



ANALYSE NR. 20 | 6. JANUAR 2016

Elprisscenarier 2020-2035

Markedsforventninger til og scenarier for den fremtidige elspotpris

Publikationen

Elprisscenarier 2020-2035. ANALYSE NR. 20,
6. januar 2016.

Udarbejdet af

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

Peter Meibom
pme@danskenergi.dk
Direkte 35300480

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
2.1 Markedsforventninger frem mod 2018	6
2.2 Modelresultater 2020-2035	7
3 Indledning	10
3.1 Vigtige elprisdrivere.....	10
3.2 De simulerede scenarier	14
3.3 Centrale antagelser.....	15
3.4 Metode.....	17
3.5 Forudsætninger.....	19
4 Prisdannelsen historisk og på kort sigt	22
4.1 Større ændringer i elsystemet i løbet af det sidste år.....	23
4.2 Historisk prisudvikling.....	25
4.3 Historisk prispres på vindkraft	27
4.4 Udviklingen i Tyskland	29
5 Scenarier for elprisudviklingen i perioden 2020-2035	31
5.1 Sammenligning af scenarierne.....	31
5.2 Strammere kapacitetsbalance fører til højere priser.....	32
5.3 Kvoteprisens indvirkning på elspotprisen	35
5.4 Brændselsprisernes indvirkning på elspotprisen	36
5.5 Betydningen af produktionsoverskud i Norden.....	36
6 Kraftværkernes indtjening	38
6.1 Spreads.....	38
6.2 Økonomien for kulfyrede værker	38
6.3 Økonomien i gaskraftværker	41
7 Vindmøllernes indtjening	43
7.1 Afregningen for vind i Tyskland frem mod 2020.....	43
7.2 Prispres på vind i scenarierne	46
7.3 Prispres på solceller i scenarierne	48

8 Referencer 50

Appendiks 1 - Balmorelmodellen 51

Appendiks 2 - Forudsætninger 53

Appendiks 3 - Investeringer 64

Modellens investeringsmuligheder 64

Sammenligning af scenarierne 64

2 Resume

Markedsforventningen frem mod 2018 er fortsat lave elspotpriser¹ med en prissætning, hvor det marginale værk², som bestemmer prisen i timen, ofte fyrer med kul. Kraftværkernes indtjening er for lav til at fastholde kapaciteten, og derfor vil kapacitetsbalancen blive strammere over tid i takt med at gamle værker lukkes og der ikke bygges nyt. Elpriserne er meget afhængige af, hvilke scenarier der vælges for den fremtidige udvikling i brændsels- og CO₂-priser. Med antagelsen om stagnerende elforbrug og fortsat udbygning med landvind og solceller holder elprisen sig lav i fraværet af stigende brændsels- og kvotepriser. Stiger brændsels- og CO₂-kvotepriserne kan elprisen dog blive væsentligt højere. Dette er til gavn for vindmøllerne, men giver ikke højere indtjening til kraftværkerne, hvis omkostninger følger med op. Omvendt kan ekstrempriser komme til at spille en meget væsentlig men usikker indtægtsstrøm for kraftværkerne fra omkring 2025. Vindmøllerne får dog ikke del i disse, da de kun opstår, når der er mangel på produktion.

Dansk Energis scenarier for elpriser 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. Scenarierne bygger på en lang række usikre antagelser om den fremtidige udvikling i inputpriser, produktion, forbrug og transmissionsforbindelser. Kørslerne udspænder et udfaldsrum for den fremtidige elprisudvikling givet forskellige antagelser om brændselspriser, CO₂-priser og politiske beslutninger.

I denne rapport opstilles tre hovedscenarier og en følsomhedsanalyse:

- I **Forwards**³-scenariet bliver kul-, gas-, og CO₂-kvoteprisen i perioden 2020-2035 fastholdt på niveauet givet ved 2020 Forwardspriser. Ved at regne med konstante inputpriser på kul, gas og CO₂-kvoter ses alene ændringer i elprisen som følge af ændringer i kraftværkskapaciteten og transmissionskapacitet. Scenariet kan desuden betragtes som et lavpris-scenarie.
- **WEO2015**-scenariet baseres på IEAs World Energy Outlook 2015 og der er her taget udgangspunkt i deres basisscenarie for udvikling i brændsels- og kvotepriser kaldet 'New Policies'.
- **Klima**-scenariet forudsætter en ambitiøs global klimaindsats, hvilket resulterer i lave fossile brændselspriser og høje kvotepriser. Dette scenarie kombinerer brændselspriser fra Forwards-scenariet og kvotepriser fra WEO2015-scenariet.

¹ I resten af denne rapport vil betegnelsen elpris blive brugt om elspotprisen (elprisen på day-ahead elmarkedet).

² Det marginale værk i en given time er det værk med den højeste budpris, der har vundet tilslag i elspotmarkedet. Havde efterspørgslen været lavere, ville dette værk ikke have været aktiveret. Det marginale værk får kun dækket sine variable omkostninger, og tjener ikke et dækningsbidrag til at dække de faste omkostninger. Se evt. boksen på side 12.

³ 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.

På baggrund af **Klima**-scenariet er der lavet en følsomhedsberegning:

- **Oversflodsscenariet** analyserer en situation, hvor den sjette finske kernekraftreaktor (Hanhikivi 1) bygges og det andet kabel fra Norge til Storbritannien (NorthConnect) ikke realiseres. I dette scenarie opstår der et overskud af elproduktion i Norden, hvilket yderligere afkobler Norden prismæssigt fra kontinentet.

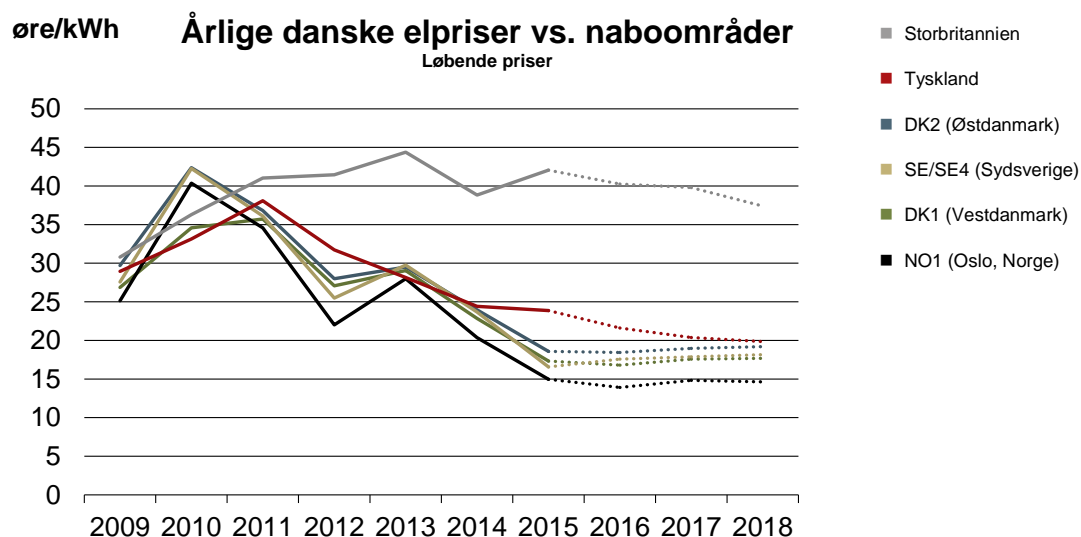
Rapporten indeholder desuden en gennemgang af de historiske elpriser fra de sidste syv år og de finansielle markeders forventninger til de fremtidige priser til og med 2018.

2.1 Markedsforventninger frem mod 2018

Forwards-markedet giver et billede af, hvordan markedsaktørerne på et givent tidspunkt forventer elprisen vil udvikle sig de næste 3-4 år. Forventningen til priserne i de Nordiske lande er at de vil ligge stabilt på det lave 2015-niveau (se Figur 1). 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 faldende priser i vejrmæssige normalår for alle de nordiske lande. Dette hænger sammen med forventninger til svagt faldende kul- og gaspriser de kommende tre år samt et let faldende elforbrug i kombination med øgede mængder VE. Dette betyder, at der bliver flere timer, hvor det marginale værktøj, som sætter prisen, er et kulfyret værktøj, mens de relativt dyrere gasfyrede værker, der over de seneste år stort set er blevet presset ud af markedet, kun sjældent sætter prisen. Samme effekt gør sig gældende i Tyskland, hvis priser i øjeblikket ligger over de danske, men gradvist vil falde, så de nærmer sig det danske niveau over de næste tre år. Den faldende kulpris, skyldes en faldende global efterspørgsel på kulimport.

Øgede mængder VE og faldende elforbrug har ført til, at det marginale værktøj, der sætter elprisen, ofte er et kulfyret værktøj. Der bliver derfor færre driftstimer, hvor elprisen er høj nok til, at værkerne tjener mere end deres variable omkostninger, dvs. tjener penge til at dække deres faste omkostninger.

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



Figur 1 Årlige historiske elpriser og markedsforventningen mod 2018. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Forward-kontrakter.

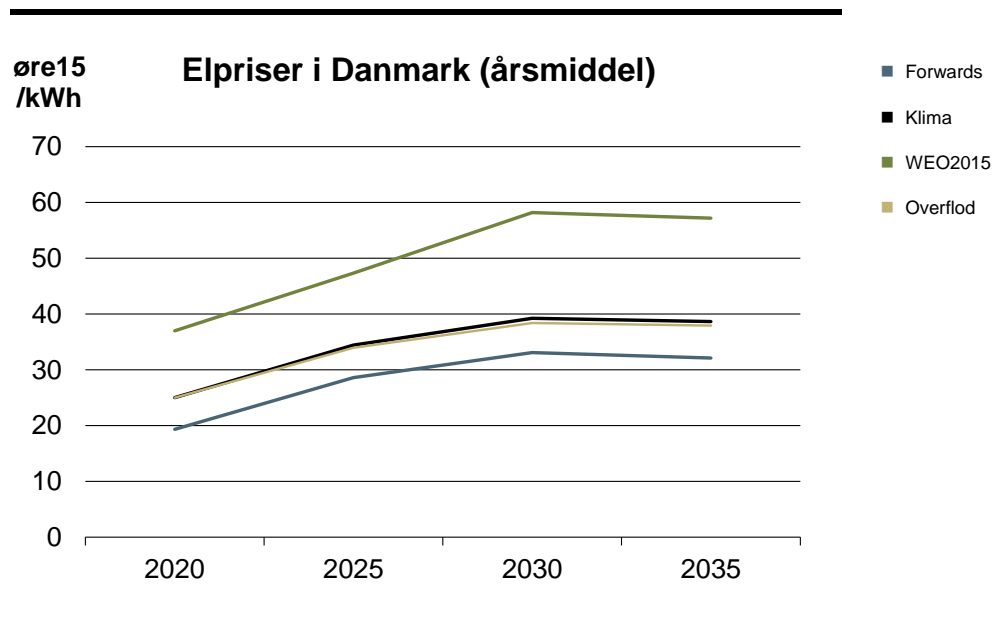
Kilde: SysPower, NasdaqOMX. Forwards trukket 4.12.2015.

Prisen i Storbritannien bliver typisk sat af gasfyrede kraftværker, der er væsentligt dyrere end kul. Hertil kommer at det britiske marked betaler en højere pris for CO₂ som følge af det britiske Carbon Price Floor⁴. Gasprisen forventes at falde frem mod 2018 og som følge heraf forventes elprisen at falde på kort sigt. Den vil dog fortsat ligge over dobbelt så højt som den danske elpris frem mod 2018.

2.2 Modelresultater 2020-2035

I Figur 2 ses de beregnede årsmidlelpriser i de fire scenarier, der er analyseret. Der er en betydelig spredning i udfaldsrummet for elprisen, hvor hovedparten skyldes usikkerheden om brændselspriser og kvotepriser.

Figur 2 Stigninger i elprisen i alle scenarier, men meget forskellige niveauer



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel. Beløb angivet i faste 2015-priser.

Forwards scenariet har med de laveste inputpriser ikke overraskende de laveste elpriser. Variationen i kvotepriser mellem scenarierne giver en mindre stigning i elpriserne end variationen i brændselspriser.

Forskellen i elpriser mellem Klimascenariet og Forwardssceniariet er stort set konstant fra år til år på trods af en stigende forskel i kvotepris mellem de to scenarier. Dette skyldes, at der generelt sker omlægninger i produktionen, så den prissættende elproduktion generelt bliver mindre CO₂-intensiv, og at en højere kvotepris forstærker denne udvikling. I modelkørslerne sker dette ved substitution af kul med gas og biomasse.

⁴ 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.

I løbet af de næste ti år har kulkraftværkerne meget små dækningsbidrag i alle scenarierne, og rent elproducerende anlæg kan ikke tjene tilstrækkeligt til at dække deres faste omkostninger til drift og vedligehold. Gasfyret kapacitet klarer sig endnu dårligere på kort sigt. Frem mod 2025 og særligt sidst i perioden bliver kapacitetsbalancen derfor strammere og strammere, hvilket fører til stigende elpriser, og at prisdannelsen flytter sig fra at være en stort set rent kulbaseret til i stigende grad at være baseret på gas.

Modellen investerer i ny kapacitet fra 2025, primært i gas. Langt de fleste værker er laveffektive OCGT spidslastværker⁵. I WEO2015 scenariet med de højeste brændselspriser investeres der yderligere i effektive CCGT værker til decideret elproduktion. Modellen holder sig i alle scenarierne helt fra investeringer i nye kulkraftværker, der er kapitalintensive. Dette skyldes at en meget stor del af kraftværkernes dækningsbidrag udgøres af ekstrempriser, der opstår ved effektknaphed. For at sikre økonomi i investeringer i ny kommerciel spidslastkapacitet⁶ skal prisloftet (på 3.000 €/MWh) i gennemsnit rammes i 18 timer om året. Med den store usikkerhed, der hersker om elsystemets udvikling, dvs. antallet og fordelingen af sådanne ekstrempriser over årene i fremtiden, bliver investering i sådanne værker meget risikofyldt. Et marked med sådanne indtægtsstrømme fordrer investeringer i mindre kapitalintensive værker, som gasturbineanlæg.

Ekstrempriserne bidrager ca. 5 øre/kWh til den gennemsnitlige elpris, når de 18 timer per år rammes. I fraværet af ekstrempriser er dækningsbidragene meget små. Da ekstrempriserne først indtræffer omkring 2025 vil lave dækningsbidrag være situationen de næste 10 år. Det kan derfor tænkes, at tempoet for kraftværkslukninger er undervurderet i modelberegningerne.

Det skal desuden bemærkes at England og Frankrig allerede har vedtaget at indføre såkaldte kapacitetsmarkeder, som sikrer nok pålidelig elproduktionskapacitet og afbrydeligt forbrug, til at opretholde en høj elforsyningsikkerhed. Såfremt et land som Tyskland følger trop og også indfører et kapacitetsmarked⁷ vil det begrænse antallet af ekstrempriser, hvilket vil gå hårdt ud over danske producenter, hvis ikke de også får mulighed for at få del i kapacitetsbetalingerne.

Modelberegningerne viser at økonomien i kulkraft ikke retter sig i scenarierne hvor kvoteprisen stiger (Klima og WEO2015). I disse scenarier er økonomien anstrengt grundet den højere kvotepris, der bringer produktionsomkostningerne på kul og gas tættere på hinanden. Idet kulkraft i høj grad lever af spændet mellem omkostningerne på disse to teknologier, udhules indtjeningsgrundlaget. Kun i Forwards scenariet bliver allerede etableret kulkraft attraktiv fra 2025, og kulkraft henter her et betydeligt dækningsbidrag i perioden fra 2025 frem mod 2035.

Overflodsscenarioet, hvor produktionen i Norden øges ved at tilføje yderligere et finsk kernekraftværk og transmissionsmulighederne ud af Norden reduceres ved at droppe et af de nye kabler fra Norge mod Storbritannien, resulterer også i lavere elpriser i Danmark. Dette skyldes at eksporten fra Norge og Sverige til Danmark forøges. De øvrige Nordiske lande får den

⁵ OCGT = "Open Cycle Gas Turbine" (mindre effektiv end CCGT = "Combined Cycle Gas Turbine").

⁶ Med kommerciel spidslast menes der værker, der tjener investeringen hjem i elspotmarkedet.

⁷ 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.

største reduktion i elpriser (op mod 3,5 øre/kWh), men de danske priser falder også (0,5-0,8 øre/kWh). Det går dog mere ud over vindafregningen (0,6-1,3 øre/kWh), da denne er mere afhængig af de nordiske priser. Dette skyldes at Danmark og Tyskland eksporterer til Norge og Sverige i vindrige perioder.

Vindkraftafregningen⁸ følger i høj grad den generelle elprisudvikling i de forskellige scenarier, dog med et stigende gab op til den gennemsnitlige afregningspris. Afregningen, der er lavest i Forward-scenariet og højest i WEO2015-scenariet, ligger på 17-35 øre/kWh i 2020 stigende til 25-48 øre/kWh i 2030. Vindkraftafregningen falder en anelse fra 2030 og frem, som følge af stigende mængder vindkraft.

Prispresset på vind, dvs. forskellen på den gennemsnitlige elpris og vindmølleafregningen har de seneste år ligget på 2-3 øre/kWh i Danmark. Prispresset kan forventes at stige på den korte bane i takt med indfasning af stigende mængder vind i særligt Tyskland.⁹ Prispresset for vind stiger kraftigt i alle scenarier fra 2020 til 2025 pga. fremkomsten af ekstrempriser i 2025, som vindkraften ikke får del af. Korrigeres der for ekstremprisernes bidrag til elprisen (3 øre/kWh i 2025), er prispresset dog mere moderat og stort set ens i de forskellige scenarier frem til 2025 (ca. 2 øre/kWh i 2020 og 3 øre/kWh i 2025). Herefter skiller WEO2015 scenariet sig ud og får betydeligt højere prispress frem mod 2035, som følge af højere gaspriser. Disse hæver elprisen i timer hvor vindkraftproduktionen er lav og gaskraft sætter prisen. Sammenlignes Klima og Forward scenariet ses det, at højere kvotepriser fører til lavere prispress (også i absolutte tal). Dette skyldes, at kul typisk sætter prisen, når vinden blæser, og gas sætter prisen, når det ikke blæser. I det kvoteprisen udgør en større omkostning for kulfyrede værker end for gas vil prisspændet mellem kul- og gaskraft formindskes ved højere CO₂-kvotepriser. De politiske valg ifm. EU's klimapolitik får derfor stor indflydelse på elprisdannelsen og særligt vindkraftafregningen i Danmark.

⁸ 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.

⁹ 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.

3 Indledning

Dansk Energis hensigt med rapporten er at opstille en række scenarier, der kan udspænde udfaldsrummet for elprisudviklingen givet en række politiske beslutninger relateret til EUs CO₂-kvotemarked, brændselsprisudviklingen og udvikling i transmissionskapaciteter. 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.

Den fremtidige elpris er en central beslutningsparameter i forhold til investeringer i energisektoren. Både Energistyrelsen og Energinet.dk offentliggør hver især scenarier for elprisen med deres beregningsforudsætninger, der udkommer en gang om året (ENS, 2015a; Energinet.dk, 2015). Energinet.dks analyseforudsætninger indeholder et centralt scenarie for udviklingen i den fremtidige elpris, med følsomhedsberegninger for vådår og tørår. Energistyrelsen har historisk kun publiceret et centralt scenarie, men siden 2014 har Basisfremskrivningen indeholdt følsomhedsanalyser på kvoteprisen og følsomhedsberegninger af elprisen i 2020 med variationer i vindkraft, nedbør, biomassepriser (ENS, 2014). Der er dog flere andre usikre faktorer, herunder brændselspriser, der har væsentlig indflydelse på elprisen. Det har været Dansk Energis ønske at udarbejde en række scenarier, der kan udspænde udfaldsrummet for elprisudviklingen givet en række politiske beslutninger, brændselsprisudviklingen og teknologisk udvikling.

3.1 Vigtige elprisdrivere

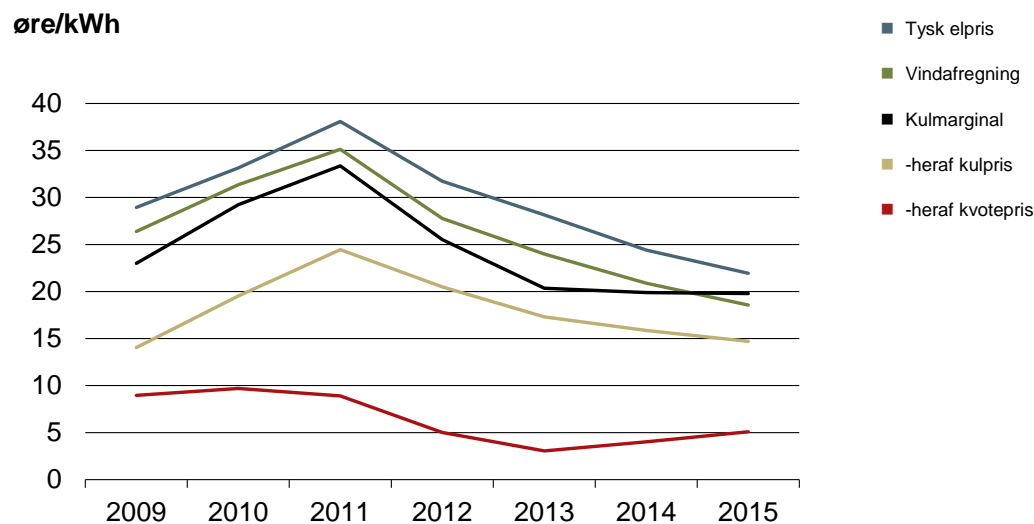
Centralt i prisdannelsen på elmarkedet står brændselspriser og CO₂-kvoter, idet det typisk er værker fyret med fossilt brændsel, der sætter elprisen.

Hertil kommer variationen i nedbør i det nordiske område, der er domineret af vandkraftproduktion. Vådår med store mængder nedbør giver lave elpriser, mens tørår resulterer i høje elpriser.

I Figur 3 ses elprisen på det tyske marked sammenholdt med de marginale omkostninger til elproduktion på kul (kulmarginalen). Prisdannelsen i Tyskland er modsat Danmark relativt upåvirket af nedbørsvariationer. Det ses at elprisen i grove træk følger udviklingen i kulmarginalen siden 2009. I 2013 var spændet mellem de to lidt større end i de øvrige år, hvilket skyldes at gasprisen var højere dette år. Siden hen er spændet faldet til et historisk lavt niveau. Dette skyldes en kombination af faldende gaspriser og at gas sjældnere sætter prisen, som følge af opstarten af ny kulkraftkapacitet på det tyske marked i 2013 og 2014, faldende elforbrug og mere vind- og solkraft. Kulprisens bidrag til kulmarginalen er steget fra ca. 14 øre/kWh i 2009 til 24 øre/kWh i 2011 og siden faldet igen til næsten at være på 2009 niveau. Kvoteprisens bidrag har de seneste fire år ligget på omkring det halve af hvad det gjorde i perioden 2009-2011. Den svage stigning i kvoteprisen fra 2013 til

2015 er blevet opvejet af et fald i kulprisen, hvilket har resulteret i en stort set konstant kulmarginal de seneste tre år.

Figur 3 Kulmarginalen dominerer elprisen i Tyskland



Figur 3 Tyske priser og kulmarginal. For at illustrere betydningen af kulkraftværkernes omkostninger for elprisdannelsen er de tyske elpriser vist for perioden 2009-2015. Disse påvirkes meget lidt af ændringer i nedbørsmængderne.

Kilde: Syspower (udtræk 1.12.2015)

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. I kombination med faldende kulforbrug i Kina og Europa har det medført faldende kulpriser på verdensmarkedet (IEEFA, 2015). Gasprisen i Europa er dog ikke blevet påvirket markant af gasprisens fald i USA, på grund af de betydelige transportomkostninger forbundet med transport af gas over lange strækninger.

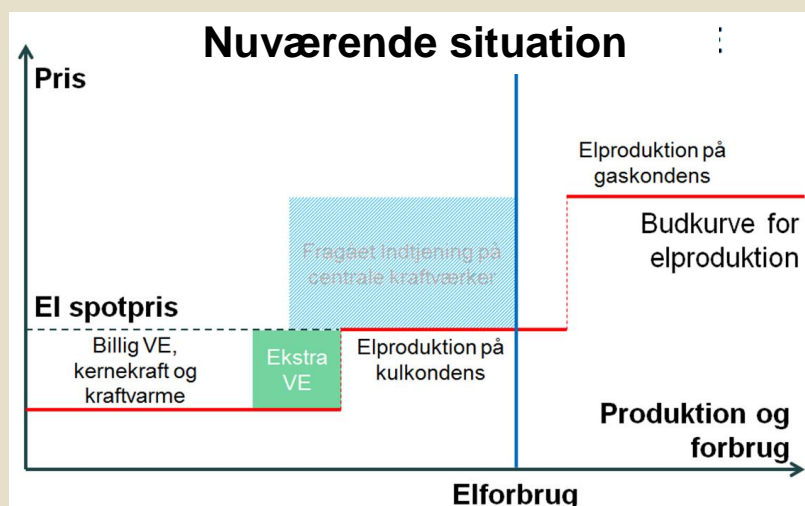
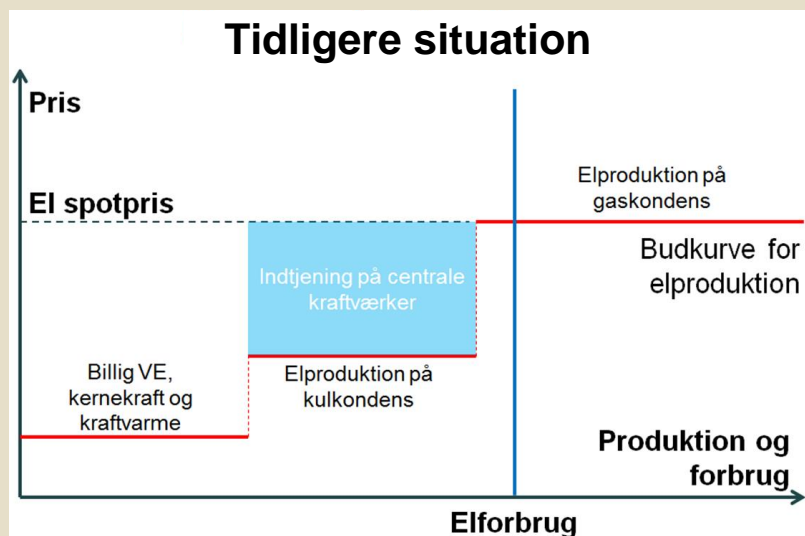
Kvotepriisen afhænger af hvilke politiske beslutninger, der vedtages i EU. 2030-målene, der blev vedtaget i 2014 har sat den overordnede ramme for energipolitikken fremadrettet, men mange spørgsmål står uafklarede. F.eks. i hvor høj grad kvotepriisen skal være drivende for udviklingen og i hvor høj grad klimamålene indfries gennem andre tiltag (VE-støtte, energieffektiviserings tiltag, 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.

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.

Øget VE presser kraftværkerne

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 billigste, marginale produktionsomkostninger er vindkraft og solceller, mens de dyreste er kondensværker, hvor spildvarmen bortkøles. Med en betydelig udvidelse af VE-kapaciteten, vil det øgede udbud fra disse teknologier betyde, at en mindre del af elforbruget skal dækkes af kul- og gaskondens. Kulkondens vil hermed udgøre den marginale produktion i flere af årets timer, og dermed reduceres kulkraftværkernes indtjeningsmuligheder i disse timer.



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.

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 lukker allerede i dag, 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, og en tilsvarende udvikling ses i det øvrige Nordvesteuropa med adskillige kraftværkslukninger og store nedskrivninger blandt ejerne af kraftværkerne.

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, 2015b) 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 vilkår. Antallet og timingen af de høje elpriser vil være svære at forudsige for markedsaktørerne, som derfor kan tænkes at ville være afventende med deres investeringer i ny kraftværkskapacitet. Usikkerheden i markedet kan betyde, at potentielle investorer investerer mindre end i markeder med mere stabilitet i priserne. Der er en risiko for, at investorerne vil være så afventende, at effekttilstrækkeligheden falder til et niveau der er lavere end en politisk målsætning. Dette kaldes for 'Missing Money Problem' (CEER, 2013). Derfor har flere europæiske lande såsom Spanien, Italien, Irland og Portugal allerede indført særskilte markeder til sikring af effekttilstrækkelighed. Storbritannien indfører et særskilt marked i form af et kapacitetsmarked med fysisk levering fra vinteren 2018/19. Elproduktionskapacitet indkøbes gennem en auktion, hvor producenter og forbrugsreduktionsressourcer byder kapacitet ind i konkurrence med hinanden. I Frankrig planlægges 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 (ACER, 2013).

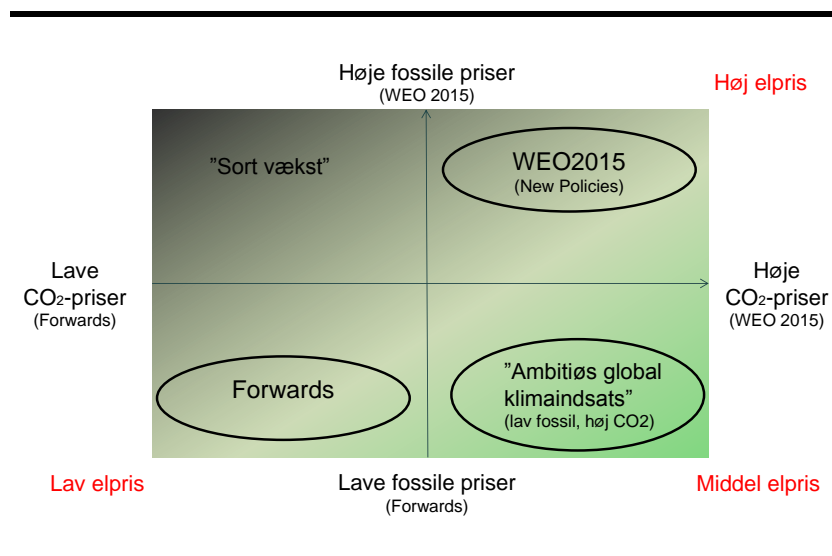
Indførelsen af et kapacitetsmarked, der sikrer en tilstrækkelig effektbalance, vil fjerne de højeste elpriser fra elspotmarkedet medmindre et naboland uden

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.

3.2 De simulerede scenarier

Ved brug af Balmorel-modellen har Dansk Energi regnet på fire forskellige scenarier for udviklingen af elprisen frem mod 2035. Disse scenarier skal ses som et forsøg på at udspænde et udfaldsrum for den fremtidige elpris givet forskellige forudsætninger.

Figur 4 Elprisscenarier



Figur 4 De tre hovedscenarier der er gennemregnet i denne udgave af elprisscenarierne.

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

1. Forwards (Forwards)
2. World Energy Outlook 2015 New Policies (WEO2015)
3. Ambitiøs global klimaindsats (Klima)
 - a. Overskud af elproduktion i Norden (Overflod)

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.

WEO2015-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. 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 WEO2015 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 WEO2015 scenariet.

Baseret på Klima-scenariet er der gennemregnet to scenarier, der belyser effekter omkring transmission og produktion på elprisdannelsen.

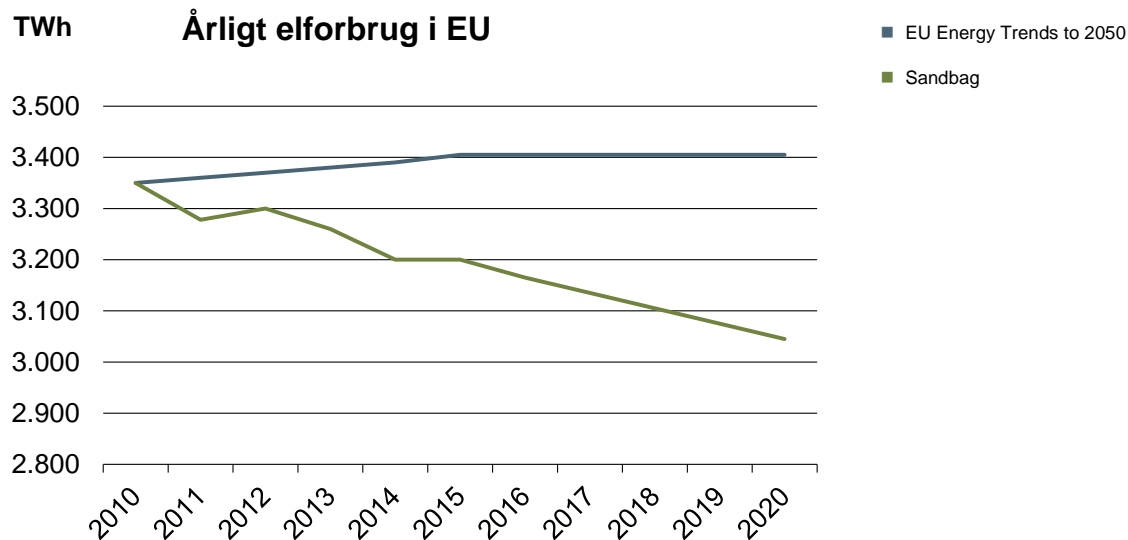
Overflodsscenariet analyserer en situation hvor den sjette finske kernekraftreaktor (Hanhikivi 1) på 1200 MW bygges (før 2025) og det andet kabel fra Norge til UK (NorthConnect) på 1400 MW, der åbner før 2030 i de øvrige scenarier, ikke realiseres. I dette scenarie opstår der et overskud af elproduktion i Norden, hvilket yderligere afkobler Norden prismæssigt fra kontinentet. Kernekraftværket vil bidrage med knap 10 TWh elproduktion og kablet har et potentiale for eksport på godt 10 TWh, hvorfor den samlede effekt svarer til yderligere 20 TWh produktion i Norden, der skal afsættes gennem øvrige udlandskabler¹⁰.

3.3 Centrale antagelser

Som væsentlig ændring ift. elprisscenarierne fra sidste år, har vi i dette års elprisscenarier antaget, at elforbruget ikke stiger. Dette valg baserer vi på udviklingen de seneste år, hvor elforbruget er blevet afkoblet den økonomiske vækst. Den britiske tænketank Sandbag forudsiger et fald i elforbruget i EU på 1 % per år og peger som årsag bl.a. på en mætning i apparatbestanden og Ecodesign-direktivet, der har fjernet de mest energiforbrugende apparater fra markedet, som nogle af de drivende faktorer bag, at elforbruget nu er vigende. Andre fremskrivninger viser at elforbruget er stort set konstant til 2020 og derefter stiger svagt med ca. 0,3 % per år fra 2020 og frem (bl.a. EU kommissionens EU Energy Trends to 2050, der blev brugt i sidste års elprisscenarier). Stigningen kommer som følge af generel økonomisk vækst, men også pga. udbredelse af elbiler og varmepumper.

Vi har groft skønnet at besparelser opvejer nyt elforbrug og elforbruget derfor vil være uforandret frem i tid.

¹⁰ Se tabellen på side 59 for en oversigt over forventede udbygninger af transmissionsforbindelser

Figur 5 Forskellige bud på elforbrugsudviklingen

Figur 5 Sammenstilling af elforbrugs udvikling i EU Energy Trends to 2050 og Sandbags forudsigtelse. EU forudsagde 0,2 % stigning p.a. i 2013. Sandbag forudsiger 1 % fald p.a. EU's prognose blev brugt i Dansk Energis elprisscenerier for 2014.

Kilde: Sandbag, 2014

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 elspotmarkedet¹¹. Denne simulering svarer til en situation med energy-only eller strategisk reserve aktiveret ved prisloft¹². Tyskland har valgt sidstnævnte model og Energinet.dk har forsøgt at indføre et sådan marked i Østdanmark i perioden 2016-2018 (Energinet.dk, 2014). Dette er dog i første omgang blevet underkendt af Kommissionen, der vurderer at det er i strid med statsstøtteregele.

I tilfælde af et kapacitetsmarked ville kraftværkerne teoretisk set modtage en kompensation 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 elprisen vil blive lavere.

¹¹ Omkostningen til OCGT er udregnet på baggrund af data fra Teknologikataloget (ENS, 2015b) og med afskrivninger over 20 år med 8 % realrente, som øvrige investeringer i modelkøriserne.

¹² 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 udbuddet til at matche efterspørgslen. I de timer, hvor det er nødvendigt, vil elprisen ligge på prisloftet, der er fastsat til 3.000 EUR/MWh af NordPool Spot.

3.4 Metode

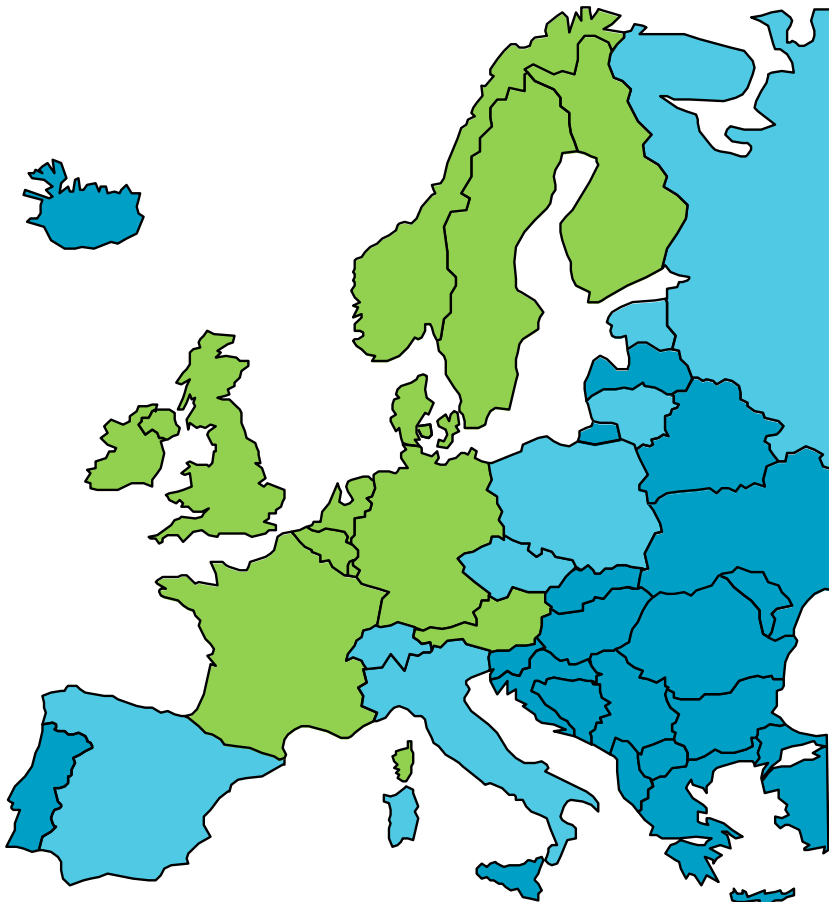
Balmorel er en partiel ligevægtsmodel, der simulerer el- og fjernvarmesystemerne i det område, der undersøges. Eltransmissionsnettet repræsenteres i modellen som en række geografiske områder forbundet med transmissionslinier. Modellen finder i en samlet optimering den billigste måde at tilfredsstille 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 og havvind konkurrerer på kommercielle vilkår i modellen. Omvendt er der lagt et udbygningsforløb ind for kernekraft, landvind og solceller i modellen, hvilket beskrives nærmere i Appendiks 2 - Forudsætninger.

Det modellerede område fremgår af Figur 6. Valget af lande er sket ud fra en vurdering af, hvor centralt landet er 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 det svensk-polske kabel i 2015. Dette betyder en eksport på ca. 100 MW om natten og 500 MW om dagen mod hvert af landene¹³.

¹³ 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 6 Modelleret område



Figur 6 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.

3.5 Forudsætninger

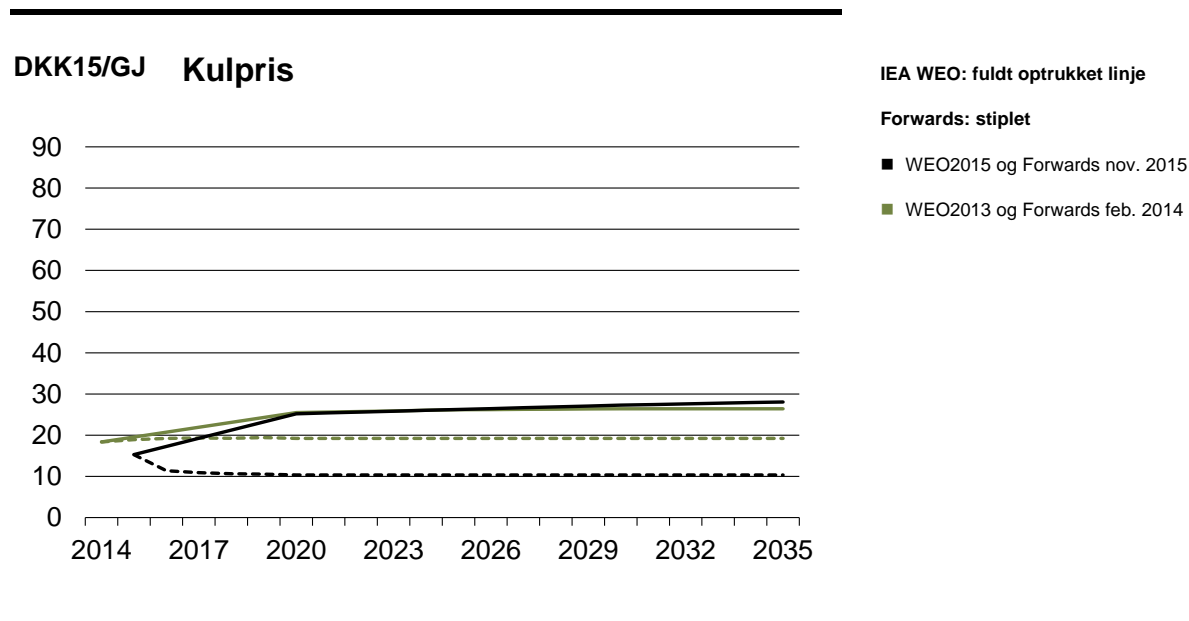
Herunder er de vigtigste forudsætninger beskrevet. For en nærmere beskrivelse af de anvendte forudsætninger henvises til Appendiks 2 - Forudsætninger.

I **Figur 7** og **Figur 8** er vist priser for kul og gas i de forskellige scenarier (da disse to brændsler har størst betydning for prisdannelsen). Derudover er den anvendte CO₂-kvotepris, der varierer i scenarierne, vist i Figur 9. Figureerne medtager også priserne fra forward-scenarierne anvendt i sidste års elprisscenerierapport¹⁴ og WEO2013 for at vise udviklingen i forventningerne de seneste år.

Der er bemærkelsesværdig stor forskel på forventningen til kulprisen i 2020 for Forwardmarkedet og WEO2015, der forudsiger en kulpris på hhv. 10 og 25 kr./GJ.

Sidste år blev der i nogle af scenarierne regnet på brændselsprisscenerier fra EU-Kommissionen (EU, 2013). Disse lå højere end priserne fra WEO2015, der anvendes i dette års elprisscenerier.

Figur 7 Kulpriser anvendt i modelkørsler

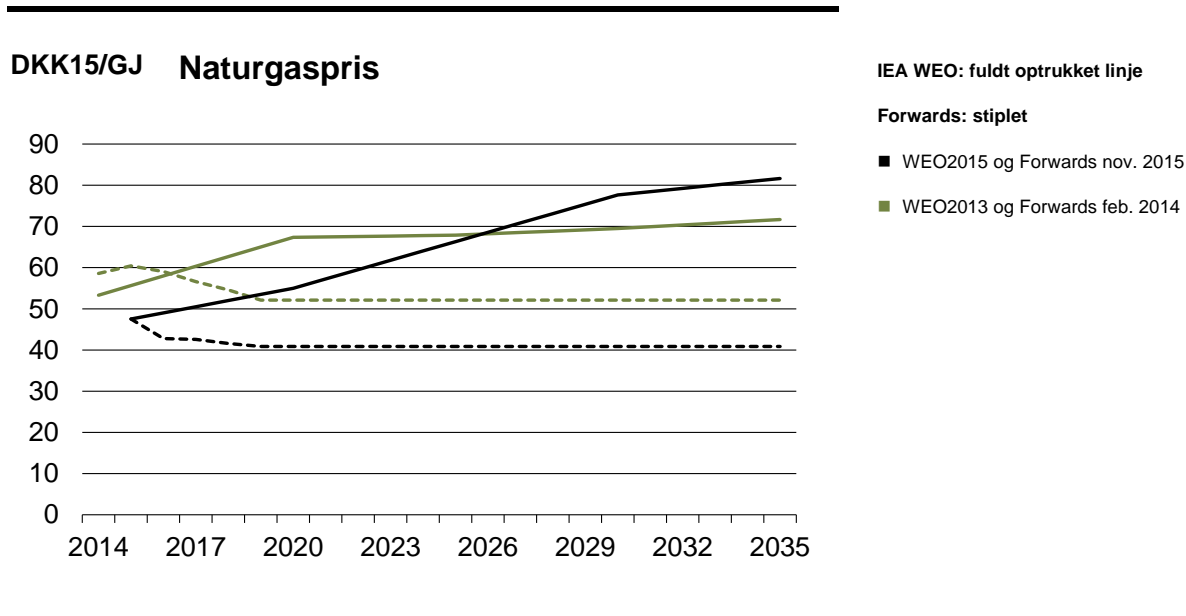


Figur 7 Kulpriser anvendt i Forwards- og WEO-scenariet. Stiplede linjer for forwardspriser og fuldt optrukne linjer for IEA WEO. Her vist ift. niveauet for omkring halvanden til to år siden.

Kilde: IEA, 2013 og IEA, 2015; Forwards hentet fra ICE 25-02-2014 og SysPower 02-11-2015

¹⁴ I sidste års elprisscenerierapport omtalte vi forwards som "futures" kontrakter.

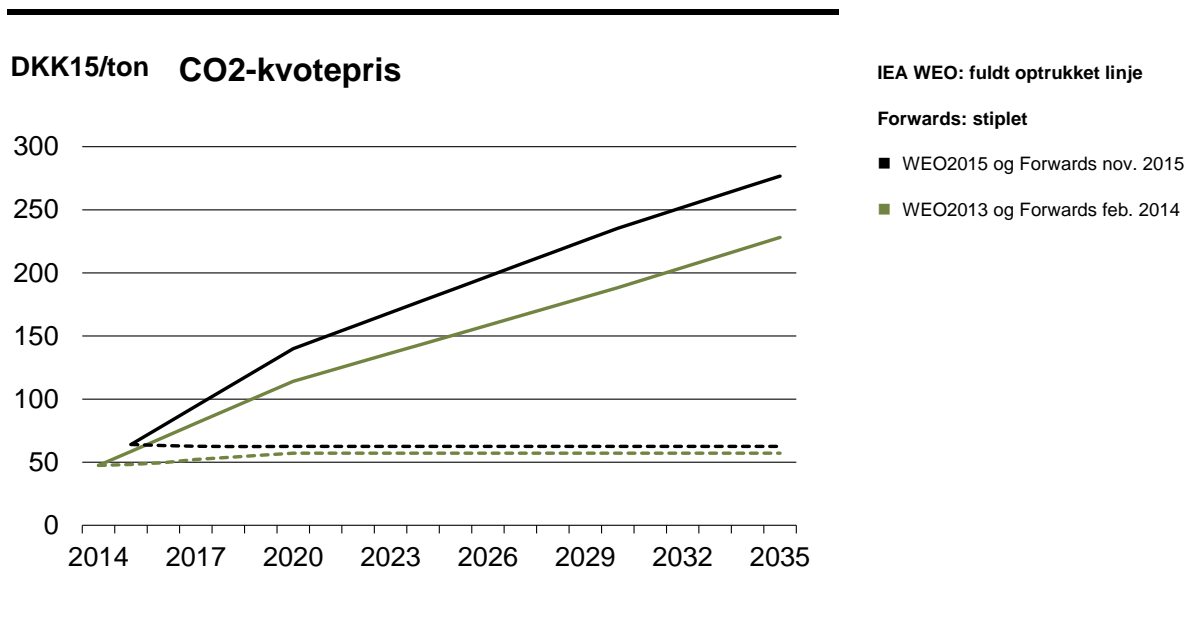
Figur 8 Naturgaspriser anvendt i modelkørsler



Figur 8 Naturgaspriser anvendt i Forwards- og WEO-scenariet. Stiplede linjer for forwardspriser og fuldt optrukne linjer for IEA WEO. Her vist ift. niveauet for omkring halvanden til to år siden.

Kilde: IEA, 2013 og IEA, 2015; Forwards hentet fra ICE 25-02-2014 og SysPower 02-11-2015

Figur 9 CO₂-kvotepriser anvendt i scenarierne



Figur 9 Kvotepriser i de forskellige scenarier sammenholdt med tilsvarende værdier for halvanden til to år siden.

Kilde: IEA, 2013 og IEA, 2015; Forwards hentet fra ICE 25-02-2014 og SysPower 02-11-2015

Der er lagt et scenarie ind for udbygning og skrotning af kernekraft, vandkraft, landvind og sol helt frem til 2035, så modellen ikke har mulighed for at investere i disse teknologier. Scenariet er baseret på forventninger til udbygningen og baserer sig på flere forskellige kilder. Kernekraft er politisk styret, hvilket ses med både den tyske plan for udfasning og den engelske beslutning om at støtte opførelsen af Hinkley Point C. 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. Begrænsninger grundet mangel på placeringer er ikke lagt ind i modellen, så Balmore vil derfor formentlig overinvestere i disse teknologier, hvis man gjorde det muligt. For solceller er økonomien typisk ikke drevet af priserne i elspotmarkedet men af slutkundepriser og nettomålerordninger o. lign. For offshore vind stoppes udbygningen i 2020, hvorefter modellen selv investerer, hvis det er økonomisk fordelagtigt.

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.

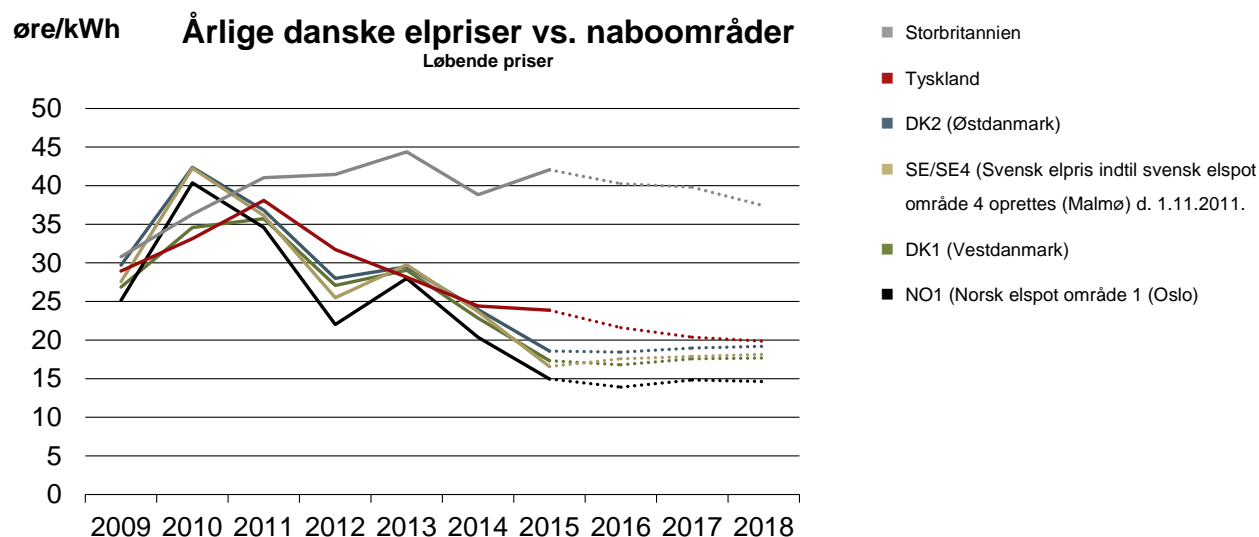
Endelig er der lagt en antagelse ind for udbygningen af transmissionskapacitet og tilgængelighed af samme mellem landene. Førstnævnte antagelse varierer i følsomhedsscenariet "Overflod". Antagelserne baserer sig på transmissionssystemoperatørernes (TSO'ernes) udmeldte planer og forventninger.

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. Faldende brændselspriser, faldende forbrug, vådår og prispress fra en højere andel vedvarende energi i Norden og Tyskland har resulteret i øget antal timer, hvor kulkraft sætter elprisen i stedet for gaskraft og lavere elpriser de seneste år. Markedsindikatorerne viser, at denne tendens forventes at fortsætte de næste tre år, og at der under normale nedbørsmængder og tilhørende vandtilstrømning til vandkraftværkerne ligger en forventning om, at de danske, svenske og tyske elpriser vil være nært sammenfaldende.

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 nordeuropæiske priser funderet i et termisk (brændselsbaseret) system.

Figur 10 Årlige elpriser i Norden, Tyskland og Storbritannien



Figur 10 Årlige historiske elpriser og markedsforsætningen mod 2018. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Forward-kontrakter.

Kilde: SysPower, NasdaqOMX. Forwards trukket 4.12.2015.

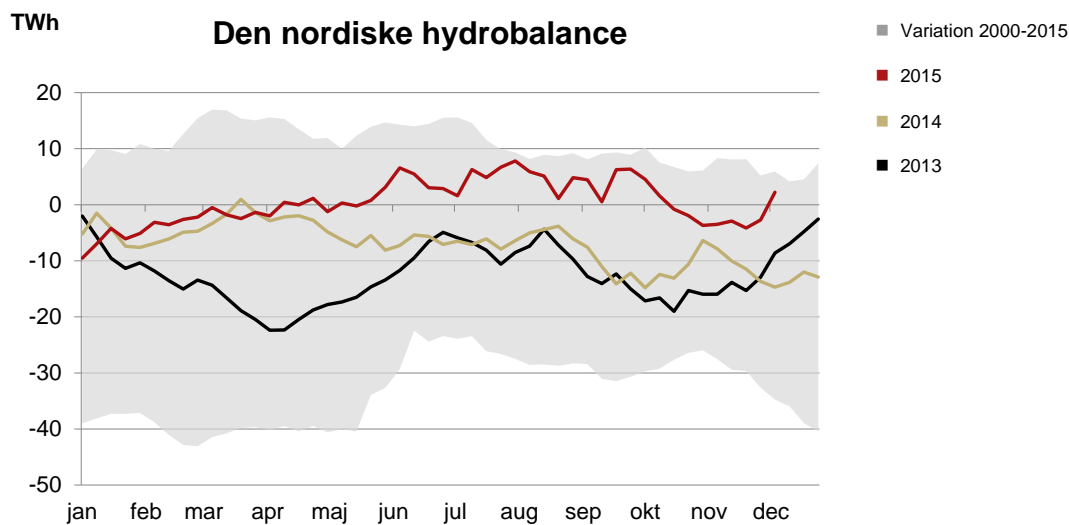
De danske elpriser bliver overordnet set bestemt af forbrugsudvikling, brændselspriser, udbygning af VE og kernekraft, samt mulighederne for at udveksle el med vores nabolande, dvs. kapaciteterne af transmissionsforbindelser mellem landene. Uden stærkere transmissionsforbindelser mod nabolandene vil den forventede udbygning af VE i Norden føre til lave priser i Norden (jf. afsnit 5.3 hvor reduceret transmission behandles).

I enkelte år vil sæsonmæssige udsving i fyldningsgraden af vandreservoirene i Norden imidlertid påvirke det generelle prisniveau i Danmark. Denne effekt er tydelig, når der ses på den historiske udvikling. Da disse udsving er svært forudsigelige, har de stor 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

2015 har slået rekord med laveste elpriser i 14 år. Store mængder nedbør var stærkt medvirkende til de lave priser i Norden hen over sommeren og de fyldte vandmagasiner vil præge elpriserne langt ind i 2016 (Se Figur 11). Samtidig er marginalomkostningerne til produktion på kul fastholdt. Dette er sket som følge af et lille fald i kulprisen og en lille stigning i prisen på CO₂-kvoter (se Figur 3).

Figur 11 2015 blev mere vådt end tidligere år

Figur 11 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.

Kilde: SysPower

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.

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 Olkovioto 3, der forventes at gå i drift i 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, men ejerne har meldt ud at de overvejer at lukke nogle af dem før, hvis ikke rammevilkårene ændrer sig (Montel, 2015).

Begrænsninger på den jysk-tyske grænse nåede i 2015 et historiske højdepunkt med en tilgængelighed på ca. 15 %. 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, 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 fuldt omkring år 2022-2023, når de nord-sydgående DC-forbindelser i det tyske net går i drift. Dette forudsætter dog, at den nylige beslutning om at ændre DC-forbindelserne fra luftledninger til jordkabler ikke skaber yderligere forsinkelser.

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 LFC-reserve). Med en samlet kapacitet på 1600 MW fra Norge og en stærkt begrænset forbindelse mod Tyskland skiftede prisdannelsen i Vestdanmark fra at følge de tyske priser til i højere grad at lægge sig op ad de Nordiske (se Figur 6).

NordBalt idriftssættes ultimo 2015 mellem Sverige og Lithauen (700 MW) og vil primært eksportere mod Lithauen, hvilket vil øge eksportmulighederne ud af Norden og forventeligt løfte prisen en anelse.

Udbygningen af landvind i Tyskland har sat rekorder de seneste to år med over 4,7 GW landvind og 1,4 GW havvind installeret i 2014 (BMW, 2014). Ultimo 2014 passerede man 40 GW samlet vindkraft. De tyske TSOer forventer knap 58 GW vindkraft primo 2020 fordelt med 51,6 GW på land og 6,3 GW på havet (Netztransparenz, 2015). Udbygningen med vedvarende energi (særligt vindkraft) og faldende elforbrug i Tyskland har ført til at markedet forventer svagt faldende priser de kommende år i Tyskland, så de gradvist nærmer sig det lave nordiske niveau.

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 12), lave nedbørsmængder og koldt vejr i Norden højere priser i 2010 og store dele af 2011, særligt i Østdanmark (jf. Figur 10)

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. Sidenhen har elpriserne fortsat deres fald og ekstremt store mængder nedbør førte til at sommeren 2015 gav de laveste elpriser i 15 år.

I Figur 10 er elpriserne i Storbritannien også afbilledet, da de er vigtige for økonomien i den kommende udbygning af transmissionskapacitet mod England og Skotland. Der forventes flere kabler i drift i 2020-2030 (jf. Appendiks 2 - Forudsætninger), og derfor vil prisdannelsen i Storbritannien på sigt kunne få betydning for de danske elpriser.

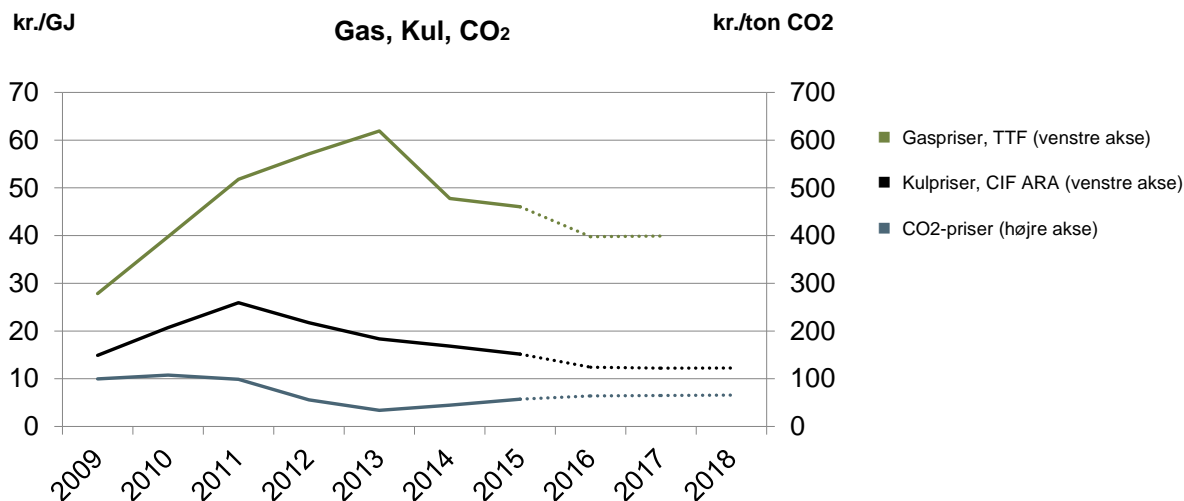
På elmarkedet i Storbritannien, hvor gaskraft sætter prisen i de fleste timer, er de senere års elprisfald i Norden og Nordvesteuropa udeblevet. Dette skyldes bl.a., at gasprisen, der dykkede voldsomt i 2009, steg jævnt frem mod 2013. Det engelske "Carbon price floor" har siden 1. april 2013 sat et effektivt minimumniveau for CO₂-kvoter i Storbritannien. I 2015 var CO₂-prisen £20/ton i Storbritannien, hvilket forklarer ca. 5,5 øre/kWh af prisdifferencen¹⁵. Carbon price floor er sat til at stige £2/ton per år til £30/ton i 2030, men differencen til EU's kvotepris må ikke overskride £18/ton¹⁶. Såfremt EU's kvotepris ikke

¹⁵ Forudsat en britisk prissætning på gas og en EU kvotepris på 8,5 €/ton.

¹⁶ 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).

stiger vil dette loft allerede blive ramt i 2017. Derfor forventes det ikke at den britiske CO₂ pris stiger væsentligt over det nuværende niveau medmindre der sker en reform af EU's kvotesystem.

Figur 12 Brændsels- og CO₂-priser forventes fortsat lave



Figur 12 Årlige historiske brændselspriser, samt markedsforventningen mod 2018. 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 3**)

Kilde: SysPower (Forward-kontrakter fra d. 4.12.2015).

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, faldende kulpriser, samt nye kulkraftværker og faldende forbrug i, at gasfyret kraft fik færre og færre driftstimer. Prissætningen i Tyskland nærmede sig i højere og højere grad 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 2018 opsummeret.

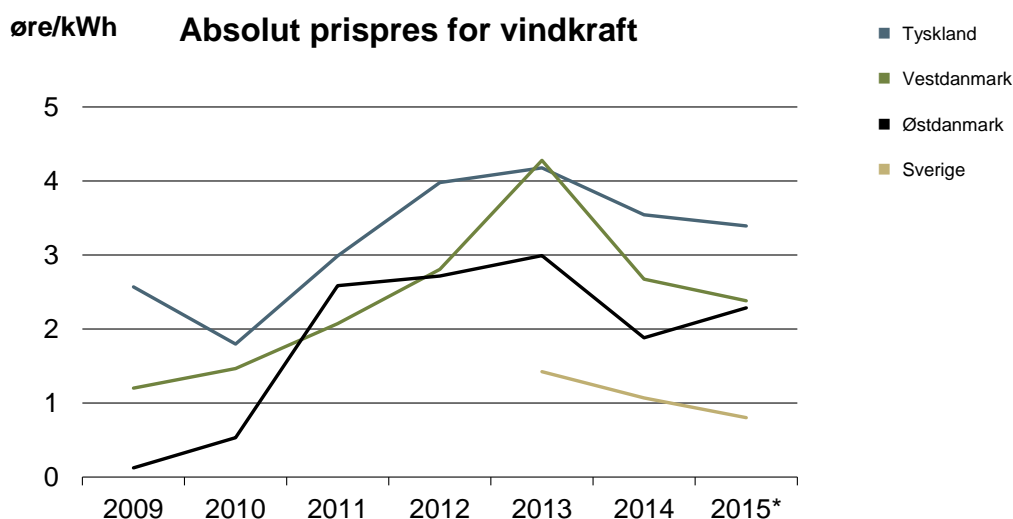
Forwards-markedets forventninger til elpriser mod 2018:

1. Elprisen holder sig lav i det nordiske system med et forventet lavpunkt i 2016, pga. stadig store mængder vand i de nordiske reservoirer.
2. De tyske priser fortsætter med at falde, som følge af øget prispress fra større mængde VE i systemet og svagt faldende forbrug.
3. De danske priser ligger tættest på de nordiske priser først i perioden, men nærmer sig gradvist de tyske, i takt med at disse falder. DK2 ligger lidt højere end DK1.
4. Elprisen er let faldende i Storbritannien, hvor gaskraft dominerer prissætningen. Prisfald på gas mere end opvejer effekten af det britiske Carbon Price Floor.

4.3 Historisk prispress på vindkraft

I Figur 13 ses det absolutte prispress (dvs. elpris fratrukket vindafregning) for Danmark, Sverige og Tyskland siden 2009. Det har ikke været muligt at finde detaljerede data for svensk vindkraftproduktion før 2013. Siden 2011 har prispresset ligget på ca. 2-3 øre/kWh i Danmark med Vestdanmark i 2013 som undtagelse. Her blev prispresset forøget med 0,8 øre/kWh pga. ekstrempriser. 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.

Figur 13 Vindkraft afregner 2-4 øre/kWh under markedsprisen



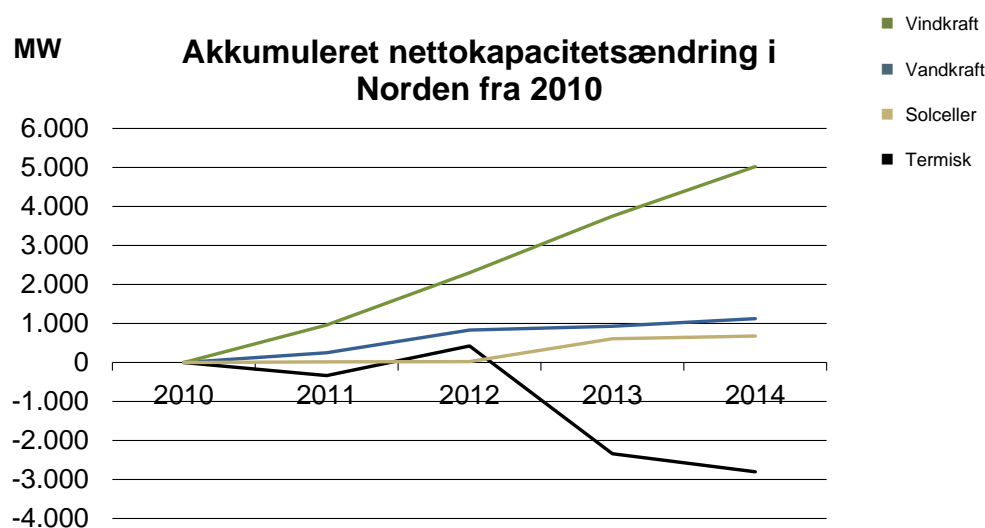
Figur 13 Forskel på gennemsnitlig elspotpris og vindafregning. Data for 2015 t.o.m. 13. nov. Ekstrempriser d. 7. juni 2013 gav anledning til en øgning af prispresset på 0,8 øre/kWh i Vestdanmark.

Kilde: ENSTO-E, 2015, Energinet.dk (Markedsdata udtræk pr. 13.11.2015)

Sverige overhalede Danmark på elproduktion fra vindkraft i 2015 med en forventet årsproduktion på 15 TWh, 6.000 MW installeret kapacitet og en forventet udbygning med ca. 500 MW per år de kommende år (SV, 2015).

Overordnet er den nordiske elproduktionskapacitet generelt vokset siden 2010 (Nord REG, 2015). Udbygningen har overvejende været ufleksibel VE-kapacitet, hovedsageligt vind. Modsat har Danmark fra 2008 til 2013 reduceret sin kapacitet med ca. 35 % på sine centrale termiske kraftværker, svarende til ca. 2300 MW. Størstedelen af reduktionen fandt sted mellem 2012 og 2013, hvilket bidrog til en nettoreduktion i Nordens samlede kapacitet i disse år (se Figur 14). Set i et systemperspektiv indikerer dette, at kapacitetsbalancen er blevet strammere i perioden. I perioder med meget forbrug og knappe tilgængelige ressourcer vil dette medføre større prisudsving i opadgående retning.

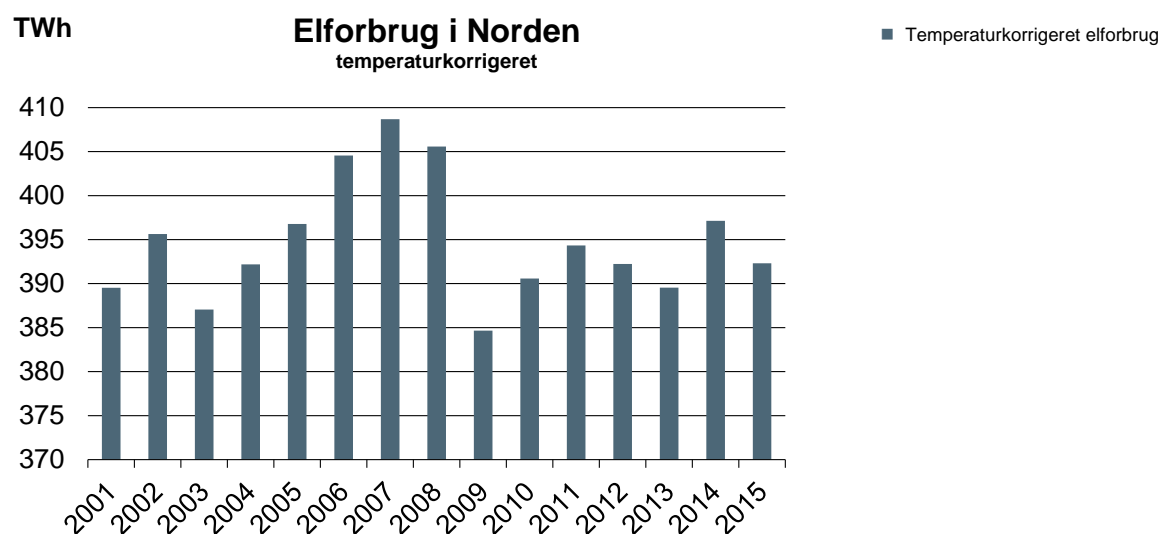
Figur 14 Mere vedvarende energi - mindre termisk kapacitet i Norden



Figur 14 Vindkraft udbygges støt i Norden, vandkraft og solceller i mindre grad, mens den termiske kapacitet har ligget relativt stille frem til 2012. Herefter skrottede Danmark 2800 MW kapacitet.

Kilde: Nord REG 2015. Norden inkluderer DK, FI, NO og SE.

Som det ses af Figur 15, ligger det nordiske elforbrug nu på omtrent det samme niveau som før opbygningen til finanskrisen (2001-2005), men er langt fra forbruget der blev observeret op til finanskrisen (2006-2008)

Figur 15 Elforbruget har holdt sig på niveau fra start-nulleerne de seneste år

Figur 15 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.

Kilde: SysPower

Med faldende elpriser og stigende prispress skulle man forvente at støttebehovet til nye vindmøller ville have steget betydeligt siden 2011. Dette er dog ikke tilfældet. Omkostningen til at opstille nye vindmøller har nemlig også været faldende over de seneste år, hvilket ses af, at prisen på elcertifikater i det svensk-norske certifikatmarked har været faldende sammen med elspotprisen siden 2009, således at forventningen til afregning ved investering i nye projekter er faldet med 5 svenske øre/kWh per år fra 75 til 45 svenske øre/kWh (36 danske øre/kWh) fra 2009 til 2015. Der er nu sket en opbremsning i ordreindgangen hos vindmølleleverandørerne for nye projekter, hvilket indikerer, at teknologien nu er nået til et stadie, hvor det går langsommere med at realisere omkostningsreduktioner (Dansk Energi, 2015).

4.4 Udviklingen i Tyskland

Som følge af Danmarks meget stærke kobling til det tyske system er vi i høj grad pristager fra dette system, hvorfor det er særligt interessant at følge udviklingen i dette marked. **Figur 16** viser udviklingen i elproduktion og nettoeksport de seneste seks år. Biomasse og vandkraft fremgår ikke af figuren, men udgør ca. 60 TWh per år.

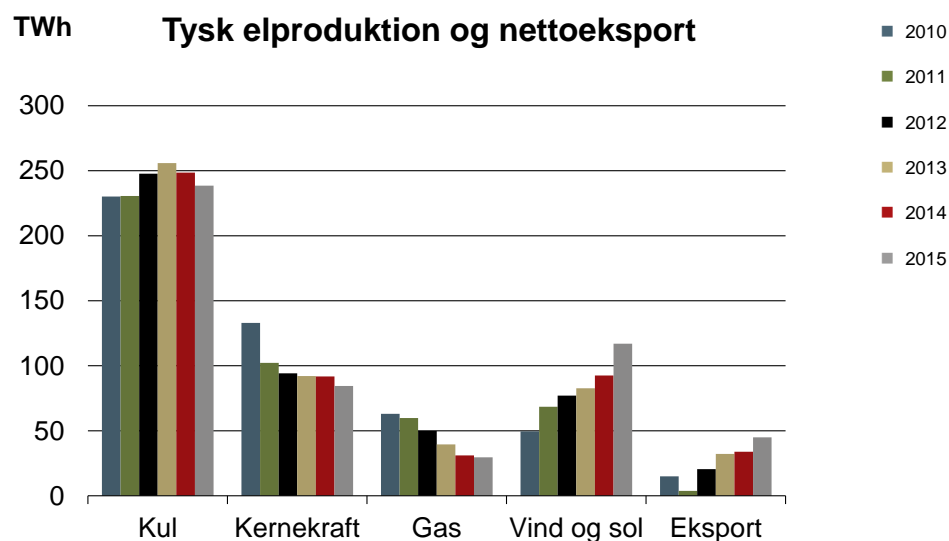
Brunkul og stenkul spiller en meget central rolle i det tyske elsystem og oplevede en stigning fra 2011 til 2013, delvist som følge af lukningen af en del reaktorer i kølvandet på Fukushima katastrofen. De stigende mængder vindkraft og solceller har primært bidraget til at reducere elproduktionen på

gas, der på fem år er blevet halveret. Samtidig er eksporten steget betydeligt og er nu på 45 TWh hvilket udgør godt 8 % af det tyske elproduktion.

Idet eksportmulighederne er begrænsede og der efterhånden ikke er mere gaskraft at skru ned for er produktionen på kulkraftværkerne også begyndt at falde. Vind og sol, der satte rekord i et særligt vindrigt 2015 overhalede sidste år kernekraft målt på elproduktion. I perioden frem mod 2021, dvs. inden kernekraftlukningerne for alvor tager fart, vil særligt kulkraft være nødt til at give plads til mere VE og faldende forbrug. Dette vil være ensbetydende med at kulmarginale får en meget central placering i prissætningen i elmarkedet, når kulkraft er den marginale producent.

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 (evt. gasfyrede) værker i nabolande.

Figur 16 Vind og sol presser termiske værker og sender eksporten i vejret



Kilde: Fraunhofer, 2015

5 Scenarier for elprisudviklingen i perioden 2020-2035

Fire scenarier for perioden 2020-2035 er analyseret ved brug af Balmorelmodellen. Resultaterne viser, at kraftværkerne har meget små dækningsbidrag i de næste ca. ti år. Dette betyder få nyinvesteringer i modellen. I takt med at værkerne når deres levetid bliver kapacitetsbalancen mere og mere stram frem mod 2025. Dette fører til stigende elpriser, og til at prisdannelsen flytter sig fra en stort set ren kulk marginal til i højere grad at være påvirket af gas marginalen. Dette understøttes yderligere af, at der ikke er økonomi i at bygge kulkraftværker frem mod 2035 i nogen af scenarierne. Kapacitetsknapheden fører til en række ekstrempriser, der hæver den danske elpris med 3 øre/kWh i 2025 og 5 øre/kWh i 2030 og 2035 i et normalår. De politiske valg ifm. EU's kvotepolitik får stor indflydelse på elspotprisdannelsen i Danmark, idet CO₂-kvoteprisen er en central faktor i prisdannelsen, om end betydningen af denne er aftagende i takt med at elsystemet bliver grønnere. Brændselspriser er en anden meget central parameter i elprisdannelsen. Særligt kul på den korte bane og gas på den længere bane. Forsinkelse af udbygningen af transmissionsforbindelser fra Norge til Storbritannien og udbygning af finsk kernekraft medfører, at elpriserne i vores nordiske nabolande falder betydeligt. Det slår dog mindre hårdt igennem på Danmark, hvis prissætning er koblet stærkere til Tyskland.

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

5.1 Sammenligning af scenarierne

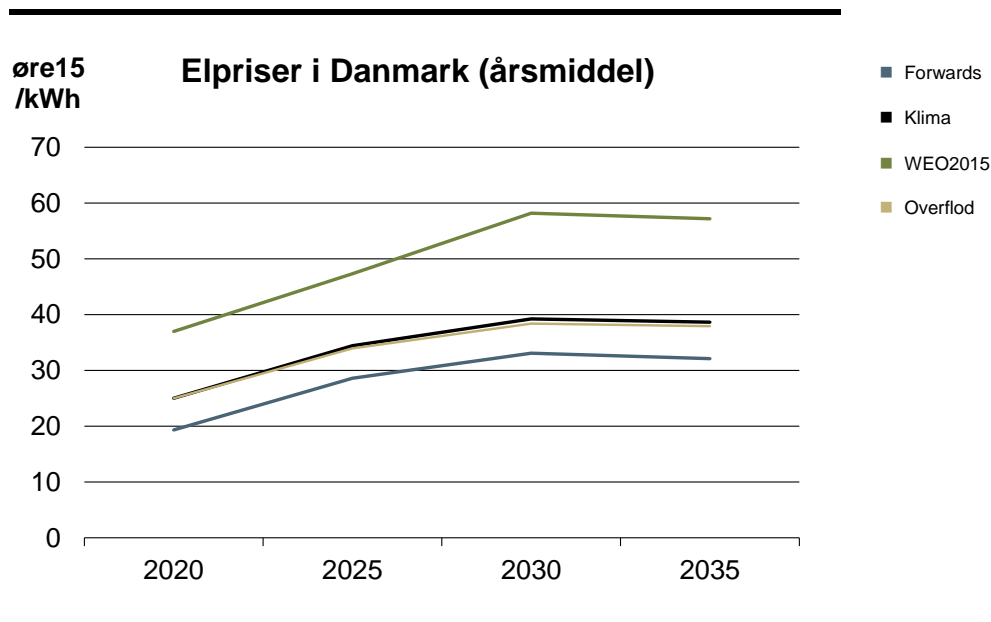
De resulterende elspotpriser for Danmark¹⁷ er vist i **Figur 17**. Det ses, at elprisen stiger frem mod 2030 i alle scenarierne. Et væsentligt bidrag til denne stigning er ekstrempriser, som følge af kapacitetsknaphed der hæver prisen med ca. 3 øre/kWh i 2025 og 5 øre/kWh i 2030 og 2035 i alle scenarierne

Forward-scenariet giver de laveste priser gennem hele perioden, mens Klima-scenariet ligger ca. 6 øre/kWh højere. Effekten af stigningen i kvotepris opvejes af et faldende CO₂ indhold i den prissættende el, der svinger fra stort set rent kul til at gas og CO₂ frie kilder (fx vindkraft) spiller en stigende rolle.

De højeste priser ses i WEO2015 scenariet, der næsten har dobbelt så høje priser som Forward scenariet. Forudsætningerne om brændselspriserne (kul på den korte bane og i stigende grad gas på den lange bane) fører til et større spænd i priser mellem de to scenarier i absolutte tal.

¹⁷ Dansk elpris er middel af Øst- og Vestdansk elpris, der stort set er identisk.

Figur 17 Middel-elpriser for Danmark i de forskellige scenarier



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.2 Strammere kapacitetsbalance fører til højere priser

I Figur 18 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 er i høj grad baseret på gas og hvor Carbon Price Floor medfører en højere kvotepris end i de øvrige lande.

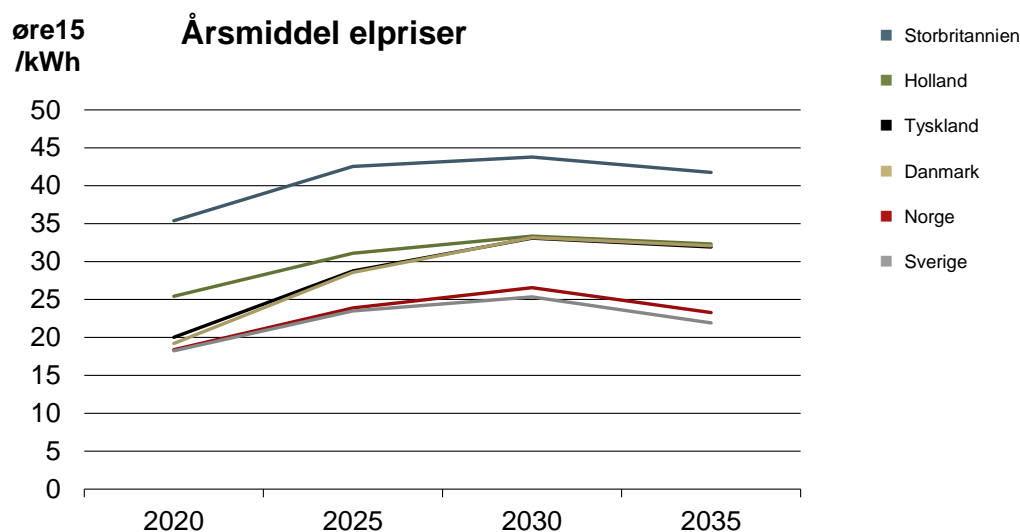
Da kul-, gas- og CO₂-kvotepriserne er konstante, og biomassebrændselspriserne kun stiger svagt fra 2020 og frem, er den eneste forklaring på ændringerne i prisen, at kapacitetsbalancen bliver mere stram i takt med at gamle værker trækkes ud af markedet. Det fører til flere timer med højere priser. Den norske og svenske elpris stiger ikke lige så meget som de øvrige lande, da den store vandkraftkapacitet resulterer i, at der ikke er behov for investeringer i ny kapacitet. Danmark får i modelkørslerne marginalt lavere priser end Tyskland pga. nærheden til den billige norske vandkraft. Både den danske og tyske pris nærmer sig i løbet af 2020'erne mere og mere den hollandske elpris. Den største stigning sker fra 2020 til 2025, hvor Tysklands kernekraftværker lukkes. De politisk bestemte lukninger fører til en reduktion i produktionen på 65 TWh. Dette fald opvejes delvist af reduceret eksport (ca. 20 TWh) og øget elproduktion fra vind og solceller (32 TWh). Faldet fører dog til en stigning i elproduktionen på termiske værker. Særligt gas stiger med 13 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 elspotprisen¹⁸. Denne effekt fanges ikke i modellen, men vurderes at have mindre betydning.

Storbritannien, Frankrig og Belgien oplever allerede så stor effektknaphed, at det i et system uden kapacitetsmarked ville være rentabelt at etablere spidslastanlæg på kommercielle vilkår i 2025. 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 indtræffer effektmangel fra 2025 og bliver så hyppigt et problem frem mod 2030, at der bliver økonomi i at investere i spidslastanlæg på kommercielle vilkår. Dette forklarer ca. 3 øre/kWh af de tyske og danske elpriser i 2025 og 5 øre/kWh i 2030 og 2035. Det skal bemærkes, at der i praksis vil være meget stor usikkerhed om, hvor ofte prisloftet rammes, og markedsaktørerne derfor vil kræve et risikotillæg, der gør, at antallet af timer formentlig skal højere end 18 i gennemsnit, før der investeres.

Figur 18 Middel-elpriser i Forward-scenariet



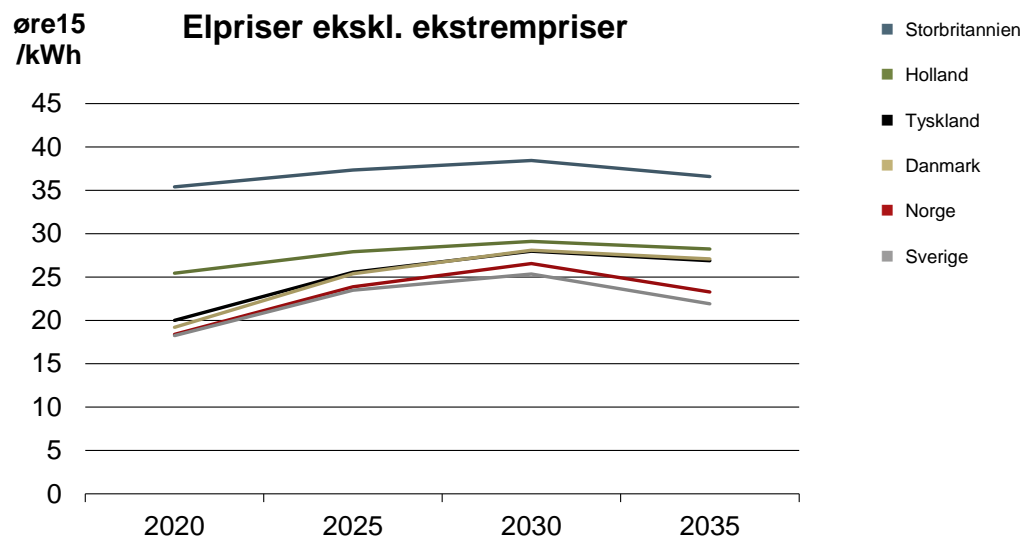
Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

I Figur 19 ses priserne udviklingen ekskl. ekstrempriser i Forwardscenariet. Det ses at Danmark og Tyskland oplever de største prisstigninger knap 8

¹⁸ 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.

øre/kWh over perioden, mens prisforskellen mellem 2020 og 2035 er under 5 øre/kWh i de øvrige lande.

Figur 19 Fladere prisudvikling uden ekstrempriser – Forward-scenariet



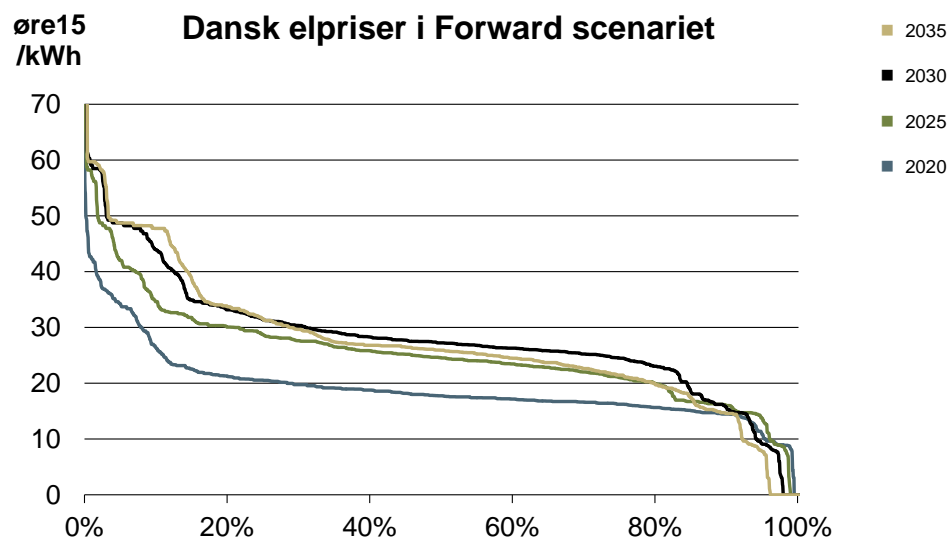
Figur 19 Elpriser i Forward-scenariet, hvor ekstrempriser er trukket ud.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Da der løbende lukkes værker, når disse når deres levetid og da nyinvesteringer skal forrentes, ses en udvikling mod generelt stigende priser. Markedet går fra, at det primært er kulkraftværker, der sætter prisen, til at det i højere grad bliver gasfyrede kraftværker. Gasmarginalen (for et værk med 55 % virkningsgrad) i Forward-scenariet (scenarie 1) er ca. 31 øre/kWh. Det ses ud fra Figur 20, at elprisen er over gasmarginalen (gas er marginalprissættende) i 8 % af timerne i 2020, 16 % af timerne i 2025 og 26 % af timerne i 2030 og 2035.

For kulmarginalen (på 17 øre/kWh) er de tilsvarende tal 64 % i 2020 og ca. 85 % i de tre øvrige år. I de øvrige scenarier med højere priser på udledning af CO₂ er driftstiden lavere på kulkraft.

Antallet af nulpristimer er stigende, og udgør ca. 3 % af timerne i 2035 i alle scenarierne.

Figur 20 Stigende variation i elprisen fremadrettet**Figur 20** Ekstrempriiserne ses ikke, da akserne er skåret af ved 70 øre/kWh.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.3 Kvotepriens indvirkning på elspotprisen

Kvotepriens 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.

Tabel 1 viser hvor stor en ændring i den danske elpris, der sker som følge af ændringen i kvotepri mellem Forward og Klimascenariet. Som det ses stiger kvotepri langt mere end elprisen, hvilket som tidligere nævnt afspejler at kulkraft i Klimascenariet er prissættende i færre timer end i Forward-scenariet. Ca. 25 TWh kul erstattes af gas og biomassekraftvarme, der er billigere end de dyreste kulkraftværker. Som følge heraf bliver elprisstigningerne mere moderate og emissionsintensiteterne af de elværker som sætter elprisen reduceret. Forudsætningen om fortsat lave brændselspriser (særligt gaspriser) bidrager til dette resultat.

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

År	Stigning i kvotepris (kr./ton)	Stigning i elpris (øre/kWh)
2020	77	5,7
2025	125	5,9
2030	173	6,1
2035	214	6,6

5.4 Brændselspriserens indvirkning på elspotprisen

Fra Klimascenariet til WEO2015 scenariet øges brændselspriserne. Den største forskel er allerede i 2020, hvor WEO2015 kulprisen er 2,5 gange højere end i Forwards scenariet. Tabel 2 sammenligner stigningen i elpris mellem Klima og WEO2015 scenariet. Stigningen i elprisen ligger mellem stigningen i kul- og gas marginalen bortset fra i 2025, hvor elpriserne bliver så høje i WEO2015 scenariet, at der investeres i nye gasfyrede kraftvarmeanlæg, der fortrænger kulkraftvarme i Tyskland¹⁹ og qua deres højere elvirkningsgrad øger mængden af relativt billig kraftvarmeproduktion.

Det ses også at stigningen i brændselspriser mellem de to scenarier har to til tre gange så stor effekt som stigningen i kvotepris mellem de to andre scenarier, som behandlet i afsnit 5.3.

Tabel 2 Ændringer i kulmarginal og dansk elpris mellem Klima og WEO2015 scenariet.

År	Stigning i elpris (øre/kWh)	Stigning i kulmarginal (øre/kWh)	Stigning i gasmarginal (øre/kWh)
2020	12	14	9
2025	13	15	17
2030	19	16	24
2035	19	17	27

5.5 Betydningen af produktionsoverskud i Norden

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 på sigt øget elforbrug gennem elektrificering af energisystemerne, vil det føre til lavere priser i Norden. Overflodsscenarioet analyserer situationen med et ekstra kernekraftværk i Finland fra 2025 og at NorthConnect kablet fra Norge til England droppes (så det ikke findes i 2030 og 2035). Effekten af dette er en øget produktion på 10 TWh med lave marginalomkostninger og en reduceret eksportmulighed på ca. 10 TWh.

¹⁹ Værdierne for kul- og gasmarginal gælder alene for kondens. Økonomien i kraftvarme påvirkes af værdien af varmesalget, hvorfor de simple marginalbetragtninger er utilstrækkelige til vurdering af økonomien i kraftvarme. I et scenarie med generelt høje elpriser og med ekstrempriser er det dog attraktivt, at have værker med høj elvirkningsgrad, hvorfor gammelt kul med fordel kan skiftes ud med moderne CCGT gas.

Figur 21 viser elpriserne i Overflodssceneriet, der bygger på samme priser som Klimasceneriet, dvs. med højere kvotepriser men med brændselspriser svarende til Forwardsceneriet.

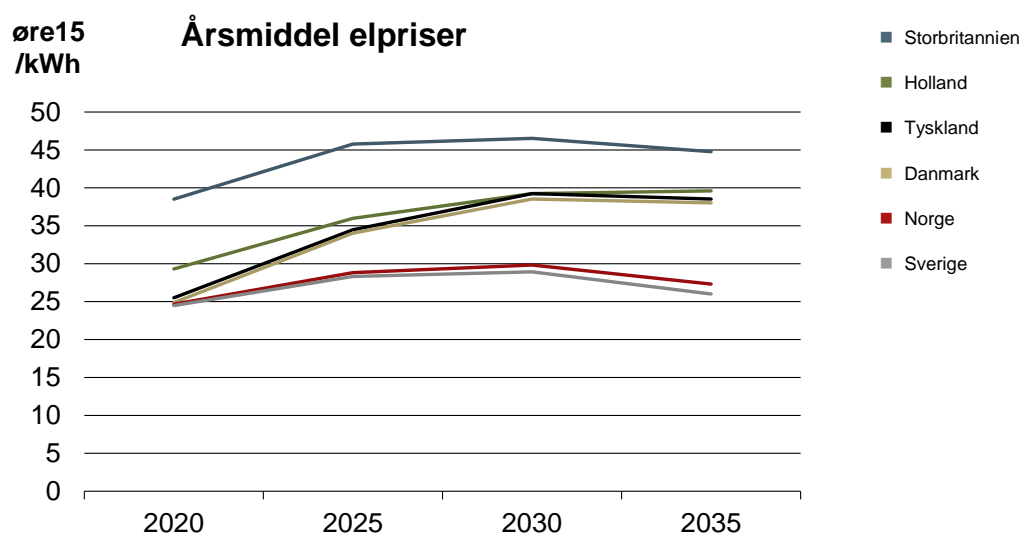
Norge og Sveriges elpriser falder med ca. 1 øre/kWh i 2025 som følge af den finske kernekraftreaktor, i 2030 og 2035 resulterer den finske reaktor plus den udeblevne investering i endnu et kabel til Storbritannien i at elprisen bliver hhv. 2,5 og 3,5 øre/kWh lavere end i Klimasceneriet.

Halvdelen af produktionen fra den ekstra finske reaktor fortrænger finsk elproduktion, mens den anden halvdel (ca. 5 TWh) går til at fjerne importen.

Disse 5 TWh fra Sverige samt reduktionen i eksporten fra Norge til Storbritannien ved det udeblevne kabel (9 TWh i 2030) aftages i form af øget import til Tyskland (7 TWh) og Holland (3 TWh) og i mindre grad Frankrig, Belgien og Vestdanmark. En stor del af flowet går dog gennem Danmark, hvis nettoudveksling med Norge og Sverige ændres med 6 TWh. Pga. dette ganske betydelige flow er det centralt hvor tilgængelige transmissionsforbindelserne sydpå er. Hvis disse er utilstrækkelige vil de danske elpriser blive trukket med ned på norske og svensk niveau.

Idet, antagelserne om udbygning med transmissionslinjer fører til, at der for Danmark generelt er mere hul igennem til eksport syd og vestpå end der er for import nordfra, bliver gennemslaget på de danske middelpriiser dog begrænset til 0,5-0,8 øre/kWh i hele perioden. Det skyldes at kablerne i forvejen er fuldt udnyttet når elpriserne er høje og at ekstra eksport derfor kun kan finde sted i timer hvor elprisen i Danmark er lav. Effekten på vindafregningen er dog større (0,6-1,3 øre/kWh), da de dårligere afsætningsmuligheder i Norden medfører lavere betalingsvillighed for vindkraft og da den øgede eksport til Danmark lægger sig i timer hvor vinden blæser (se afsnit 7.2).

Figur 21 Middel-elpriser i Overflods-sceneriet



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

6 Kraftværkerne indtjening

Alle scenarierne peger på, at de termiske værker fyret med kul og gas vil køre med meget små dækningsbidrag de kommende ti år. Dette vil føre til et udskillelsesløb, hvor nogle værker vil lukke, og de tilbageværende vil have en bedre mulighed for en fornuftig indtjening. Højere elpriser er kun en fordel for kraftværkerne i det omfang de opstår som følge af ændringer i udbud og efterspørgsel, fx ved udlandsforbindelser til højprisområder. Vedtages en ambitiøs klimapolitik, vil det forværre økonomien i kulkraft så meget at der ikke er tilstrækkelig indtjening til at dække de faste omkostninger på eksisterende værker. Ekstrempriser udgør en meget stor del af indtægtsgrundlaget for kraftværkerne, særligt de gasfyrede. 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 langt 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 18 er de danske og tyske priser stort set sammenfaldende og konklusionerne i de efterfølgende afsnit gælder derfor også for det tyske marked.

6.2 Økonomien for kulfyrede værker

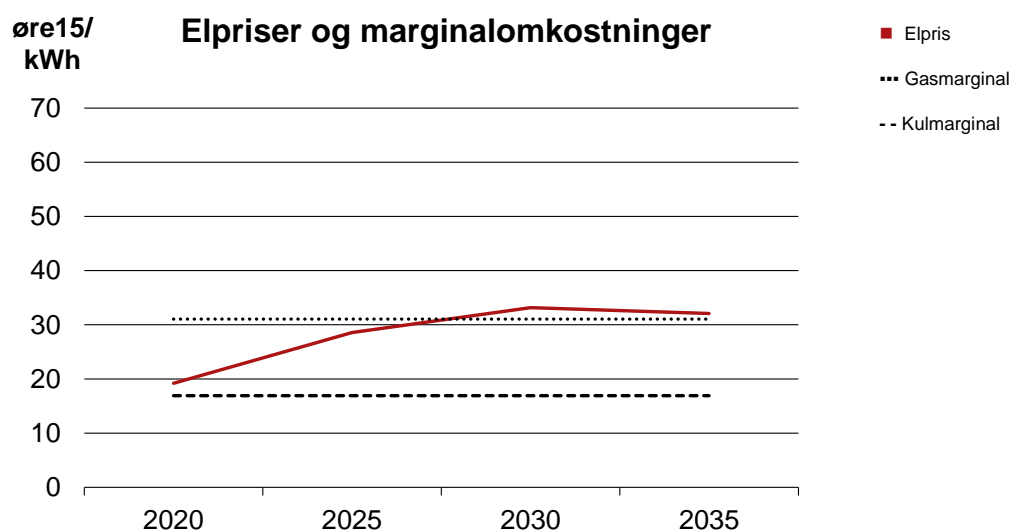
I Figur 22 er middelvelegprisen i Danmark sammenstillet med marginalomkostningerne til produktion på kul og gas. Det ses, at det største spread opnås i 2030 med 16 øre/kWh mellem elpris og kulmarginal. Heraf er ca. 5 øre/kWh fra ekstrempriser.

Ifølge Energistyrelsens Teknologikatalog (ENS, 2015b) koster fast D&V på et kulkraftværk 57.200 EUR/MW/år, hvilket kan oversættes til et behov for et GDS over 5 øre/kWh for at undgå tab på eksisterende aktiver.

Nyinvesteringer vil kræve omkring 23 øre/kWh for at forrentes²⁰. 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 og efter 2030 falder dækningsbidraget.

GDS er et relevant mål, hvis værket kørte alle timer over året. I scenarier med mange lave priser vil GDS undervurdere økonomien, idet værket ved nedregulering eller nedlukning har mulighed for at undgå en del af det økonomiske tab, der opstår som følge af timer med negative dækningsbidrag. En korrektion for dette vil dog ikke ændre GDS mere end 1 øre/kWh, da kulkraft kun har meget få timer med negative dækningsbidrag af betydning (se Figur 20).

Figur 22 Først fornuftig indtjening efter 10 år i Forward scenarieret



Figur 22 Spreads ses som forskellen mellem elprisen og de to linjer.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Generelt er GDS stigende i takt med, at det nuværende overskud af kulfyret kapacitet bliver reduceret. Dækningsbidragene er dog meget små frem mod 2025, og værkerne skal igennem næsten ti år med GDS der er utilstrækkelige til at dække faste omkostninger. GDS i 2020 er beregnet til 2 øre/kWh.

Det er dog ikke sikkert, at et GDS på ca. 10-15 øre/kWh fra 2025 vil være tilstrækkeligt til at sikre investeringer i levetidsforlængelser. Særligt fordi 3-5 øre/kWh heraf kommer fra ekstrempriser, hvis hyppighed er svære at forudsige og derfor vanskelige at bygge en businesscase på. 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.

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

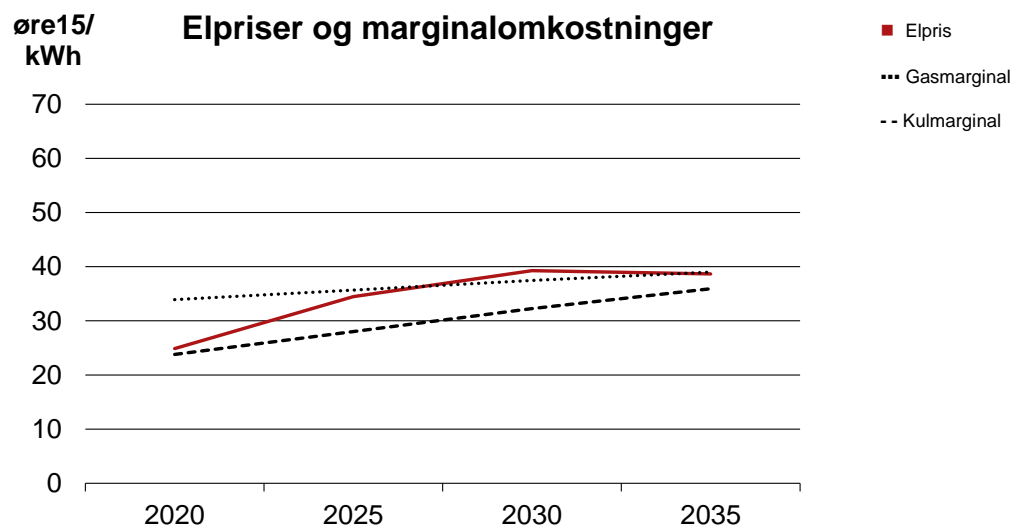
Det kan derfor tænkes, at tempoet for kraftværkslukninger er undervurderet i forudsætningerne til modelberegningerne, og at disse vil ske mere accelereret over det næste årti end forudsat. Såfremt værkerne lukker hurtigere, vil priserne stige tidligere end beregnet som følge af den strammere kapacitetsbalance og et hurtigere skift fra kul- til gasmarginal. Dette vil forbedre vilkårene for de tilbageværende værker.

Det kunne tænkes, at højere elpriser kunne være redningen for kraftværkerne. Dette vil dog alene være tilfældet hvis højere elpriser 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 VikingLink fra Vestdanmark til Storbritannien) eller øget elforbrug gennem elektrificering (fx elbiler, varmepumper, biobrændstoffabrikker) eller nye datacentre og tung industri.

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 reducerede GDS. Figur 23 viser de tilsvarende resultater for Klima scenariet. Her får kulkraft (inklusive ekstrempriser) så dårlig indtjening at GDS over hele perioden i gennemsnit er under de 5 øre/kWh, der alene går til dækning af de faste omkostninger på eksisterende værker.

I WEO2015 scenariet er økonomien for kulkraft marginalt dårligere på den korte bane (pga. højere kulpriser) og marginalt bedre på den lange bane pga. stigende gaspriser, der driver elprisen opad.

Figur 23 Lav indtjening i alle år Klima scenariet



Figur 23 Spreads ses som forskellen mellem elprisen og de to linjer. Ved øget kvotepris falder GDS.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

6.3 Økonomien i gaskraftværker

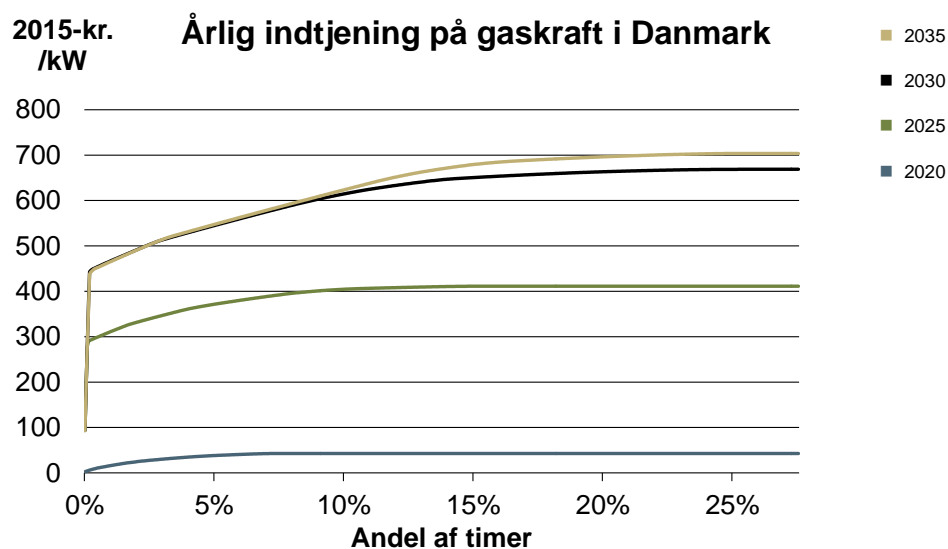
Som nævnt i afsnit 5.2 er det kun i få timer hvor gaskraftværkerne har positive dækningsbidrag. Det ses af figurene i det foregående afsnit, at det først er i 2030, at dækningsbidraget i gennemsnit (GSS) bliver positivt.

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 24 illustrerer hvordan ekstrempriser dækker cirka to tredjedele af dækningsbidraget på gasfyrede kraftværker. På baggrund af oplysninger fra Teknologikataloget (ENS, 2015b) kan omkostningen til fast D&V for et gasfyret CCGT værk opgøres til 237 kr./kW/år og en nyinvestering kræver afskrivninger for 700 kr./kW/år. Det ses af figuren at økonomien er kraftigt afhængig af ekstrempriser, der udgør cirka to tredjedele af værkernes dækningsbidrag. I fraværet af ekstrempriser vil værkerne først i 2035 kun kunne tjene til at dække deres faste omkostninger og der vil ikke være råd til at investere. Med et bidrag på 450 kr./kW/år dækker ekstrempriser ca. halvdelen af de faste omkostninger ved et nyt værk (937 kr./kW/år).

Hvis investorer skal forlade sig på disse indtægtsstrømme med betydelig risiko kan det diskuteres om 8 % realrente er tilstrækkeligt eller om de vil vælge at indregne et større risikotillæg.

Figur 24 Størstedelen af værkernes indtjening ligger i meget få timer



Figur 24 Ekstrempriser udgør en meget central del af businesscasen for gasfyrede kraftværker (CCGT). Ganske få timer står for omkring to tredjedele af indtjeningen på gaskraftværker når disse indtræffer. Indtil det sker, er økonomien meget dårlig i gasfyrede kraftværker.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Såfremt der indføres et kapacitetsmarked kan det tænkes at bidraget fra dette vil svare til indtægten fra ekstrempriser 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. Kulkraft har en kapitalomkostning, der er 2,5 gange så høj som gaskraft og derfor udgør ekstrempriser eller en evt. kapacitetsbetaling kun ca. 20 % af de faste omkostninger til et nyt kulkraftværk.

Modellen investerer ikke i kul i nogen af scenarierne, der bygges til gengæld store mængder gas i landene med højere priser. Dette kan forklares ved ekstremprisernes væsentlige bidrag til økonomien, hvilket fremmer investeringer i mindre kapitalintensive værker.

7 Vindmøllernes indtjening

Vindmøllernes indtjening afhænger af elpriser i de timer, hvor vindmøllerne producerer. Derfor afspejler den gennemsnitlige årlige elpris ikke det reelle indtjeningsgrundlag. I dette afsnit fokuseres derfor på det prispres, som en stigende andel af vindkraft og solceller i elsystemet forårsager. Historisk har en øget andel af vind medført stigende prispres, da de kannibalisere deres egen afregningspris ved at fortrænge dyrere produktion. Ved øget vindkraft-udbygning i fremtiden vil denne tendens blive forstærket. Imidlertid reproducerer vores modelberegninger kun denne effekt i begrænset omfang. Det skyldes formentlig, at Balmorelmodellen ikke i tilstrækkeligt omfang medtager eksisterende begrænsninger for kraftværksdrift og eltransmission.

Med stigende andel af vind og sol i både det nordiske og det tyske system, vil der opstå et øget prispres, da vind- og solcelleproduktionen fortrænger anden dyrere produktion. Dette udmønter sig i en lavere middel-elpris, men påvirker særligt indtjeningen på spotmarkedet af vindkraften og solcellerne. I det vindmøllerne og solcellerne presser prisen, når de producerer, oplever de typisk en afregningspris, der er lavere end markedsgennemsnittet²¹. Denne kannibaliseringseffekt bliver mere udtalt i takt med, at der udbygges mere med vindkraft og solceller.

7.1 Afregningen for vind i Tyskland frem mod 2020

Vestdanmark og Tyskland er markedsmæssigt stærkt koblet i retning fra Tyskland mod Danmark. Mens der er betydelige flaskehalse for eksport fra Danmark er flaskehalsene i nordgående retning mindre. Særligt i perioder med høj vindkraftproduktion.

Med et udtræk af markedsdata for januar-november 2015 ses det, at af de 33 negative priser i Østdanmark var samtlige sammenfaldende med negative priser i Tyskland. Af de 60 timer med negative priser i Vestdanmark i 2015 var 58 sammenfaldene med negative priser i Tyskland. Den mindste vindkraftproduktion i disse timer i Vestdanmark var 1950 MW på trods af at en del af vindmøllerne lukker ned ved negative priser (herunder Anholt havvindmøllepark). De to timer med negative priser i Vestdanmark uden negative priser i Tyskland lå begge lige efter døgnskiftet og skyldtes begge ramping restriktioner på Skagerak-kablerne²². Tyskland havde dog hele 115 timer med negative priser og qua størrelserne på det tyske og danske elmarked er det mere rimeligt at sige at Tyskland og ikke Danmark er primær kilde til negative priser.

Tyskland påvirker dog ikke kun afregningen for vindkraften ved at skabe negative priser i elmarkedet. Den tyske vindkraft trykker generelt prisniveauet,

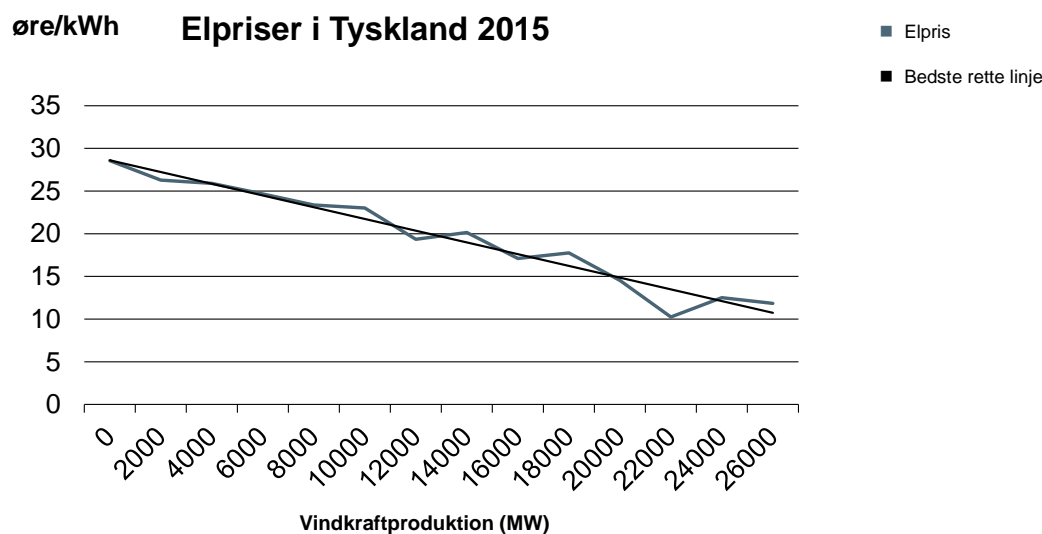
²¹ Afregningen til vindmøller er den årlige indtjening divideret med produktionen, mens markedsgennemsnittet er det simple gennemsnit af elspotpriserne hen over året.

²² Overførslen mellem Jylland og Norge kan af tekniske årsager maksimalt ændres med 500 MW per time. Derfor kan der i timerne efter midnat opstå flow fra Norge til Danmark, selvom priserne lavet på baggrund af opdaterede vindprognoser umiddelbart tilsiger det modsatte. Dette er en uheldig konsekvens af det nuværende markedsdesign med clearing i blokke af 24 timer.

hvilket spilder over i afregningen for dansk vind. Af denne årsag er det relevant at se på hvordan den fremtidige afregning for vindkraft ser ud i Tyskland.

Ses der på historiske data for vindkraftproduktion og elpriser, finder man en ganske pæn lineær sammenhæng de to. Der er forskydninger i det generelle niveau fra år til år, men hældningen på kurven er omtrent den samme. Figur 25 viser billedet for 2015. I gennemsnit aftager elprisen med 1,37 øre/kWh for hver 2000 MW ekstra vindkraftproduktion. Ved 0 MW vindkraftproduktion lander prisen på 29,3 øre/kWh i gennemsnit.

Figur 25 Sammenhæng mellem elpris og vindkraftproduktion i Tyskland



Figur 25 Elprisen som funktion af vindkraftproduktionen, beregnet som den gennemsnitlige elpris i intervaller af 2000 MW vindkraftproduktion. Værdierne på førsteaksen angiver den nedre grænse af intervallet. Således at 4000 dækker intervallet 4000-6000 MW. Baseret på data for 2015 til og med 13. november.

Kilde: ENSTO-E, 2015, Energinet.dk (Markedsdata udtræk pr. 13.11.2015)

Med 40.000 MW vindkraft, med gennemsnitligt 1750 fuldlasttimer er gennemsnitsproduktionen fra vindkraft 8000 MW, hvilket giver en gennemsnitlig elpris på 23,8 øre/kWh. Med den fordeling af vindkraftproduktion, der var i 2015, fås en vindkraftafregning på 20,2 øre/kWh²³, hvilket giver et absolut prispres på 3,6 øre/kWh. Disse tal passer godt med observationerne i 2015. Ses der på de ca. 1.000 timer med højest vindkraftproduktion²⁴ afregner vindkraften til 14 øre/kWh eller ca. 10 øre/kWh under den gennemsnitlige markedspris.

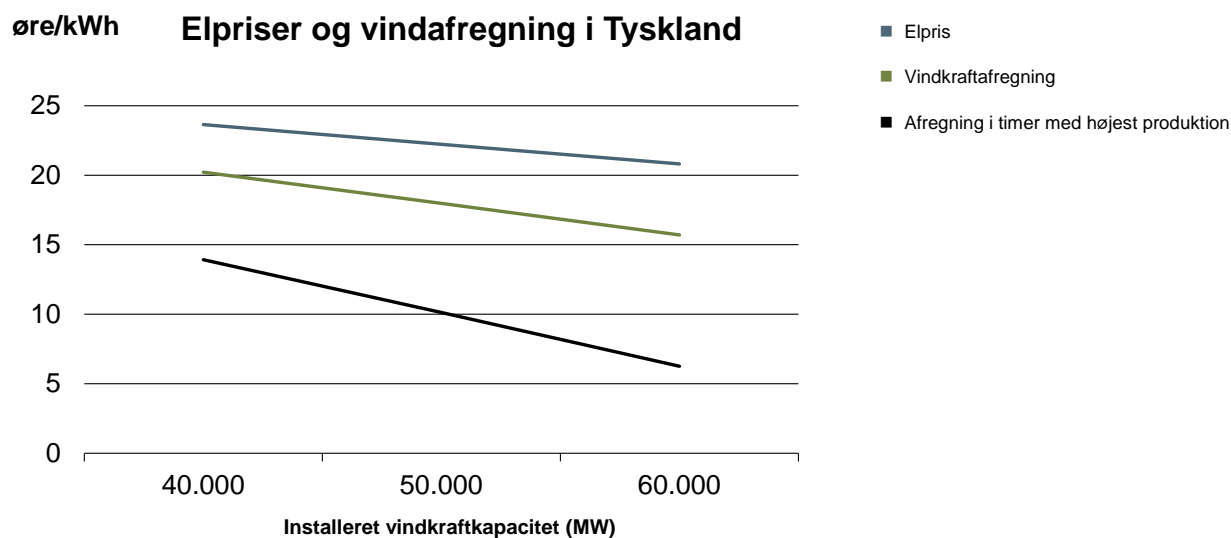
²³ Produktionsfordelingen findes ved at vægte fordelingen af timer med produktionen i hver bin. Denne fordeling er forskudt ud til højre ift. den simple antalsfordeling.

²⁴ Pga. bin-størrelsen på 2.000 MW og metoden, hvor der vælges hele bins bliver det nærmeste antal 922 timer ud af de 7.608 analyserede timer, hvilket svarer til 1.062 timer på årsbasis. Da dette tal er større end 1.000 vises her en analyse højere afregning end hvis der kun var valgt 1.000 timer.

Med den tilhørende produktionsprofil for vindkraft er det muligt at analysere hvad der sker med den gennemsnitlige elpris og vindafregningen, når der kommer mere vind, *alt-andet-lige*.

Ved en forøgelse af vindkraftkapaciteten med 50 % (fra 40 til 60 GW) og fortsat 1750 fuldlasttimer vil elprisen falde med 2,8 øre/kWh. Den gennemsnitlige vindafregning vil falde med 4,5 øre/kWh og vindafregningen i de ca. 1.000 timer, hvor det blæser mest vil falde med 7,7 øre/kWh til blot 6 øre/kWh, hvilket er mindre end omkostningerne til en typisk service og vedligeholdskontrakt (ENS, 2015b).

Figur 26 Alt-andet-lige fremskrivning af elpriser og vindafregning i Tyskland



Figur 26 Både elpris og vindkraftafregning falder, men vindkraftafregningen falder mest, når der kommer mere vind og særligt i de timer hvor det blæser mest.

Kilde: Dansk Energis beregninger

På baggrund af disse resultater bør det ved valg af mølletype til nye projekter indtænkes, at der er begrænset værdi af den ekstra produktion, der kan hentes ud ved at anvende en mølle med stor generatorkapacitet. Dette skyldes at en vindmølle med højere generatorkapacitet alene vil give mere produktion i timer med høj vind og lav afregning fra spotmarkedet. Der er historisk set en gradvis bevægelse mod vindmøller med længere vinger og relativt mindre generatorer, primært drevet af et ønske om generelt at minimere omkostningen per kWh. Danmark indførte fra 2014 et nyt støttesystem, der støtter denne udvikling. Med ovenstående betragtninger om værdien af produktionen i timer med kraftig vind, bør det overvejes om denne udvikling bør accelereres.

Som følge af udviklingen har nye vindmøller, der opstilles i Tyskland, flere fuldlasttimer²⁵ end de ca. 1750, som er gennemsnittet for den nuværende

²⁵ Årsproduktionen kan udtrykkes som ækvivalente timer ved fuld last også kaldet fuldlasttimer, der findes ved at dele årsproduktionen med kapaciteten. Fulldlasttimer = Årsproduktion / kapacitet.

bestand. Det betyder at produktionsforøgelsen bliver større end kapacitetsforøgelsen. Hvis nye vindmøller har 2500 fuldlasttimer bliver produktionsforøgelsen 70 % ved en kapacitetsforøgelse på 50 %. Dette fører til mere produktion end forudsat i analysen ovenfor, men giver følgelig også anledning til et større pres. De nye vindmøller med højere fuldlasttimer vil dog opnå en højere afregningspris end deres ældre modstykker, idet de producerer mere jævnt og dermed relativt mindre i de timer, hvor vinden blæser kraftigst.

Alle disse betragtninger er dog kun relevante for vindmøllejerne såfremt de ser spotprisen. Hvis vindmøllestøtten udbetales som en fast pris per kWh uanset hvornår produktionen finder sted vil der ingen incitament være for opstillere til at vælge vindmøller med mere jævn produktion, eller standse produktion når elprisen bliver negativ. Givet den lave afregning for vindkraft i timer, hvor vinden blæser mest vil det være samfundsøkonomisk fornuftigt at lade vindmøllejerne se markedsprisen på el, således at der vælges vindmøller med mindre generatorer og flere fuldlasttimer. Det vil komme både fremtidige og eksisterende vindmøllejere til gavn (gennem lavere prispres), øge mængden af vindkraft, der kan indpasses i systemet og samtidig reducere omkostningerne til udbygning af net.

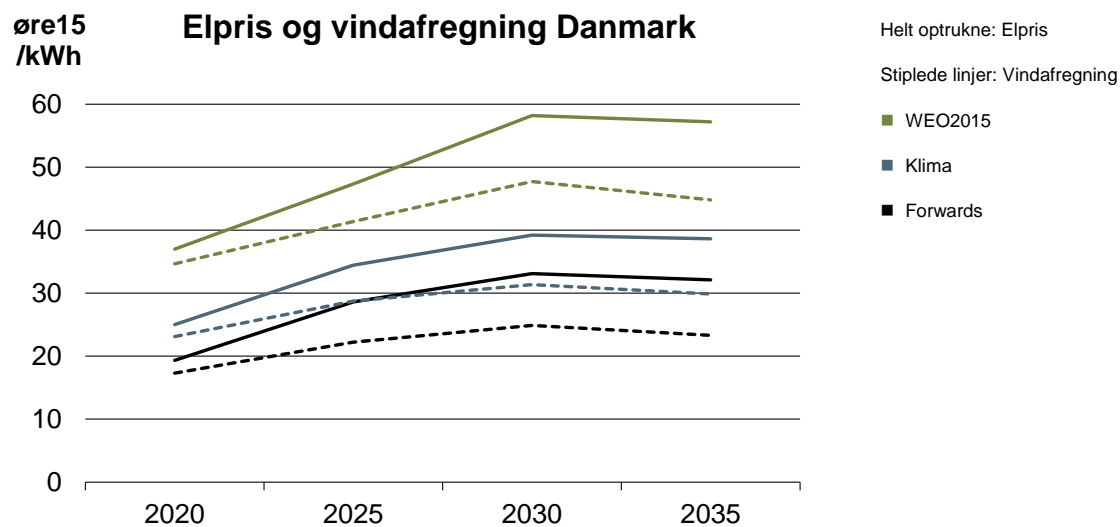
7.2 Prispress på vind i scenarierne

Som beskrevet i forrige afsnit oplever vindkraft typisk en lavere afregning end markedsmiddelelprisen, idet vindkraften presser elprisen i de timer, hvor den producerer mest. Som det ses i Figur 27, er prispresset stigende. En stor del af årsagen til stigningen er at vinden ikke får del i ekstrempriserne og dermed øges afstanden mellem gennemsnitlig elspotpris og vindafregning med 3 øre/kWh i 2025 og 5 øre/kWh i 2030 og 2035. Det ses at prispresset i absolutte størrelser er stort set ens i Klima og Forwards scenariet. I WEO2015 scenariet bliver prispresset større for 2030 og 2035. I det sidste år er presset 12,4 øre/kWh mod 8,8 øre/kWh i de to andre scenarier. Ud af disse pres stammer ca. 5 øre/kWh fra ekstrempriser.

Havvind afregner qua sin mere jævne produktion en anelse højere end landvind. Afhængigt af scenarie er effekten i Danmark 0,5-1,2 øre/kWh i 2030 og 1,7-2,7 øre/kWh i 2035.

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

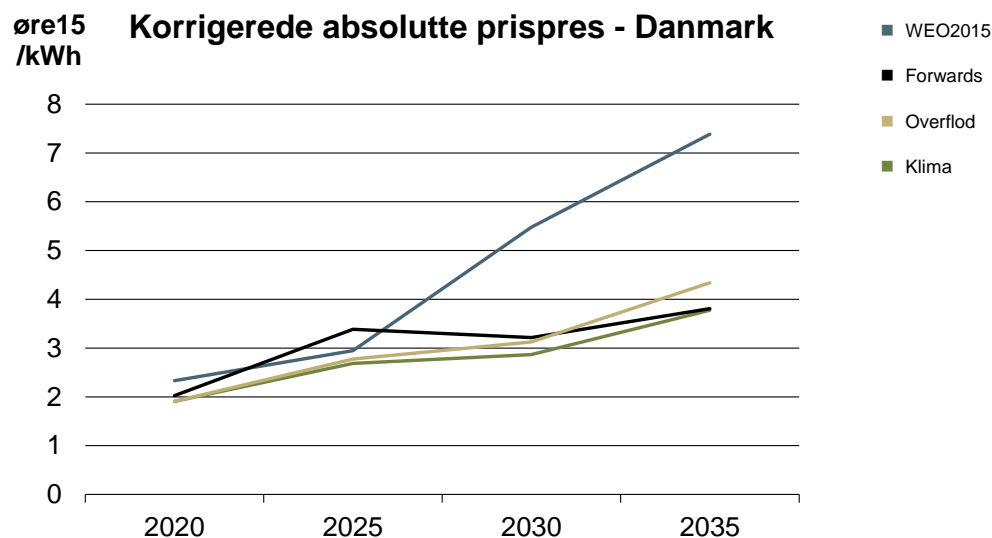
Figur 27 Middel-elpriser og afregning for landvind i Danmark



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

I Figur 28 er ekstrempriserne trukket ud for at give et tydeligere billede af hvordan prispresset udvikler sig i de forskellige scenarier. Som nævnt før følges alle scenarierne ad frem til 2025. Herefter skiller WEO2015 scenariet sig ud. En oplagt forklaring herpå er at stigende spænd mellem kul- og gaspriser – som det ses i WEO2015 scenariet – fører til øgede priser i de timer hvor vindkraften har lille produktion (og gas bliver prissættende) i forhold til timerne med højere vindkraftproduktion, hvor kulkraft er prissættende.

Effekten af øget nordisk produktionsoverskud ses ved at sammenligne Overflods scenariet med Klima scenariet. Det absolutte prispres vokser med en kvart øre/kWh i 2030 og en halv øre/kWh i 2035. Denne effekt er diskuteret i afsnit 5.5.

Figur 28 Prispress for dansk landvind korrigeret for ekstrempriser

Figur 28 Prispress udregnet relativt til korrigeret elpris, hvor effekt af ekstrempriser er trukket ud. Dvs. 3 øre/kWh i 2025 og 5 øre/kWh i 2030 og 2035.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

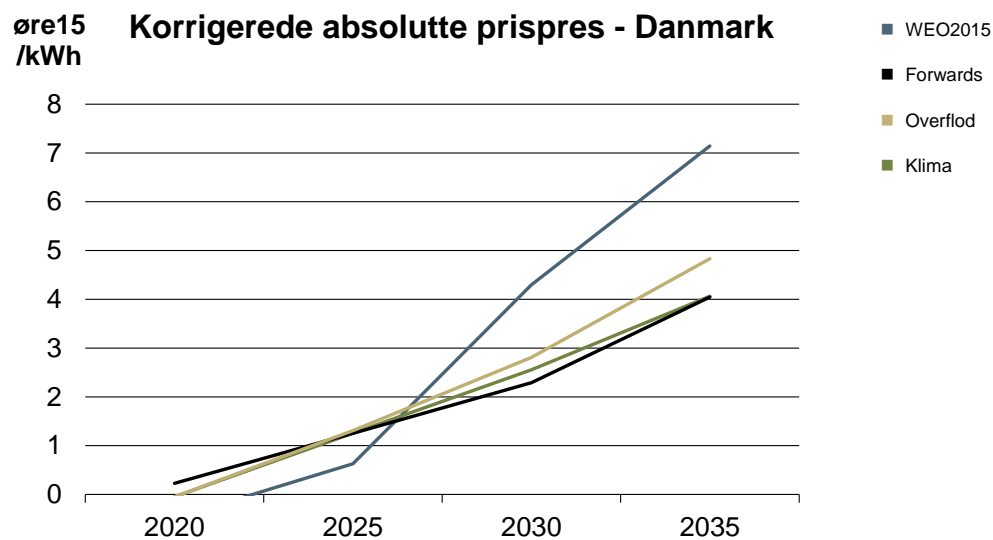
7.3 Prispress på solceller i scenarierne

På samme måde som vindmøller presser elprisen, er der en effekt fra solceller. Denne begynder så småt at vise sig i disse år, hvor der i enkelte tilfælde har været negative priser midt på dagen som følge af stor solcelleproduktion i Tyskland kombineret med en relativt stor vindkraftproduktion.

Den første mængde solceller vil dog typisk blive afregnet til elpriser som er over den årlige gennemsnitspris på elmarkedet, da der er et sammenfald mellem højt elforbrug midt på dagen og solcelleproduktion. I takt med at udbygningen når til meget store kapaciteter, er der dog så stor produktion, at denne effekt overdøves af, at solcellerne kannibalerer deres eget marked.

På samme måde som prispresset blev udregnet for vindmøller i scenarierne i afsnit 7.2 kan prispresset udregnes for solceller. Solceller producerer ligeledes ikke i timer med ekstrempriser.

Pga. Danmarks temmelig stærke kobling til omverdenen (herunder det tyske marked) vil en generelt stor produktion fra solceller medføre prispress på danske solceller, selvom den danske solcellekapacitet er lille ift. det danske elforbrug.

Figur 29 Prispress for danske solceller korrigeret for ekstrempriser

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Som det ses af **Figur 29**, er prispresset tæt på nul i 2020. I WEO2015 scenariet er det negativt, hvilket illustrerer den førnævnte effekt, hvor solceller afregner til over gennemsnitsmarkedsprisen. I de efterfølgende år tager prispreseffekten til i takt med udbygningen af solceller og i 2035 er det på niveau med det for vindkraft. Det skal bemærkes at solceller pga. deres færre fuldlasttimer (produktion koncentreret på færre timer) har en kraftigere kanibaliseringseffekt ift. deres energiproduktion.

8 Referencer

ACER, 2013	ACER, 2013 – Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf
BMWi, 2015	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015 - Die Energie der Zukunft https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
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
Dansk Energi, 2015	Nyhedsbladet Dansk Energi nr. 11, 2015 – Vindkraft er blevet markant billigere
DKVIND, 2014	DKVIND, 2014 - Vindens energiindhold. Nøgletal og vindindeks - historisk http://www.dkvind.dk/html/nogletal/energiindhold_tidligere.html
Energinet.dk, 2014	Energinet.dk, 2014 - Konzeptpapier for indkøb af strategiske reserver i Østdanmark http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Konzeptpapier-%20for%20indk%C3%B8b%20af%20strategiske%20reserver%20i%20%C3%98stdanmark.pdf
Energinet.dk, 2015	Energinet.dk, 2015 - Energinet.dk's analyseforudsætninger 2015-2035 http://www.energinet.dk/DA/EI/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/default.aspx
ENS, 2014	Energistyrelsen, 2012 - Baggrundsnotat C: Dokumentation af el- og fjernvarmefremskrivning http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/byggeri/c_-_el_og_fjernvarme.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
ENTSO-E, 2015	ENTSO-E transparency platform https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show
EU, 2013	EU, 2013 - EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS - Trends to 2050 - Reference scenario 2013 http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf
Fraunhofer, 2015	Fraunhofer ISE, 21-12-2015 – Energy Charts https://energy-charts.de/energy_de.htm
ICE	ICE, Intercontinental Exchange http://www.theice.com
IEA, 2013	IEA, 2013 – World Energy Outlook 2013 http://www.worldenergyoutlook.org/weo2013/
IEA, 2015	IEA, 2015 – World Energy Outlook 2015 http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
IEEFA, 2015	IEEFA Update: Global coal consumption declines 2-4 % in 2015 http://ieefa.org/world-passes-peak-coal-as-global-consumption-declines/
Montel, 2015	Montel, 2015 - Montel Kraft-Affärer nr. 23, 2015
Netztransparenz, 2015	Netztransparenz.de - Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den Jahren 2016 bis 2020 http://www.netztransparenz.de/de/file/20151015_EE-Prognose_2016_-_2020.pdf
NordPool	NordPool, NordPoolSpot http://www.nordpoolspot.com
NordPool, 2013	NordPool, 2013 - Nord Pool Spot to introduce new minimum and maximum price caps http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2013/09/No-522013---Nord-Pool-Spot-to-introduce-new-minimum-and-maximum-price-caps/
Nord REG, 2015	Nordic Energy Regulators, 2015 – Dataset Nordic Market Report http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2015/11/Dataset%20NMR.xlsx
Sandbag, 2014	Sandbag, Oktober 2014 - Forecasting the EU ETS to 2020 https://sandbag.org.uk/site_media/pdfs/reports/Briefing-2020surplusprojection.pdf
SV, 2015	Svensk Vindenergi - Vindkraftstatistik och prognos 3. kvartal 2015 http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2015/11/Statistik-och-prognos-vindkraft-20151104.pdf

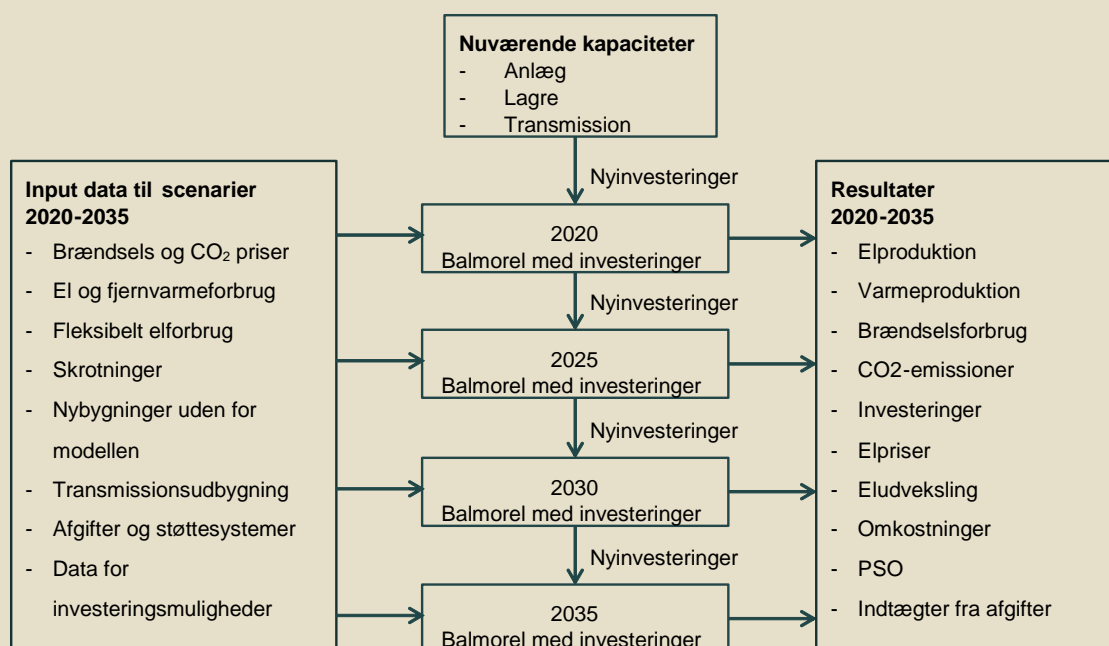
Appendiks 1 - Balmorelmodellen

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 residualforbrug²⁶ 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. Teknologikataloget²⁷.

²⁶ Residualforbrug er forbruget fratrukket vindkraft, solceller og run-of-river vandkraft, og udtrykker behovet for regulerbar produktion.

²⁷ 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. I Danmark er Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035²⁸ anvendt til fremskrivning af elforbrug. I øvrige lande er forbruget fastlåst på 2015-niveauet i EU-Kommissionens referencescenarie EU Energy Trends²⁹.

Land	Forbrug (TWh)
Østrig	66
Belgien	91
Tyskland	567
Danmark	35 - 39
Finland	88
Frankrig	497
Storbritannien	357
Irland	29
Holland	125
Norge	132
Sverige	147

²⁸ Energinet.dk, 2014, Analyseforudsætninger 2014-2035
<http://www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Sider/Elforbrugsfremskrivninger.aspx>

²⁹ EU Energy Trends to 2050, update 2013
http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/trends_to_2050_update_2013.pdf

Elforbrugsprofil. Elforbrugsprofilerne for Danmark er lavet på baggrund af historiske data fra 2011 fra Energinet.dk³⁰. For de øvrige lande er anvendt historiske 2011-data fra ENTSO-E³¹. 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 eMotion³² 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 temperaturprofiler³³. Fjernvarmeforbruget i Danmark er opsplittet og estimeret i 28 områder ud fra Energistyrelsens Energiproducenttælling, 2011³⁴. 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 kraftvarme³⁵.

VE-tidsprofiler og -kapaciteter

Vindkraft. Offshore vind-profiler baseret på time-for-time tidsserier for vindhastigheder fra DTU Wind Energy³⁶ for Nordeuropa og konverteret ved brug af en model-effektkurve. Onshore vindprofiler på time-niveau hentet for 2011 fra nationale TSO'er og skaleret med den installerede kapacitet.

Prognose for installeret onshore vindkraftkapacitet i Danmark er taget ud fra Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035. I andre lande er vindkapaciteten frem til 2020 fastlagt på baggrund af National Renewable Energy Action Plans (NREAP). Nuværende og fremtidig VE-kapacitet indtil 2020 er baseret på EU-medlemslandenes indmeldte National Renewable Energy Action Plans. Dette dækker data for solceller, onshore og offshore vind, vandkraft og pumpekraft.³⁷ Data fra NREAPs er opdateret med seneste politiske udmeldinger. F.eks. Hollands og Tysklands reducerede ambitionsniveau på havvind (hvh. 2,2 og 6,5 GW i 2020). Scenarier for udbygning af onshore vindkraftkapaciteten i 2030 er taget fra European Wind Energy Association (EWEA)³⁸, og der er interpoleret lineært fra 2020 til 2030. I perioden 2030-2035 er der ekstrapoleret med en kapacitetstilvækst, der er

³⁰ Energinet.dk, Udtræk af markedsdata

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

³¹ ENTSO-E, 2011 "Hourly load values for all countries for a specific month", 2011 data

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

³² Dansk Energi, DEFU, Simuleringsmodel til Green eMotion, 2013

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

³³ METAR temperaturdata for respektive lufthavne i Europa.

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

³⁴ Energistyrelsen, 2012, Data udleveret af Kaj Stærkind

³⁵ AGFW, 2011 "AGFW – Hauptbericht 2010"

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

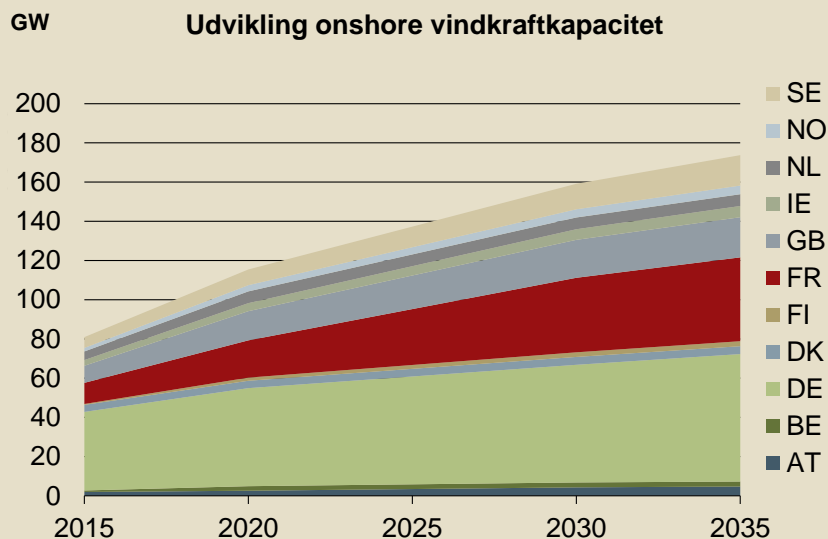
³⁶ DTU Wind Energy, 2012, Offshore Wind Power Data. Tidsserier for vindhastigheder anvendt til bl.a. Twenties-projektet WP16.1, 2012

³⁷ EU-Kommissionen, 2010, http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

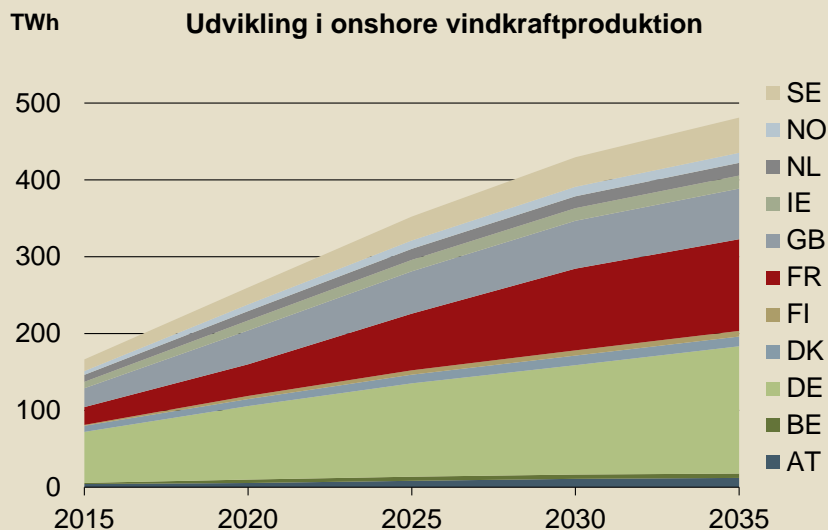
³⁸ Data offentliggjort i rapporten "Connecting the sun", EPIA, 2011

http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convert.d.pdf

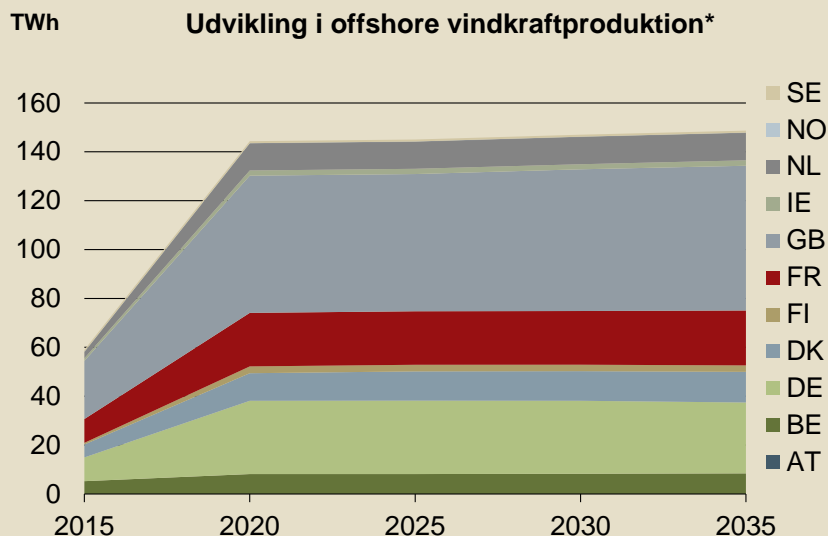
det halve af niveauet i 2020'erne. For Tyskland og Sverige er antaget onshore vindudbygning på hhv. 1000 MW/år og 500 MW/år fra 2020 og frem. Modellen investerer selv i offshore vind fra 2020 og frem.



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 2100 i 2017 til 2800 i 2035. En stigning på 33 %. Mens kapaciteten lidt over fordobles, bliver produktionen dermed næsten tredoblet. Forbedringen er særlig udtalt for de tyske vindmøller, der går fra ca. 1650 til 2550 fuldlasttimer.

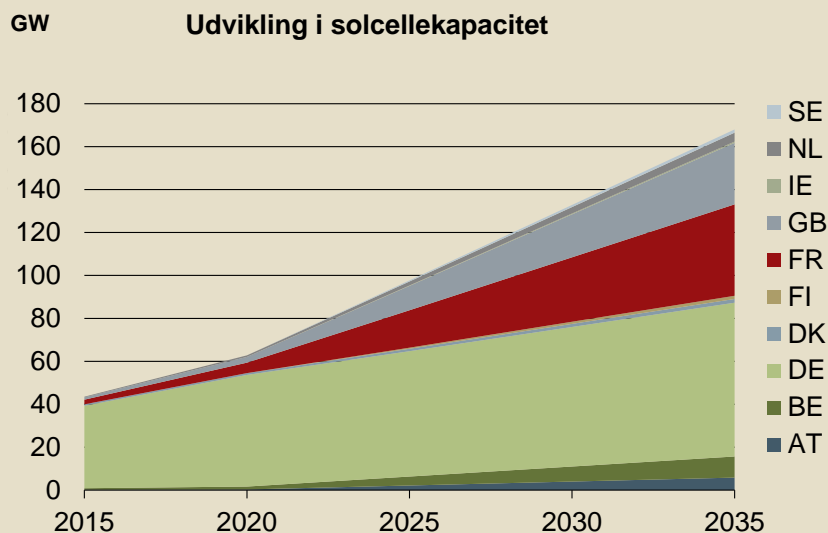


Figuren herunder viser produktionen på de havvindmøller, der er lagt ind i modellen frem til 2020 inkl. reinvesteringer. Hertil kan komme produktion fra havvind, som modellen investerer i efter 2020. Den svage stigning i produktionen efter 2020 skyldes, at ældre havvindmølleparker udskiftes med nye og lidt mere effektive parker, når der reinvesteres.



* For havvindmøller opført frem til 2020 inkl. reinvesteringer.

Solceller. Produktionsprofiler for solceller er hentet fra de fire tyske TSO'ers hjemmeside og fordelt på de forskellige lande, da det ikke var muligt at finde data for 2011 for andre lande end Tyskland. Prognose 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 scenario³⁹, et scenarie der antager, at EU dækker 8 % af elforbruget med el fra solceller, hvilket vurderes som mere realistisk i 2030. Fra 2020-2035 er der lagt en konstant tilvækst ind, så målet for 2030 krydses.



Der antages ingen udvikling i solcellernes fuldlasttimer i de enkelte områder, da denne primært afhænger af solindstrålingen. I gennemsnit har solcellerne ca. 1.000 fuldlasttimer, hvilket gør, at figuren herover også kan læses som produktionen i TWh.

³⁹ "Connecting the sun", European Photovoltaic Industry Association, 2011
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convertedd.pdf

Solvarme. Solvarmeprofiler for hhv. Vest- og Østdanmark er taget fra Strandby og Jægerspris Fjernvarme.⁴⁰

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, Eurelectric⁴¹ samt ENTSO-Es country packages. Det er antaget at halvdelen af pumpekraftkapaciteten er tilgængelig for spotmarkedet.

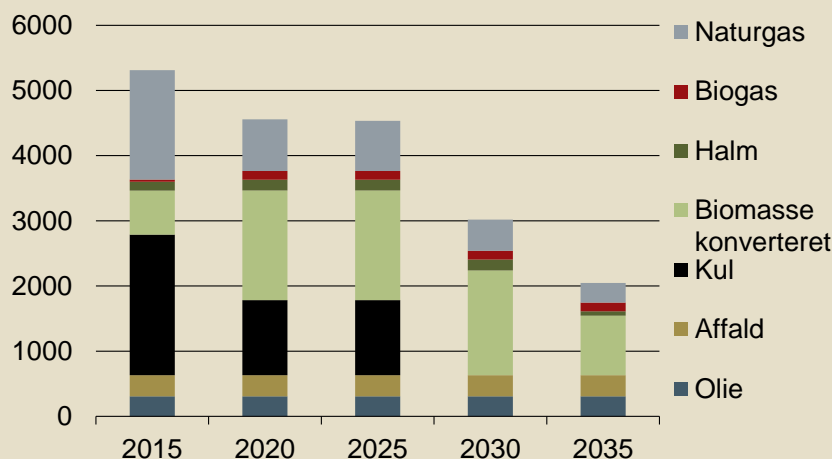
Kraftvarmeverker, varmekedler og varmelagre

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 offentlig tilgængelig 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 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

⁴⁰ Solvarmedata, Dansk Fjernvarme et al., www.solvarmedata.dk

⁴¹ "Power Statistic 2011", Eurelectric, 2011

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

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.⁴² Desuden er Eurelectric, VGB PowerTech, IEA etc. benyttet som supplerende referencer.

Følgende skrotningskriterier er anvendt for værkerne i modellen:

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

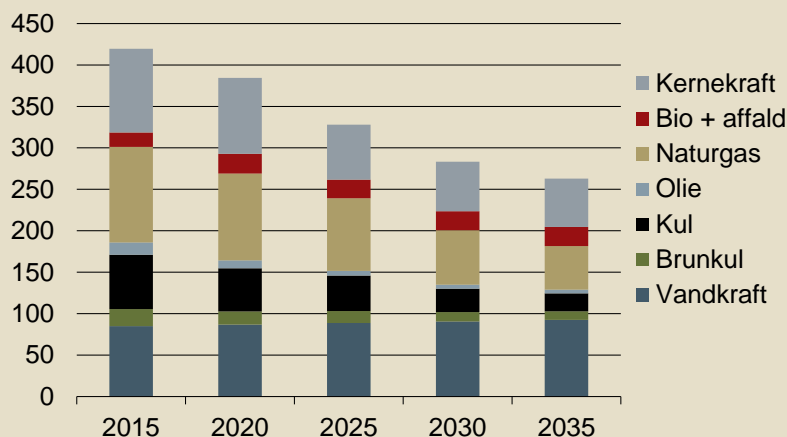
Særligt for Storbritannien er der anvendt en levetid for kulkraft på 50 år. Dette flugter med udmeldinger fra den britiske TSO National Grid⁴³

Der er lagt scenarier ind for kernekraft. Det er antaget, at Tyskland og Belgien udfaser kernekraft før 2025. 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. 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. England, Holland og Finland udbygger. Olkiluoto 3 bliver dog den sidste reaktor i Finland, bortset fra i Overflods scenariet, hvor også Hanhikivi 1 etableres før 2025.

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. Kernekraft aftager let, mens vandkraft og biomasse + affald udbygges lidt. Hertil kommer alle de investeringer modellen foretager sig og udbygningen med vindkraft og solceller.

⁴² PLATTS World Electric Power Plant database, Marts 2012
<http://www.platts.com/products/worldelectricpowerplantsdatabase>

⁴³ National Grid – Future Electricity Scenarios
<http://fes.nationalgrid.com/>

GW Kapacitetsudvikling i hele området**Investerings- og driftsomkostninger for nye værker**

Omkostningsdata for fremtidig el- og varmeproduktionsteknologi er taget fra Energistyrelsens Teknologikatalog⁴⁴, 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) Matrix⁴⁵ og NordPool Spot.⁴⁶ 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 2012.⁴⁷

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	

⁴⁴ Technology catalog; data for individual heating plants and energy transport, Energistyrelsen, 2013
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

⁴⁵ ENTSO-E, 2011 NTC Matrices 2010-2011

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

⁴⁶ Nord Pool Spot, 2014

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

⁴⁷ ENTSO-E, 2012b "Ten-Year Network Development Plan 2012"

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

Følgende nye linjer/opgraderinger er antaget:

Fra/til	Navn	Kapacitetsforøgelse	År
GB-FR	ElecLink	1000 MW	2017
DE-DK1*	-	720/1000 MW	2018
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-GB	VikingLink	700 MW	2022
DK1-DE	-	500 MW	2025
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	3000		2900			3500	1400	1315
DK2			985		600							1700
DK1			3000	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. 40 % i 2020. Antagelse om interne tyske netforstærkninger bringer den op på 60 % i 2025, men fortsat vindkraftudbygning reducerer den til ca. 50 % i 2030 og 2035.

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-markedet⁴⁸, IEAs World Energy Outlook⁴⁹, samt EA Energianalyse⁵⁰. (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 prisscenarier er tilføjet selskabsøkonomiske transporttillæg til centrale værker⁵¹ (se **Tabel 4**). 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 scenarierne⁵². Varmeafgifter for Danmark er sat ud fra eksisterende regler fra Skatteministeriet gældende fra november 2015⁵³. For de kraftvarmeverker, hvor det er en fordel, betales der afgift efter E-formlen, ellers betales der efter V-formlen. Der er indregnet en fast PSO betaling for store varmepumper uafhængig af elpris. Nationale afgifter og støttesystemer for andre lande er baseret på DG Energy, Excise Duty Tables, January 2013.⁵⁴ Afgifterne fastholdes fra 2020 og frem i faste priser.

CO₂-pris. CO₂-kvoteprisen er en scenarie-afhængig parameter, og fremskrivninger af denne er hentet fra Forwards-markedet⁵⁵ og IEAs World Energy Outlook⁵⁶ (se **Tabel 5**).

⁴⁸ Forwards hentet i SysPower d. 2/11-2015, <http://syspower.skm.no/>

⁴⁹ IEA, World Energy Outlook 2015, <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>

⁵⁰ EA Energianalyse, Analysis of Biomass Prices -"draft", 21-03-2013

⁵¹ Tillægget er udledt ved at benytte Energistyrelsens metodik for transporttillæg. Gastransport er justeret i forhold til gældende tariffer i DK pr. 1.1.2014. Kilde: "Opdatering af samfundsøkonomiske brændselspriser: KUL, OLIE og NATURGAS, marts 2011, Energistyrelsen.

⁵² Udbygningen af landvind og solceller, der er defineret som modelinput, vil dog kræve støtte i scenarierne med lavest elpris.

⁵³ <http://www.skm.dk/skattetal/satser/satser-og-beloebsgraenser/>

⁵⁴ DG Tax, 2013 "Excise Duty Tables, Part II – Energy Products and Electricity"

⁵⁵ Forwards hentet i SysPower d. 2/11-2014, <http://syspower.skm.no/>

⁵⁶ IEA, World Energy Outlook 2015, <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>

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 transporttillæg til centrale værker, som vist i **Tabel 4**.

2015-kr./GJ	KUL	KUL	GAS	GAS	TRÆFLIS	TRÆPILLER
	<i>Forwards</i>	<i>WEO2015</i>	<i>Forwards</i>	<i>WEO2015</i>	<i>Forwards/WEO</i>	<i>Forwards/WEO</i>
2015	15,2	15,3	47,5	47,5	49,0	66,4
2016	11,4	17,3	42,8	49,0	49,0	66,4
2017	10,9	19,2	42,6	50,5	49,8	66,4
2018	10,6	21,2	41,6	52,0	50,6	67,2
2019	10,5	23,2	40,9	53,5	50,6	67,2
2020	10,3	25,2	40,9	55,0	51,4	67,2
2021	10,3	25,4	40,9	57,2	52,1	67,9
2022	10,3	25,6	40,9	59,5	52,1	67,9
2023	10,3	25,8	40,9	61,8	52,9	67,9
2024	10,3	26,0	40,9	64,0	52,9	68,7
2025	10,3	26,2	40,9	66,3	53,7	68,7
2026	10,3	26,5	40,9	68,6	54,5	68,7
2027	10,3	26,7	40,9	70,8	54,5	69,5
2028	10,3	26,9	40,9	73,1	55,3	69,5
2029	10,3	27,1	40,9	75,4	56,1	70,3
2030	10,3	27,3	40,9	77,6	56,1	70,3
2031	10,3	27,4	40,9	78,4	56,9	70,3
2032	10,3	27,6	40,9	79,2	56,9	71,1
2033	10,3	27,8	40,9	80,0	57,7	71,1
2034	10,3	27,9	40,9	80,8	57,7	71,1
2035	10,3	28,1	40,9	81,6	58,5	71,9

Tabel 4 Oversigt over transporttillæg til brændsler på decentrale henholdsvis centrale værker. Som en simplificering er kun tillæg for centrale værker anvendt i beregningerne. Det skønnes ikke at påvirke resultatet nævneværdigt. Centrale tillæg er indeholdt i brændselspriserne i **Tabel 3**. Kilde: jf. fodnote 51.

2015-kr./GJ	GAS	KUL	GASOLIE	TRÆFLIS	TRÆPILLER
Centralt	3,0	7,1	2,1	12,6	-
Decentralt	10,4	-	16,1	12,6	4,5

Tabel 5 Oversigt over CO₂-priser i de respektive scenarier. Forward-priser er låst fra 2020.

2015-kr./tons	Forwards	WEO2015/Klima
2015	64	64
2016	63	79
2017	63	94
2018	62	110
2019	62	125
2020	63	140
2021	63	150
2022	63	159
2023	63	169
2024	63	178
2025	63	188
2026	63	197
2027	63	207
2028	63	216
2029	63	226
2030	63	235
2031	63	244
2032	63	252
2033	63	260
2034	63	268
2035	63	277

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 6** ses investeringerne i de forskellige kørsler. 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 WEO2015 scenariet investeres der i træpille kraftvarmeværker og offshore vind i udlandet.

Table 6 Investeringer i elproduktionskapacitet (MW) og biomassekedler i de forskellige scenarier for alle lande i perioden 2017-2035.

	OCGT	CCGT	Biomasse KV	Biomassekedel	Offshore vind	Pålidelig elkapacitet
Forwards	51.629	24.643		1.433		76.272
Klima	43.815	31.919	363	1.002		76.096
Overflod	43.788	32.576	302	1.440		76.667
WEO2015	29.941	36.905	7.228	641	4.145	74.074

EU har et langsigtet mål for reduktion af drivhusgasser på 80-95 % i 2050 i forhold til 1990. Et sådant mål tillader formodentlig ikke så stor investering i CCGT værker på naturgas, som beregnet i scenarierne, pga. disse værker med en levetid på ca. 30 år, stort set ikke skal producere i 2050, hvis EU's mål skal opfyldes. Såfremt mulighederne for investeringer i CCGT-værker begrænses i modellen, vil det føre til øgede investeringer i OCGT, biomasse KV og offshore vind.

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 varmereproduktion 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 allerede i 2030. Med nedgangen i mængden af pålidelig elkapacitet, der udregnes, 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 ingen af scenarierne etableres der varmepumper, solceller eller kulkraftvarme. Varmepumperne kan ikke konkurrere med de biomassebaserede løsninger der er afgiftsfritaget. 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 kraftvarmereproduktion, når kapaciteten falder bort i 2035 i Forwards og Klimascenariet. I WEO2015 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-værker⁵⁷, der medfører, at der i praksis kun betales ca. 27 kr./GJ varme fra CCGT.

⁵⁷ Et anlæg med en elvirkningsgrad på 58 % i modtryk og en varmerevkningsgrad på 32 % (som modellen kan investere i i 2035) har en afgiftsmæssig varmerevkningsgrad 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
