for at hente indtjening ved drift i det almindelige spotmarked (som de ikke er udelukket fra at deltage i).
2. Evt. lavere omkostninger end hvad der fremgår af Teknologikataloget
3. Sikkerheden i en betaling i 15 år vil formentlig føre til lavere risikopræmie og dermed lavere forrentningskrav hos investorer i elproduktionskapacitet.

Det britiske kapacitetsmarked reducerer sandsynligheden for ekstreme elpriser i forhold til et rent energy-only marked, hvor niveauet af produktionskapacitet kan falde lavere end hvad der kræves for at opretholde den politisk fastsatte forsyningsikkerhedsstandard. I disse situationer vil det forholdsmæssigt højere udbud af elproduktion sikre at spotmarkedet (næsten) altid kan cleares til en moderat pris.

¹⁶ VOLL er forbrugernes betalingsvillighed af elektricitet og den pris som de teoretisk vil betale for at undgå ufrivillig bortkobling.

3.5 Metode

Balmorel er en partiel ligevægtsmodel, der simulerer el- og fjernvarmesystemerne i det område, der undersøges. Eltransmissionsnettet repræsenteres i modellen som en række geografiske områder forbundet med transmissionslinjer. Modellen finder i en samlet optimering den billigste måde at tilfredsstille et givet elforbrug og fjernvarmeforbrug i hvert enkelt tidskridt hen over et helt år. Dette sker ved at afgøre, hvilke anlæg der skal køre hvornår, samt driften af lagre, transmissionsforbindelser og evt. fleksibelt forbrug. Modellen kan desuden investere i ny teknologi, hvis det bidrager til at reducere de samlede omkostninger. Resultatet bliver en simulering af et perfekt elmarked med fuld information. Ved at se på marginalomkostningen ved elproduktion i hver enkelt time kan elprisen udledes af modelkørslerne. Hertil kommer alle de fysiske oplysninger fra systemdriften såsom brændselsforbrug og eludveksling mellem områderne.

Modellen regner selskabsøkonomisk i den forstand, at brændselsafgifter er medtaget. Desuden anvendes et højere forrentningskrav ved investeringer (8 % realrente over 20 år) end de gængse samfundsøkonomiske forrentningskrav.

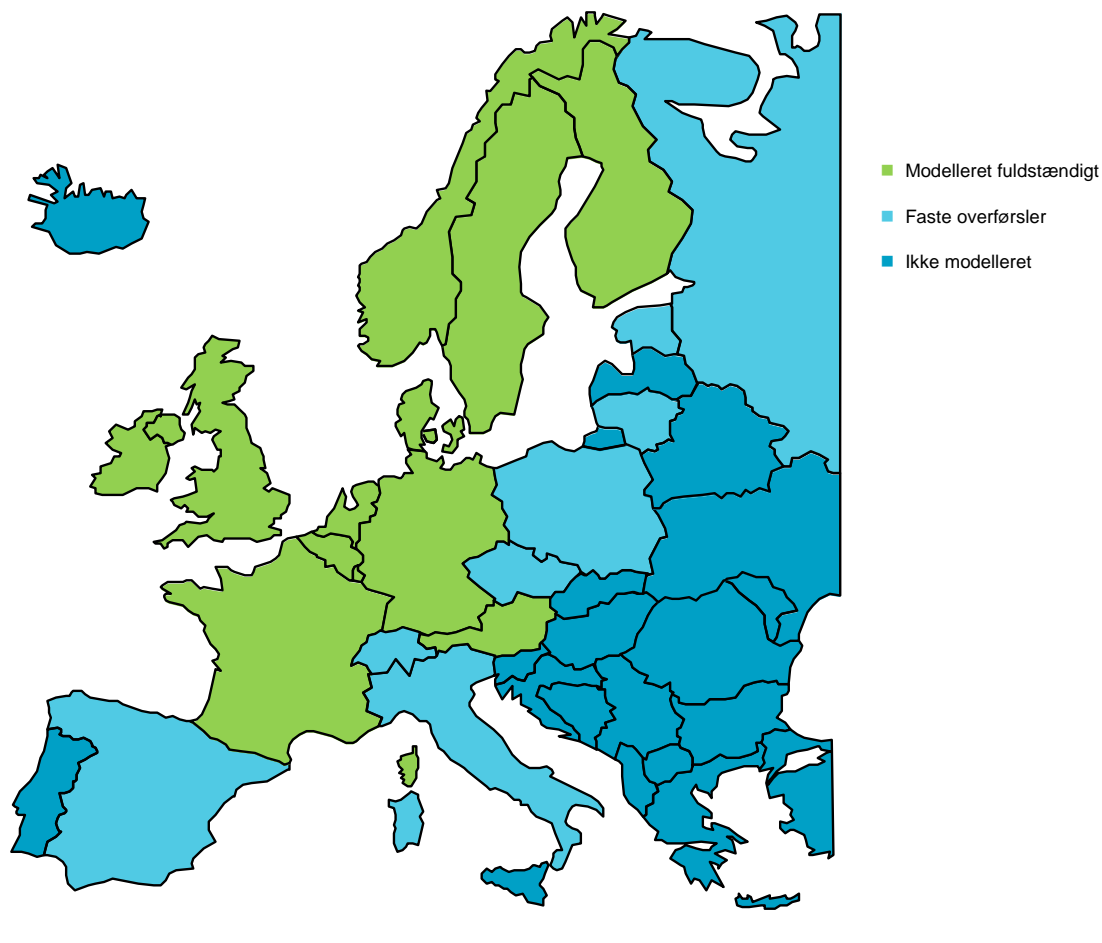
Støttesystemer kunne medtages, men det er undladt her, da der hersker betydelig usikkerhed om det fremtidige støtteniveau i de forskellige lande. Dette betyder, at biomasse, havvind og solceller konkurrerer på kommercielle vilkår i modellen udover hvad der er lagt ind i modellen. Til forskel fra sidste års scenarier er der anvendt et udbygningsforløb for havvind helt frem til 2030. Dette er besluttet på baggrund af at flere og flere lande har udmeldt politiske planer for udbygningen efter 2020. Der er desuden lagt udbygningsforløb ind for kernekraft og landvind ind i modellen, hvilket beskrives nærmere i Appendiks 2 - Forudsætninger.

Modellering af lande, som er mest afgørende for dansk elprisudvikling

Det modellerede område fremgår af Figur 8. Valget af lande er sket ud fra en vurdering af, hvilke lande der er centrale for prisdannelsen i Danmark frem mod 2035. De grønne lande er modelleret fuldstændig, og der er beregnet elpriser for disse. De lyseblå lande er modelleret med faste overførsler, der følger den historiske profil for 2013, med undtagelse af Estland, Lithauen og Polen, der følger den historiske profil for den svensk-polske kabel i 2015. Dette betyder en eksport på ca. 100 MW om natten og 500 MW om dagen mod hvert af landene¹⁷.

¹⁷ Udvekslingen på EstLink (Finland – Estland) er skaleret op med knap 50 %, da kablet er 1000 MW modsat SwePol og NordBalt, der hver er 700 MW.

Figur 8 Modelleret område



Figur 8 Lande farvet med grønt er modelleret fuldstændigt, mens faste overførsler er lagt ind på grænserne til de lyseblå lande. Mørkeblå lande er ikke modelleret.

I de lande hvor kraftvarme er af stor betydning for elproduktionen er der defineret fjernvarme/procesvarme-behov. Dette er tilfældet i:

- Sverige
- Finland
- Tyskland
- Holland
- Danmark

I udlandet er kraftvarmen modelleret groft, men i Danmark er fjernvarmen modelleret for 28 områder. Heraf repræsenterer 14 faktiske store fjernvarmesystemer (som f.eks. Odense), mens 9 områder i Vestdanmark og 5 områder i Østdanmark er aggregerede områder, der f.eks. indeholder alle de små værker, der alene har en gasmotor og gaskedel.

For en detaljeret beskrivelse af Balmorel-modellen henvises til Appendiks 1 - Balmorelmodellen.

3.6 Forudsætninger

Herunder er de vigtigste forudsætninger beskrevet. For en nærmere beskrivelse af de anvendte forudsætninger henvises til Appendiks 2 - Forudsætninger.

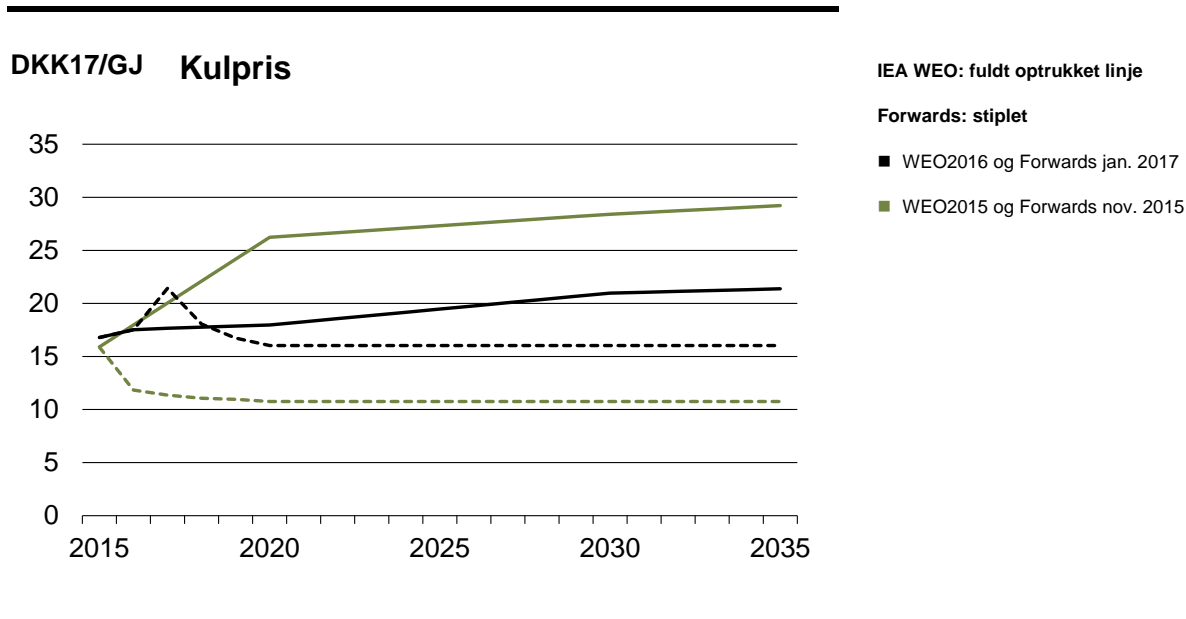
Figur 9 og Figur 10 viser priser for kul og gas i de forskellige scenarier. Disse to brændsler har størst betydning for prisdannelsen. Derudover er den anvendte CO₂-kvotepris, der varierer i scenarierne, vist i Figur 11. Figureerne medtager også priserne anvendt i sidste års elprisscenarierapport (Dansk Energi, 2016) for at vise udviklingen i forventningerne det seneste år.

Knap så stort udfaldsrum for kulpriser som tidligere

Sidste års scenarier udspændte et meget stort udfaldsrum for kulprisen med hele 15 kr./GJ forskel i 2020. Siden da er forwardprisen steget betydeligt og IEA har foretaget en endnu større reduktion i forventningen til den fremtidige kulpris. På den korte bane har udviklingen vist sig at gå i retning mod IEAs forudsigelser fra WEO2016 med en kulpris i 2017 over 20 kr./GJ, selvom markedet forventer at prisen falder igen frem mod 2020. Den meget store afvigelse viser at forudsigelseskraften i forwardmarkedet er ganske begrænset. Ligeledes er IEAs fremskrivninger også behæftet med en meget betydelig usikkerhed, når de på et enkelt år kan justere deres forventning til kulprisen tre år frem fra 26 til 18 kr./GJ. Det kan derfor ikke konkluderes, at der er større sikkerhed om den fremtidige kulpris på baggrund af at de to forløb ligger tættere på hinanden i dette års elprisscenarier.

Naturgas- og kvoteprisen byder begge på mindre nedjusteringer for begge scenarier over hele perioden mens det store spænd mellem Forwards og WEO fastholdes.

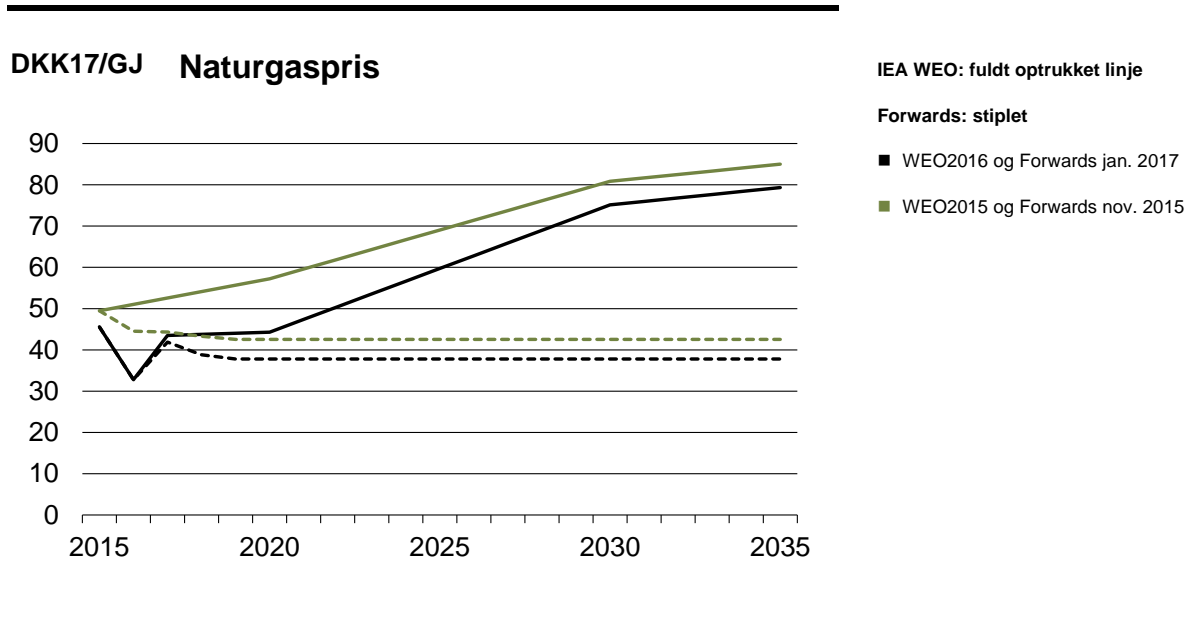
Figur 9 Kulpriser anvendt i modelkørsler



Figur 9 Kulpriser anvendt i Forwards- og WEO-scenariet. Stiplede linjer for forwardpriser og fuldt optrukne linjer for IEA WEO. Her vist ift. priserne, der blev anvendt i sidste års elprisscenarier.

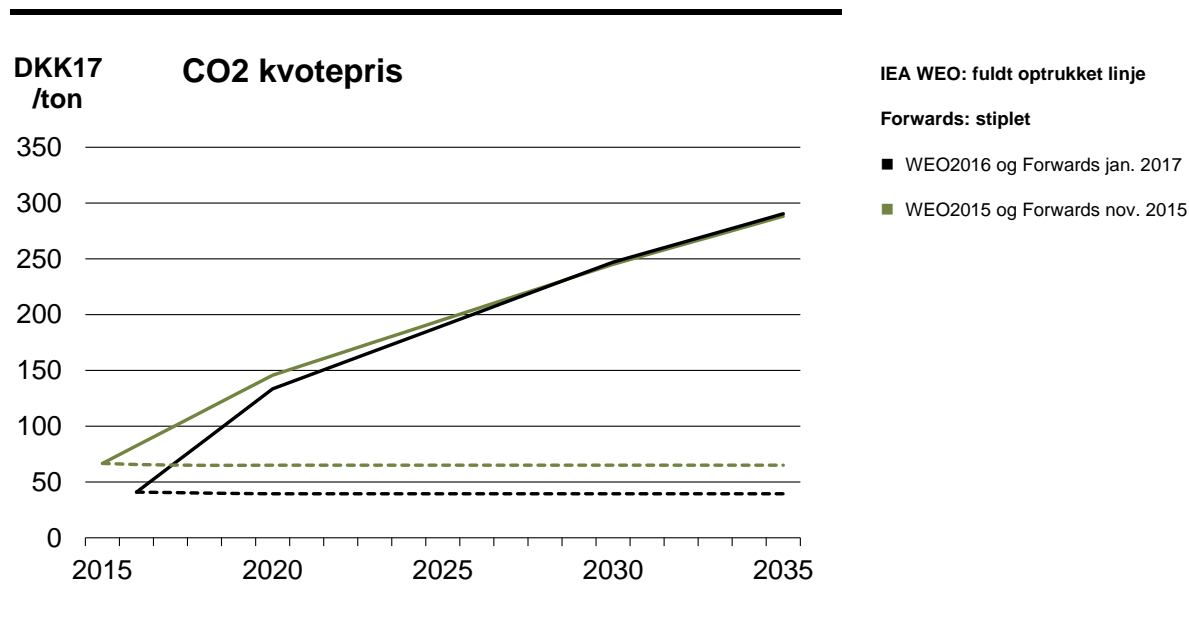
Kilde: IEA, 2015 og IEA, 2016; Forwards hentet fra SysPower 02-11-2015 og 03-01-2017.

Figur 10 Naturgaspriser anvendt i modelkørsler



Figur 10 Naturgaspriser anvendt i Forwards- og WEO-scenariet. Stiplede linjer for forwardpriser og fuldt optrukne linjer for IEA WEO. Her vist ift. priserne, der blev anvendt i sidste års elprisscenarier. Naturgasprisen er (jf. Energistyrelsens metode) korrigeret med et fradrag på -11,6 kr./GJ, der aftrappes lineært frem mod 2030 i takt med at Europas gaspriser forventes at konvergere.

Kilde: IEA, 2015 og IEA, 2016; Forwards hentet fra SysPower 02-11-2015 og 03-01-2017.

Figur 11 CO₂-kvotepriser anvendt i scenarierne

Figur 11 Kvotepriser anvendt i Forwards- og WEO-scenariet. Stiplede linjer for forwardpriser og fuldt optrukne linjer for IEA WEO. Her vist ift. priserne, der blev anvendt i sidste års elprisscenarier.

Kilde: IEA, 2015 og IEA, 2016; Forwards hentet fra SysPower 02-11-2015 og 03-01-2017.

Antagelse om fortsat udbygning med VE – uanset afregning

Der er lagt et scenarie ind for udbygning og skrotning af kernekraft, vandkraft, og landvind helt frem til 2035, så modellen ikke har mulighed for at investere i disse teknologier¹⁸. Scenariet er baseret på forventninger til udbygningen og baserer sig på flere forskellige kilder. Kernekraftkapaciteten er politisk styret, hvilket ses med både den tyske plan for udfasning og den engelske beslutning om at støtte opførelsen af Hinkley Point C. Med den meget høje pris for Hinkley Point og de kraftigt faldende priser for vedvarende er det vurderet at der hverken er kommerciel eller politisk appetit på opførelse af yderligere kernekraftværker end de allerede besluttede. For landvind og vandkraft skyldes brugen af et eksternt scenarie en vurdering af, at den primære begrænsning for udbygning med disse teknologier er velegnede placeringer, hvorimod økonomien generelt er så god at det må forventes at markederne vælger at bygge på kommercielle vilkår eller at politikerne vil støtte disse teknologier som billigste VE-kilder op til en grænse givet af egnede placeringer. For solceller sker der også en politisk drevet udbygning gennem udbud og hertil finder der en udbygning sted, der ikke drevet af priserne i elspotmarkedet men af slutkundepriser og nettomålerordninger o. lign. Modellen kan i alle år investere i både havvind og solceller, hvis det er økonomisk fordelagtigt på rene markedsvilkår.

¹⁸ I en enkelt følsomhedsanalyse ses der på investeringer i landvind i Norge og Sverige, der har ikke har de samme begrænsninger på egnede placeringer pga. den lavere befolkningstæthed.

Antagelse om kraftværkslukninger baseret på teknisk levetid

For øvrige teknologier er der taget udgangspunkt i den nuværende kraftværkspark og værker, der er under opførelse.

Derudover er der regnet med skrotninger af værker baseret på følgende levetider:

- Damp turbineanlæg (kul, brunkul, gas, biomasse): 45 år
- Gasturbineanlæg: 30 år
- Motoranlæg: 20 år

Særligt for England, der har særligt gamle kulkraftværker er levetiden øget til 50 år. Pga. værkernes alder sker der alligevel en de facto udfasning af kulkraft i England frem mod 2025.

I praksis er det muligt at levetidsforlænge anlæggene i adskillige år udover de ovenstående levetider, mens andre anlæg skrottes efter væsentligt kortere tid end ovenstående. Som eksempel på sidstnævnte kan nævnes de danske kulkraftværker, der er lukket ned i de seneste år. Værkernes levetid beror på en økonomisk beslutning og forholdene i markedet, men vi har ikke i dette studie inddraget effekten af elprisens udvikling på beslutninger om levetidsforlængelser.

Antagelse om transmissionskapacitet som i udmeldte planer

Endelig er der lagt en antagelse ind for udbygningen af transmissionskapacitet og tilgængelighed af samme mellem landene. Førstnævnte antagelse varierer i følsomhedsscenariet med begrænsede transmissionsmuligheder ud af Danmark. Antagelserne baserer sig på transmissionssystemoperatørernes (TSO'ernes) udmeldte planer og forventninger.

Hvor ekstreme er scenarierne? Og hvad kan i øvrigt påvirke elprisen?

De anvendte forudsætninger udspejler ikke det fulde udfaldsrum for de forskellige parametre. Både WEO inputpriser og Kommissionens elforbrugsforløb er centrale fremskrivninger fra IEA og EU. Der kan tænkes scenarier med højere brændselspriser og højere elforbrug. Omvendt kan der også tænkes scenarier med lavere inputpriser end hvad forwardmarkedet forventer og yderligere aftagende forbrug. Et kollaps af EU's kvotehandelssystem vil fx reducere kvoteprisen til nul.

Vi har fx valgt at analysere et rimelig moderat udfaldsrum for elforbruget. Et gennembrud for elektrisk transport og økonomisk vækst vil fx kunne øge efterspørgslen betydeligt.

Vi har med vores valg af forudsætninger og metode afgrænset os fra en række teknologier og regulatoriske rammer, der kan påvirke elprisen betydeligt i fremtiden.

Disse drejer sig fx om gennembrud i **lagringsteknologier**, der kan påvirke prisdannelsen dels ved at udglatte priserne så antallet af høje priser og lave priser reduceres, og dels ved at kunne indpasse mere vind og sol, der kan bidrage til at trykke den generelle elpris.

Fortsætter de meget kraftige **prisfald** på solceller og havvindmøller, der er set over de seneste år kan det også påvirke elpriserne ved at lægge et loft over elprisen i scenarierne med de højeste brændselspriser.

Det **forrentningskrav** som investorer kræver ved investering i ny kapacitet er centralt i forhold til investeringer i spidslast og konkurrencedygtigheden af vind og sol. Der er i modelleringen forudsat 8 % real WACC over 20 år for projekter, der realiseres uden statsstøtte, men det kan tænkes at være både lavere og højere for forskellige teknologier. EcoFys har interviewet adskillige udviklere og banker om investeringer i landvind og konkluderer at der i Sverige (hvis certifikatmarked + spotmarked har tilnærmelsesvis samme risikoprofil som et rent spotmarked) opereres med en *nominal* WACC på 7,4-9,0 % modsat Danmark, hvor vindmølleejere har delvis eksponering til markedsprisen (WACC på 5-6,5 %) og Tyskland, der har faste betalinger i en del af årene (WACC på 3,5-4,5 %) (EcoFys, 2016).

Indførelsen af **kapacitetsmarkeder** bredt i hele modelområdet kan eliminere ekstrempriser fuldstændig og reducere hyppigheden af høje priser. Et sådan marked har stor indflydelse på den gennemsnitlige elpris, men har mindre betydning for aktørernes økonomi, idet elforbrugere betaler for kapacitet gennem andre elementer på elregningen og kraftværkerne får indtjening fra kapacitetsmarkedet i stedet for ekstrempriserne. Vindmøller og solceller får ikke del i kapacitetsbetalingerne, men ville heller ikke få nævneværdig indtægt fra ekstrempriser, da disse i hovedsagen vil indtræffe, når vinden ikke blæser og solen ikke skinner.

Øget transmission mellem landene særligt efter 2030 er ikke analyseret. Udbygning med flere transmissionslinjer fra Norden til Storbritannien eller Kontinentet og interne netforstærkninger kan bidrage til at udglatte elpriserne.

Opdeling af budområder er heller ikke analyseret. Det europæiskeagentur for samarbejde mellem energimyndigheder (ACER) har anbefalet at budområder defineres ud fra flaskehalse i transmissionsnettet og ikke ud fra nationale grænser. De nuværende høje omkostninger til modhandel i Tyskland kunne føre til, at man på sigt opdelt Tyskland. Ligeledes diskuteres en opdeling af Frankrig. Et resulterende Nordtysk område, der er nettoproducent vil få lavere elpriser end den nuværende samlede tyske pris. Dette vil påvirke den danske elpris negativt. Hvor meget afhænger af udbygningen af internt tysk net.

4 Prisdannelsen historisk og på kort sigt

I dette afsnit redegøres for elprisernes historiske udvikling og markedets forventninger til elpriserne de nærmeste år samt udviklingen i de vigtigste inputpriser. De sidste seks års faldende elpriser drevet af faldende brændselspriser, faldende forbrug, vådår og prispres fra en højere andel vedvarende energi i Norden og Tyskland ser ud til at have nået bunden. Elprisen er steget fra 2015 til 2017, men forventes at falde tilbage til 2015 niveau igen frem mod 2020. Dette skyldes at de nuværende høje brændselspriser forventes at være midlertidige og at fortsat udbygning med vedvarende energi vil presse elprisen endnu tættere på kulmarginalen i Tyskland, der opbygger produktionsoverskud frem mod kernekraftlukninger i 2021-2022. Udbygningen med vindkraft presser prisen endnu lavere i Norge, der opbygger produktionsoverskud med svage eksportmuligheder indtil transmissionsudbygningen mod Tyskland og Storbritannien går i drift omkring 2020.

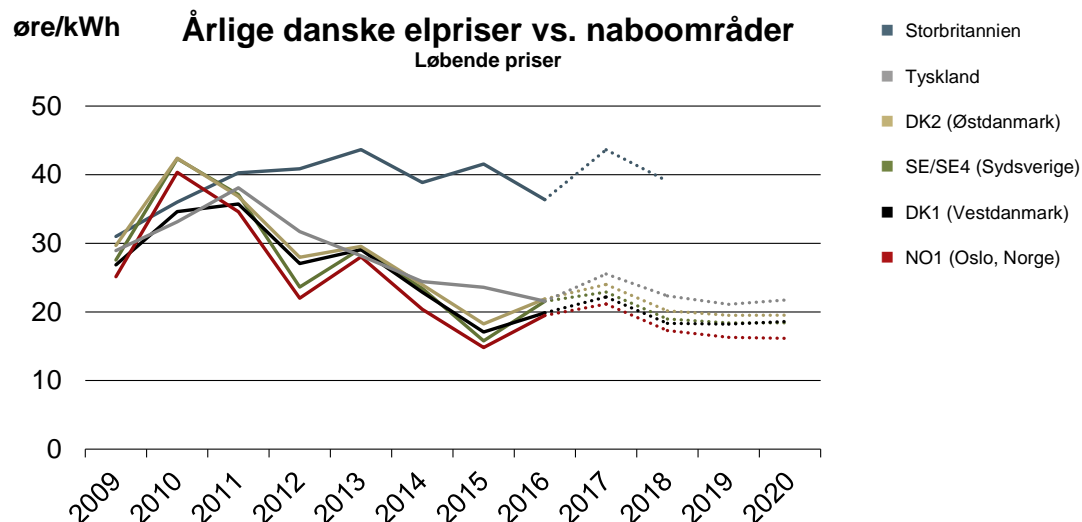
Med vores store transmissionskapacitet til nabolandene indtager Danmark en rolle som transitland mellem det nordiske og det centraleuropæiske elsystem. Som transitland mellem Norden og Centraleuropa vil de danske elpriser blive påvirket af vores nabolande – både de nordiske priser funderet i et vandkraftbaseret system og de centraleuropæiske priser funderet i et termisk (brændselsbaseret) system.

Forwards-markedet udtrykker markedsaktørernes forventning til elprisens udvikling 3-4 år frem. Forventningen til priserne i de Nordiske lande er, at de efter den nuværende kortvarige stigning vil finde tilbage til det lave 2015-niveau (se Figur 1).

Figur 12 viser den historiske udvikling og forwardmarkedets forventninger de kommende år¹⁹. Det ses at den danske pris både historisk og fremadrettet ligger mellem den tyske og prisen i de nordiske lande. Efter flere års fald i elprisen vendte billedet sidste år drevet af et prishop på verdensmarkedet for kul pga. midlertidig stor kinesisk import. Frem mod 2020 forventes en tilbagevenden til det rekordlave 2015-niveau for elprisen. Tages det i betragtning, at 2015 var et år med mere nedbør til rådighed for vandkraften i Norden end normalt, indikerer det en forventning til endnu lavere priser i vejrmæssige normalår for alle de nordiske lande. Prisfaldet hænger sammen med forventninger til svagt faldende kul- og gaspriser de kommende år samt øgede mængder vind og sol. De tyske priser falder også, men holder sig over de danske i hele perioden.

¹⁹ Handlen med forwards er stor på den korte bane, men likviditeten aftager hurtigt, hvorfor forwardsprisen skal fortolkes med forsigtighed.

Figur 12 Årlige elpriser i Norden, Tyskland og Storbritannien



Figur 12 Årlige historiske elpriser og markedsforventningen mod 2018. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Forward-kontrakter.

Kilde: SysPower. Forwards trukket 03.01.2017.

De danske elpriser bliver overordnet set bestemt af forbrugsudvikling, brændselspriser, udbygning af VE og kernekraft, samt mulighederne for at udveksle el med vores nabolande, dvs. kapaciteterne af transmissionsforbindelser mellem landene. Uden stærkere transmissionsforbindelser mod nabolandene vil den forventede udbygning af VE i Norden føre til lave priser i Norden. Forwardkurven viser stigende priser på den anden side af 2020, hvor 2x1400 MW kabler fra Norge til hhv. Storbritannien og Tyskland går i drift (forwardkontrakten for Norge for 2023 trukket på samme dato som i figuren er på 22 øre/kWh²⁰).

Danmark mellem højt- og lavprismråde – transmission afgørende

For at Danmark er så godt forbundet til vores nabolande sættes den danske elpris typisk i et langt større marked. Den danske pris er typisk enten sammenfaldende med den tyske, norske eller svenske pris. Afhængig af kapaciteten af udlandsforbindelserne og tilgængeligheden af disse vil Danmark primært koble mere eller mindre med de forskellige lande. Som eksempel på dette kan vårdårene 2012 og 2015 sammenlignes. I 2015 koblede Danmark hårdere til Norden da Skagerak 4 kablet havde øget transmissionskapaciteten mellem Vestdanmark og Norge og tilgængeligheden på den jysk-tyske grænse var blevet yderligere forværret. Det samme var tilfældet i 2016, selvom det er sværere at se af figuren pga. det mindre spænd. Betydningen af reduceret transmission fremadrettet behandles i afsnit 0.

²⁰ For forwards der ligger langt ude i fremtiden er likviditeten typisk lille hvorfor værdierne af disse skal fortolkes med forsigtighed.

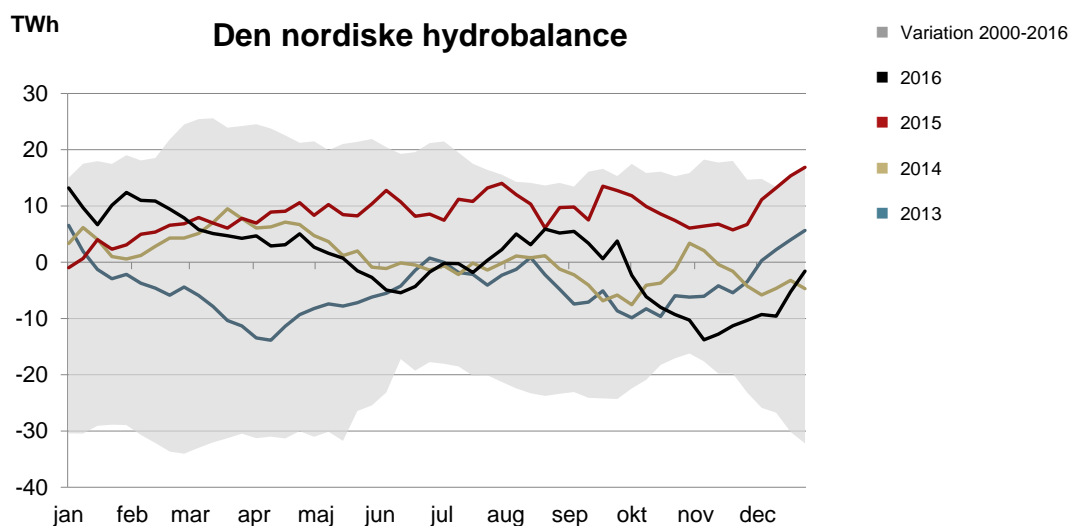
I enkelte år vil sæsonmæssige udsving i fyldningsgraden af vandreservoirene i Norden påvirke det generelle prisniveau i Danmark. Denne effekt er tydelig, når der ses på den historiske udvikling (se fx tøråret 2010). Da disse udsving er svært forudsigelige, har de betydning for Forwards-kontrakter, som rækker et års tid ud i fremtiden, men begrænset betydning for længere Forwards-kontrakter.

I de nedenstående sektioner gennemgås de større ændringer i elsystemet, der har påvirket elprisudviklingen i det forgangne år. Dernæst analyseres den historiske prisudvikling og forventningerne til de danske elpriser på den korte bane. Afslutningsvis diskuteres faktorer, der påvirker den danske prisudvikling.

4.1 Større ændringer i elsystemet i løbet af det sidste år

2016 markerede et (måske) midlertidigt vendepunkt i flere års faldende elpriser. Ovenpå 2015, der slog rekord med laveste elpriser i 14 år i en kombination af store mængder nedbør, kraftig vind og lave brændselspriser, blev 2016 året hvor elpriserne steg jævnt og for nogle lande sluttede i et ekstremt højt niveau pga. problemer med fransk kernekraft. I Tyskland og Danmark sluttede 2016 med en jul præget af negative priser på stribe pga. kraftig vind og lavt forbrug. Nedbørmæssigt var 2016 et relativt tørt år med kortvarig spekulation i november om hvorvidt priserne i vinteren ville stige pga. knaphed på vand (se Figur 13). Marginalomkostningerne til elproduktion på kul steg jævnt over hele året, idet kulprisen næsten blev fordoblet.

Figur 13 2016 var et tørt år



Figur 13 Hydrobalancen angiver afvigelsen fra medianen i mængden af opmagasineret nedbør målt som sne, vand i øvre jordlag og vand i reservoirer. I vådår er afvigelsen positiv. Balancen er opgjort relativt til gennemsnittet for perioden 2000-2016.

Kilde: SysPower

Meget lav pris på VE-certifikater i Norge og Sverige

Norge og Sverige besluttede i 2015 at øge mængden af ny vedvarende elproduktion i deres fælles certifikatmarked fra 26,4 TWh til 28,4 TWh i 2020. Efter et længere og omtumlet forløb besluttede Statkraft i februar 2016 at investere 11 mia. norske kroner i det 1.000 MW store Fosen Vind projekt, der forventes at generere 3,4 TWh og dermed udgøre 12 % af certifikatmarkedet (Statkraft, 2016). Med dette og en række andre mindre projekter kunne certifikatbørsen SKM melde fuldt hus i markedet i januar 2017, hvilket frem til midten af februar fik priserne til at falde til under 50 SEK/MWh fra et niveau på 120 SEK/MWh ved årets udgang nede fra 160 SEK/MWh i januar 2016. Ifølge brancheforeningen Svensk Vindenergi blev der indgået bindende kontrakter på leverancer af vindmøller på samlet 273 MW i 4. kvartal 2016 (SV, 2017). Den fortsatte investeringslyst på trods af de lave certifikatpriser vidner om at vindkraft er ved at være konkurrencedygtigt på kommercielle vilkår.

Udsigt til mindre kernekraft produktion i Sverige mere i Finland

Udsigten til fortsat lave elpriser og en forhøjet kernekraftafgift i Sverige fik ejerne af de fire reaktorer Ringhals I og II og Oskarshamn I og II til at melde ud af disse værker lukker før 2020. Ringhals II var under opgradering for et større milliardbeløb, men vil ikke blive idriftssat igen. Kapacitetsnedgangen som følge af disse lukninger er ca. 2850 MW, men produktionsnedgangen i forhold til nu vil kun være 13 TWh pga. den lave benyttelsestid for de fire reaktorer (ca. 50 % - som følge af opgraderinger og revisioner). Faldet i produktion på de svenske kernekraftværker modsvares af åbningen af den stærkt forsinkede finske kernekraftreaktor Olkiliuto 3, der forventes at gå i drift ultimo 2018 med en kapacitet på 1600 MW og en årsproduktion på ca. 13 TWh. Sveriges øvrige reaktorer har licenser til at være i drift til 2035 eller senere og økonomien for disse er blevet væsentligt forbedret af at den svenske regering har besluttet at fjerne kernekraftafgiften på ca. 7 øre/kWh. Med samme aftale blev afgiftsbetalingerne for vandkraftværker også lempet (Regeringskansliet, 2016).

Rekordlav tilgængelighed på jysk-tyske grænse

Begrænsninger på den jysk-tyske grænse overgik i 2016 rekorden fra 2015 med en tilgængelighed på 11 %. Den lave tilgængelighed skyldes interne flaskehalse i Tyskland, og herunder, at den tyske TSO TenneT er ved at foretage en række lokale netforstærkninger i det nordlige Tyskland. Disse forventes at være færdigbygget frem mod 2020 (Energinet.dk, 2017), og TenneT forventer, at dette vil afhjælpe en del af problemet, men de afgørende interne flaskehalsene i det tyske transmissionsnet forventes først at blive afhjulpet væsentligt omkring år 2025, når de nord-sydgående DC-forbindelser (Südklink) i det tyske net går i drift. Hvorvidt de påtænkte forstærkninger er tilstrækkelige er tvivlsomt givet den meget store udbygning med vindkraft i Nordtyskland.

Fortsat stærk vindkraftudbygning i Tyskland

Udbygningen af landvind i Tyskland fortsatte i det rekordhøje tempo set i 2014 og 2015 med en samlet nettoudbygning på 4,3 GW landvind oven i de 0,8 GW havvind i 2016 (BWE, 2017). Slutspurten frem mod det nye støttesystem med auktioner trådte i kraft ved årsskiftet til 2017 har bragt den samlede kapacitet op på 50 GW fordelt med 46 GW på land og 4 GW til havs, en 25 % forøgelse

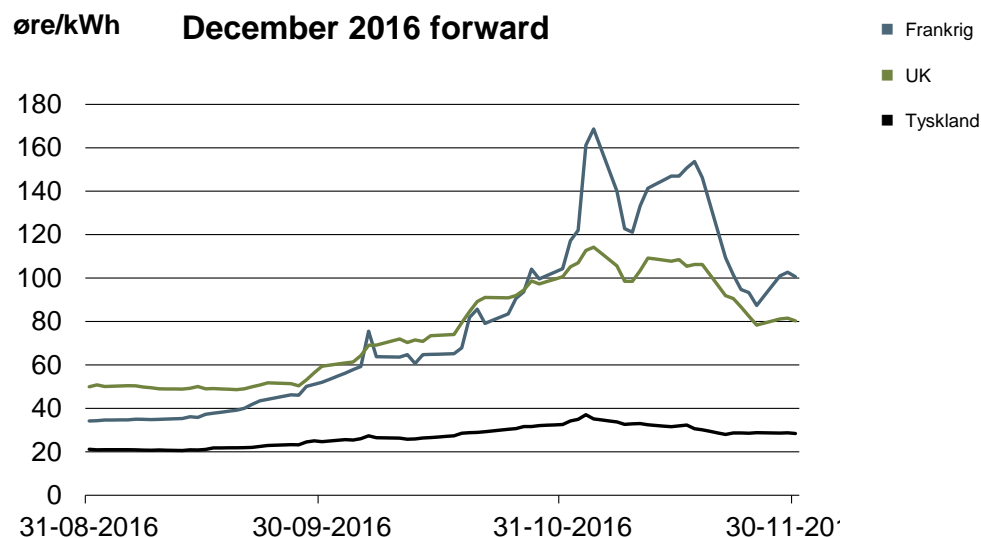
på to år. Takten forventes at fortsætte i år da en række projekter har kvalificeret sig til støtte under de gamle regler og BWE forventer 4,5-5 GW bruttoudbygning på land i år. De tyske TSOer forventer knap 60 GW vindkraft primo 2020 fordelt med 52,6 GW på land og 7,2 GW på havet (Netztransparenz, 2016). Med auktionssystemet er der større sikkerhed for mængden af vindkraft fremadrettet. For at begrænse problemerne med interne flaskehalse har det været foreslået at begrænse udbygningen i nord til ca. 900 MW om året (Süddeutsche, 2016).

Måske udsigt til mere spotkapacitet på forbindelsen til Norge

I januar 2015 blev kablet Skagerak 4 mellem Jylland og Norge sat i drift. Kablet øger kapaciteten mellem Vestdanmark og Norge med 700 MW (dog med 100 MW reserveret til såkaldt LFC-reserve). Med en samlet kapacitet på 1600 MW fra Norge og en stærkt begrænset forbindelse mod Tyskland lagde prisdannelsen i Vestdanmark sig tættere op ad de norske priser end de tyske priser en stor del af året. Særligt de høje priser i dagtimerne udeblev, hvilket reducerede indtjeningen på kraftværkerne. LFC reserven blev i december 2016 foreslået ophævet af Energitilsynet (Energitilsynet, 2016). Såfremt beslutningen går igennem vil hele kapaciteten på Skagerak 4 derfor at stå til rådighed for spotmarkedet fremadrettet.

Kernekræftsikkerhedsbekymringer gav tårnhøje priser i Frankrig og UK

I efteråret 2016 meldte den franske kernekraftssikkerhedsmyndighed, ASN, ud, at man var nødt til at tage en del kernekraftværker ud af drift af hensyn til bekymringer over styrken i stålet i en række franske atomkraftværker. Det sendte prisen på december-forwards på himmelflugt og de britiske priser fulgte delvist med op som konsekvens af at Storbritannien importerer store mængder el fra kontinentet og flowet kunne forventes at vendes. De tyske elpriser steg langt mere moderat, da den forventede eksport ikke kunne øges markant. Bekymringerne viste sig at blive gjort til skamme og den franske spotpris landede i gennemsnit på 44 øre/kWh i december 2016 marginalt over den britiske på 42,6 øre/kWh.

Figur 14 Tårnhøje priser på grund af bekymringer om effektmangel**Figur 14** Forwards for elleverance i december måned 2016 i Frankrig, UK og Tyskland.

Kilde: SysPower

4.2 Historisk prisudvikling

Elpriserne var generelt stigende til frem mod midten af 2008. Finanskrisen, som resulterede i kraftigt faldende råvarepriser, kvotepriser og faldende efterspørgsel, førte til et markant fald i elpriserne mod 2009. På trods af generelt lav efterspørgsel de efterfølgende år sikrede stigende brændselsomkostninger (jf. Figur 15), lave nedbørsmængder og koldt vejr i Norden højere priser i 2010 og store dele af 2011, særligt i Østdanmark (jf. Figur 12).

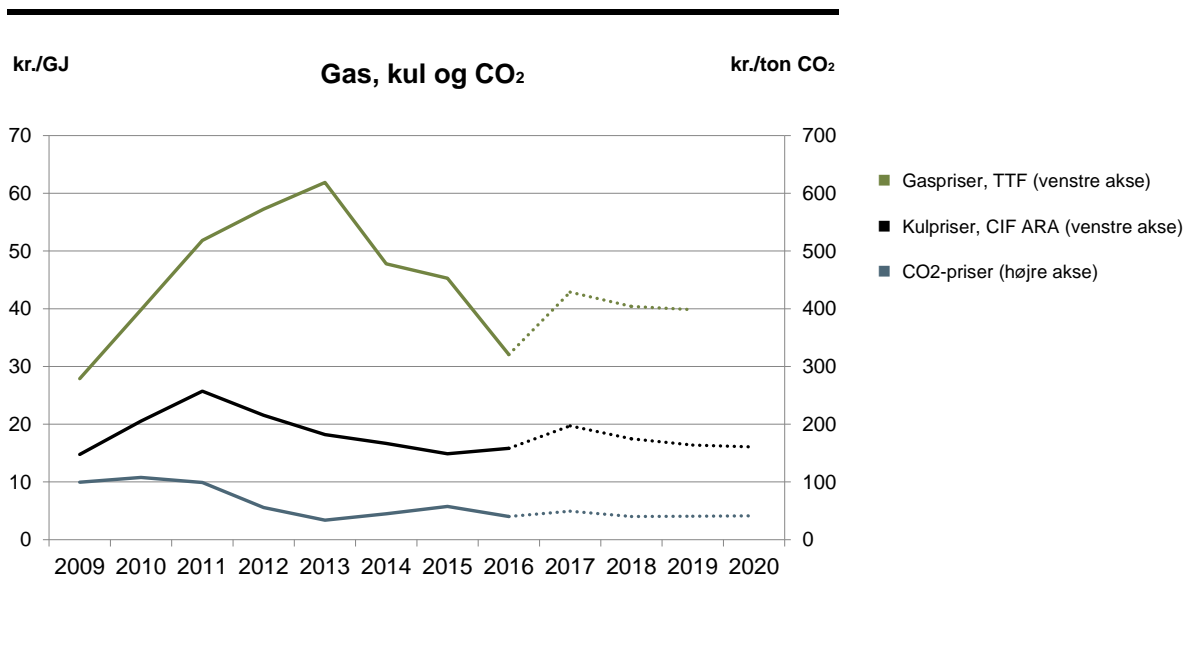
Et betydeligt dyk i kvoteprisen, lavere kulpriser og stor nedbør i 2011 og 2012 førte til meget lave priser i 2012 (særligt i Norden). Kul- og kvotepriser fortsatte faldet i 2013, hvilket førte til lavere tyske elpriser. Pga. mindre nedbør endte elprisen i 2013 alligevel en anelse højere i Norden. Derefter fortsatte elpriserne deres fald og ekstremt store mængder nedbør førte til at sommeren 2015 gav de laveste elpriser i 15 år.

I Figur 12 er elpriserne i Storbritannien også afbilledet, da de er vigtige for økonomien i den kommende udbygning af transmissionskapacitet hen over Nordsøen. Der forventes flere kabler i drift i 2020-2030 (jf. Appendiks 2 - Forudsætninger), og prisdannelsen i Storbritannien er af afgørende betydning for økonomien i disse kabler og kan på sigt få indflydelse på de danske elpriser²¹.

²¹ På kort sigt taler økonomien for at drifte kablerne med stort set konstant eksport fra Norden til Storbritannien pga. den høje prisforskel. På længere sigt kan flowet tænkes at gå mere i begge retninger.

På elmarkedet i Storbritannien, hvor gaskraft sætter prisen i de fleste timer, er de senere års elprisfald i Norden og Nordvesteuropa udeblevet. Dette skyldes bl.a., at gasprisen, der dykkede voldsomt i 2009, steg jævnt frem mod 2013. Det engelske "Carbon price floor" (CPF) har siden 1. april 2013 sat et effektivt minimumniveau for CO₂-kvoter i Storbritannien. I 2016 var CO₂-prisen £22/ton i Storbritannien, hvilket forklarer ca. 5,7 øre/kWh af prisdifferencen²². CPF er sat til at stige £2/ton per år til £30/ton i 2030, men differencen til EU's kvotepris må ikke overskride £18/ton²³. Såfremt EU's kvotepris (der i 2016 var £4,5/ton) ikke stiger, vil dette loft allerede blive ramt i år. Derfor forventes det ikke at den britiske CO₂ pris stiger væsentligt over det nuværende niveau medmindre der sker en reform af EU's kvotesystem (ETS). Hvad fremtiden er for det britiske CPF efter Brexit er usikkert, men EU medlemskab er ikke en forudsætning for at være med i ETS (Island og Norge er fx med i ETS) og CPF er britisk lovgivning, der består medmindre de britiske politikere laver det om ifm Brexit (UK, 2016).

Figur 15 Brændsels- og CO₂-priser forventes fortsat lave



Figur 15 Årlige historiske brændselspriser, samt markedsforventningen mod 2019. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Forward-kontrakter. Gasprisen er opgjort per GJ nedre brændværdi. Forholdet mellem de to akser svarer omtrent til udledningsfaktoren for kul (-0,1 ton/GJ), hvilket gør at kul- og CO₂ prisen fremstår på omtrent samme niveau mht. til deres bidrag til kulmarginalen – jf. **Figur 4**)

Kilde: SysPower (Forward-kontrakter fra d. 5.1.2017).

Det tyske elmarked var indtil 2011 i høj grad afhængigt af gasfyret kapacitet for at håndtere perioderne med højt forbrug. Fra 2011 resulterede massiv kapacitetsudbygning af vedvarende energikilder, nye kulkraftværker, lavere kulpriser og faldende forbrug i, at gasfyret kraft fik færre og færre driftstimer.

²² Forudsat en britisk prissætning på gas (370 gCO₂/kWh) og en EU kvotepris på 5,3 €/ton.

²³ Oprindeligt var målsætningen, at bunden for CO₂-prisen på det engelske marked skulle stige fra 16 £/t i 2011 til 30 £/t i 2020 og videre mod 70 £ i 2030. I marts 2014 frøs den engelske regering den aktuelle bund for CO₂-priseniveauet frem til 2020 (ACC, 2014).

Prissætningen i Tyskland har i højere og højere grad nærmet sig den rene marginale omkostning knyttet til elproduktion på kul, hvilket har givet dårligere indtjeningsgrundlag for alle elproducenter.

I nedenstående boks er markedets forventninger til elpriser mod 2020 opsummeret.

Forwards-markedets forventninger til elpriser mod 2020:

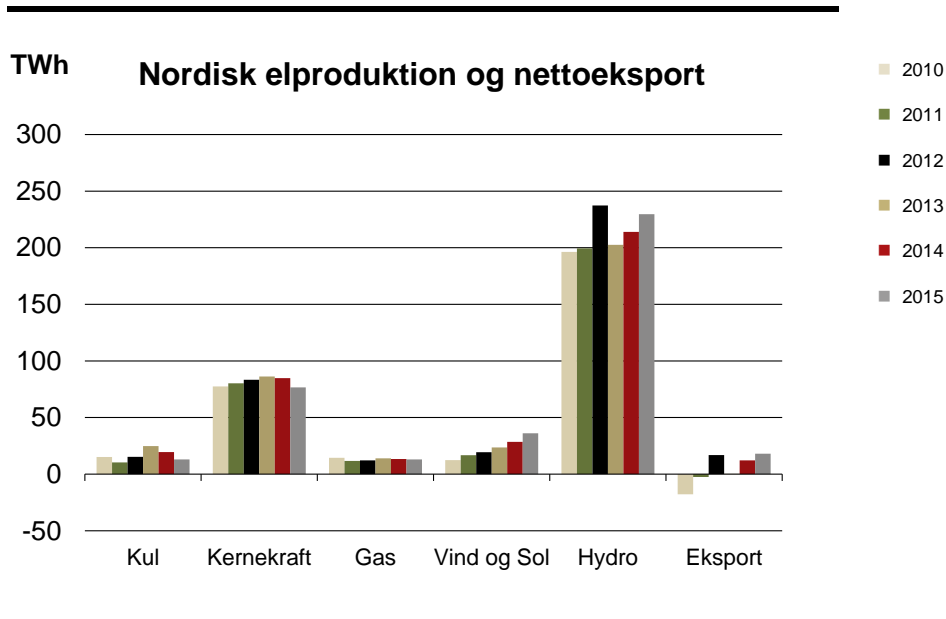
1. Elprisen holder sig lav i det nordiske system med et forventet midlertidig stigning i 2017, pga. høje kulpriser drevet af kinesisk import.
2. I 2018-2020 forventes elprisen at falde til 2015-niveau. Priserne holdes nede af prispress fra større mængder VE i systemet og svagt faldende kulpriser. Der opbygges generelt overkapacitet på produktionssiden frem til transmissionsforbindelser går i drift og kernekraftværker skal lukkes omkring 2020.
3. De danske priser ligger tættest på de norske priser først i perioden, men nærmer sig gradvist de tyske, sidst i perioden. Dette kan være drevet af forventning til øget transmissionstilgængelighed på den jysk-tyske grænse og Cobra-kablet til Holland²⁴. DK2 ligger lidt højere end DK1.
4. Storbritannien, hvor gaskraft dominerer prissætningen, fastholder sit spænd på ca. 20 øre/kWh til de Vestdanske priser (heraf knap 6 øre/kWh fra det britiske Carbon Price Floor).

4.3 Udviklingen i Norden

Den nordiske elproduktion domineres af vandkraft suppleret af kernekraft i Sverige og Finland. På sigt ventes vindkraften at spille en stigende rolle. Vindkraftudbygningen er på vej op særligt drevet af det norsk-svenske certifikatmarked. Sverige har overhalet i 2015 Danmark på elproduktion fra vindkraft. I 2016 blev årsproduktionen i Sverige knap 17 TWh og den installerede kapacitet nåede 6.500 MW. Det forventes at der udbygges med samlet ca. 500 MW i Sverige 2017 og 2018 (SV, 2017).

²⁴ Pga. den lave likviditet i forwardmarkedet for Vestdanmark er der ikke nødvendigvis meget information om "markedets forventninger" til prisdannelsen i denne pris.

Figur 16 Vandkraft dominerer i det Nordiske elsystem

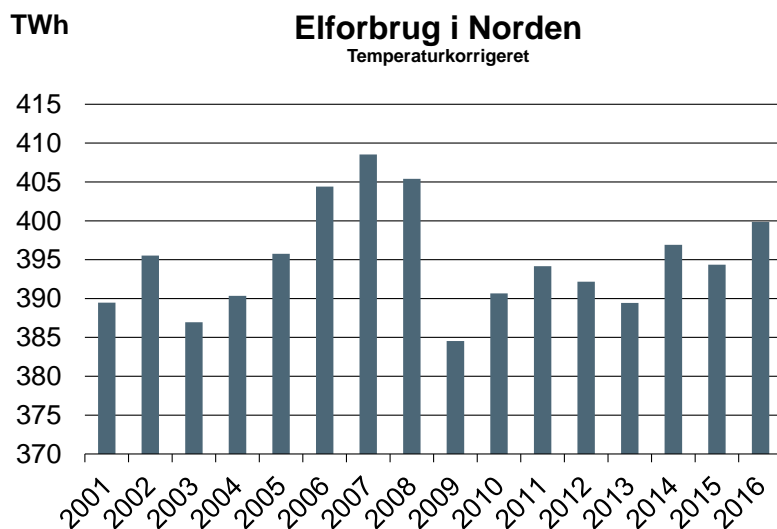


Figur 16 Nordisk elproduktion fra udvalgte energikilder. Variationen i vandkraft overskygger variationen i de øvrige elproduktionsformer.

Kilde: ENTSO-E

Svag stigning i Nordisk elforbrug drevet af Norge

Som det ses af Figur 17, er der umiddelbart en stigende tendens i det nordiske temperaturkorrigerede forbrug. Stigningen er sammensat af en flad / let faldende udvikling i Sverige og Danmark, mens Finland og særligt Norge har øget sit elforbrug. Det årlige norske elforbrug er steget knap 2 TWh per år fra 2009 til nu. Samlet er det temperaturkorrigerede nordiske elforbrug steget med 0,38 % p.a. fra 2010-2016.

Figur 17 Elforbruget nærmer sig niveau fra før finanskrisen

Figur 17 Norden udgøres af Norge, Sverige, Finland og Danmark. Idet det generelt er blevet varmere lægger temperaturkorrektionen gennemsnitligt ca. 10 TWh per år ekstra til forbruget udover at fjerne variationer som følge af koldere og varmere år. Bemærk at akserne ikke starter i nul.

Kilde: SysPower

4.4 Udviklingen i Tyskland

Som følge af Danmarks meget stærke kobling til det tyske system er vi i høj grad pristager fra det tyske marked, hvorfor det er særligt interessant at følge udviklingen i vores store naboland mod syd. **Figur 18** viser udviklingen i elproduktion og nettoeksport de seneste syv år. Biomasse og vandkraft fremgår ikke af figuren, men udgør ca. 60 TWh per år.

Sol og vind har primært presset gaskraften ud

Brunkul og stenkul spiller en meget central rolle i det tyske elsystem og oplevede en stigning fra 2011 til 2013, delvist som følge af lukningen af en del reaktorer i kølvandet på Fukushima katastrofen. De stigende mængder vindkraft og solceller har primært bidraget til at reducere elproduktionen på gas, der på fem år er blevet halveret. Samtidig er eksporten steget betydeligt og er nu på 50 TWh hvilket udgør godt 9 % af det tyske elproduktion. Eksporten er dog endnu ikke så stor at Tyskland fortsat ville være nettoeksportør, hvis kernekraftværkerne lukkede i morgen.

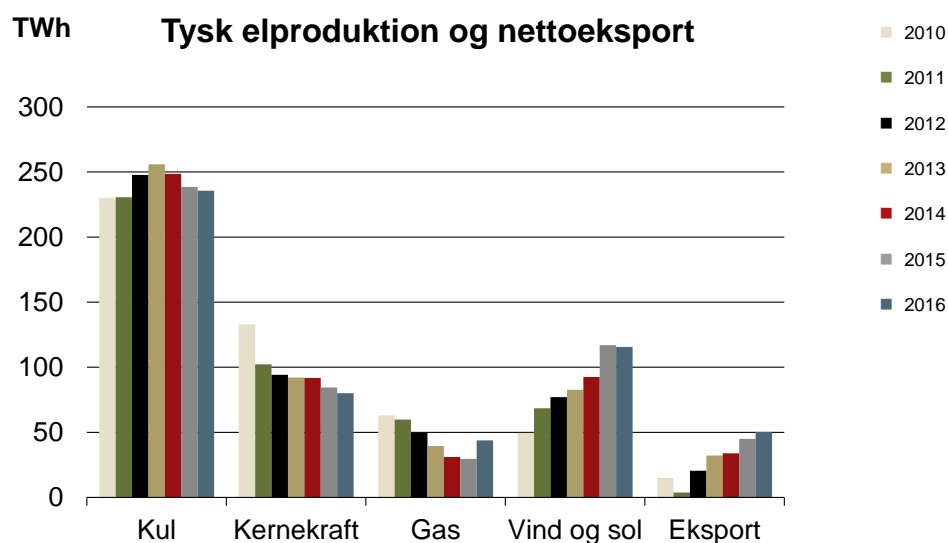
Gaskraft så en delvis tilbagekomst i 2016 hvilket afløste seks års fald. Dette kan være drevet af lavere priser på gas og stigende priser på kul, men en mulig forklaring er også større produktion på sydtyske gaskraftværker som del af den såkaldte redispatch, der sikrer tilstrækkelig produktion i Sydtyskland ved at TSO'erne aktiverer gaskraftværker, der ikke kan få tilslag i spotmarkedet, hvor (nordtysk) vindkraft presser prisen. Redispatch er nødvendig på grund af interne flaskehalse i et samlet tysk budområde.

Kulmarginalen afgørende – betyder lav indtjening til kulkraftværker

Idet eksportmulighederne ud af Tyskland er begrænsede, er produktionen på kulkraftværkerne også begyndt at falde. Vind og sol fik på trods af højere kapacitet en anelse lavere produktion i 2016 end i det særlige vindrige 2015. I perioden frem mod 2021, dvs. inden kernekraftlukningerne for alvor tager fart, vil særligt kulkraft være nødt til at give plads til mere VE. Hvis VE skubber alle gaskraftværkerne og en del af kulkraftværkerne ud af markedet i en given time (men ikke dem alle sammen) vil det sidst aktiverede kraftværk fortsat være kulfyret. Denne situation vil fortsat være den typiske og derfor får kulmarginalen en meget central placering i prissætningen i elmarkedet. Samtidig betyder det også meget lille indtjening på kulkraftværkerne, der sætter prisen og dermed kun får dækket deres kortsigtede produktionsomkostninger.

Tyskland eksporterer den største mængde el i dagtimerne, bl.a. hjulpet på vej af udbygningen med solceller. Den vedvarende energiproduktion ville i et system hvor Tyskland var en ø primært fortrænge kulkraft i Tyskland. Pga. eksportmuligheden udkonkurrerer de tyske kulkraftværker dog i stedet dyrere (typisk gasfyrede) værker i nabolande.

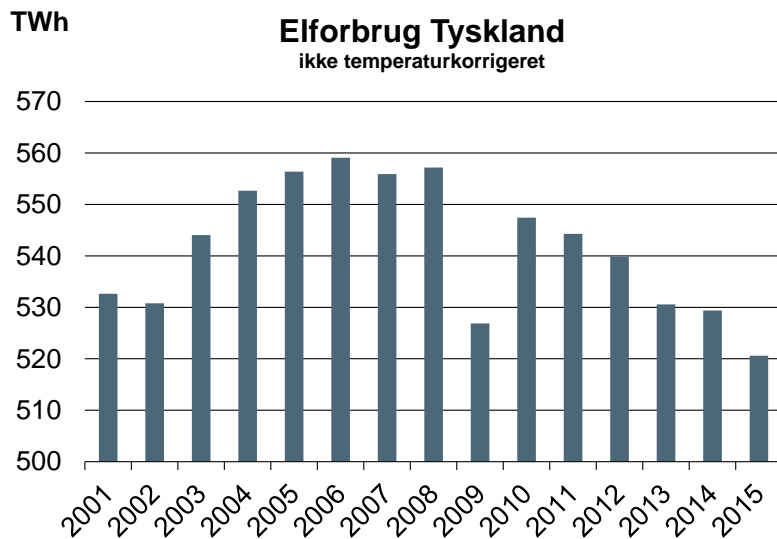
Figur 18 Vind og sol presser termiske værker og sender eksporten i vejret



Kilde: Fraunhofer, 2017

Det tyske elforbrug er faldet ca. 1 % p.a. siden 2010 og nåede i 2015 det laveste niveau siden årtusindskiftet.

Figur 19 Tysk elforbrug er faldende



Figur 19 Det tyske elforbrug er faldet siden finanskrisen

Kilde: ENTSO-E

5 Scenarier for elprisudviklingen i perioden 2020-2035

En række scenarier for perioden 2020-2035 er analyseret ved brug af Balmorelmodellen. Resultaterne tegner et meget stort udfaldsrum for elprisen givet forskellige mulige brændselsprisudviklinger, beslutninger om EU's kvotemarked og moderate variationer i forbrugsudviklingen. Kulmarginalen vil fortsat dominere elprisdannelsen mange år frem, hvilket betyder små dækningsbidrag til kraftværkerne, da elprisen primært afspejler deres variable omkostninger. Derfor bygges der ikke nyt på den korte bane og i takt med at gamle værker lukker opstår der ekstrempriser i timer hvor udbuddet ikke kan dække efterspørgslen. Disse bidrager i alle scenarierne med ca. 5 øre/kWh til den gennemsnitlige elpris fra 2025 og frem. Den forudsatte politisk drevne udbygning med vind og sol holder elpriserne konstante såfremt brændselspriser og kvotepriser ikke stiger. Fluktuationerne i elprisen er dog kraftigt stigende med flere høje priser og nulpriser i fremtiden. I takt med at ny gaskapacitet opføres i udlandet flytter prisdannelsen sig fra en stort set ren kulmarginal til i højere grad at være påvirket af gasmarginalen. Eksportmulighederne mod syd og vest (Viking Link til UK og Südklink i Tyskland) bliver centrale i forhold til om Danmark prismæssigt kobler sig til Norden (med lave priser) eller til kontinentet.

I dette afsnit præsenteres resultaterne af Balmorelmodellerne. Der ses alene på elpriserne. Investeringerne der foretages i de forskellige scenarier fremgår af Appendiks 3 - Investeringer.

Helt kort om investeringer kan siges, at modellen helt overvejende supplerer den antagede (politisk drevne) VE udbygning med gasfyrede værker til at dække efterspørgslen i perioder med lille produktion fra vind og sol. Gaskraftværker har de laveste kapitalomkostninger og tegner derfor til at være det økonomisk optimale valg i et fremtidigt energisystem, hvor vindmøller og solceller i stigende grad udhuler grundlasten.

5.1 Sammenligning af scenarierne

De resulterende elspotpriser for Danmark²⁵ er vist i **Figur 20**. Det ses, at elprisen stiger frem mod 2025 i alle scenarierne. Et væsentligt bidrag til denne stigning er ekstrempriser, som følge af voksende kapacitetsknaphed der hæver prisen med ca. 5 øre/kWh fra 2025 og frem i alle scenarierne med konstant forbrug.

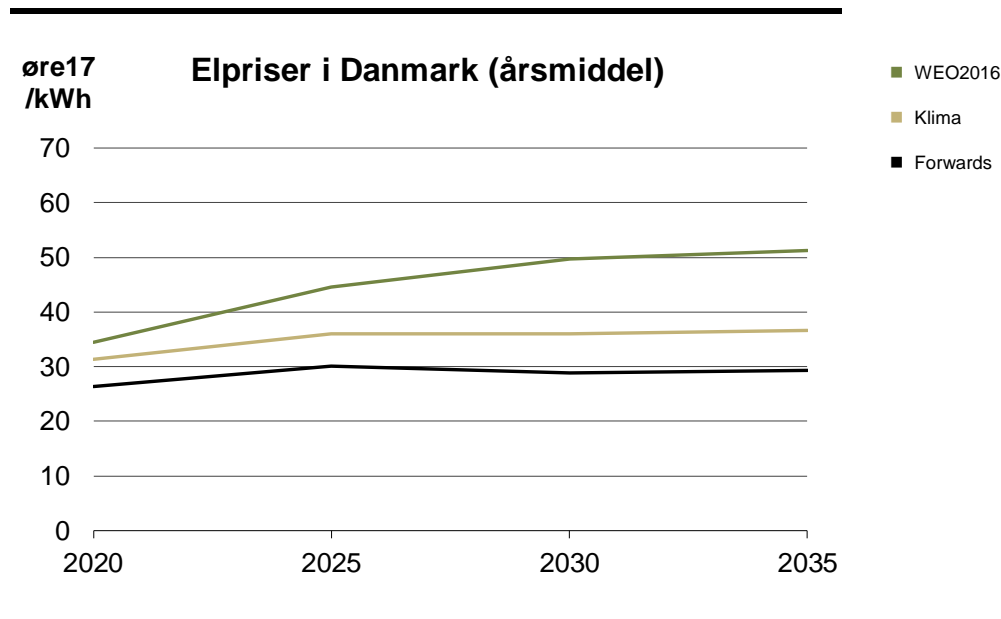
Forward-scenariet med de lave input priser giver de laveste elpriser gennem hele perioden, mens Klima-scenariet med de højere CO₂-priser ligger ca. 6 øre/kWh højere. Effekten af stigningen i kvotepris opvejes af et faldende CO₂ indhold i den prissættende elproduktion, dvs. gennemsnittet af

²⁵ Dansk elpris er middel af Øst- og Vestdansk elpris, der stort set er identisk.

udledningsfaktoren fra de værker der sætter prisen i hver enkelt time hen over året. I dag dominerer det CO₂ intensive kulraft prissætningen, fremover vil det mindre udledende gas og CO₂ frie kilder (fx vindkraft ved nulpriser) spille en stigende rolle.

De højeste priser ses i WEO2016 scenariet, der næsten har dobbelt så høje priser som Forward scenariet. Det skyldes markant højere brændselspriser (særligt for gas) i WEO2016 scenariet og højere kvotepriser.

Figur 20 Middel-elpriser for Danmark i scenarierne med konstant forbrug



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.2 Udviklingen i forbruget er afgørende

I **Figur 7** er vist en række forskellige udviklinger af forbruget. På trods af at disse forskellige forløb ikke udspænder noget særligt stort udfaldsrum for den fremtidige elforbrugsudvikling (fra -0,34 % p.a. til +0,57 % p.a.) er effekten på elprisen betydelig. Dette skyldes bl.a. at der i analysen er forudsat det samme forløb for kapacitetsudviklingen af VE og kernekraft samt det samme skrotningsforløb for de termiske værker. På lang sigt er det næppe en rimelig antagelse, at den politisk bestemte VE-kapacitet ikke tilpasses ændringer i forbrug. Tværtimod defineres VE-målsætninger typisk som en andel af forbruget. Ligeledes vil skrotningsbeslutninger afhænge af økonomien i fortsat produktion.

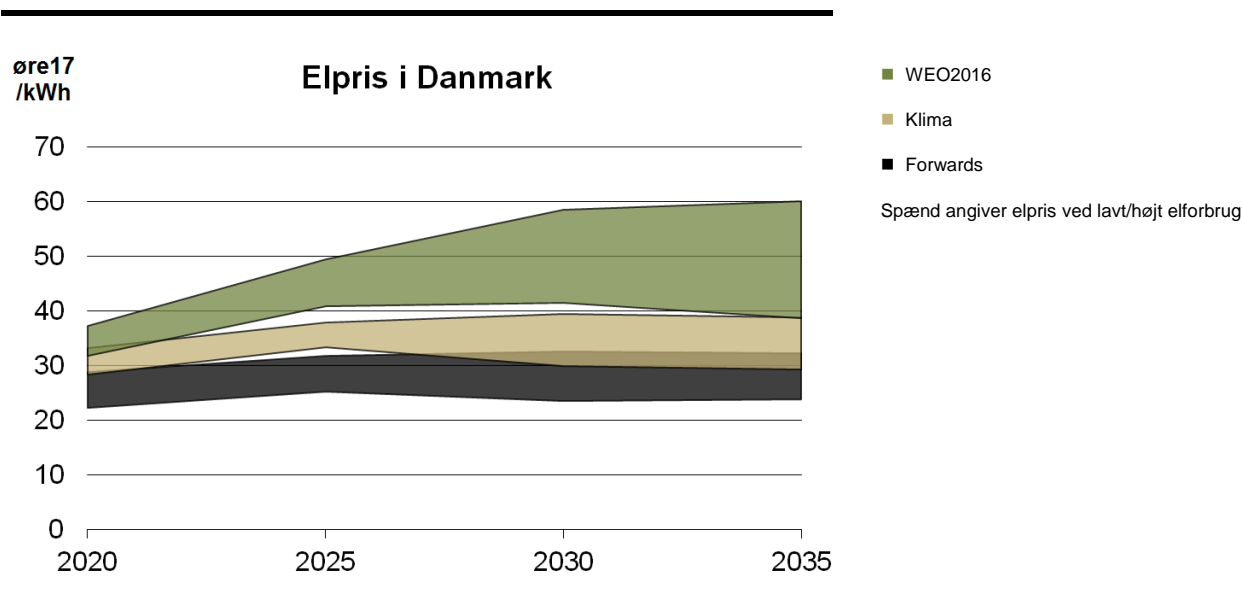
Voksende elforbrug løfter afregningen for alle elproducenter

Den store forskel i elpriser på den korte bane (ca. 5 øre/kWh i 2020) skyldes at der opstår ekstrempriker tidligere i scenarierne med højt forbrug, mens forskellen sidst i perioden (hvor alle scenarier har ekstrempriker) skyldes at gas er prissættende i et langt større antal timer i scenariet med højt forbrug. Af samme grund er spændet større i WEO scenariet, hvor elproduktion på gas er væsentligt dyrere end alternativerne. Alt i alt har scenarierne med højt

elforbrug en elpris, der er ca. 10 øre/kWh højere end scenarierne med lavt elforbrug. Forbruget har stor betydning for alle elproducenter, da produktionsomkostningerne ved et givent sæt inputpriser er uafhængigt af forbrugets størrelse. Der er langt flere penge at tjene i et elmarked med stigende efterspørgsel.

Afhængigt af hvad der driver udviklingen i elforbruget kan der være en kobling til brændselspriserne og kvotepriserne. Hvis elforbruget stiger pga. generel økonomisk vækst må det antages at brændselspriserne og kvotepriserne også vil stige. Hvis elforbruget stiger pga. en elektrificering af varmesektoren, der dermed reducerer efterspørgslen på naturgas, kan det omvendt tænkes at brændselspriserne vil falde.

Figur 21 Spænd for elpriser med forskellige forbrugsudviklinger



Figur 21 Spændet for de tre sæt brændselspriser er givet ved den høje elforbrugsudvikling (EU REF2016) med 0,57 % p.a. vækst og den lave med fortsat fald på 0,34 % p.a.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Bund og loft over elprisen?

Den fremtidige elprisudvikling afhænger af mange uforudsigelige faktorer og udfaldsrummet er stort. Der eksisterer dog en række teknologier, der burde sætte et loft over elprisen uafhængigt af brændselspriser og kvotepriser og i vidt omfang forbrugsudviklingen.

Som bund under elprisen er der de løbende omkostninger til kernekraft. Hvis elprisen holder sig under disse i en længere periode vil det føre til kommercielle lukninger af kernekraft, hvilket vil få markedet til at rebalancere sig. Kilder i franske EDF har oplyst at deres kernekraftværker har løbende omkostninger i spændet 30-40 €/MWh, mens finske TVO har omkostninger på knap 30 €/MWh når værket Olkiluoto 3 går i drift (Reuters, 2016). Kernekraftværker producerer året rundt med lille fleksibilitet og afregner derfor ret præcist til den gennemsnitlige elpris. Der kan derfor forventes at ligge en bund omkring de 20 øre/kWh for den gennemsnitlige elpris fremadrettet medmindre selskaberne formår at skære deres omkostninger yderligere ned.

Som loft over elprisen er investeringer i vedvarende energi på kommercielle vilkår. Med de seneste prisfald på solceller og vindmøller udgør disse teknologier en effektiv grænse for hvor højt elprisen kan stige.

Sverige og Norge har meget store potentialer for opstilling af landvind (NETP, 2016) og gode muligheder for at integrere den fluktuerende produktion i kombination med vandkraft. Når vi tillader modellen, at investere i disse teknologier, til de omkostninger der er angivet i teknologikataloget, stiger elprisen i Norge og Sverige ikke over 35 øre/kWh i nogen af scenarierne. Resultatet virker sandsynligt, og måske endda højt, set i lyset af at prisen i det norsk-svenske VE-certifikatmarked lå på ca. 10 øre/kWh i 4. kvartal 2016 (SKM, 2017), hvor der blev indgået bindende kontrakter på køb af vindmøller til det svenske marked, hvilket sammen med den nuværende svenske forwardpris på ca. 20 øre/kWh giver en forventet afregning et godt stykke under de 35 øre/kWh.

Potentialet for landvind i øvrige lande, der har højere befolkningstæthed er mere begrænset pga. udfordringer med folkelig accept. Selv hvis landvind bliver konkurrencedygtigt i disse lande er det ikke sikkert at det kan opstilles i et volumen, der lægger et loft over elprisen.

Potentialet for solceller og havvind er dog praktisk taget ubegrænset og derfor kan disse teknologier i kombination med landvind også lægge et loft over elprisstigninger uden for Norden. Lande uden for Norden har dog sværere ved at integrere den fluktuerende energi, hvorfor der fortsat kan opstå høje priser i timer uden VE produktion, medmindre der udvikles omkostningseffektive ellagre.

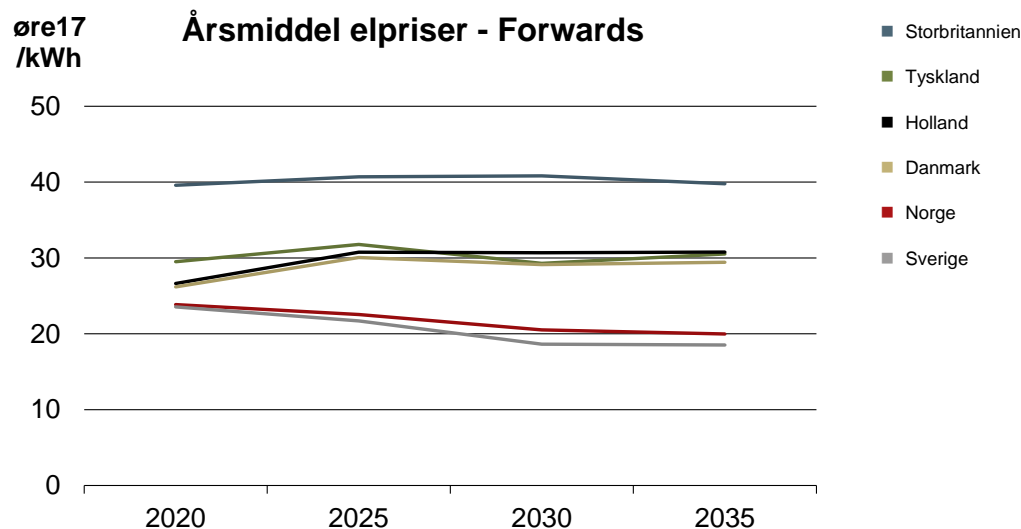
5.3 Forward-scenariet: Politisk drevet VE udbygning holder elpriser lave

I **Figur 22** ses resultater for elpriser i perioden frem mod 2035, beregnet med fastlåste Forward-inputpriser for kul, gas og CO₂-kvoter. Der ses generelle prisstigninger i alle områder. Højest ligger Storbritannien, hvis prissætning i høj grad baserer sig på gas og hvor Carbon Price Floor medfører en højere kvotepris end i de øvrige lande. Lavest ligger Norge og Sverige, der ikke ser ekstrempriser.

Effekt af lukning af værker og ny VE udligner hinanden i middel elpris

Kul-, gas- og CO₂-kvotepriserne er konstante i Forward-scenariet, og biomassebrændselspriserne stiger kun svagt fra 2020 og frem. Derfor er de to effekter, der påvirker elprisen, at kapacitetsbalancen bliver mere stram i takt med at gamle værker trækkes ud af markedet og at der udbygges med støttet elproduktion fra vind og sol. Det fører til flere timer med højere priser og flere timer med lavere priser. I Norge og Sverige er nettoeffekten faldende elpriser, da den store vandkraftkapacitet resulterer i, at der ikke er behov for investeringer i ny kapacitet, og at der derfor ikke optræder ekstrempriser. Danmark får i modelkørslerne marginalt lavere priser end Tyskland pga. nærheden til den billige norske vandkraft. Den danske, tyske og hollandske pris ligger tæt i hele forløbet.

Figur 22 Middel-elpriser i Forward-scenariet



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Lukning af tyske kernekraftværker har stor effekt på prisdannelsen

Den største stigning sker fra 2020 til 2025, hvor Tysklands kernekraftværker lukkes. De politisk bestemte lukninger fører til en reduktion i produktionen på 64 TWh. Dette fald opvejes stort set af øget elproduktion fra vind og solceller (60 TWh). Sammenfaldende med kernekraft lukninger falder kulproduktionen med 30 TWh, som fører til øget produktion fra gas (+9 TWh) og mindre eksport (29 TWh).

Kapacitetsmarkederne i England og Frankrig omtalt i afsnit 3.1 er ikke direkte modelleret i Balmorel-kørslerne. I stedet er der forudsat at prisdannelsen sker i et energy-only marked eller ækvivalent i et energy-only marked suppleret med strategisk reserve som aktiveres til prisloftet i elspotmarkedet. De mulige effekter af disse kapacitetsmarkeder kan dog diskuteres ud fra Balmorel-resultaterne, idet Balmorel kvantificerer effekten af ekstrempriser, og disse ekstrempriser i et vist omfang vil forsvinde, når der indføres kapacitetsmarkeder. I de tilfælde, hvor kapacitetsmarkedet fører til, at der investeres i anlæg med lave marginalomkostninger, vil kapacitetsmarkedet have en generel dæmpende effekt på elspotprisen²⁶. Denne effekt fanges ikke i modellen, men vurderes at have mindre betydning.

Stor effektknaphed uden for Norden

Storbritannien, Frankrig og Benelux-landene oplever allerede så stor effektknaphed, at det i et system uden kapacitetsmarked ville være rentabelt

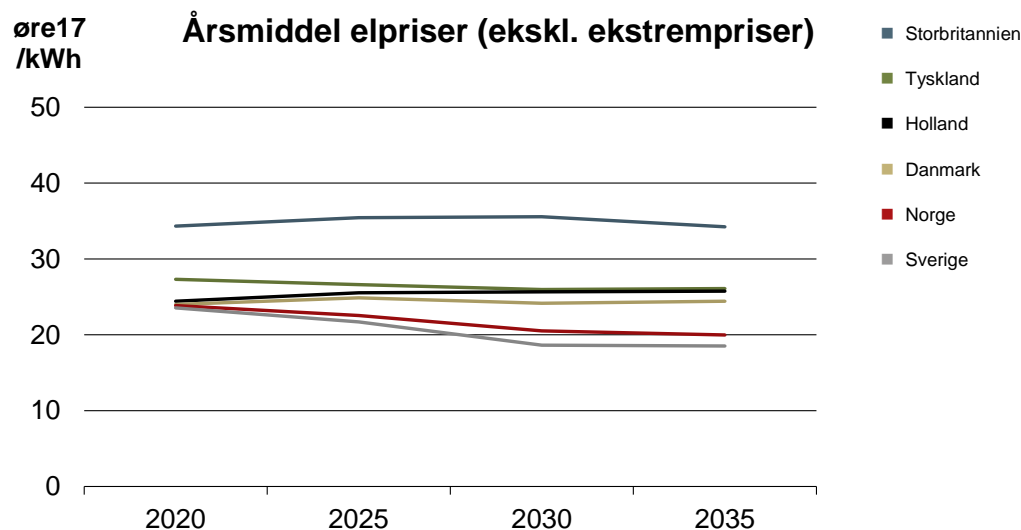
²⁶ Alternativt (og måske mere sandsynligt på den korte bane) kan et kapacitetsmarked også føre til, at ældre enheder med lave marginalomkostninger fastholdes i markedet. Dette skyldes, at omkostningerne til at levetidsforlænge disse kan være mindre end omkostningen til nyt spidslastanlæg og afskrivningshorisonten væsentligt kortere (hvilket giver lavere risiko). Dette vil også føre til lavere priser.

at etablere spidslastanlæg på kommercielle vilkår i 2020. Rentabilitet på kommercielle vilkår betyder, at et spidslastanlæg kan forrentes alene ved indtægter fra elspotmarkedet, hvilket indebærer, at prisloftet skal rammes ca. 18 timer på et år. I disse timer bliver man nødt til at begrænse elforbruget pga. utilstrækkelig produktionskapacitet. For Tyskland og Danmark optræder enkelte ekstrempriser i 2020, men bliver først så hyppige i 2025, at der bliver økonomi i at investere i spidslastanlæg på kommercielle vilkår. Dette forklarer ca. 1 øre/kWh af de tyske og danske elpriser i 2020 og 5 øre/kWh i 2025 og frem.

Det skal bemærkes, at antallet af ekstrempriser er meget følsomt over for de anvendte forudsætninger om forbrugsudvikling, kraftværkslukninger og tilgængelighed af udlandsforbindelser. I praksis er der meget stor usikkerhed om, hvor ofte prisloftet rammes, og markedsaktørerne formodes derfor at ville kræve et risikotillæg, der gør, at antallet af timer formentlig skal højere end 18 i gennemsnit, før der investeres.

I Figur 23 ses priserne udviklingen ekskl. ekstrempriser i Forward-scenariet. Der ses en meget konstant udvikling i priserne i alle landene, idet lavere priser drevet af ny politisk VE udbygning opvejes af højere priser som følge af kraftværkslukninger. Kun Norge og Sverige hvis vandkraftkapacitet ikke bliver skrottet pga. alder oplever faldende priser.

Figur 23 Fladere prisudvikling uden ekstrempriser – Forward-scenariet



Figur 23 Gennemsnitlige elpriser i Forward-scenariet, hvor ekstrempriser er fjernet.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

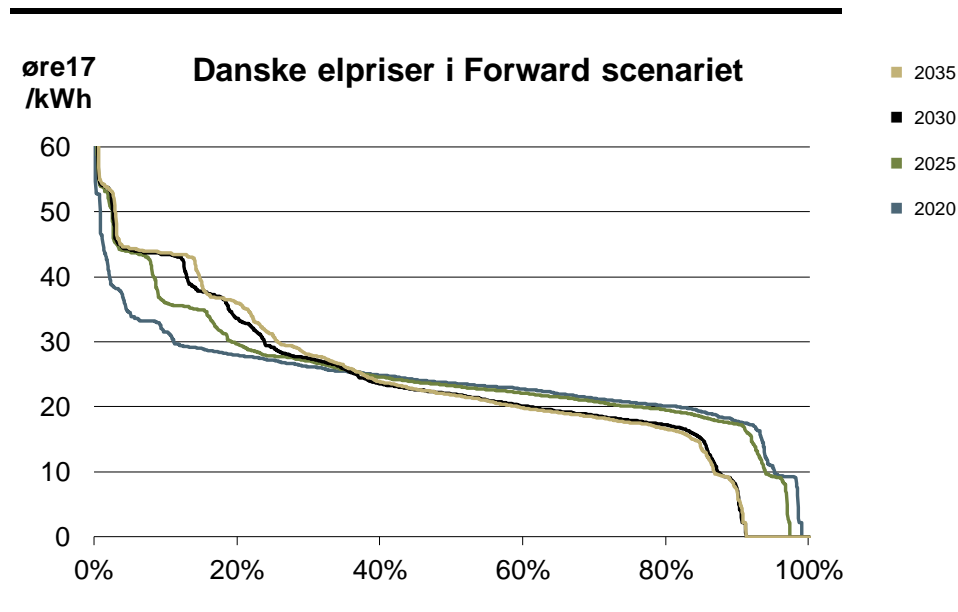
Fra kulmarginal mod gasmarginal som prissætter

Da der løbende lukkes værker, når disse når deres levetid og da nyinvesteringer skal forrentes, ses en udvikling mod flere timer med høje

priser. Markedet går fra, at det primært er kulkraftværker, der sætter prisen, til at det i højere grad bliver gasfyrede kraftværker. Dette fører til flere timer med høje priser til glæde for særligt de termiske værker, der producerer her.

Antallet af nulpristimer er stigende, og går fra få procent af timerne frem mod 2025 til knap 10 % i 2030 og 2035 i takt med at den politiske VE udbygning fortsætter i scenarierne.

Figur 24 Stigende variation i elprisen fremadrettet



Figur 24 Ekstrempriserne ses ikke, da akse er skåret af ved 60 øre/kWh.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.4 Klimascenariet: Højere kvoteprisen giver højere elpris

Kvoteprisen har direkte indflydelse på prisdannelsen, og effekten er særligt stor, når kulkraft er det marginale elværk på markedet, pga. den store CO₂ udledning ved afbrænding af kul. Fremadrettet forventes det, at kul vil blive prissættende i færre timer og derved vil CO₂ indholdet i den prissættende elproduktion falde. Dette sker bla. som en konsekvens af at gas bliver marginalprissættende i en større del af timerne og der vil optræde flere lavpristimer, hvor vindkraft eller andre lavemissionsteknologier sætter prisen.

Stor effekt af kvotepris på elprisen, men aftagende over tid

Tabel 1 viser hvor stor en ændring i den danske elpris, der sker som følge af ændringen i kvotepris mellem Forward og Klimascenariet. Som det ses slår kvoteprisstigningen hårdere igennem på elprisen først i perioden end sidst i perioden, hvilket som tidligere nævnt afspejler at kulkraft er prissættende i langt flere timer først i perioden end sidst i perioden. Hertil kommer at kul er prissættende i færre timer i Klimascenariet end i Forward-scenariet. Det

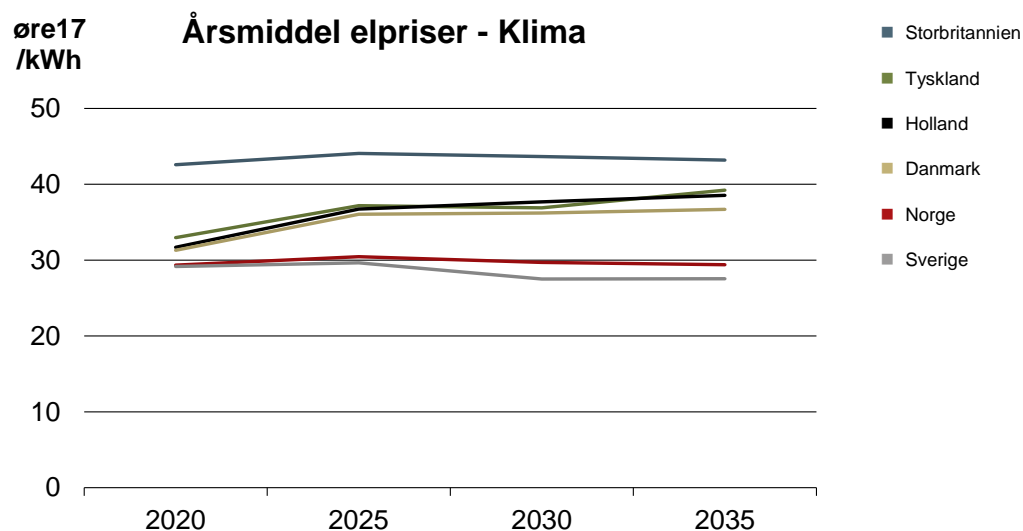
stigende antal nulpristimer, hvor prisen ikke påvirkes af kvoteprisen spiller også ind. Som følge af de højere kvotepriser i Klimascenariet erstattes i år 2025 samlet ca. 72 TWh elproduktion på kul af gas (60 TWh) og biomassekraftvarme (11 TWh), der er billigere end de dyreste kulkraftværker. Som følge heraf bliver elprisstigningerne mere moderate end hvis produktionen var fortsat på kul og kvoteprisstigningen var blevet fuldt overvæltet i prisen. Forudsætningen om fortsat lave gaspriser bidrager til dette resultat.

Tabel 1 Ændringer i kvotepris og dansk elpris mellem Forward og Klimascenariet.

År	Stigning i kvotepris (2017-kr./ton)	Stigning i elpris (2017-øre/kWh)
2020	88	5,1
2025	142	6,0
2020	195	7,1
2035	236	7,3

Elprisen stiger særligt på kontinentet og i Norden, hvis prissætning er domineret af kul. I Storbritannien, hvis prissætning er domineret af gas og hvor carbon price floor allerede har øget kvoteprisen en del, slår kvoteprisstigningen mindre hårdt igennem.

Figur 25 Kontinentet og Norden får største prisstigninger ved højere kvotepris



Figur 25 Elpriser for seks udvalgte lande inkl. ekstrempriser, der bidrager ca. 5 øre/kWh til elprisen

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.5 WEO2016-scenariet: Brændselsprisernes indvirkning på elspotprisen

Fra Klimascenariet til WEO2016 scenariet øges brændselspriserne. Det er særligt gasprisen der er højere i WEO2016 scenariet. Tabel 2 sammenligner stigningen i elpris med stigningen i marginalomkostningerne til elproduktion på kul og gas i de to scenarier.

Markant stigende elpriser – indtil udfladning

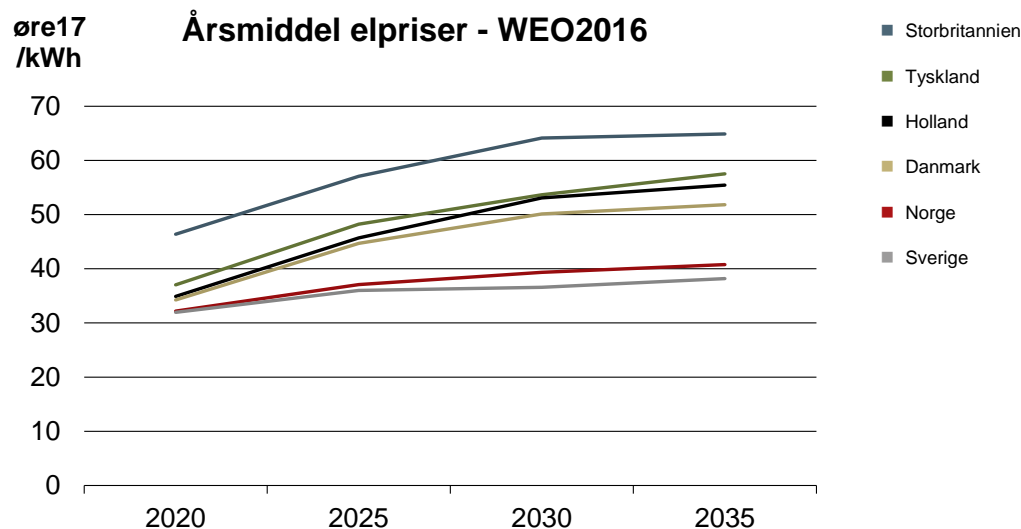
Elprisforskellen på den korte bane er moderat, men stigende over tid. Dette er drevet af en kombination af kulpriser, hvor spændet mellem de to scenarier udvider sig moderat, og gaspriser, hvor spændet mellem WEO2016 og Forwards starter småt, men bliver betydeligt. (Gas er over dobbelt så dyrt i WEO scenariet i 2030). Modsat sidste års scenarier, hvor forskellen var meget markant på kul er der større lighed mellem de to brændselsprisforløb, hvilket skyldes højere kul forwards og en lavere WEO fremskrivning (se Figur 9). Stigningen i elprisen ligger mellem stigningen i kul- og gas marginalen i alle år.

Det ses også at effekten af den forudsatte langsigtede stigning i brændselspriser er ca. dobbelt så stor som effekten af den antagne kvoteprisvariation (se afsnit 5.4).

Tabel 2 Ændringer i kulmarginal og dansk elpris mellem Klima og WEO2016 scenariet. Alle i 2017-øre/kWh.

År	Stigning i elpris (øre/kWh)	Stigning i kulmarginal (øre/kWh)	Stigning i gasmarginal (øre/kWh)
2020	4	2	4
2025	9	3	14
2030	14	5	24
2035	16	5	27

Højere brændselspriser fører til stigende elpriser i alle lande, dog særligt i Storbritannien, hvis prissætning er kraftigt domineret af gas. Spændet mellem de danske og tyske priser øges yderligere, som følge af at de danske priser delvist dæmpes af Norge og Sverige.

Figur 26 Storbritannien får de største elprisstigninger ved dyrere gas og kul

Figur 26 Elpriser for seks udvalgte lande inkl. ekstrempriser, der bidrager ca. 5 øre/kWh til elprisen. Bemærk at akse i denne figur i modsætning til de tidligere går til 70 øre/kWh.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.6 Danmark i det grønne kraftværk

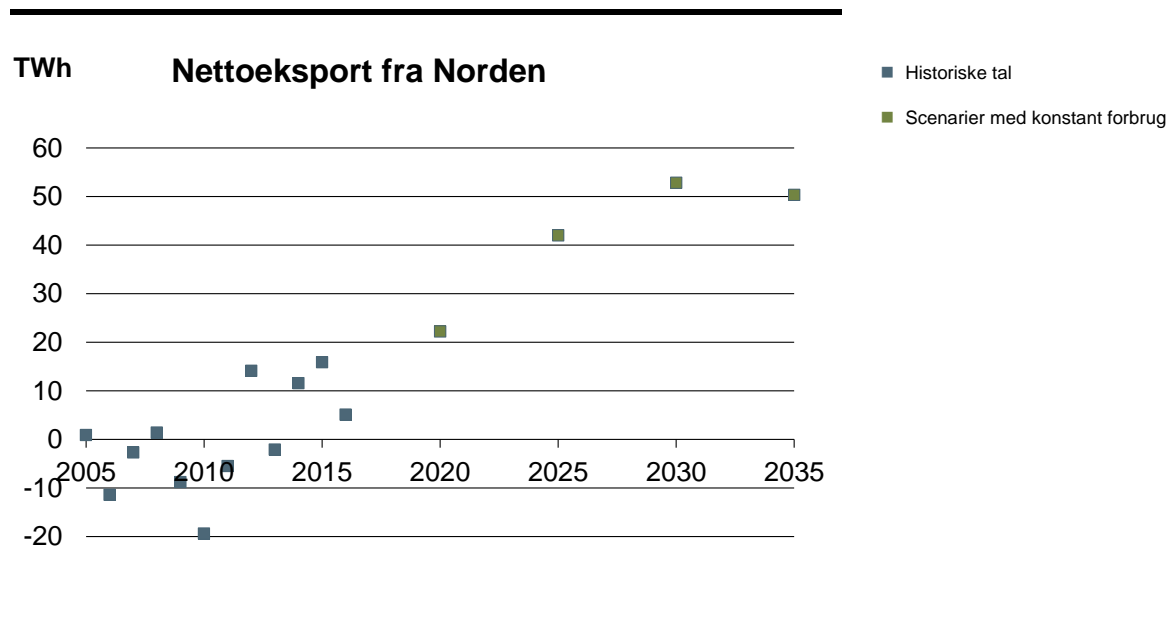
Norden er i dag nettoeksportør af elektricitet i år med normale vejrforhold. Med den forventede udbygning af VE og kernekraft i Norden vil der fremover skabes endnu mere billig elproduktion i Norden. Bliver udviklingen ikke fulgt op med udbygning af transmissionsforbindelser til områder med højere priser samt øget elforbrug gennem elektrificering af energisystemerne, vil det føre til lavere priser i Norden.

2012, 2014 og 2015 havde mere nedbør end i normalår, men med udbygningen af kernekraft i Finland og VE i hele Norden peger udviklingen på en større nettoeksport.

Finland forventer at reducere afhængigheden af import fra Rusland, mens Norge forventer at udbygge sin eksport til Tyskland og Storbritannien med flere kabler gennem Nordsøen.

Norden som stor-eksportør af el?

Med det betydelige potentiale for billig landvind har Norden mulighed for at blive Europas grønne kraftværk. At Norden bliver storeksportør i normalår betyder dog også, at der formentlig inden for en kort årrække ikke længere vil være år, hvor Norden vil være nettoimportør. Dog kan det ske, at der periodevis vil være import ved høje priser, når vejret er særligt koldt og der er vindstille. Norden vil dertil fortsat være batteri for den fluktuerende vindkraftproduktion og aftage produktionen fra vindkraften i nabolande, når prisen er lav.

Figur 27 Norden bliver storeeksportør af grøn elektricitet

Figur 27 Udviklingen de seneste år er gået i mod større og større nettoeksport fra Norden samlet. Modelforudsætningerne fører til endnu større eksport i fremtiden.

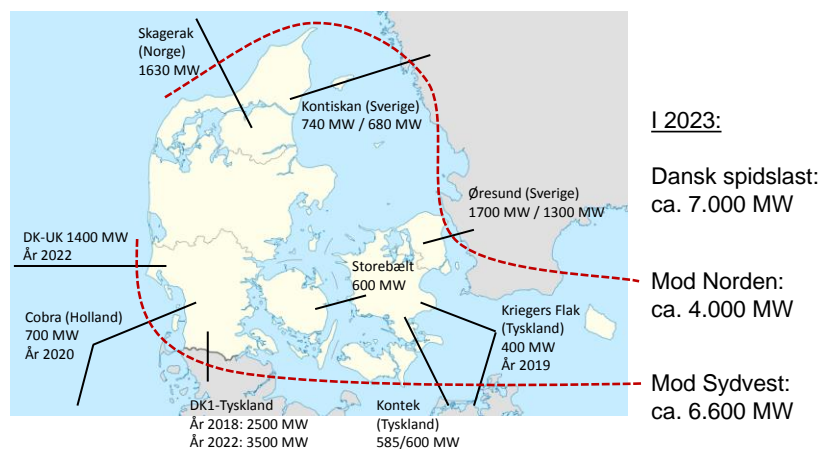
Kilde: NordREG, NordPool, Dansk Energi

Priserne i Norden må derfor forventes konsekvent at ligge under priserne i resten af Europa. Hvor meget under vil afhænge af mulighederne for eksport. Hvis der er stor transmissionskapacitet mod syd og vest og høj tilgængelighed på udlandsforbindelserne vil priserne udligne sig. Omvendt vil Norden få meget lave priser, hvis der er begrænset kapacitet og tilgængeligheden er lav (som set på den jysk-tyske-grænse). Et eksempel var sommeren 2015, hvor priserne blev meget lave i Norge og endte med at presse priserne ned i særligt Vestdanmark, der havde meget begrænset mulighed for at eksportere til det tyske marked.

Kobling mod nord eller syd-vest afgør økonomi i dansk elproduktion

Hvorvidt Danmark primært kobler primært med Norge og Sverige eller (som i modelkørslerne) primært med Tyskland og Holland bliver afgørende for økonomien i dansk elproduktion.

Figur 28 viser hvordan Danmark i modellens grundantagelser har væsentligt større kapacitet mod Sydvest (6.600 MW) end mod Norden (4.000 MW) fra 2023. Med disse forudsætninger bliver Danmark tættere koblet til kontinentet end Norden. Dette forudsætter dog at Viking Link (til UK) etableres og at interne flaskehalse i Tyskland reduceres så tilgængeligheden på den jysk-tyske grænse forbedres.

Figur 28 Danmark er kraftigt forbundet til vores nabolande

Figur 28 Danmark har så store transmissionskapaciteter til vores nabolande at vi sjældent får vores egen elpris. Spørgsmålet er hvilke lande vi oftest får sammenfaldende priser med.

Kilde: Dansk Energi på baggrund af Energinet.dks Analyseforudsætninger 2016

Lav elpris i fravær af øget eksportmulighed mod syd og vest

Som følsomhed er beregnet, hvad der sker, hvis Viking Link ikke realiseres og transmissionstilgængeligheden på den jysk-tyske grænse ikke forbedres fra det nuværende situation i vores hovedscenarier.

Balmorel udspecificerer tilgængeligheden på den jysk-tyske grænse som en funktion af vindproduktionen i Tyskland på baggrund af oplysninger fra Energinet.dk. Antagelserne i modelleringen giver en gennemsnitlige tilgængelighed på 57 % i 2020, faldene til 47 % i 2035, med større hul igennem, når vinden er svag i Tyskland, og mindre hul igennem når det blæser kraftigt syd for grænsen. Den rekordlave tilgængelighed i 2016 på 11 % skyldes ikke kun problemer med indpasning af vindkraft i det tyske net, men også at der pågår reparationer og opgraderinger i nettet. Der forventes væsentlige forbedringer når strækningen Kassø-Dollern står færdig i 2020 (Energinet.dk, 2017).

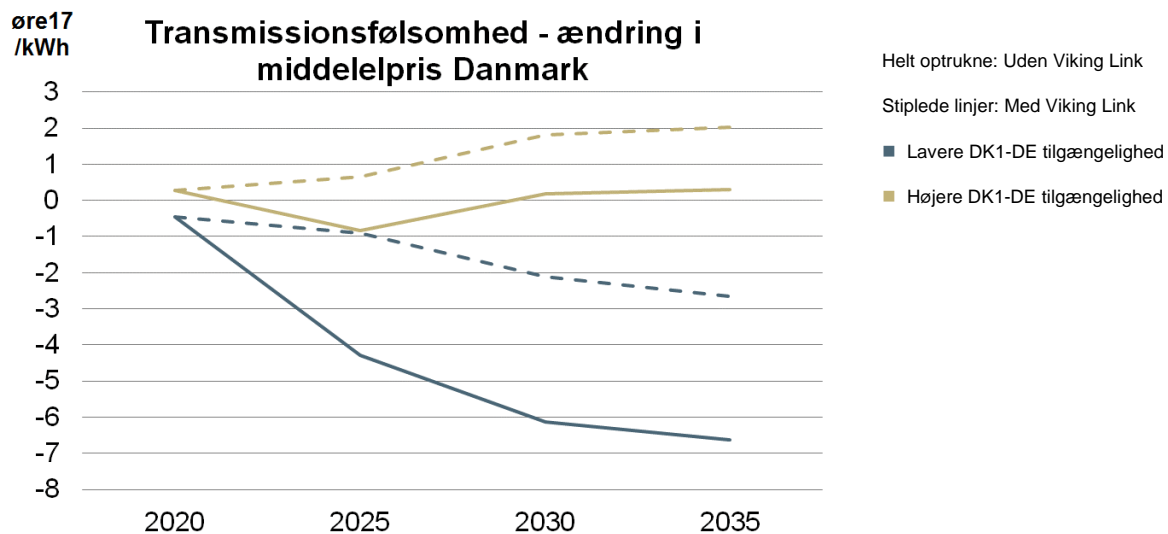
Hvis transmissionsnettet i Tyskland ikke udvides i takt med vindudbygningen, vil man forvente en lavere tilgængelighed. Der er foretaget følsomhedsberegninger med en anden tilgængelighedsprofil fra 2025 og frem, som har en 5 procentpoint lavere gennemsnitlig tilgængelighed (42 %) på DK1-DE forbindelsen²⁷. Der er også beregnet et scenarie med fuld tilgængelighed (95 % i alle timer). De to variationer er gennemregnet med og uden etablering af Viking Link (før 2025). Figur 29 viser hvordan den danske elpris ændres i forhold til WEO2016-hovedscenariet. Her ses det, at elprisen vil falde med 6,1 øre/kWh i 2030, hvis tilgængeligheden er lav og Viking Link ikke realiseres. Viking Link øger elprisen med 4 øre/kWh i 2030 hvis der er lav

²⁷ Se Appendiks 2 - Forudsætninger for yderligere beskrivelse

tilgængelighed til Tyskland, men prisen lander fortsat under den i hovedscenariet.

Hvis der er fuld tilgængelighed modsvarer det ca. at Viking Link ikke realiseres mens Viking Link bidrager yderligere med 1,6 øre/kWh hvis der er god tilgængelighed. Viking Link har altså ekstra høj værdi, hvis de tyske flaskehalse fortsætter.

Figur 29 En lave transmissionstilgængelighed mod syd og ingen Viking Link vil give et stor prisfald i Danmark i forhold til hovedscenariet



Figur 29 Ændring i middelelpris i Danmark for WEO scenariet, hvis tilgængeligheden falder fra 47 % til 42 %, eller stiger til 95 %, i 2035. Værdien af Viking Link øges hvis transmissionstilgængeligheden til Tyskland ikke øges.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

6 Kraftværkernes indtjening

Alle scenarierne peger på, at eksisterende kulfyrede værker vil køre med et begrænset dækningsbidrag de næste ca. fem år. Herefter vil indtjeningen stige, som følge af fremkomsten af ekstrempriser i takt med at gamle kraftværker går på pension og de tyske kernekraftværker lukker. Stiger kvoteprisen uden at gasprisen stiger vil det kraftigt forværre økonomien i kulkraft, der vil se sig underbudt af de mere klimavenlige gaskraftværker. Omvendt vil stigende gaspriser give et betydeligt løft til økonomien i eksisterende værker. I ingen af scenarierne er der dog økonomi i investering i nye kulkraftværker. Modellen vælger gasfyrede værker til at dække behovet for elkapacitet og være fleksibel backup til vind og sol i alle scenarier. Ekstrempriser, udgør dog en meget stor del af indtægtsgrundlaget for nye naturgas kraftværker. Pga. usikkerheden om hyppigheden af ekstrempriser bliver kraftværker til en meget risikofyldt investering. Hvis Tyskland indfører et kapacitetsmarked – og Danmark ikke gør det – vil det gå hårdt ud over indtjeningen for danske værker.

6.1 Spreads

For kraftværksejere vil det typisk være mere interessant at kigge på spreads frem for elpriser, idet elpriserne i vidt omfang følger omkostningerne for termisk elproduktion, og høje priser derfor ikke nødvendigvis er lig høj indtjening.

Spreads er elprisen fratrukket de variable omkostninger (kulmarginal eller gasmarginal) og udtrykker dækningsbidraget for et værk. To typer af spreads er af særlig interesse.

- Green Dark Spread (GDS): Årlig elpris fratrukket omkostninger til variabel drift og vedligehold (D&V), kul og CO₂-kvoter for et kulkraftværk med 38 % virkningsgrad og 2 EUR/MWh variabel D&V.
- Green Spark Spread (GSS): Årlig elpris fratrukket omkostninger til variabel D&V, gas og CO₂-kvoter for et gasfyret kraftværk med 55 % virkningsgrad og 2,5 EUR/MWh variabel D&V.

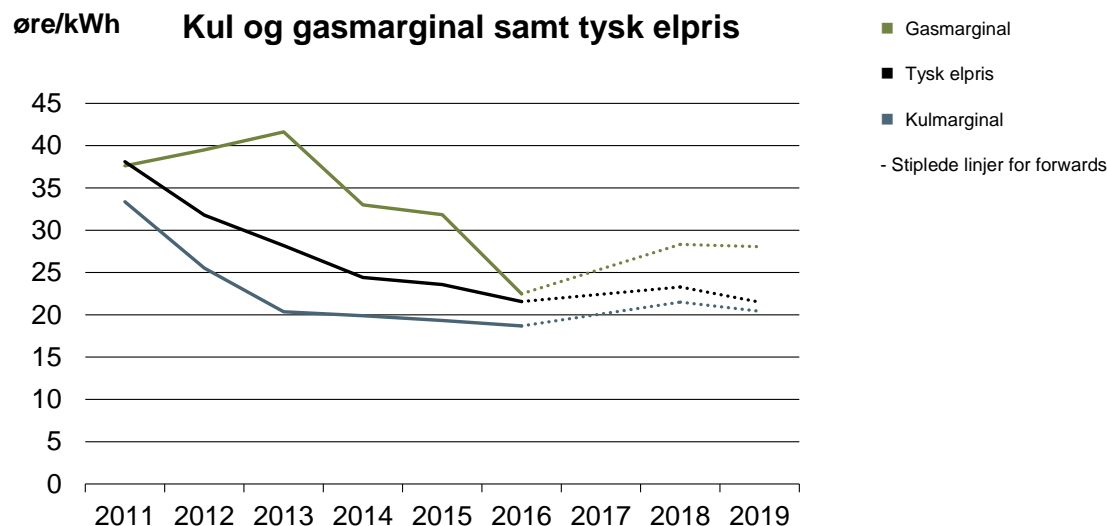
Som det ses af Figur 22 er de danske og tyske priser stort set sammenfaldende og konklusionerne i de efterfølgende afsnit gælder derfor også for det tyske marked.

6.2 Historiske spreads

Indtjeningen til kulkraft afhænger dels af hvor ofte et dyrere værk sætter prisen, men også hvor meget dyrere det værk er. Den dyrere teknologi er typisk gaskraft og derfor er forholdet mellem kul- og gasmarginalen særligt interessant. Siden gaspriserne toppede i 2013 har de været kraftigt aftagende, hvilket har fået de tyske GDS til at falde fra 8 øre/kWh til 4 øre/kWh. Ses på forwardkurven fortsætter GDS med at falde til under 1 øre/kWh i 2019. Denne udvikling er dog ikke drevet af en indsnævring i spændet mellem kul- og gasmarginal, men må antages at være drevet af en fortsat udbygning af vind

og sol og øget overkapacitet i det tyske elsystem frem mod 2021-2022, hvor de politisk vedtagne kernekraftværkslukninger finder sted.

Figur 30 Faldende indtjening til tysk kulkraft



Figur 30 Årsværdier for den tyske elpris (der ikke påvirkes nævneværdigt af variationer i nedbør) plottet sammen med kul- og gasmarginalen. Kulkraftværkernes indtjening afhænger af spændet mellem elpriskurven og kulmarginalen.

Kilde: SysPower, Forwards trukket 23 februar 2017.

De danske GDS følger i grove træk de tyske, men er yderligere påvirket af nedbørsforhold i Norden, således at der i tørår (som 2013) er bedre indtjening på de danske værker, mens indtjeningen er dårligere i vådår, som fx 2015.

Årsmiddelværdier er tiltagende dårligt mål

Middelværdier på årsbasis som gennemsnitlige elpriser, green dark spreads (GDS) og levelized cost of energy (LCOE) til brug for økonomivurderinger er tiltagende dårlige mål i takt med at fluktuationerne i elpriserne forøges. Når teknologierne (fx gaskraft, kulkraft, kernekraft og vind) afregner til markant forskellige priser, der ligger både betydeligt over og under den gennemsnitlige elpris bliver det mere og mere centralt at se på fluktuationerne i prisen og forstå dynamikkerne bag både høje og lave priser.

Selv med negative årlige GDS og GSS kan kul og gaskraftværker godt tjene penge, hvis blot de er fleksible og priserne varierer tilstrækkeligt meget.

Vindkraft og solceller bliver først konkurrencedygtige, når den gennemsnitlige elpris overstiger deres LCOE væsentligt, da vind og sol afregner til under den gennemsnitlige elpris, hvilket forstærkes i takt med at deres andel af den samlede elproduktion stiger.

6.3 Økonomien for kulfyrede værker

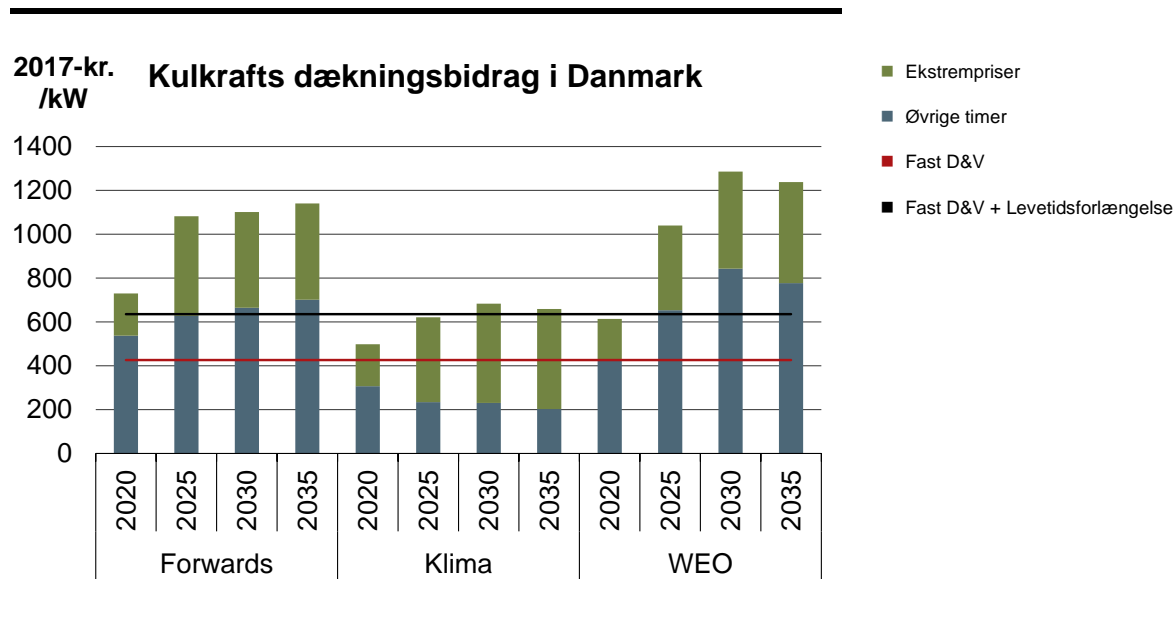
I Figur 31 ses det dækningsbidrag, som et dansk kulkondensværk ville kunne opnå fra spotmarkedet i de forskellige scenarier i perioden 2020-2035. Det ses at de usikre ekstrempriser udgør en betydelig del af indtjeningen i alle scenarierne og at økonomien rammes hårdt i Klimascenariet, hvor kvoteprisen stiger og gør elproduktion på kul dyrere end på gas. I alle scenarierne tjener værket nok til at dække de faste omkostninger (godt 400 kr./kW/år), men der er ikke noget stort overskud til at dække levetidsforlængelser (ca. 200

kr./kW/år) eller betale for omkostninger relateret til opgraderinger for at overholde evt. skærpede miljøkrav.

Hvis Tyskland indfører et kapacitetsmarked, og Danmark ikke gør det vil det bidrage til at reducere antallet af ekstrempriser uden at dansk kraftværkskapacitet får en anden indtægtsstrøm. Dette vil det få stor negativ indflydelse på økonomien på danske kraftværker.

Nyinvesteringer vil kræve knap 2.000 kr/kW/år for at forrentes²⁸. Selv hvis der tages højde for den højere elvirkningsgrad af nye værker er det ikke muligt at opnå dette dækningsbidrag fra indtægter i spotmarkedet i nogen af årene. Med andre ord kan eksisterende værker holdes inde i WEO og Forward scenarierne, men der er ikke økonomi i at etablere ny kulfyret kapacitet i Danmark.

Figur 31 Presset økonomi for kulkraft i Klimascenariet



Figur 31 Dækningsbidraget for et generisk dansk kulkondensværk opdelt på indtjening fra ekstrempriser og øvrige timer. Streger angiver omkostningsniveauet for hhv. fast D&V og 15 års levetidsforlængelse som angivet i Energistyrelsens teknologikatalog.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel og ENS, 2016

Højere elpriser ikke fordel for værker, hvis drevet af højere input priser

Højere elpriser gavner kun kraftværkerne hvis de er drevet igennem af ændringer i udbud og efterspørgsel. Dette kunne ske gennem lukninger af kraftværker i fx Tyskland, udbygning af transmissionskapacitet til højprisområder (fx Viking Link fra Vestdanmark til Storbritannien) eller øget elforbrug gennem elektrificering (fx elbiler, varmepumper, biobrændstoffabrikker) eller nye datacentre og tung industri.

²⁸ Dette baseres på Teknologikatalogets investering på 2,04 MEUR/MW og en afskrivning over 20 år med 8 pct. realrente samt fast D&V.

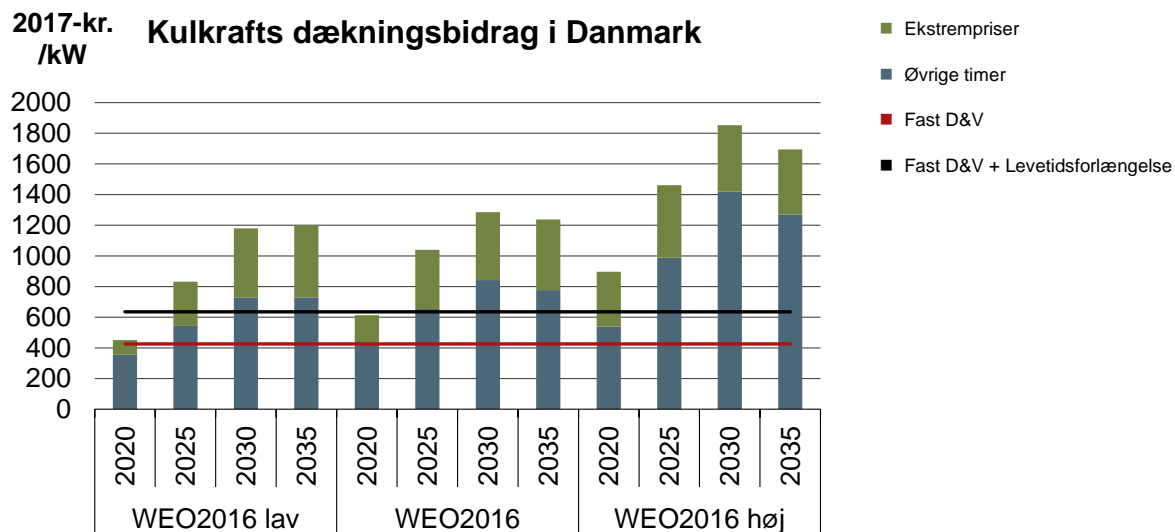
I det omfang at en stigning i elpriserne kommer som følge af stigende inputpriser vil det som hovedregel skade kraftværkernes økonomi, da de stigende omkostninger til brændsler og kvoter er årsag til elprisforøgelsen. For nogle teknologier fx kulkraft vil en øget kvotepris føre til kraftigt reduceret indtjening. Dette ses i Klima scenariet, hvor kulkraft får en markant dårligere indtjening over hele perioden. Det virker sandsynligt at der i et sådant scenarie vil ske flere kraftværkslukninger end hvad der er antaget i analysen. I Klimascenariet falder driftstiden fra knap 6.000 timer i 2020 til knap 2.500 timer i 2035.

Forbruget er afgørende for kraftværkernes økonomi

De forskellige forbrugsudviklinger, som beskrevet i Figur 7, har stor indflydelse på kraftværkernes dækningsbidrag. Det vises for WEO2016-scenariet i Figur 32, hvor økonomien er vist med hhv. faldende og stigende elforbrug. Et lavere elforbrug betyder kun et let reduceret dækningsbidrag på trods af, at elprisen er væsentligt lavere i dette scenarie (jf. Figur 21). Dette er et resultat af at modellens investeringer i ny gasfyret kapacitet, der resulterer i et stort set identisk prisbillede i timerne med høje priser i begge scenarier. De lavere priser i scenariet med lavt forbrug er altså primært drevet af et fald i de norsk-svenske priser, der trækker den danske pris med ned i timer med lavt forbrug eller høj vindkraftproduktion.

For højforbrugsscenarioet drives elprisen i Norden op som følge af øget efterspørgsel og det giver bedre indtjening til danske kraftværker. Heller ikke i dette scenarie er der økonomi i ny kulkraft, selvom det er tæt på i 2030.

Figur 32 Højt elforbrug er godt for kraftværkernes indtjening

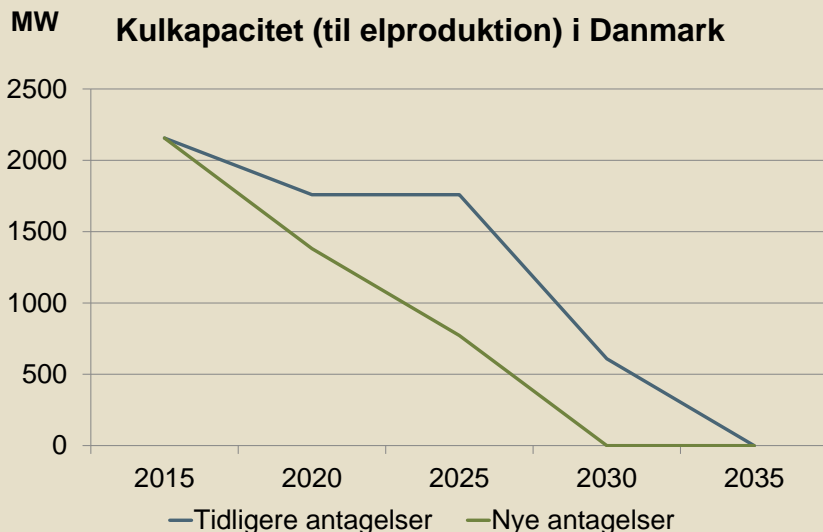


Figur 32 Spreads er forskellen mellem kulmarginalen og elprisen.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Udfasning af kul i Danmark

Med DONG Energys melding om, at de ikke længere vil fyre med kul fra 2023, vil der ske en hurtigere udfasning af kul i Danmark end hidtil antaget. Fra 2023 vil der kun være Fynsværket og Nordjyllandsværket tilbage, med en samlet kapacitet på 740MW (el). For begge værker er der dog planer om omstilling af produktionen. Dermed kan Danmark være helt kulfri i 2030. Størstedelen af kapacitetsnedgangen gælder alene muligheden for kulfyring på biomassekonverterede værker. Disse værker har fortsat mulighed for at fyre med træpiller i kondensdrift, i timer hvor elprisen er tilstrækkelig høj.



Den hurtige udfasning af kul har en lille påvirkning på elprisen på den korte bane. I 2020 stiger elprisen med 0,3 øre/kWh i WEO og Klima scenarierne og 0,4 øre/kWh i Forwards scenariet i forhold til scenarier med DONG Energys tidligere udfasningsforløb. I 2025 stiger elprisen med 0,9 øre/kWh i WEO scenariet, 0,8 øre/kWh i Forwards scenariet og 0,4 øre/kWh i Klima scenariet. I 2030 stiger elprisen minimalt, med 0,3 øre/kWh i Forwards scenariet, 0,2 øre/kWh i WEO scenariet, og ingen stigning i Klima scenariet.

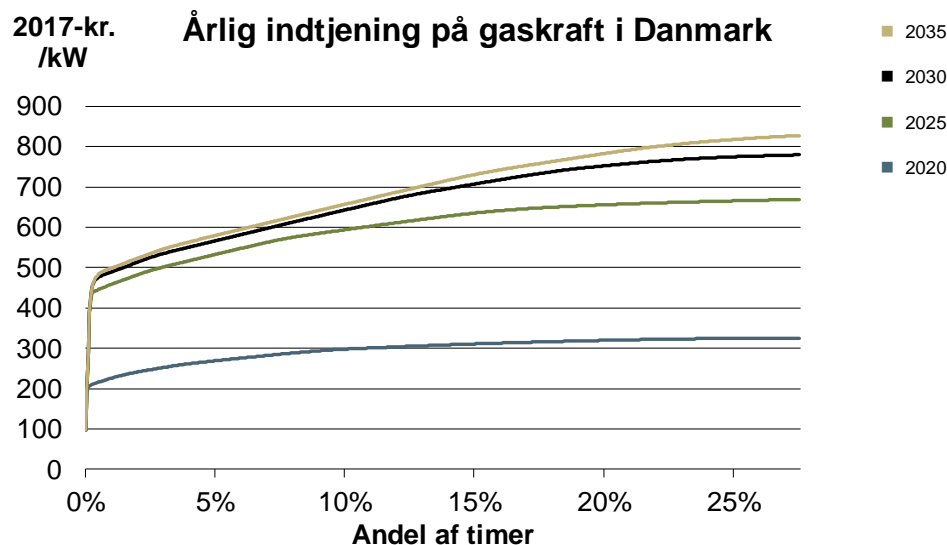
6.4 Økonomien i gaskraftværker

Da gasfyrede kraftværker grundet deres relativt høje variable omkostninger ikke er i drift som grundlast, men kun kører et begrænset antal timer giver det ikke mening at vurdere økonomien ud fra et årligt GSS.

På grund af de høje variable omkostninger bliver ekstrempriser en meget central del af businesscasen. Figur 33 illustrerer hvordan ekstrempriser dækker cirka to tredjedele af dækningsbidraget på gasfyrede kraftværker. På baggrund af oplysninger fra Teknologikataloget (ENS, 2016) kan omkostningen til fast D&V for et gasfyret CCGT værk opgøres til godt 200 kr./kW/år og en nyinvestering kræver afskrivninger for yderligere knap 700 kr./kW/år (samlet ca. 900 kr./kW/år).

I fraværet af ekstrempriser vil værkerne først i 2035 kunne tjene tilstrækkeligt til at dække deres faste omkostninger, og der vil ikke være råd til at investere. Med et bidrag på ca. 450 kr./kW/år dækker ekstrempriser ca. halvdelen af de faste omkostninger ved et nyt værk (ca. 900 kr./kW/år).

Hvis investorer skal forlade sig på de ret usikre indtægtsstrømme, som ekstrempriser udgør, kan det diskuteres om 8 % real WACC er tilstrækkeligt. Man kan således meget vel tænke sig, at de vil vælge at indregne et større risikotillæg.

Figur 33 Størstedelen af værkernes indtjening ligger i meget få timer

Figur 33 Ekstrempriiser udgør en meget central del af businesscasen for gasfyrede kraftværker (CCGT). Ganske få timer står for omkring to tredjedele af indtjeningen på gaskraftværker, når ekstrempriiser indtræffer. Indtil det sker, er økonomien meget dårlig i gasfyrede kraftværker.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Kapacitetsmarked som alternativ til ekstrempriiser

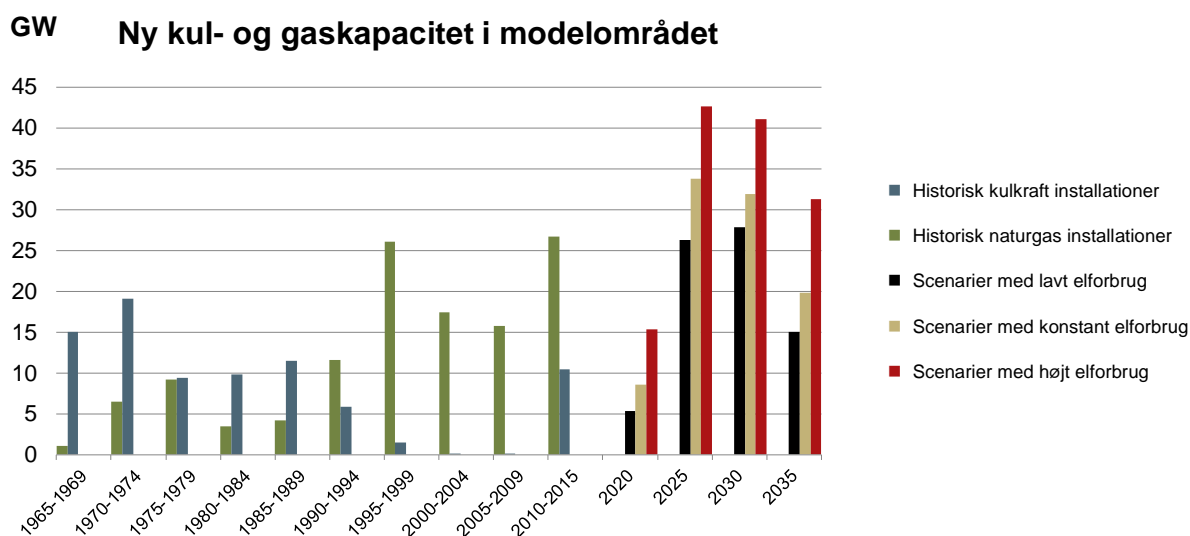
Såfremt der indføres et kapacitetsmarked kan det tænkes at bidraget fra dette vil svare til indtægten fra ekstrempriiser i modelkørslerne, idet indtægten fra disse matcher omkostningen til at etablere ny spidslastkapacitet (i form af laveffektive gasturbiner). Et kapacitetsmarked kan derfor være et væsentligt bidrag til økonomien i nye gasfyrede værker. Nye kulkraftværker har en kapitalomkostning, der er 2,5 gange så høj som effektiv gaskraft (CCGT), der igen er dobbelt så høj som gasfyret spidslast (OCGT) og derfor udgør ekstrempriiser eller en evt. kapacitetsbetaling kun ca. 20 % af de faste omkostninger til et nyt kulkraftværk.

Mens modellen ikke investerer i kul i nogen af scenarierne, bygges der til gengæld store mængder gas i landene uden for Norden. Mængderne ses i Figur 34. Dette kan forklares ved ekstrempriisernes væsentlige bidrag til økonomien, hvilket fremmer investeringer i mindre kapitalintensive værker. Men der er ikke økonomi i gaskondens i Danmark bygger modellen dog nogle CCGT kraftvarmeværker i centrale områder i Danmark i to af scenarierne: 916 MW i Klima scenariet og 235 MW i WEO scenariet. Danmark har mindre behov for spidslastkapacitet, fordi markedet her er mere eksponeret mod de norske og svenske vandkraft, der lægger en dæmper på de høje priser.

Mængden af samlet ny gaskraftkapacitet er ikke påvirket af brændsel- eller kvotepris, men der bygges flere effektive CCGT værker i WEO- og Klima-scenarierne, og flere mindre-effektive OCGT værker i Forwards-scenariet.

At modellen vælger stort set udelukkende at investere i gas og i så store mængder, kan virke som et ekstremt resultat. Det var ikke desto mindre hvad der faktisk skete op gennem 00'erne, hvor der ikke blev bygget et eneste kulkraftværk i modelområdet. Mængden af gasfyrede værker, som modellen vælger at investere i er ikke meget større, end hvad der blev bygget over de seneste 20 år. Valget af gas skyldes også at modellen ikke har mulighed for at vælge andre spidslastteknologier end OCGT. Et gennembrud for ellagring med lave kapitalomkostninger vil kunne ændre billedet betydeligt. Det er dog ikke analyseret her.

Figur 34 Rekordbygning af nye gaskraftværker forudset i alle scenarierne



Figur 34 Det bliver bygget rekordmængder ny naturgasfyret kraftværkskapacitet i 2025-2035 i alle scenarierne. Samlet bliver det bygget mellem 74 og 130 GW naturgas, afhængig af forbrugsniveau, i modelområdet.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

7 Vindmøllernes og solcellernes indtjening

Afregningen for vind og sol følger den generelle elpris, men der ses en stigende afvigelse mellem elprisen og afregningsprisen. Vindmøller afregninger i dag til under den gennemsnitlige årlige elpris, da de kannibalerer deres egen indtjening ved at fortrænge dyrere produktion. Prispresset forøges i takt med at der tilføjes yderligere vindkraftkapacitet. Samme effekt gør sig gældende for solceller om end at udgangspunktet er bedre pga. færre solceller i systemet i dag. Hertil kommer at ekstrempriser øger den gennemsnitlige elpris uden at vind og sol får glæde af dette. Vindmøllernes og solcellernes indtjening påvirker behovet for supplerende støtte. Støttebehovet falder i takt med, at investeringsomkostningerne falder, og elprisen stiger. Modsat kan støttebehovet stige, hvis elprisen stagnerer og prispresset øges på grund af en politiske-drevet VE udbygning. Hvis den teknologiske udvikling leverer som forudsat, vil landvind og havvind kunne etableres på markedsvilkår i hhv. 2025 og 2035, dog kun såfremt der kommer højere CO₂ kvotepriser og høje brændselspriser.

Med stigende andel af vind og sol i både det nordiske og det tyske system, vil vind og sol afregnes til en lavere elpris end markedets gennemsnit, da vind- og solcelleproduktionen fortrænger anden dyrere produktion. Denne kannibalerings-effekt omtaler vi i denne analyse som prispress, da vindmøllerne og solcellerne presser prisen, når de producerer²⁹. Prispreseffekten bliver mere udtalt i takt med, at der udbygges mere med vindkraft og solceller, og kan derfor være afgørende for, hvis VE kan levere på markedsvilkår uden støtte.

7.1 Historisk prispress på vindkraft

I Figur 35 ses det relative prispress (dvs. hvor meget vinden afregner lavere end den gennemsnitlige elpris) for Danmark, Sverige og Tyskland siden 2009. Siden 2012 har prispresset ligget på omkring 10 % i Danmark. Prispresset i Vestdanmark blev i 2013 forøget med tre procentpoint pga. ekstrempriser, som løfter gennemsnitsprisen, men ikke kommer vindkraften til gode. Fredag d. 7. juni 2013 optrådte 5 timer med priser omkring det daværende prisloft på 15 kr./kWh. I dette tidsrum var vindkraftproduktionen meget lav.

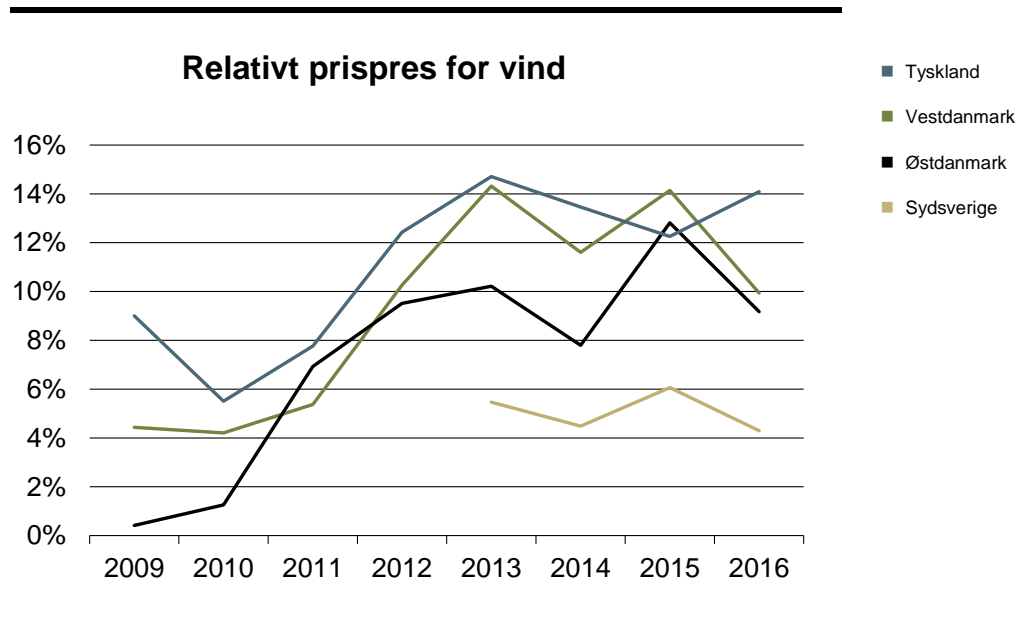
Det ses at Tyskland har det højeste prispress, hvilket skyldes flere faktorer:

1. Tyskland har de fleste vindmøller. Det er derfor den tyske vindkraftproduktion, der i høj grad afgør markedsprisen i de øvrige områder.

²⁹ Afregningen til vindmøller er den årlige indtjening divideret med produktionen, mens markedsgennemsnittet er det simple gennemsnit af elspotpriserne hen over året.

2. Tyskland har højere priser, når vinden ikke blæser, da der ikke er de samme muligheder for at balancere produktionen op i mod norsk vandkraft.
3. Endelig producerer de tyske vindmøller mindre jævnt, hvilket i sig selv udsætter dem for større prispres. Dette skyldes en kombination af dårlige vindforhold, vindmøller med store generatorer relativt til rotorarealet og en større andel landvindmøller.

Figur 35 Vindkraft afregner 10-15 % under markedsprisen



Figur 35 Prispres angiver hvor meget under den gennemsnitlige elpris vindkraft afregner i det givne område. Det har ikke været muligt at finde detaljerede data for svensk vindkraftproduktion før 2013.

Kilde: SysPower

Vindens prispres mindre end forventet

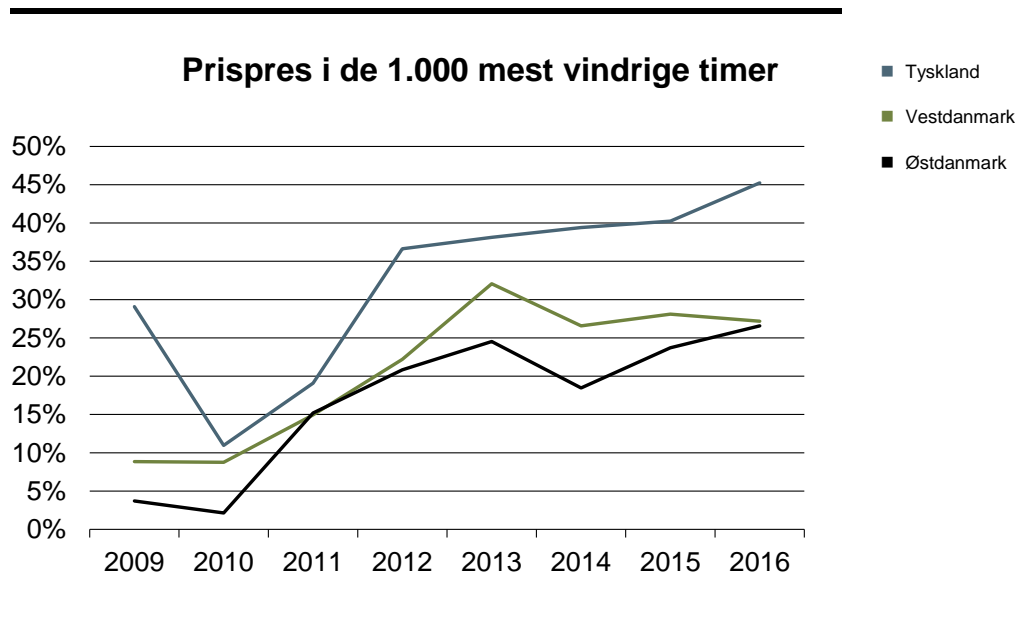
På trods af de markant større mængder vindkraft i systemet er prispresset overraskende nok ikke steget betydeligt. Det skyldes bl.a. at gasprisen siden 2013 er faldet. En faldende gaspris sænker gennemsnitsprisen på el, men betyder mindre for vindens afregning – idet gaskraftværkerne primært producerer i de timer, hvor det ikke blæser. Derfor kan en faldende gaspris være en del af forklaringen på at afstanden mellem gennemsnits elpris og vindafregningen ikke er vokset som forventet.

At prispresset er holdt i ave skyldes også at systemet er blevet mere fleksibelt. Flere af de tyske kulkraftværker regulerer i dag deres produktion fra omkring 20 % til fuld last flere gange i døgnet. At kulkraftværkerne har mulighed for at trække sig, sikrer en højere afregning til vinden, når det blæser. Hertil kommer forbedrede muligheder for transmission. Fx en forøgelse af kapaciteten fra Vestdanmark til Norge med Skagerak 4 kablet i 2015.

Fortsat højt prispres i timer med kraftig vind

Prispresset i de 1.000 timer med højest vind er fortsat højt og andrager nu 45 % i Tyskland. Dette tal er relevant for valg af vindmølle, da den marginale ekstra kapacitet i en vindmøllegenerator ved et givent rotorareal vil tillade møllen at producere mere i de timer hvor det blæser kraftigst. Værdien af denne produktion er dog væsentligt lavere end værdien af den øvrige vindkraftproduktion. For danske møller ligger tallet på 20-30 %.

Figur 36 Prispres på marginal kapacitet højest i Tyskland



Figur 36 Prispreset på vindkraft i de 1.000 timer med højest vindkraftproduktion i det givne område.

Kilde: SysPower

Faldende produktionsomkostninger for vindkraften

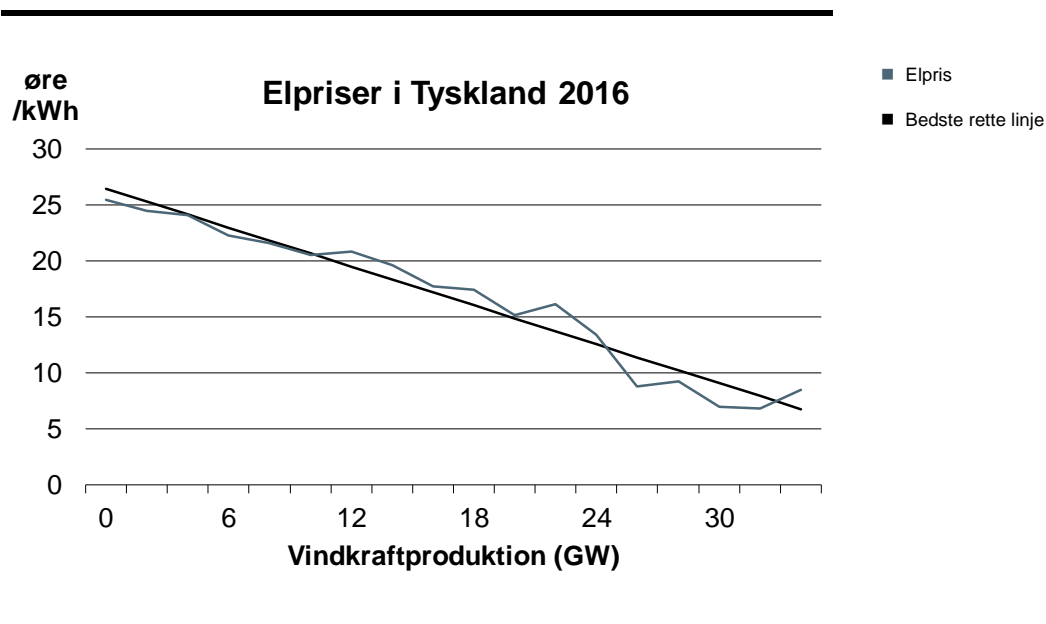
Med faldende elpriser og stigende prispres skulle man forvente at støttebehovet til nye vindmøller ville være steget betydeligt siden 2011. Dette er dog ikke tilfældet. Omkostningen til at opstille nye vindmøller har nemlig også været faldende over de seneste år. Dette ses af, at prisen på elcertifikater i det svensk-norske certifikatmarked har været faldende sammen med elspotprisen siden 2009. Forventningen til afregning to år frem ved investering i nye projekter er således faldet med 5 svenske øre/kWh per år i perioden 2009-2017 (fra 75 til 35 svenske øre/kWh = 28 danske øre/kWh). Selvom investeringstakten er faldet er den ikke gået i stå. Der blev således også truffet investeringsbeslutninger i fjerde kvartal af 2016. Hvorvidt den forventede afregning to år frem afspejler de reelle omkostninger til nye projekter er et åbent spørgsmål. For det første har aktørerne formentlig forventninger til stigende priser efter 2020, når bl.a. kablet fra Norge til Storbritannien går i drift, for det andet kan certifikatmarkedet være kollapsed under et uforudset overudbud. Som diskuteret i afsnit 4.1 vil de projekter, der nu er under opførelse, kunne dække det samlede mål på 28,4 TWh/år ny VE kapacitet i Norge og Sverige i 2020.

7.2 Afregningen for vind i Tyskland frem mod 2020

Vestdanmark og Tyskland er markedsfølsomt stærkt koblet i retning fra Tyskland mod Danmark. Mens der er betydelige flaskehalse for eksport fra Danmark mod Tyskland, særligt i perioder med høj vindkraftproduktion, er flaskehalsene i nordgående retning næsten ikke-eksisterende. Sidste år var tilgængeligheden hele 87 %. Dermed har Tyskland større mulighed for at eksportere til Danmark end Danmark har for at eksportere til Tyskland. Den tyske vindkraft trykker periodevist elprisen i Danmark gennem nordgående flows i timer med kraftig vind. Dette holder afregningen for dansk vind nede.

Tyskland er mindre påvirket af den nordiske vandkraft, som har en udglattende effekt på elprisen i Danmark. Samtidig er det tyske system det med mest vindkraft og derfor her prispreffekterne opstår. Ses der på historiske data for vindkraftproduktion og elpriser i Tyskland, finder man en ganske pæn lineær sammenhæng mellem de to, når der sammenlignes time for time. Der er forskydninger i det generelle niveau fra år til år, men hældningen på kurven er omtrent den samme. Figur 37 viser billedet for 2016. I gennemsnit aftager elprisen med ca. 1,2 øre/kWh for hver 2 GW (2.000 MW) ekstra vindkraftproduktion. Ved 0 GW vindkraftproduktion lander prisen på 27 øre/kWh i gennemsnit.

Figur 37 Sammenhæng mellem elpris og vindkraftproduktion i Tyskland



Figur 37 Elprisen som funktion af vindkraftproduktionen, beregnet som den gennemsnitlige elpris i intervaller af 2 GW vindkraftproduktion. Værdierne på førsteaksen angiver den nedre grænse af intervallet. Således at 0 dækker intervallet 0-2 GW. Baseret på data for 2016.

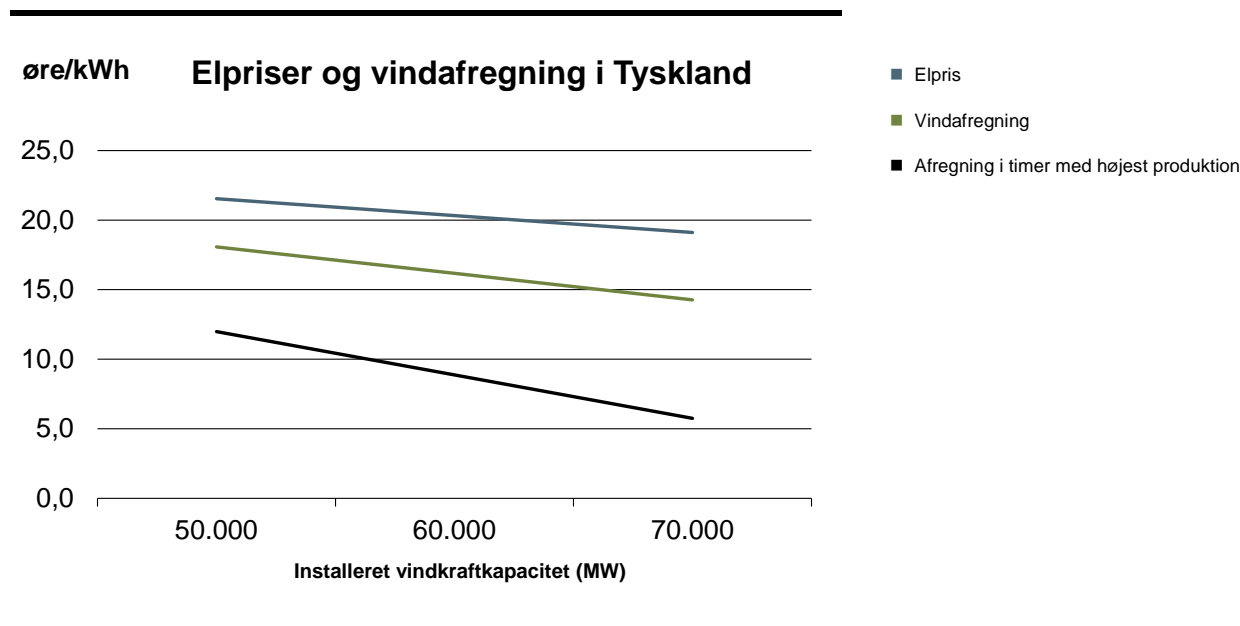
Kilde: SysPower

Gennemsnitsproduktionen fra vindkraft i Tyskland i 2016 var godt 9 GW, med en gennemsnitlig elpris på 21,6 øre/kWh. Med den fordeling af vindkraftproduktion, der var i 2016, var vindkraftafregning 18,5 øre/kWh. Ses der på de ca. 1.000 timer med højest vindkraftproduktion afregnede vindkraften til 11,8 øre/kWh eller ca. 10 øre/kWh under den gennemsnitlige markedspris.

Som i sidste års analyse har vi igen fremskrevet udviklingen *alt-andet-lige* for at se konsekvenserne af en fortsat vindkraftudbygning, såfremt den lineære sammenhæng mellem vindkraftproduktion og elpris (som vist i Figur 37) holder stik.

Det ses at hvis vindkraftkapaciteten øges fra de nuværende ca. 50 GW til 70 GW kan elprisen forventes at falde med 2,4 øre/kWh. Mens vindafregningen falder med 3,8 øre/kWh. I de 1.000 timer hvor det blæser mest falder afregningen med 6,2 øre/kWh til blot 5,7 øre/kWh, hvilket er lavere end omkostningerne til en typisk kontrakt på service og vedligehold (ENS, 2016).

Figur 38 Alt-andet-lige fremskrivning af elpriser og vindafregning i Tyskland



Figur 38 I takt med stigende mængder vindkraft falder elprisen. Men vindafregningen falder mere og særligt i de timer hvor det blæser mest.

Kilde: SysPower

Ovenstående betragtninger bør inddrages i valg af mølletype ved nye vindkraftprojekter. Den ekstra produktion, der kan opnås ved at vælge en vindmølle med stor generator relativt til rotorkapacitet falder i timer, hvor de øvrige vindmøller også producerer. Som konsekvens af dette har den lavere værdi. Generelt går tendensen mod møller med mindre generatoreffekt per overstrøget areal. Således er den specifikke rotorbelastning for nye landvindmøller opstillet på det tyske marked faldet fra 396 til 314 W/m² fra 2011 til 2016 (BWE, 2017). De nye møller må som konsekvens heraf forvente at se en højere afregning end gamle i spotmarkedet. Såfremt møllerne er på støtteordninger med fast afregning ser de dog ikke disse effekter.

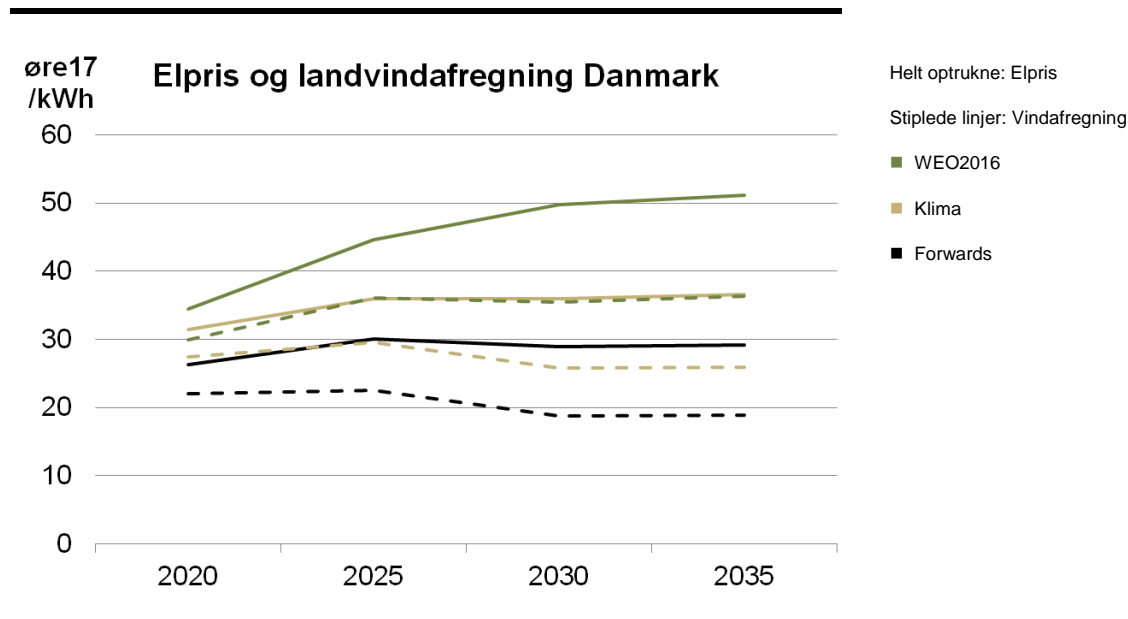
7.3 Vindens afregning i scenarierne

Som beskrevet i forrige afsnit oplever vindkraft typisk en lavere afregning end den gennemsnitlige elpris, idet vindkraften presser elprisen i de timer, hvor den producerer mest. Men selv om vindens pris pres stiger i takt med at vindkraftkapaciteten øges, så kan vindafregningen alligevel stige, hvis

brændselspriserne stiger. Det ses i Figur 39, hvor landvindens afregning i WEO scenariet stiger fra 29,9 øre/kWh i 2020 til 36,1 øre/kWh i 2025. Herefter holder den sig konstant, som følge af at det stigende prispress modvirker den stigende middelvej.

I Klima scenariet stiger vindafregningen til knap 30 øre/kWh i 2025, hvorefter den falder til 26 øre/kWh i 2030 og 2035 pga. prispreffekten. I Forwards scenariet falder landvindens indtjening til under 19 øre/kWh.

Figur 39 Vindafregningen følger generel elpris, men med stigende prispress



Figur 39 Elpris og landvindafregning vist for de tre hovedscenarier med konstant forbrug.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Tendens til at undervurdere det absolutte niveau for vindprispress

Ved benchmarking af modellen mod historiske data ses at modellen undervurderer prispresset på vind med ca. 2 øre/kWh. Dette skyldes at modellen ikke indeholder alle de begrænsninger for drift af kraftværker og transmissionslinjer, som eksisterer i virkeligheden. Modellen kan dog stadig benyttes til at studere udviklingen i prispresset for vind, dvs. den relative udvikling mellem to modelår eller modelkørsler, mens det absolutte niveau formentlig undervurderes.

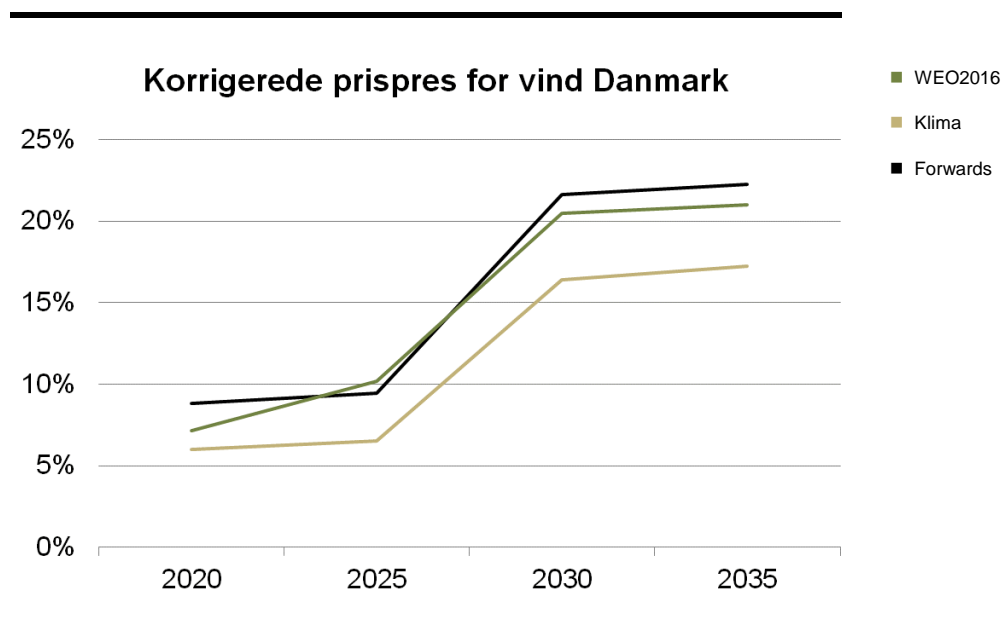
Ekstrempriiser betyder meget for prispress

En stor del af årsagen til stigningen i prispresset er at vinden ikke får del i ekstrempriiserne, som betyder mere og mere for den gennemsnitlige elpris. Ekstrempriiserne bidrager ca. 5 øre/kWh til elprisen i 2025 og frem. Da de opstår i timer hvor vind og sol ikke producerer, bidrager ekstrempriiserne ikke til vindafregningen. Hvis man ser bort fra ekstrempriiser ved udregning af prispresset er det tydeligere at se effekten af mere vindkraft i systemet (se Figur 40).

Kvoteprisen er særlig vigtig for vindafregningen

Forwards scenariet har det højeste relative prispress for landvind af de tre scenarier. Klima scenariet har en højere CO₂-kvotepris, som har størst indflydelse på elprisen, når det marginale værk er fyret med kul, og kulmarginalen er den vinden afregner mest til. I øvrigt er forskellen mellem kul- og gasmarginalen mindst i Klima scenariet, hvilket gør at vinden afregner tættere på den gennemsnitlige elpris. De to effekter gør, at vinden oplever det laveste prispress i Klima scenariet. I WEO2016 scenariet får vinden gavn af den højere kulmarginal, men prispresset er større pga. den endnu højere naturgas marginal som vinden sjældent afregnes til og som bidrager til at øge den gennemsnitlige elpris.

Figur 40 Høje kvotepriser giver mindre prispress

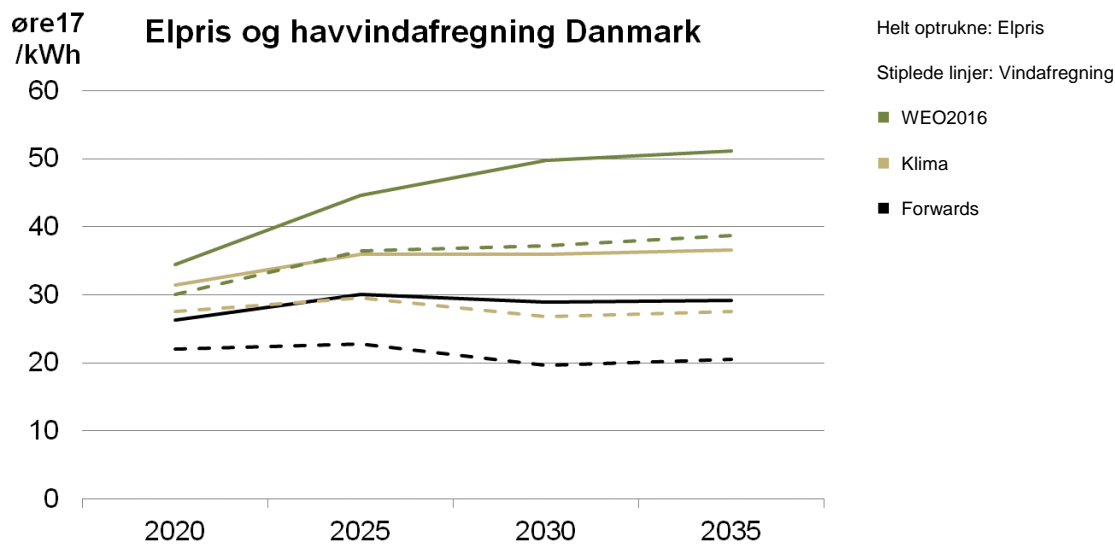


Figur 40 Prispress udregnet relativt til korrigeret elpris, hvor effekt af ekstrempriser er trukket ud. Dvs. ca. 2 øre/kWh i 2020 og 5 øre/kWh i 2025 og frem.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Havvind afregner til en højere pris end landvind

Havvind afregner qua sin mere jævne produktion en anelse højere end landvind. Det kan omvendt udtrykkes som, at havvinden har en mindre del af sin produktion i timer med særlig høj vind og stort prispress. Havvinden afregner knap 2 øre/kWh højere end landvinden i alle scenarier. Det ses ved at sammenligne Figur 41 og Figur 39. Ligesom for landvind, udgør ekstrempriser ca. 5 øre/kWh af prispresset.

Figur 41 Bedre afregning for havvind i spotmarkedet**Figur 41** Elpris og havvindafregning vist for de tre hovedscenerier med konstant forbrug

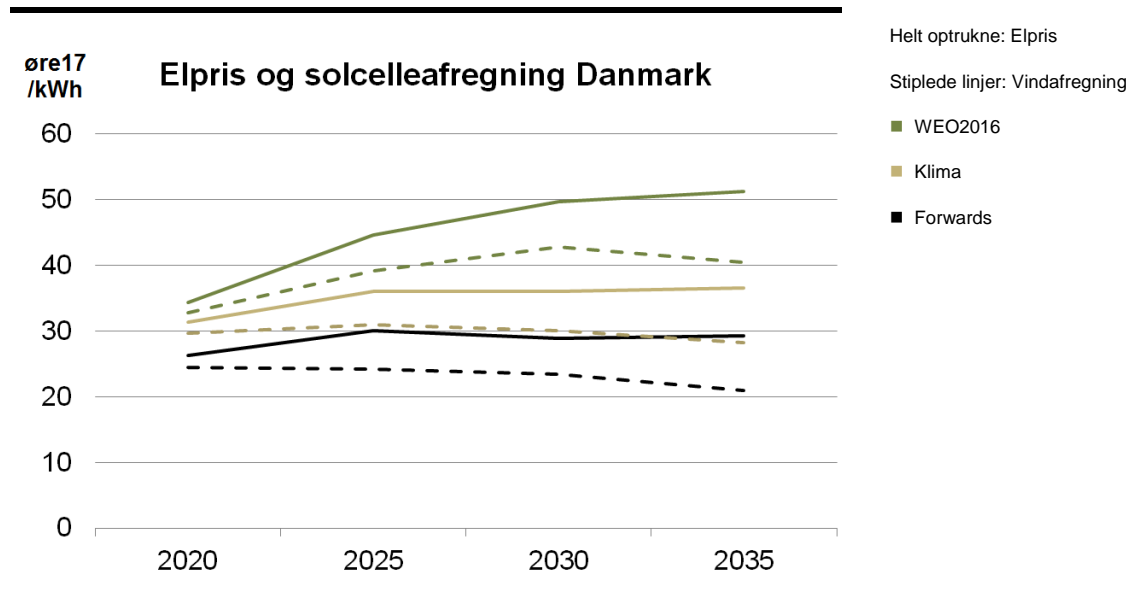
Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

7.4 Solcellernes afregning i scenarierne

På samme måde som vindmøller presser elprisen og i særdeleshed sin egen afregning, ser solcellerne også en prispresseffekt. Prispresset er i dag generelt lavere end for vinden pga. en mindre installeret kapacitet. Potentialet for et prispres er dog endnu større fordi solceller har en mindre jævn produktion. At produktionen er koncentreret på færre timer betyder at kannibalisierungseffekten bliver mere udtalt i takt med at solcellerne dækker en stigende andel af elproduktionen. Prispresset på solceller begyndte så småt at vise sig i 2015, og voksede til 6 % i 2016 i Tyskland.

Før 2015 blev solceller afregnet til elpriser, som var over den årlige gennemsnitspris på elmarkedet, da der er et sammenfald mellem højt elforbrug midt på dagen og solcelleproduktion. Solcellekapaciteten (særligt i Tyskland) er dog nu blevet så stor at solceller på mange dage leverer langt over hvad merbehovet er midt på dagen. Derved presses prisen under den gennemsnitlige elpris. I maj 2016 opstod der således negative priser midt på dagen tre søndage i træk med lavt forbrug og høj sol.

Figur 42 viser afregningen for solceller i Danmark, som er allerhøjst i WEO scenariet. I dette scenarie når afregningen 42,8 øre/kWh i 2030 inden prispresset slår igennem og afregningen falder til 40,5 øre/kWh i 2035. Afregningen i Klima og Forwards scenarierne er svagt faldene frem til 2035.

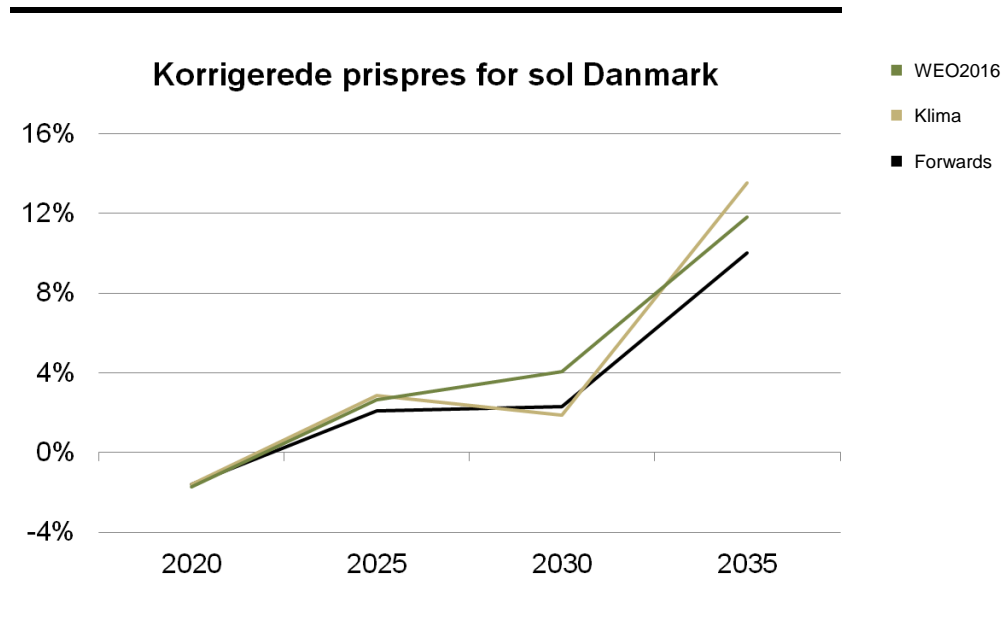
Figur 42 Middel-elpriser og afregning for solceller i Danmark

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

På samme måde som prispresset blev udregnet for vindmøller i scenarierne i afsnit 7.3 kan prispresset udregnes for solceller. Pga. Danmarks temmelig stærke kobling til omverdenen (herunder det tyske marked) vil en generelt stor produktion fra solceller i hele modelområdet medføre prispress på danske solceller, selvom den danske solcellekapacitet er lille ift. det danske elforbrug.

Som det ses af Figur 43, er prispresset negativt i 2020, hvilket betyder, at solcellerne afregner højere end gennemsnitselprisen. Det sker pga. samtidighedseffekten og pga. korrektionen for ekstrempriser. I de efterfølgende år tager prispreseffekten til i takt med at solcellekapaciteten øges, men bliver først alvorligt signifikant i 2035. Rækkefølgen af scenarierne i 2035, hvor Forwards scenariet har højest prispress efterfulgt af WEO2016 og Klima scenariet, er det samme som for vindprispresset og er den forventede langsigtede tendens, idet solen i stigende grad også vil være mere påvirket af kulmarginalen end den gennemsnitlige elpris.

Som med vindens prispress, undervurderer modellen solcellernes prispress med over 1 øre/kWh. Prispresset for sol kommer senere end for vindkraften som følge af en langsommere udbygning af solceller relativt til vindkraft. Af denne grund viser modellen først betydeligt prispress på solceller i 2035. Hvis der sættes massivt på sol som VE teknologi vil prispresset øges for solceller.

Figur 43 Prisres for danske solceller korrigeret for ekstrempriser

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

7.5 Elprisens betydning for støtten til vindproduktion

Når vindafregningen og elprisen stiger, falder behovet for supplerende støtte til vindkraft og anden VE-produktion alt andet lige. Derved har udviklingen på elmarkedet en afledt effekt på finansieringsbehovet for en given VE-udbygning. Figur 46 viser det årlige støttebehov til ny land- og havvind, som kan forstås som forskellen mellem vindens afregning i spotmarkedet og dens omkostninger (LCOE), spredt over 20 år. Derfor er støttebehovet gældende for 20 år, og behovet vil være større hvis støtten kun skal gælde i færre år. Analysen baserer sig på teknologiomkostninger fra Energistyrelsens teknologikatalog. Det kan tænkes at disse omkostninger er overvurderet i forhold til det faktiske niveau givet den seneste udvikling på området (Dansk Energi, 2016c). Et lavere omkostningsniveau vil betyde lavere støtteomkostninger end hvad der fremgår af resultaterne i dette afsnit.

Landvind vil kunne klare sig på markedsvilkår i 2025 i højprisscenariet

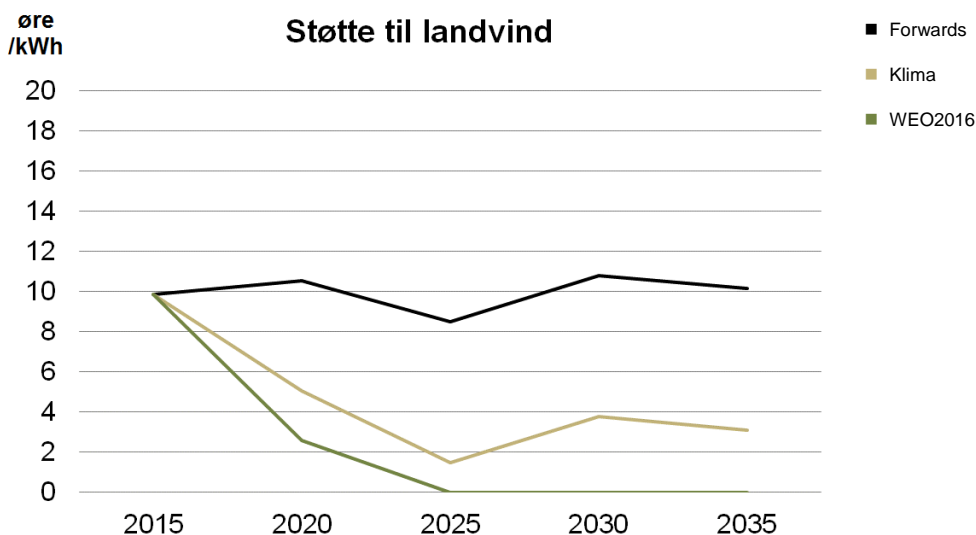
Der antages en udbygning af landvind som følger WindEuropes centrale scenarier (EWEA, 2015) og kan ses i Appendiks 2 - Forudsætninger. Denne udbygning sker uanset vindafregningen, da det antages at potentialet for den forventeligt billigste VE-teknologi realiseres med støtte, hvis ikke markedet kan drive opstillingen. Wind Europes centrale scenarier forventer, at landvindskapaciteten fordobles frem til 2035.

Modelresultaterne viser, at det kun er i WEO scenariet, hvor landvind ikke kræver støtte. Som det ses i Figur 44, kan landvind etableres uden støtte i

WEO scenariet fra 2025. I Forwards og Klima scenarierne, kræver landvind støtte i hele perioden. I Forwards scenariet stiger støttebehovet pga. det stigende prispress på vind, der fører til en faldende vindafregning. I Klima scenariet falder støttebehovet til 2-4 øre/kWh i 2025-2035 som konsekvens af højere vindafregning drevet af en højere kvotepris. En lidt højere kvotepris end forudsat i Klimascenariet ville også kunne gøre landvind konkurrencedygtigt. Knækket op ad i landvindens støttebehov i 2030 sker pga. en kraftig stigning i prispresset (se Figur 40).

Hvis Danmarks nabolande udbygger mindre med vindkraft end forudsat i modellen, vil elpriserne være højere, prispresset lavere, og indtjeningsmulighederne bedre for vindmølleejere. Derfor kan støttebehovet være lavere end regnet i de følgende eksempler, og det vil være nemmere at etablere VE-kapacitet på kommercielle vilkår i Danmark. Omvendt vil en kraftigere udbygning i vores nabolande øge støttebehovet for dansk vindkraft.

Figur 44 I 2025 kræver ny landvind ikke længere støtte hvis brændselspriserne er stiger som i WEO scenariet.

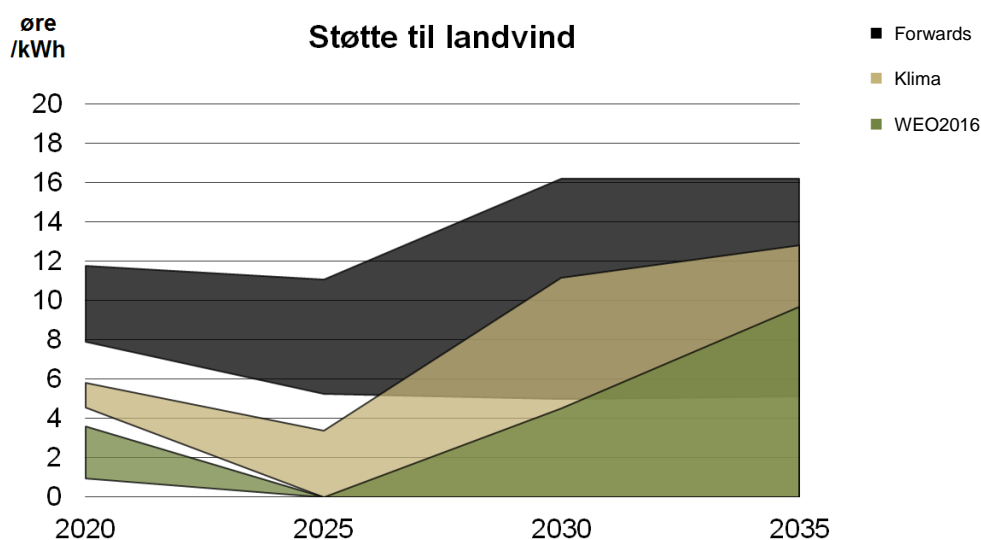


Figur 44 Støtten til landvind falder som vindens afregning stiger, samt investeringsomkostningerne falder. Der er et knæk op i 2030 pga. øget prispress. Kun i højprisscenariet (WEO2016) kan landvind klare sig på markedsvilkår. Der vises fra 2015 fordi Energistyrelsens tal starter i 2015 (ENS, 2016).

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Når der ses på spændet for støtten med forskellige forbrugsudviklinger, som i Figur 45, kan landvind nu også klare sig uden støtte i Klima scenariet hvis elforbruget stiger. Hvis elforbruget er svagt faldene, kræver landvind støtte i alle scenarierne, som vokser til 10-16 øre/kWh i 2035.

Figur 45 Hvis elforbrug stiger, kan landvind udbygges på markedsvilkår fra 2025 i både Klima og WEO scenarierne.



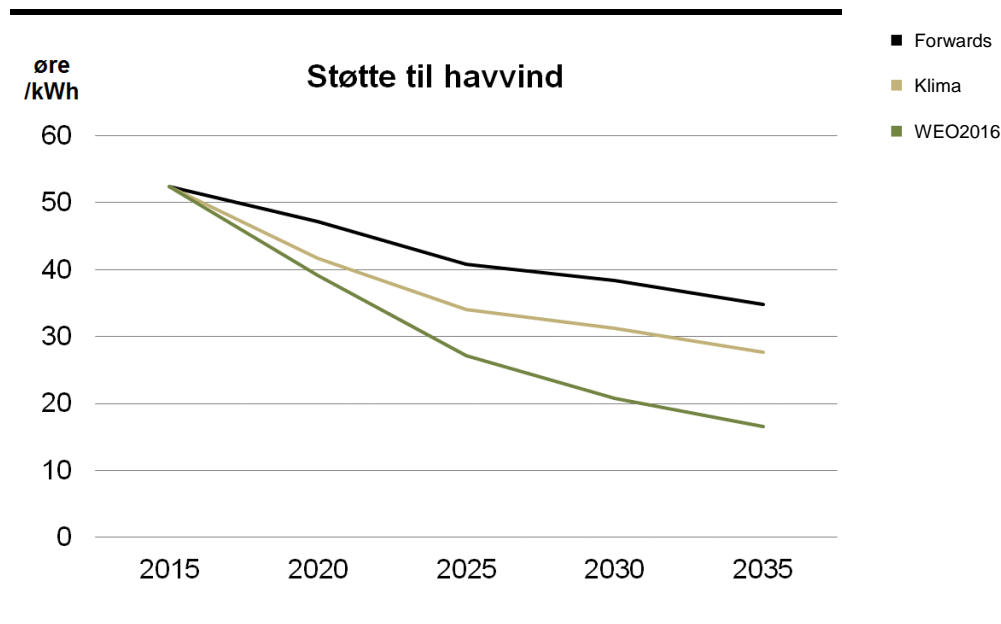
Figur 45 Støtte til landvind i Danmark givet forskellige forbrugsudviklinger. Båndene udspænder støttebehovet fra lavt til højt forbrug. Hvis elforbruget falder, vil landvind kræve øget støtte i alle scenarierne. Modsat kan landvind klar sig uden støtte i både WEO og Klima scenarierne hvis elforbruget stiger.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Svært at få havvind på markedsvilkår

WindEuropes centrale scenarier (EWEA, 2015) forudsiger en femdobling i havvind i 2030, i forhold til 2015. Vi har i modellen antaget at denne udbygning er politisk drevet og finder sted uanset elprisudvikling. Dette er baseret på at flere lande er begyndt at udmelde politiske mål for kapaciteten i 2030. For Danmark forudsætter WindEurope at kapaciteten stiger til 3,5 GW. Det betyder, at der i 2035 fortsat vil være mindre havvind end landvindkapacitet. Idet det blæser mere på havet, vil havvind få flere driftstimer, og derfor kommer havvind til at producere den samme energimængde som landvind i Danmark.

Figur 46 viser støttebehovet til nye havvindmøleparker frem til 2035. Støttebehovet falder i takt med at den teknologiske udvikling gør omkostningerne lavere, og at elprisen stiger (særligt i WEO scenariet). I 2035 kræver havvind 17 øre/kWh støtte i WEO scenariet (scenariet med den højeste afregning), og hele 35 øre/kWh i Forwards scenariet (scenariet med den laveste afregning).

Figur 46 Havvind kan ikke komme på markedsvilkår i hovedscenarierne.

Figur 46 Forskellen mellem havvindens omkostninger (LCOE) og havvindafregningen. Støttebehovet til havvind falder i takt med, at elprisen stiger og omkostningsreduktioner som følge af den teknologiske udvikling.

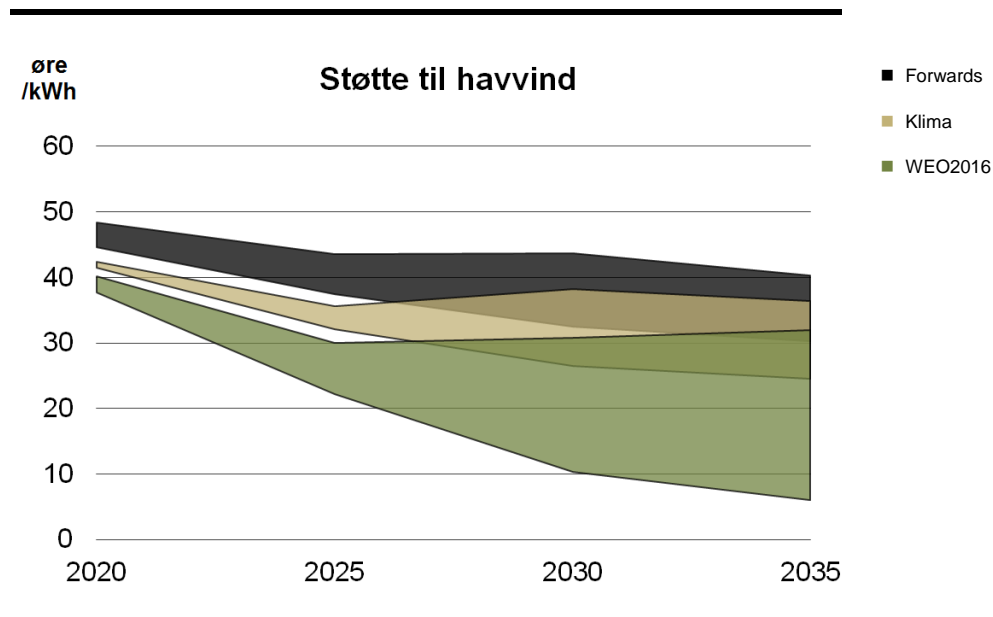
Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel.

I elforbrugsfølsomhedsscenarierne, vokser udfaldsrummet for støttebehovet. Det kan ses i Figur 47. Her nærmer havvind sig konkurrencedygtighed i 2035 i WEO scenariet med højt forbrug hvor støttebehov reduceres til 6 øre/kWh. Omvendt stiger støttebehovet til 32 øre/kWh i 2035 for WEO scenariet, hvis elforbruget falder.

I 2020 er LCOE for havvind på baggrund af data fra Energistyrelsens teknologikatalog (ENS, 2016) beregnet til 69 øre/kWh, hvilket er betydelig højere end de udbud vi har set i 2016. Der er tre primære forklaringer på dette. For det første er forrentningskravet ved investering på rene markedsvilkår betydeligt højere end ved garanterede afregningspriser, der opnås i udbud. For det andet indeholder ovenstående LCOE omkostninger til nettilslutningen til land. Denne omkostning bæres i dag af Energinet.dk ved danske havvindmølleparker og udgør iflg. teknologikataloget ca. 17 % af investeringsomkostningen. For det tredje virker det sandsynligt at teknologikataloget overvurderer investeringsomkostningerne til havvind (Dansk Energi, 2016c).

Hvis man antager, at omkostningerne falder hurtigere end Energistyrelsen forudsiger i deres teknologikatalog, og ender på 36,8 øre/kWh i 2030 (inklusive transmissionsforbindelsen), kan havvind allerede komme på markedsvilkår i 2030. Støttebehovet for et hurtigere LCOE forløb med hhv. stigende og konstant elforbrug i WEO scenariet vises i Figur 48

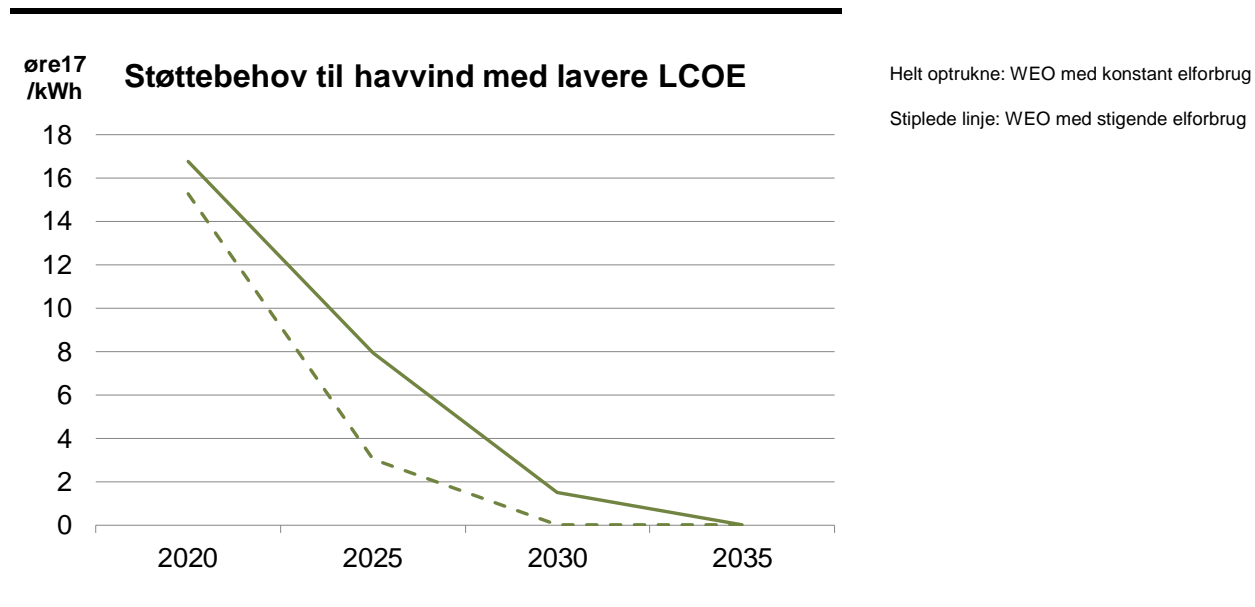
Figur 47 Minimal støtte med højt elforbrug i WEO scenariet



Figur 47 Scenarier med et svagt stigende eller faldene elforbrug har en stor effekt på støttebehovet.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel.

Figur 48 Hvis havvindes LCOE falder hurtigere end forventet, kan havvind etableres på markedsvilkår i 2030.



Figur 48 Best case scenarier for støttebehov til havvind med hurtigere omkostningsfald end Energistyrelsen forudsiger.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel.

8 Referencer

BWE, 2017	Bundesverband Windenergie, 2017 – Onshore wind energy: Analysis of the German market in 2016 and outlook for 2017 https://www.wind-energie.de/en/press/press-releases/2017/onshore-wind-energy-analysis-german-market-2016-and-outlook-2017
CEER, 2013	CEER, 2013 – Response to the European Commission Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab2/CEER_Response_CRM_and_IEM_7February2013.pdf
China, 2016	China coal research institute – An analysis of coal price trends in China https://chinadialogue-production.s3.amazonaws.com/uploads/content/file_en/9464/REPORT_ENG_An_Analysis_of_Coal_Price_Trends_in_China.pdf
Dansk Energi, 2016	Elprisscenerier 2020-2035, 2016-udgave http://www.danskenergi.dk/Analyse/Analyser/20_Elprisscenerier_2020-2035.aspx
Dansk Energi, 2016b	Udfordringer og muligheder for det europæiske kvotehandelssystem http://www.danskenergi.dk/Analyse/Analyser/24_Udfordringer_Muligheder_kvotehandelsystem.aspx
Dansk Energi, 2016c	Fremtiden er her allerede http://www.danskenergi.dk/Aktuelt/Arkiv/2016/November/16_11_18B.aspx
DKVIND, 2014	DKVIND, 2014 – Vindens energiindhold. Nøgletal og vindindeks – historisk http://www.dkvind.dk/html/nogletal/energiindhold_tidligere.html
EcoFys, 2016	EcoFys, 2016 – The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final%20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf
Energinet.dk, 2014	Energinet.dk, 2014 - Konceptpapir for indkøb af strategiske reserver i Østdanmark http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Konceptpapir-%20for%20indk%C3%B8b%20af%20strategiske%20reserver%20i%20%C3%98stdanmark.pdf
Energinet.dk, 2015	Energinet.dk, 2015, Højere prisloft i elmarkedet http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Samlet%20materiale%20til%20markedsarbejdsgruppemøde%20den%202.%20marts%202016.pdf
Energinet.dk, 2016	Energinet.dk, 2016 - Energinet.dk's analyseforudsætninger 2016 http://www.energinet.dk/DA/EI/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/default.aspx
Energinet.dk, 2017	Energinet.dk pressemeddelelse - Energiministeren godkender elforbindelse mellem Jylland og Tyskland http://energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Nyheder/Sider/Energiministeren-godkender-elforbindelse-mellem-Jylland-og-Tyskland-.aspx
Energitilsynet, 2016	Energitilsynet, Evaluering af Energinet.dks reservation i SK4, 2016 http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Hoeringer/EL/2016-12_-_Evaluering_af_ENDKs_reserver.pdf
ENS, 2015a	Energistyrelsen, 2015 – Basisfremskrivninger http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/fremskrivninger
ENS, 2015b	Energistyrelsen, 2015 - Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog_mar_2015_19032015.pdf
ENS, 2015c	Energistyrelsen, 2015 - Baggrundsrapport F: Elpris https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/baggrundsrapport_f_-_elpris_-_20151217.pdf
ENS, 2016	Energistyrelsen, 2016 – Opdateringskataloget for produktion af el og fjernvarme - august 2016 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/update_-_technology_data_catalogue_for_energy_plants_-_aug_2016.pdf
EU, 2016	EU Reference Scenario 2016 https://ec.europa.eu/energy/en/content/energy-modelling-interactive-graphs?type=msline&themes=s_43_electricity--7
EU, 2016b	EU Commission, Staff working document supporting the 'Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms' https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_870001.pdf
EU, 2016c	EU Kommissionen - udkast til ny Elmarkedsforordning §§21-24 http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v9.pdf

EWEA, 2015	Wind energy scenarios for 2030 https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf
Fraunhofer, 2017	Fraunhofer ISE, 11-01-2017 – Energy Charts https://energy-charts.de/energy_de.htm
IEA, 2015	IEA, 2015 – World Energy Outlook 2015 http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
IEA, 2016	IEA, 2016 – World Energy Outlook 2016 http://www.worldenergyoutlook.org/weo2016/
IEEFA, 2015	IEEFA Update: Global coal consumption declines 2-4 % in 2015 http://ieefa.org/world-passes-peak-coal-as-global-consumption-declines/
IEEFA, 2016	IEEFA, 2016 – The Dutch Coal Mistake http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/11/The-Dutch-Coal-Mistake_November-2016.pdf
Montel, 2016	"Pokerspill blant tyske kraftprodusenter", Montel Nyhetsbrev Norge nr. 11-2016
NETP, 2016	International Energy Agency – Nordic Energy Technology Perspectives 2016 http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2016/04/Nordic-Energy-Technology-Perspectives-2016.pdf
Netztransparenz, 2016	Netztransparenz.de - Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den Jahren 2017 bis 2021 https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahres-Mittelfristprognosen
NordPool	NordPool, NordPoolSpot http://www.nordpoolsport.com
NordPool, 2013	NordPool, 2013 - Nord Pool Spot to introduce new minimum and maximum price caps http://www.nordpoolsport.com/Message-center-container/Exchange-list/2013/09/No-522013---Nord-Pool-Spot-to-introduce-new-minimum-and-maximum-price-caps/
Peabody, 2016	Peabody Energy Chapter 11 Protection Information http://www.peabodyenergy.com/content/2625/chapter-11-protection
Regeringskansliet, 2016	Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna http://www.regeringen.se/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf
Reuters, 2016	Reuters - S&P cuts Finland's TVO debt to junk as nuclear struggles to compete http://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL5N18K45W?pageNumber=2&virtualBrandChannel=0
SKM, 2017	SKM Elcertificate prices http://www.skm.se/priceinfo/
Statkraft, 2016	Statkraft - Bygger Europas største vindkraftprosjekt i Midt-Norge http://statkraft.no/IR/Stock-Exchange-Notices/2016/bygger-europas-storste-vindkraftprosjekt-i-midt-norge-/#sthash.zzLtc4lc.dpuf
Süddeutsche, 2016	Süddeutsche Zeitung - Regierung will Windkraft-Ausbau im Norden bremsen http://sz.de/1.3198259
SV, 2017	Svensk Vindenergi - Statistics and forecast Q4 2016. http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/blogs.dir/11/files/2017/02/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-20170217.pdf
UBA, 2017	Umweltbundesamt, 2017 – Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf
UK, 2016	House of Commons - The Carbon Price Floor Briefing Paper http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf

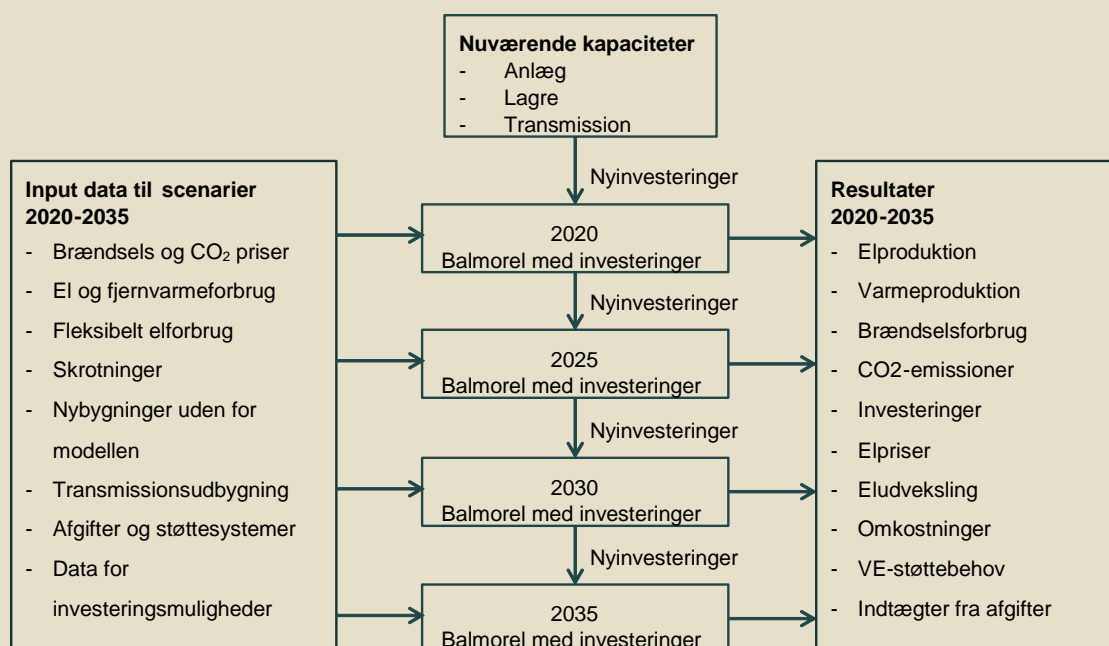
Appendiks 1 - Balmorelmodellen

Heri gives en beskrivelse af Balmorelmodellen. Herunder modellens styrker og begrænsninger i forhold til at simulere energisystemet.

Elprisscenarierne er baseret på en avanceret modellering af el- og fjernvarmesystemerne med Balmorel-modellen (www.balmorel.dk). Modellen minimerer de samlede omkostninger ved el- og fjernvarmeproduktion i det modellerede område. Modelområdet er opdelt i regioner, som igen er opdelt i fjernvarmeområder. Elproduktion og elforbrug balanceres time-for-time i hver region med indregning af eludveksling med andre regioner. I hvert fjernvarmeområde balanceres varmeproduktion og forbrug også time-for-time.

Modellen beregner for hver time:

- El- og/eller varmeproduktion på hver enhed i modellen
- Opladning og afladning af varmelagre
- Eludveksling mellem regioner
- Markedsprisen på el i hver region (beregnet som skyggeværdien af elbalanceligningen)
- Varmepriisen i hvert fjernvarmeområde (beregnet som skyggeværdien af varmebalanceligningen)



Da det er beregningstungt at gennemføre modelkørsler med investeringer er der blevet kørt med 13 repræsentative uger, dvs. 2184 tidsskridt, som er blevet udvalgt til at repræsentere variationen i VE-produktion og forbrug over året så godt som muligt. Det er kontrolleret, at der er god overensstemmelse mellem varighedskurven for residualforbrug³⁰ for hele året og de 13 repræsentative uger.

Modellering af prisloft

Modellen afvejer omkostningerne til investeringer i spidslastkraftværker imod omkostningerne ved at afbryde elforbrugere. Omkostningen ved at afbryde elforbrugere er i modellen sat til prisloftet på NordPool (3.000 €/MWh). I det modellen omkostningsminimerer drift og investeringer af elsystemet vil den først investere i nye spidslastværker (OCGT), når loftet rammes 18 gange på et år (4,5 gange i en 13-ugers kørsel). Dette skyldes at afskrivninger og fast D&V på ny OCGT kapacitet er ca. 54.000 €/MW iflg. Teknologikataloget³¹.

³⁰ Residualforbrug er forbruget fratrukket vindkraft, solceller og run-of-river vandkraft, og udtrykker behovet for regulerbar produktion.

³¹ Der er regnet med 8 % realrente og 20 års afskrivning, som for alle øvrige investeringer i Balmorel.

Appendiks 2 - Forudsætninger

Heri uddybes de forudsætninger, der er valgt til scenarierne.

I analysen er nedenstående kategorier af data-input anvendt. Datareferencer gennemgås for hver underkategori, og fuld kildereference er givet i fodnoter.

- Forbrug (tidsprofiler og årligt forbrug)
 - Elforbrug
 - Fleksibelt elforbrug
 - Varmeforbrug
- VE (tidsprofiler og kapaciteter)
 - Vindkraft
 - Solceller
 - Solvarme
 - Vandkraft
- Kraftvarmeværker, varmekedler og varmelagre
 - Tekniske og økonomiske data for eksisterende værker
- Transmissionskapaciteter
- Økonomiske og teknologiske data
 - Brændselspriser
 - Afgifter og støttesystemer
 - Investerings- og driftsomkostninger
 - CO₂-kvotepris

Forbrug – tidsprofiler og årligt forbrug

Elforbrug. Europa-Kommissionens elforbrug tal for 2016 er brugt for hovedscenarierne, hvor elforbrug så er fastlåst til 2035. Elforbrugsfølsomhedsscenarierne med svagt stigende- og faldende elforbrug tager udgangspunkt i 2016-niveauet³².

Land	Forbrug (TWh)
Østrig	67
Belgien	87
Tyskland	555
Danmark	34
Finland	84
Frankrig	468
Storbritannien	343
Irland	26
Holland	112
Norge	128
Sverige	137

³² EU Reference scenario

https://ec.europa.eu/energy/en/content/energy-modelling-interactive-graphs?type=msline&themes=s_43_electricity--7

Elforbrugsprofil. Elforbrugsprofilerne for Danmark er lavet på baggrund af historiske data fra 2011 fra Energinet.dk³³. For de øvrige lande er anvendt historiske 2011-data fra ENTSO-E³⁴. Alle data er korrigeret for nettab. Profilerne er gradvist tilpasset således at profilen for det nye elforbrug til elbiler repræsenteres. Antallet af elbiler i Danmark er fremskrevet på baggrund af analyse fra Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035. Tallene er skaleret til andre lande således, at elbilerne udgør den samme andel af personbilparken i disse lande som i Danmark. Profil for opladning af elbiler er lavet ud fra simuleringsmodel fra Green eMotion³⁵ og egne antagelser. Modellen investerer i store varmepumper i fjernvarmen, når det er økonomisk optimalt. Elforbruget til disse bestemmes af modellen.

Varmeforbrug. I Danmark er varmemeforbrugsprofilen bestemt vha. temperaturtidsseriedata fra København og Århus for 2011, og der er for andre lande anvendt repræsentative temperaturprofiler³⁶. Fjernvarmeforbruget i Danmark er opsplittet og estimeret i 28 områder ud fra Energistyrelsens Energiproducenttælling, 2011³⁷. Varmeforbruget til fjernvarme og proces i andre lande er ligeledes opsplittet og estimeret efter produktionsformer ud fra diverse opgørelser fra nationale myndigheder samt brancheorganisationer, bl.a. AGFW for tysk kraftvarme³⁸.

VE-tidsprofiler og -kapaciteter

Vindkraft. Offshore vind-profiler er baseret på time-for-time tidsserier for vindhastigheder fra DTU Wind Energy³⁹ for Nordeuropa og konverteret ved brug af en model-effektkurve. Onshore vindprofiler på time-niveau er hentet for 2011 fra nationale TSO'er og skaleret med den installerede kapacitet.

Prognoser for installeret onshore og offshore vindkraftkapacitet frem til 2035 er fastlagt på baggrund af Wind energy scenarios for 2030 fra WindEurope⁴⁰. WindEuropes centrale scenarie er interpoleret lineært for at få kapaciteter med 5 år intervaller. Land- og havvind er holdt på 2030 niveauet i 2035. For landvind, forventes der at være begrænset plads til vindmøller, mens for havvind kan modellen investerer i flere vindmølleparker ud over det eksogene forløb fra WindEurope.

Nuværende og fremtidige kapaciteter for solceller, vandkraft og pumpekraft er baseret på EU-medlemslandenes indmeldte National Renewable Energy Action Plans⁴¹. Data fra NREAPs er opdateret med seneste politiske udmeldinger for en række lande.

³³ Energinet.dk, Udtræk af markedsdata

<http://www.energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>

³⁴ ENTSO-E, 2011 "Hourly load values for all countries for a specific month", 2011 data

<https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-all-countries-for-a-specific-month/>

³⁵ Dansk Energi, DEFU, Simuleringsmodel til Green eMotion, 2013

<http://www.greenemotion-project.eu/>

³⁶ METAR temperaturdata for respektive lufthavne i Europa.

<http://www.wunderground.com/history/>

³⁷ Energistyrelsen, 2012, Data udleveret af Kaj Stærkind

³⁸ AGFW, 2011 "AGFW – Hauptbericht 2010"

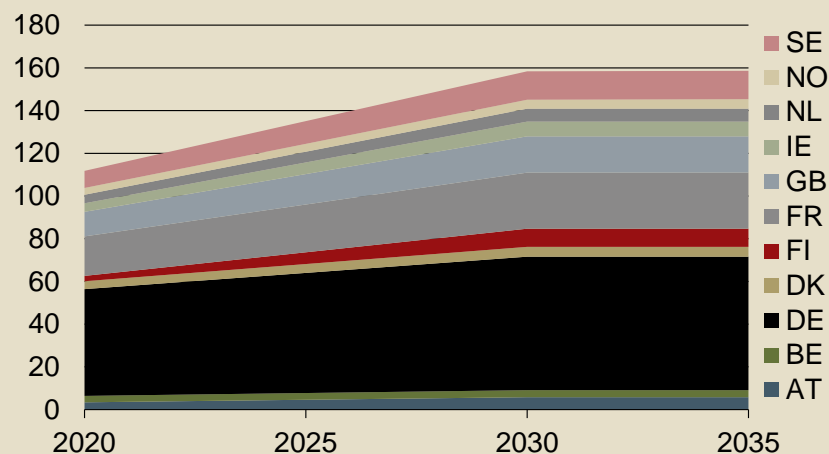
<http://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>

³⁹ DTU Wind Energy, 2012, Offshore Wind Power Data. Tidsserier for vindhastigheder anvendt til bl.a. Twenties-projektet WP16.1, 2012

⁴⁰ <https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf>

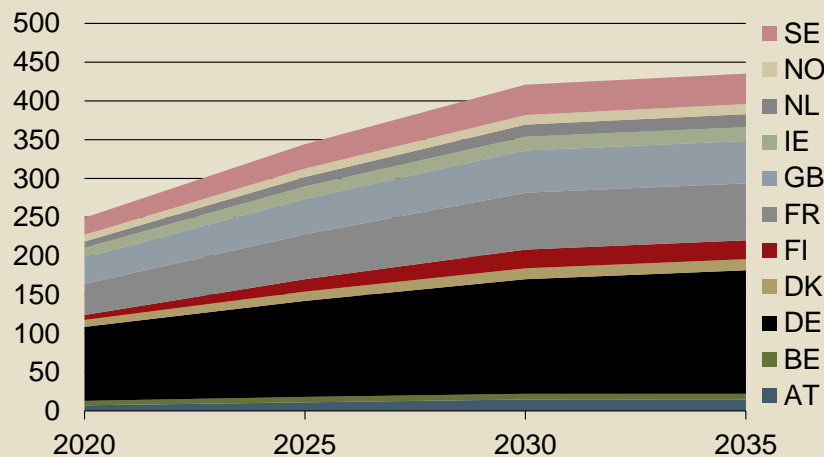
⁴¹ EU-Kommissionen, 2010, http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

GW Udvikling onshore vindkraftkapacitet



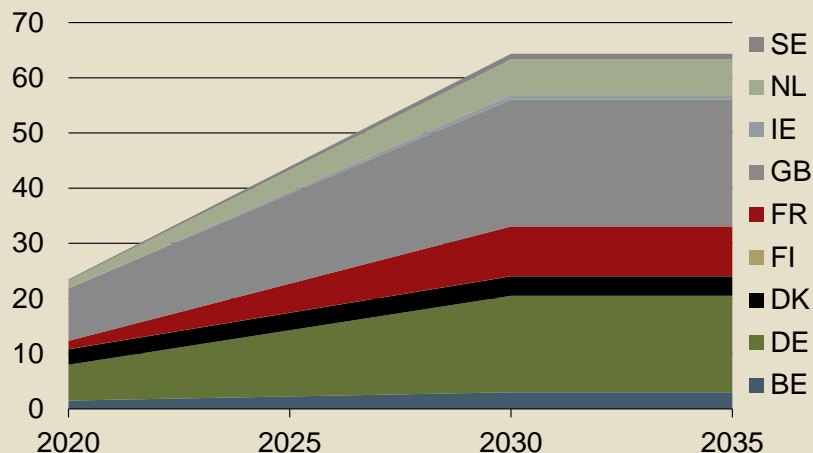
De historiske onshore vindprofiler bliver til brug for beregning af fremtidige år korrigeret til et højere antal fuldlasttimer vha. effektkurver. Dette afspejler den teknologiske udvikling mod højere og mere effektive vindmøller. Det gennemsnitlige antal fuldlasttimer for landvindkraft i hele det modellerede område stiger fra knap 2.450 i 2020 til 2.870 i 2035. En stigning på 17 %. Mens kapaciteten stiger med 42 % fra 2020 til 2035, stiger produktionen med 75 %. Forbedringen er særlig udtalt for de tyske vindmøller, der går fra ca. 1.900 til 2.550 fuldlasttimer.

TWh Udvikling i onshore vindkraftproduktion

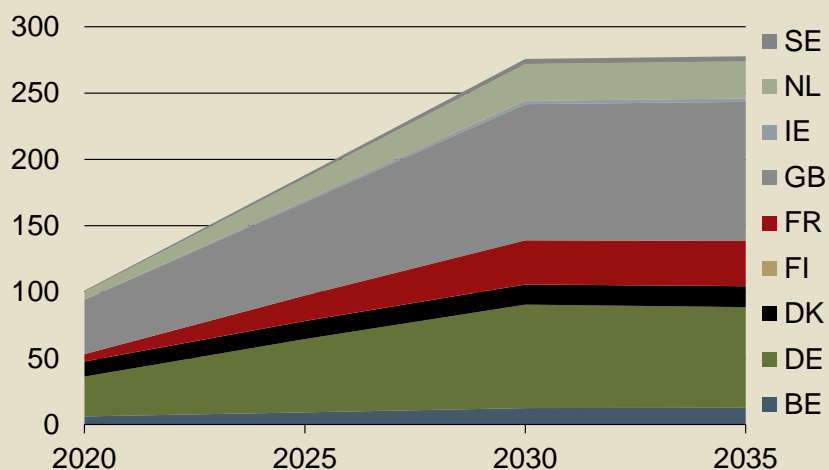


Figuren herunder viser kapaciteten og produktionen på de havvindmøller, der er lagt ind i modellen frem til 2030 inkl. reinvesteringer. Hertil kan komme produktion fra havvind, som modellen investerer i. Den gennemsnitlige antal fuldlasttimer for havvind stiger fra 4.100 i 2020 til 4.230 i 2035.

GW Udvikling offshore vindkraftkapacitet



TWh Udvikling i offshore vindkraftproduktion



Solceller. Produktionsprofiler for solceller er hentet fra Renewables Ninja for hele modelområdet, på basis af målinger og satellit data for 1985-2014⁴².

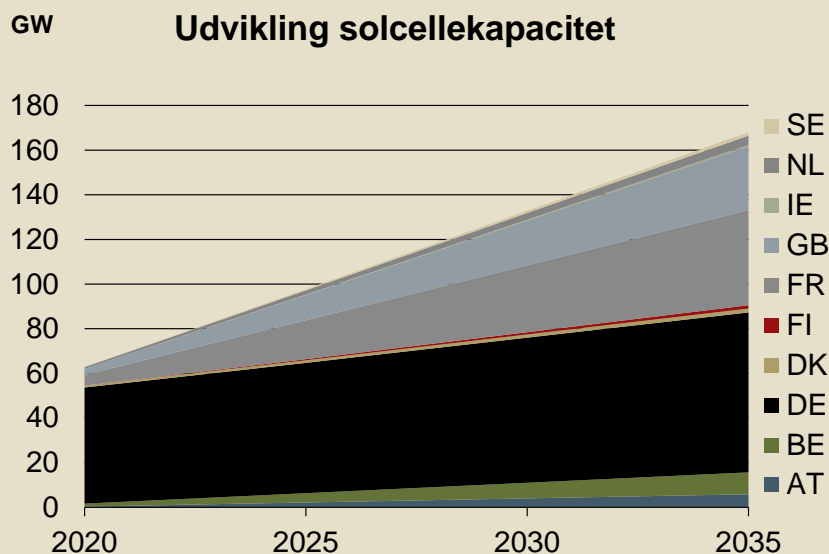
Prognoser for installeret solcellekapacitet i Danmark er ud fra Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035. I andre lande er forventet kapacitetsudbygning frem til 2020 på baggrund af NREAPs. For 2030 benyttes den kapacitet, der forventes i 2020 i EPIAs accelerated scenario⁴³, et scenarie der antager, at EU dækker 8 % af elforbruget med el fra solceller, hvilket vurderes som realistisk i 2030. Der interpoleres lineært for 2025. Kapaciteten holdes konstant i 2035, men der er mulighed for, at modellen kan investere, hvis solcellerne kan etableres på markedsvilkår.

⁴² Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data

<https://www.renewables.ninja/>

⁴³ "Connecting the sun", European Photovoltaic Industry Association, 2011

http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convertedd.pdf



Der antages ingen udvikling i solcellernes fuldlasttimer, da denne primært afhænger af solindstrålingen. Lande med mindst sol som Danmark, Norge og Sverige har ca. 900 fuldlasttimer, mens Frankrig har mest sol i modelområdet, med hele 1.200 fuldlasttimer. I gennemsnit har solcellerne ca. 1.000 fuldlasttimer, hvilket gør, at figuren herover også kan læses som produktionen i TWh.

Solvarme. Solvarmeprofiler for hhv. Vest- og Østdanmark er taget fra Strandby og Jægerspris Fjernvarme.⁴⁴

Vandkraft og pumpekraft. Data for nuværende vandkraft- og pumpekraftkapacitet er sammensat af mange datakilder for vandkraft og pumpekraft i Norden og Tyskland, Schweiz, Østrig, Frankrig. De væsentligste er NREAP's, Eurelectric⁴⁵ samt ENTSO-Es country packages. Det er antaget at halvdelen af pumpekraftkapaciteten er tilgængelig for spotmarkedet.

Kraftvarmeverker, varmekedler og varmelagre

Tekniske og økonomiske data for eksisterende værker i Danmark

I Danmark er der hentet tekniske oplysninger samt kapaciteter for kraftværker, varmekedler og varmelagre ud fra Energistyrelsens "Energiproducenttælling 2011", samt diverse offentligt tilgængelige kraftværkoplysninger og kommunale varmeplaner.

På baggrund af disse oplysninger og vores viden om det danske elsystem har Dansk Energi antaget nedenstående scenarie for kapacitetsudviklingen i de eksisterende værker i Danmark. Figuren viser de værker, der er lagt ind eksogent i modelkørslerne (dvs. defineret af brugeren). Figuren indeholder derfor også enkelte biomassefyrede kraftvarmeanlæg, som Dansk Energi antager, vil blive bygget (a.h.t. varmesiden) som erstatning for de værker med større elkapacitet, der forventes taget ud af markedet i de kommende år. Hertil kommer de værker som modellen selv investerer i, hvilket afhænger af

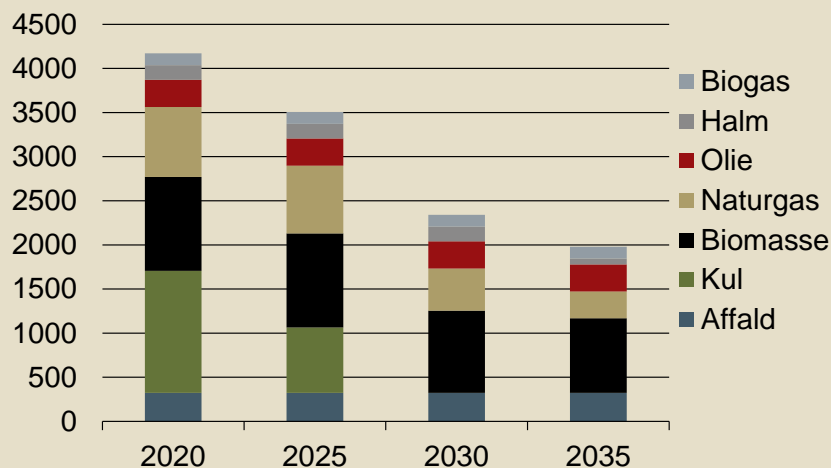
⁴⁴ Solvarmedata, Dansk Fjernvarme et al., www.solvarmedata.dk

⁴⁵ "Power Statistic 2011", Eurelectric, 2011

<http://www.eurelectric.org/PowerStats2011/Facts.asp>

de scenarier, der analyseres. Frem mod 2020 finder en del biomassekonverteringer sted (særligt fra kul), og en del decentrale naturgasfyrede værker lukker som følge af grundbeløbets bortfald.

MW Kapacitetsudvikling for eksisterende værker i DK



Værkerne er i modelkørslerne tilgængelige for bud i elspotmarkedet, og derfor er 'mølposelagte' værker med forlænget startvarsel ikke medtaget. En del af de oliefyrede anlæg, der er medtaget i kørslerne er i praksis bundet til at levere reservekraft, og herudover kan det tænkes, at en del af disse værker vil indgå i en strategisk reserve på sigt, hvilket også vil fjerne deres mulighed for at byde i elspotmarkedet.

Ud over de her viste elkapaciteter er der også regnet med etablering af en række varmepumper og fliskedler i forskellige fjernvarmeområder.

Tekniske og økonomiske data for eksisterende værker i udlandet

Platts database for eksisterende termiske anlæg i Nordeuropa er anvendt for anlæggenes tekniske egenskaber og alder.⁴⁶ Desuden er Eurelectric, VGB PowerTech, IEA etc. benyttet som supplerende referencer.

Følgende skrotningkriterier er anvendt for værkerne i modellen:

- Damp turbineanlæg (kul, brunkul, gas, biomasse): 45 år
- Gasturbineanlæg: 30 år
- Motoranlæg: 20 år

Særligt for Storbritannien er der anvendt en levetid for kulkraft på 50 år. Dette flugter med udmeldinger fra den britiske TSO National Grid⁴⁷

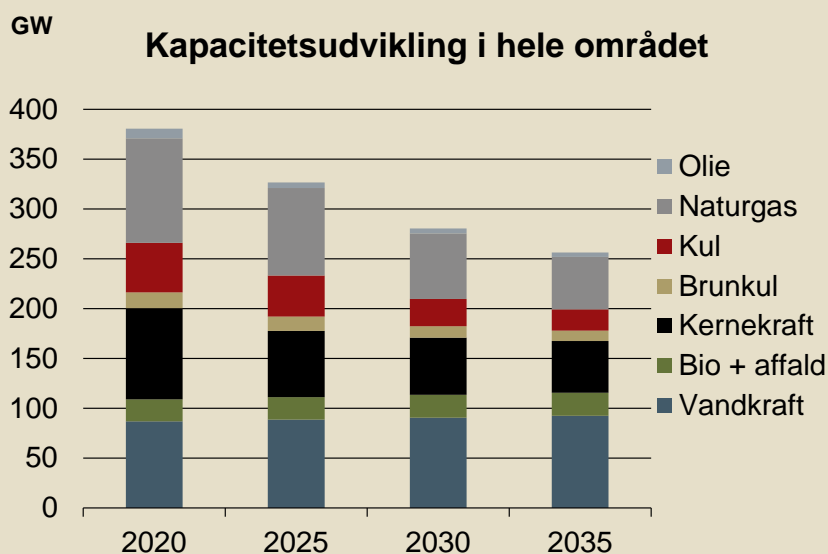
Der er lagt scenarier ind for kernekraft. Det er antaget, at Tyskland udfaser kernekraft med 8 GW tilbage i 2020 der bliver dekommissioneret i 2021 og 2022. Belgien har et kernekraftværk tilbage i 2025, som skrottes før 2030. I Sverige skrottes Ringhals I og II og Oskarshamn I og II frem mod 2020 som udmeldt af ejerne. De øvrige svenske kraftværker fortsætter driften til 2035.

⁴⁶ PLATTS World Electric Power Plant database, Marts 2012
<http://www.platts.com/products/worldelectricpowerplantsdatabase>

⁴⁷ National Grid – Future Electricity Scenarios
<http://fes.nationalgrid.com/>

Frankrigs beslutning om at kernekraft højst må udgøre 50 % af produktionen i 2025 er implementeret blødt, således at 60 % af Frankrigs elproduktion udgøres af atomkraft i 2025. Alternativt bliver investeringsbehovet i ny kapacitet meget stort. Holland investerer ikke i ny kernekraft, mens Hinkley Point C bliver det sidste ny kernekraftværk i Storbritannien. Finland vedligeholder eksisterende værker og bygger Olkiluoto 3 færdig, som bliver den sidste ny reaktor i Finland.

Kapacitetsudviklingen for den eksogent givne kapacitet i modelkørslerne ses i figuren herunder. Kun en tredjedel af den nuværende kapacitet på kul og olie er tilbage i 2035, mens halvdelen af kapaciteten på naturgas og brunkul er tilbage. Halvdelen af kernekraft bliver tilbage, mens vandkraft og biomasse + affald udbygges lidt. Hertil kommer alle de investeringer modellen foretager sig, særligt naturgasværker, og udbygningen med vindkraft og solceller.



Investerings- og driftsomkostninger for nye værker

Omkostningsdata for fremtidig el- og varmeproduktionsteknologi er taget fra Energistyrelsens Teknologikatalog⁴⁸, hvor specifik investering samt variabel og fast drift og vedligehold er angivet fra 2015-2050.

Transmissionskapaciteter

Nuværende oplysninger om eksisterende transmissionslinjer stammer fra ENTSO-E Net Transfer Capacity (NTC) Matrix⁴⁹ og NordPool Spot.⁵⁰ Udbygning af transmissionsforbindelser er i Danmark antaget at følge Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035 suppleret med Viking Link på 1400 MW fra Vestdanmark til England, der er i drift før 2025. Øvrige transmissionskapaciteter er fastlagt ud fra en gennemgang af TSO-oplysninger og ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2015.⁵¹

⁴⁸ Technology catalog; data for individual heating plants and energy transport, Energistyrelsen, 2016
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

⁴⁹ ENTSO-E, 2011 NTC Matrices 2010-2011

<https://www.entsoe.eu/publications/market-and-rd-reports/ntc-values/ntc-matrix/>

⁵⁰ Nord Pool Spot, 2015

<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Capacities1/Capacities/KEY/Norway/>

⁵¹ ENTSO-E, "Ten-Year Network Development Plan 2015"

<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/Pages/default.aspx>

I tabellen står afsenderlande til venstre og modtagerlande øverst.

	AT	BE	DE	DK2	DK1	FI	FR	GB	IE	NL	NO	SE
AT			7000									
BE							2300			1400		
DE	7000			600	1500		2900			2500		615
DK2			585		600							1700
DK1			1780	590							1700	740
FI												2350
FR		3000	2500					2000				
GB							2000		780	1000		
IE								500				
NL		946	2500					1000			700	
NO					1700					700		3695
SE			615	1300	680	2750					3995	

Følgende nye linjer/opgraderinger er antaget:

Fra/til	Navn	Kapacitetsforøgelse	År
GB-FR	ElecLink	1000 MW	2017
GB-BE	Nemo	1000 MW	2019
BE-DE	Alegro	1000 MW	2019
DK2-DE	Kriegers Flak	400 MW	2019
NL-DE	Doetinchem-Wesel	1000 MW	2019
NO-DE	Nord.Link	1400 MW	2019
DK1-NL	Cobra	700 MW	2020
FR-GB	IFA 2	1000 MW	2020
NO-GB	NSN	1400 MW	2020
DK1-DE*	Kassø-Dollern	720/1000 MW	2021
DK1-GB	Viking Link	1400 MW	2022
DK1-DE*	Vestkystforbindelsen	1000 MW	2023
SE-DE	Hansa Powerbridge	700 MW	2025
NO-GB	NorthConnect	1400 MW	2027

* Kapaciteten på DE-DK1 er asymmetrisk i dag. Den forventede opgradering giver 2500 MW i hver retning.

Der er ikke indlagt nogen opgraderinger efter 2027, hvorfor NTC matricen antages at se ud som nedenstående i 2030 og 2035. I tabellen står afsenderlande til venstre, modtagerlande øverst.

	AT	BE	DE	DK2	DK1	FI	FR	GB	IE	NL	NO	SE
AT			7000									
BE			1000				2300	1000		1400		
DE	7000	1000		1000	3500		2900			3500	1400	1315
DK2			985		600							1700
DK1			3500	590				1400		700	1700	740
FI												2350
FR		3000	2500					4000				
GB		1000			1400		4000		780	1000	2800	
IE								500				
NL		946	3500		700			1000			700	
NO			1400		1700			2800		700		3695
SE			1315	1300	680	2750					3995	

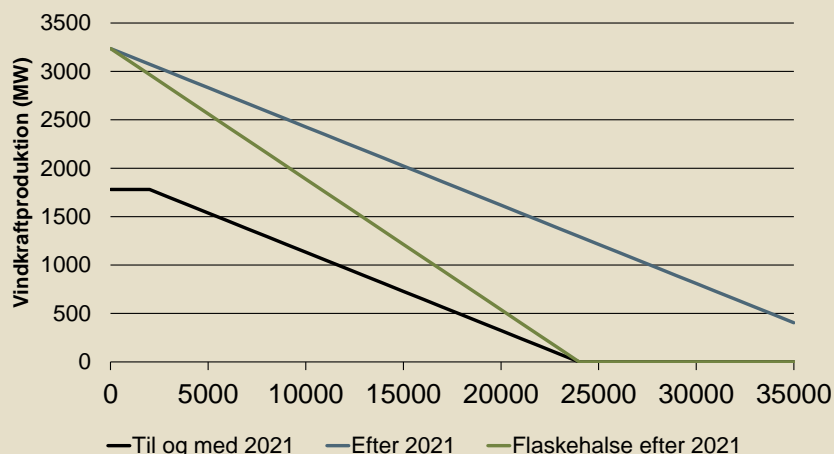
Tilgængelighed af transmissionsledninger

Tilgængeligheder på transmissionsledningerne er baseret på de gennemsnitlige historiske tilgængeligheder i 2014. For fire af linjerne er tilgængeligheden afhængig af vindkraftproduktionen i Tyskland. Disse er:

- DK-Vest -> Tyskland
- Tyskland -> Sverige
- Tyskland -> Holland
- Tyskland -> Frankrig

Tilgængeligheden på DK-Vest Tyskland er ca. 55 % i 2020. Fortsat vindkraftudbygning reducerer den til ca. 47 % i 2030 og 2035. Forholdet mellem vindproduktionen i Tyskland og tilgængeligheden fra DK-Vest (DK1) til Tyskland er vist nedenunder. I 2022 er vestkystforbindelsen færdigetableret og maks. kapaciteten øges fra 1780 til 3500 MW. Tilgængeligheden begrænses som funktion af vindproduktionen. Flaskehalseprofilen til brug for følsomhedsanalysen er indtegnet med grøn.

Tilgængelighed fra DK1 til DE



Hertil kommer tilgængeligheden på Danmarks forbindelser til Sverige, der er afhængig af svensk forbrug, kernekraftproduktion og vindkraftproduktion.

For nye forbindelser (fx Viking Link) er der regnet med en tilgængelighed på 95 %.

Der regnes med 1 % tab i alle transmissionsledninger.

Økonomiske og teknologiske data

Brændsler. Fremtidige brændselspriser er en scenarieparameter, og der er hentet oplysninger fra Forwards-markedet⁵², IEAs World Energy Outlook⁵³, samt EA Energianalyse⁵⁴. (se Tabel 3). Brændværdier og emissionsfaktorer er taget fra Energistyrelsens beregningsforudsætninger. Som en simplificering er der regnet med samme brændselspriser for alle værkstyper (centrale og decentrale). For alle prisscenerier er tilføjet selskabsøkonomiske transporttillæg til centrale værker baseret på Energistyrelsens høringsnotat for

⁵² Forwards hentet i SysPower d. 3/1-2017, <http://syspower.skm.no/>

⁵³ IEA, World Energy Outlook 2016, <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2016/>

⁵⁴ EA Energianalyse, Analysis of Biomass Prices - "draft", 21-03-2013

Basisfremskrivningen 2017. Prisen på brunkul og tørv er sat til en tredjedel af stenkul. Uran antages at koste 1 EUR/GJ.

Afgifter og støttesystemer. Elproduktion er ikke afgiftsbelagt i nogen af landene, og der udbetales ingen støtte til elproduktion på VE i nogen af scenarierne⁵⁵. Varmeafgifter for Danmark er sat ud fra eksisterende regler fra Skatteministeriet gældende fra november 2015⁵⁶. For de kraftvarmeværker, hvor det er en fordel, betales der afgift efter E-formlen, ellers betales der efter V-formlen. Nationale afgifter og støttesystemer for andre lande er baseret på DG Energy, Excise Duty Tables, January 2013.⁵⁷ Afgifterne fastholdes fra 2020 og frem i faste priser.

CO₂-pris. CO₂-kvotepriisen er en scenarie-afhængig parameter, og fremskrivninger af denne er hentet fra Forwards-markedet⁵⁸ og IEAs World Energy Outlook⁵⁹.

Tabel 3 Oversigt over gas-, kul- og biomassepriser anvendt i de respektive scenarier. Forward-priser på kul og gas er fastlåst fra 2020. Biomassepriser er taget fra EA, mens de for gas er fastlåst fra 2019. Priserne inkluderer samme transporttillæg til centrale værker, som Energistyrelsens sendte i høring til deres Basisfremskrivning 2017.

2017-kr./GJ	KUL		GAS		TRÆFLIS		TRÆPILLER	
	Forwards	WEO2016	Forwards	WEO2016	Forwards/WEO	Forwards/WEO	Forwards/WEO	Forwards/WEO
2020	16,0	18,0	37,8	44,3	53,5		69,9	
2025	16,0	19,5	37,8	59,7	55,9		71,6	
2030	16,0	21,0	37,8	75,1	58,4		73,2	
2035	16,0	21,4	37,8	79,3	60,9		74,9	

Tabel 4 Oversigt over CO₂-priser i de respektive scenarier. Forward-priser er låst fra 2020.

2017-kr./tons	Forwards	WEO2016/Klima
2020	39	134
2025	39	190
2030	39	247
2035	39	290

⁵⁵ Udbygningen af landvind og solceller, der er defineret som modelinput, vil dog kræve støtte i scenarierne med lavest elpris.

⁵⁶ <http://www.skm.dk/skattetal/satser/satser-og-beloebsgraenser/>

⁵⁷ DG Tax, 2013 "Excise Duty Tables, Part II – Energy Products and Electricity"

⁵⁸ Forwards hentet i SysPower d. 3/1-2017, <http://syspower.skm.no/>

⁵⁹ IEA, World Energy Outlook 2016, <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2016/>

Appendiks 3 - Investeringer

Modellens investeringsmuligheder

Modellen har mulighed for at investere i følgende teknologier:

- OCGT gas (laveffektive gasturbiner til spidslast)
- CCGT gas (højeffektiv gaskraftvarme)
- Kulkraftvarme (kun i Tyskland og Holland)
- Træpillekraftvarme
- Offshore vind
- Storskala solceller

Antagelsen om at der kun kan etableres kulkraft i Tyskland og Holland er baseret på politiske udmeldinger om udfasning af kulkraft i modelområdet lande.

I Danmark er der desuden mulighed for at investere i disse teknologier til varmeproduktion, når de eksisterende produktionsenheder går på pension:

- Træfliskraftvarme
- Biomassekedler
- Varmepumper

Modellen udregner det økonomisk optimale investerings- og produktionsmix og giver resultater i form af time-for-time produktion og elpriser. Det skal bemærkes, at modellen ikke kigger frem i tiden, når økonomien i investeringer vurderes. Hvis der f.eks. er økonomi i en given investering i 2025, vil modellen gennemføre den, uagtet at økonomien kan blive dårligere på sigt. Dette har fx betydning for investeringer i fossilt fyrede værker, der ikke ser evt. fortsat stigende kvotepriser, der kan gøre dem urentable ift. vedvarende energi.

Sammenligning af scenarierne

I **Tabel 5** ses investeringerne i de forskellige hovedkørsler. Der investeres udelukkende i gasfyret elkapacitet i Forwards scenariet, mens stigende kvote- og brændselspriser fører til at der investeres i mere effektive gasfyrede kraftværker (CCGT) og biomasse. I WEO2016 scenariet investeres der i træpille kraftvarmeværker og offshore vind i udlandet.

Tabel 5 Investeringer i elproduktionskapacitet (MW) og biomassekedler i hovedscenarierne for alle lande i perioden 2020-2035.

	OCGT	CCGT	Biomasse KV	Biomassekedel	Offshore vind
Forwards	69.918	29.140		1.070	
Klima	56.928	42.044	95	1.521	
WEO2016	48.841	45.864	2.996	660	5.043

EU har et langsigtet mål for reduktion af drivhusgasser på 80-95 % i 2050 i forhold til 1990. Det kan diskuteres om en stor investering i CCGT værker med 30 års levetid, fyret med naturgas, som beregnet i scenarierne, er forenligt med dette mål. I det omfang at værkerne primært skal levere backup og kan forsynes med grøn gas er det ikke nødvendigvis et problem. Alternativt kan CCS være en løsning. Såfremt det lykkes at udvikle ellagre med meget lave kapitalomkostninger kan disse vise sig at blive særdeles attraktive som leverandører af spidslast i systemet. Dette er ikke analyseret.

Lave elpriser fører til en mindre attraktiv businesscase for biomassekraftvarme, hvilket ses i investeringerne. I Forwards scenariet bygges der kun biomassekedler.

Reduceret transmissionsmuligheder ud af Norden fører til at der etableres mere CCGT kapacitet (i Storbritannien) og at dansk varmeproduktion i langt højere grad sker på kedler i stedet for kraftvarme.

I scenariet med de højeste priser ses det at der etableres offshore vind på kommercielle vilkår i Storbritannien og Belgien i 2035. Med nedgangen i mængden af pålidelig elkapacitet, peger resultatet på at modellen tilskriver britisk havvind en kapacitetsværdi på ca. 50 %, hvilket mere er en konsekvens af valget af vindkraftprofil end det er udtryk for at havvind i praksis bidrager betydeligt til kapacitetsbalancen.

I 2035 etableres der 235 MW varmepumpe kapacitet i Danmark i Forwards scenariet, men ikke i de øvrige. Varmepumperne har svært ved at konkurrere med de biomassebaserede løsninger, der er afgiftsfritaget. I ingen af scenarierne etableres der solceller eller kulkraftvarme. Solcellerne er for dyre ift. andre teknologier, når der kun ses på indtægtsstrømme fra elspotmarkedet, og kulkraftvarme er for kapitalintensivt til at blive attraktivt i en fremtid, hvor termiske værker får stadig lavere driftstid.

I Danmark bygges der CCGT værker i de store centrale områder til kraftvarmeproduktion, når kapaciteten falder bort i 2035 i Forwards og Klimascenariet. I WEO2016 scenariet bygges der biomassekraftvarme. Idet Cb-værdien på de højeffektive CCGT-værker, der opføres i 2035, er 1,8, svarer de ca. 1000 MW CCGT-kapacitet i Klimascenariet til en varmekapacitet på ca. 550 MW. Effekten af afgiften på naturgas er begrænset pga. den høje afgiftsmæssige virkningsgrad på CCGT-værker⁶⁰, der medfører, at der i praksis kun betales ca. 27 kr./GJ varme fra CCGT.

⁶⁰ Et anlæg med en elvirkningsgrad på 58 % i modtryk og en varmekapacitet på 32 % (som modellen kan investere i i 2035) har en afgiftsmæssig varmekapacitet ved E-formlen på hele 236 %. Værket betaler altså under halvdelen af den afgift, der ville blive pålagt en naturgaskedel med 100 % virkningsgrad.



DANSK ENERGI
ROSENØRNS ALLÉ 9
DK-1970 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK
