



ANALYSE NR. 16 | 19. NOVEMBER 2014

Elprisscenarier 2017-2035

Markedsforventninger til og scenarier for den fremtidige elspotpris

Publikationen

Elprisscenarier 2017-2035. Scenarier for elspotprisens udvikling i Danmark og Nordeuropa. 19. november 2014.

Dansk Energi

Telefon 35300400
www.danskenergi.dk

Udarbejdet af

Peter Meibom
(ansvarshavende)
pme@danskenergi.dk
Direkte 35300480

Jesper Henry Skjold
jhs@danskenergi.dk
Direkte 35300453

Karsten Capion
kac@danskenergi.dk
Direkte 35300487

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 2017 | 6 |
| 2.2 Modelresultater 2017-2035 | 7 |
| 3 Indledning | 9 |
| 3.1 Vigtige elprisdrivere..... | 9 |
| 3.2 De simulerede scenarier | 11 |
| 3.2.1 Futures-scenarierne..... | 12 |
| 3.2.2 EU-scenarierne..... | 13 |
| 3.3 Metode..... | 13 |
| 3.4 Forudsætninger..... | 15 |
| 4 Prisdannelsen historisk og på kort sigt | 18 |
| 4.1 Historisk prisudvikling..... | 19 |
| 4.2 Markedets forventning til danske elpriser..... | 20 |
| 4.3 Prisdannelse og Danmarks rolle som transitland | 21 |
| 4.4 Tyske elprisers påvirkning på prisdannelsen i Danmark | 24 |
| 5 Scenarier for elprisudviklingen i perioden 2017-2035 | 29 |
| 5.1 Strammere kapacitetsbalance fører til højere priser..... | 29 |
| 5.2 Betydningen af kapacitetsmarked | 31 |
| 5.3 Betydningen af transmissionsforbindelser til Storbritannien..... | 32 |
| 5.4 De politiske måls indvirkning på elspotprisen..... | 32 |
| 5.5 Sammenligning af scenarierne..... | 33 |
| 6 Kraftværkernes indtjening | 35 |
| 6.1 Spreads..... | 35 |
| 7 Vindmøllernes indtjening | 39 |
| 7.1 Historisk prispres på vindkraft | 39 |
| 7.2 Prispres på vind i scenarierne | 42 |
| 7.3 Prispres på solceller i scenarierne | 44 |
| 8 Referencer | 46 |

Appendiks 1 - Balmorelmodellen **47**

Appendiks 2 - Forudsætninger **50**

Appendiks 3 – Validering af model **62**

Appendiks 4 - Investeringer **64**

Modellens investeringsmuligheder 64

Sammenligning af scenarierne 64

Investeringer i scenarie 1 (Futures) 65

Investeringer i scenarie 4 (EU GHG40) 67

**Appendiks 5 - Sammenligning med
Energistyrelsens basis-fremskrivning** **69**

2 Resume

Markedsforventningen de næste fire år 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. Elpriserne er meget afhængige af, hvilke scenarier der vælges for den fremtidige udvikling i brændsels- og CO₂-priser. Den politiske regulering har stor indflydelse på elprisdannelsen gennem udviklingen i elforbruget, som påvirkes af energieffektiviseringsmål, andelen af vedvarende energi i elsystemet (VE-mål), samt CO₂-kvoteprisens udvikling. Kvoteprisen påvirkes af CO₂-kvotemarkedets indretning samt samspillet mellem energieffektiviseringsmål, VE-mål og CO₂-reduktionsmål.

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. Scenarierne skal derfor *ikke* ses som en prognose for elprisen.

I denne rapport opstilles fem scenarier:

- I **Futures**³-scenariet bliver kul-, gas-, og CO₂-kvoteprisen i perioden 2020-2035 fastholdt på niveauet givet ved 2019 Futures-priser. Ved at regne med konstante inputpriser på kul, gas og CO₂-kvoter fremtræder ændringer i elprisen som følge af ændringer i kraftværkskapaciteten og transmissionskapacitet meget tydeligt.
- For at undersøge hvad indførelsen af kapacitetsmarkeder betyder for elprisen analyseres scenariet "**Futures + kap. mar.**", der svarer til Futures-scenariet bortset fra, at det indeholder et regionalt kapacitetsmarked, som sikrer tilstrækkelig elproduktionskapacitet.
- Tilsvarende, for at undersøge betydningen af de planlagte eltransmissionskabler mod England og Skotland fra både Danmark og Norge, analyseres et scenarie kaldet "**Futures + red. trans.**" hvor disse forbindelser forsinkes/falder bort.
- EU-Kommissionen har udarbejdet en Impact Assessment af forskellige muligheder for at realisere EU's energipolitiske mål i 2030. For at undersøge hvordan forskellig vægt på henholdsvis CO₂-

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, dvs. mangler penge til at dække de faste omkostninger. Se evt. boksen på side 10.

³ En future 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.

kvotemål, VE-mål og energieffektiviseringsmål påvirker elpriserne, sammenlignes to scenarier:

- I "EU GHG40" anvendes fossile brændselspriser fra EU-Kommissionens Impact Assessment. Herudover vedtages en målsætning om 40% CO₂-reduktion i 2030 uden yderligere tiltag inden for energieffektivisering og vedvarende energi (VE).
- "EU GHG40 + EE + VE" svarer til EU GHG40-scenariet, bortset fra at der vedtages både et mål for energieffektivitet og et VE-mål på 30 %.

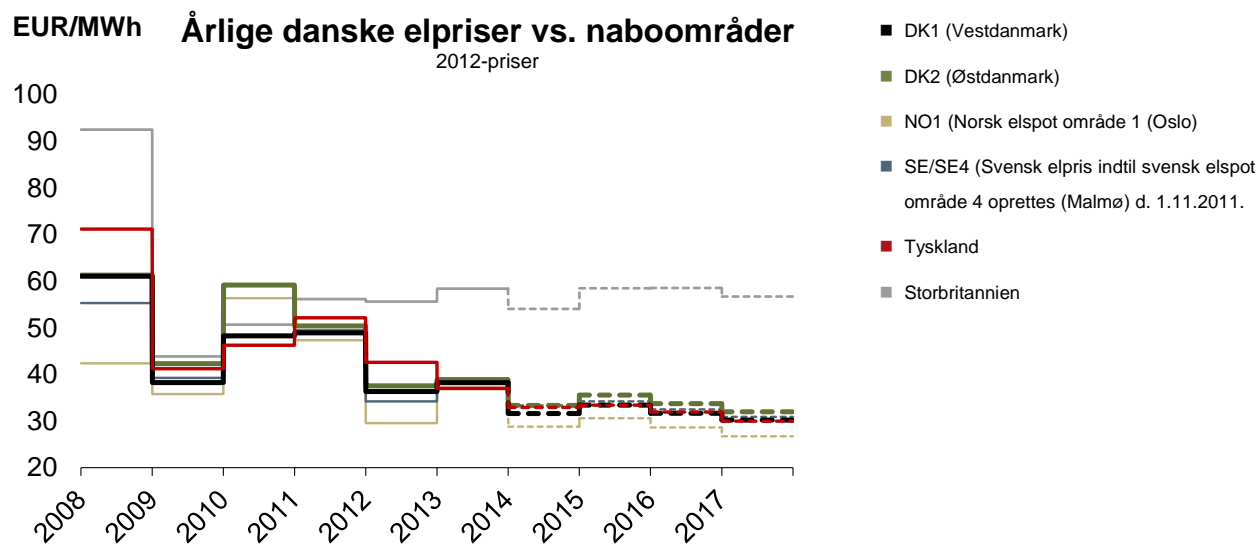
Rapporten indeholder desuden en gennemgang af de historiske elpriser fra de sidste fem år og de finansielle markeders forventninger til de fremtidige priser til og med 2017.

2.1 Markedsforventninger frem mod 2017

Futures-markedet giver et billede af, hvordan markedsaktørerne forventer elprisen vil udvikle sig de næste 3-4 år. Forudsat normale nedbørsmængder i Norden forventes svagt faldende elpriser i Danmark (se **Figur 1**). Dette hænger sammen med en svag vækst i elforbruget i kombination med øgede mængder VE. Dette betyder, at der bliver flere timer, hvor det marginale værk, som sætter prisen, er et kulfyret værk, mens de relativt dyrere gasfyrede værker sjældnere sætter priser. Udbygningen af sol og vind i Tyskland har ført til en reduktion i behovet for konventionel elproduktion. Dette rammer særligt gaskraft, der kører stadigt færre timer. Dette betyder, at kulkraft i fremtiden bliver mere dominerende i prissætningen, hvilket resulterer i en lavere tysk elpris i fremtiden. Lavere elpriser i Tyskland vil påvirke de danske elpriser, som, sammen med den tyske elpris, indenfor de næste fire år forventes at komme tættere og tættere på kulmarginalen⁴. Generelt forventes de danske priser at ligge over prisniveauet i Norge og meget tæt på de tyske priser samt prisen i Sydsverige.

Øgede mængder VE og svag vækst i elforbruget, fører til, at det marginale værk oftere bliver et kulfyret værk. 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.

⁴ Kulmarginalen er omkostningen til elproduktion (inkl. kvotekøb) på et kulkraftværk med 38 % elvirkningsgrad.

Figur 1 Årlige elpriser i Norden, Tyskland og Storbritannien

Figur 1 viser årlige historiske elpriser, samt markedsforventningen mod 2017. De heloptrukne linjer er historiske priser og de stiplede linjer er Futures-kontrakter.

Kilde: Nordpool, EEX, APX, ICE (Futures-kontrakter fra d. 05.09.2014)

2.2 Modelresultater 2017-2035

I **Figur 2** ses de beregnede årsmiddelpriiser i de fem scenarier, der er analyseret. Der er en betydelig spredning i udfaldsrummet for elprisen. En del af dette skyldes usikkerheden om brændselspriser (jf. elprisdifferencen mellem Futures og EU-scenarierne)⁵.

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 ren kulmarginal til i højere grad at være baseret på gas.

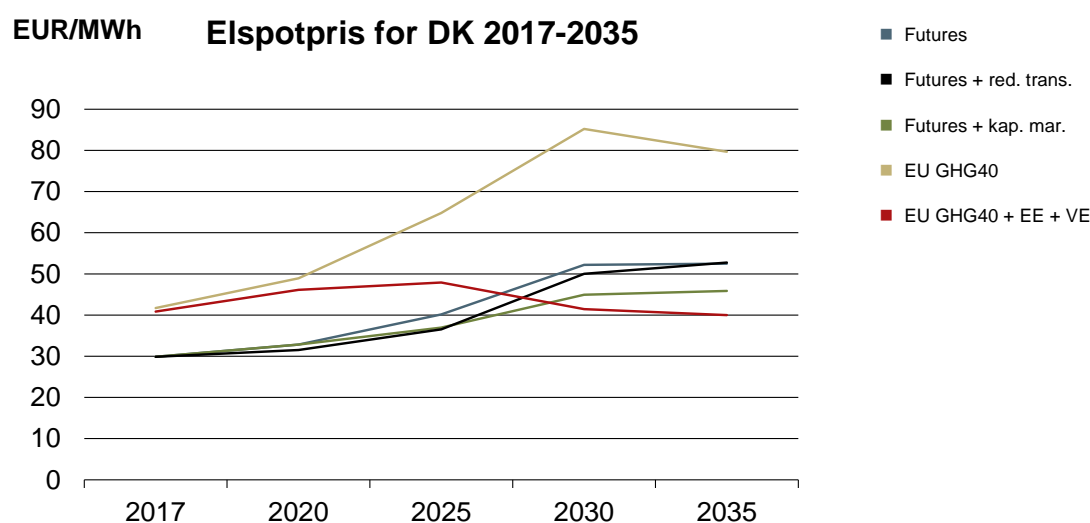
Modellen investerer først i ny grundlastkapacitet i 2030, men holder sig i alle scenarierne helt fra investeringer i nye kulkraftværker. Reelt skal der dog i perioden ske løbende reinvesteringer i en del af de danske kraftværker for at de bliver i markedet. Samtidig angiver modelberegningerne som nævnt at dækningsbidragene er meget små de næste 10 år. Det kan derfor tænkes, at tempoet for kraftværkslukninger er undervurderet i modelberegningerne.

I Futures-scenarierne bliver økonomien i kulkraft mere attraktiv fra 2025, og kulkraft kan hente et betydeligt dækningsbidrag i perioden fra 2025 til 2030.

⁵ For 2017 og 2020 skyldes forskellen i de modelbereggede elpriser næsten udelukkende forskelle i brændselsprisforudsætninger (kul og gas) jf. **Figur 4**.

En stor del af indtjeningen for de termiske værker baserer sig på, at den stramme kapacitetsbalance medfører flere ekstrempriser. For at sikre økonomi i investeringer i ny kommerciel spidslastkapacitet⁶ skal prisloftet (på 3.000 €/MWh) i gennemsnit rammes i 15 timer om året. Hvis businesscasen baserer sig på så få timers indtjening, og med den store usikkerhed, der hersker om elsystemets udvikling, kan det betvivles, hvorvidt der vil være interesse i at etablere et spidslastværk. At elprisen rammer prisloftet fører til ca. 6 EUR/MWh højere elpriser i gennemsnit, end hvis der var tilstrækkelig spidslastkapacitet (sammenlign Futures med Futures + kap.mar.).

Figur 2 Årsmiddelvelepriser for Danmark i de forskellige scenarier



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Reduceret transmission til udlandet i form af udeblevne og forsinkede kabler fra Norden mod Storbritannien resulterer også i lavere elspotpriser (Futures + red. trans.). Dette skyldes den manglende mulighed for at eksportere til det engelske marked med højere elpriser.

De politiske valg ifm. EU's 2030-målsætninger får stor indflydelse på elprisdannelsen i Danmark. En 40 %-målsætning uden øvrige energipolitiske mål (EU GHG40) vil føre til høje kvotepriser og høje elpriser på elspotmarkedet. Vælger man at indføre mål for energieffektivitet og VE (EU GHG40 + EE + VE) vil elprisen blive betydeligt lavere, som følge af lavere forbrug, lavere kvotepris og mere støttet produktion. VE-producenterne har behov for mere støtte, når elspotprisen er lav. Den lave elpris vil derfor ikke betyde, at forbrugernes elpris vil være lavere i EU GHG40 + EE + VE end i EU GHG40, da forbrugernes elpris også vil indeholde støtten til VE-producenter (PSO).

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

3 Indledning

Dansk Energis hensigt med rapporten er at opstille en række scenarier, der kan udspænde udfaldsrummet for elprisudviklingen givet en række politiske beslutninger, brændselsprisudviklingen og den teknologiske udvikling. 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 et scenarie for elprisen med deres beregningsforudsætninger, der udkommer cirka en gang om året (ENS, 2012a; Energinet.dk, 2014a). Deres fremskrivninger har dog hidtil kun indeholdt et enkelt centralt scenarie for udviklingen i den fremtidige elpris⁷, og det har derfor 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.

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 kulpriser på verdensmarkedet, idet kulforbruget er faldet i USA. 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.

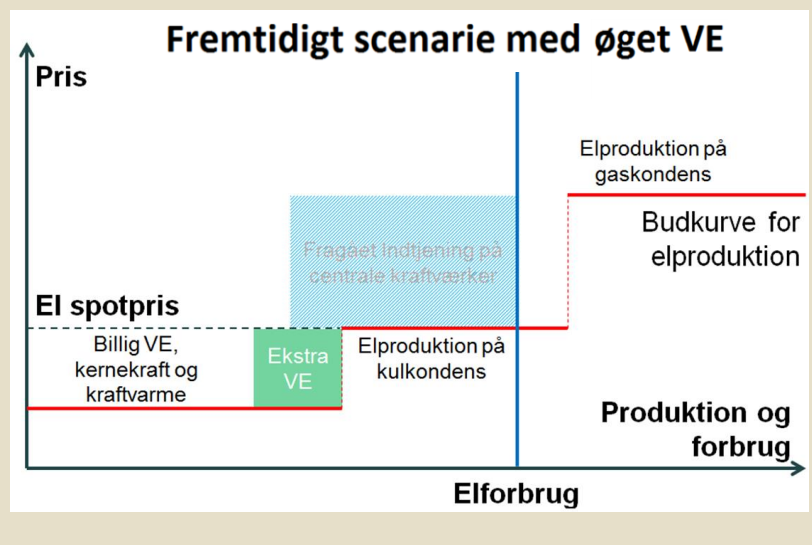
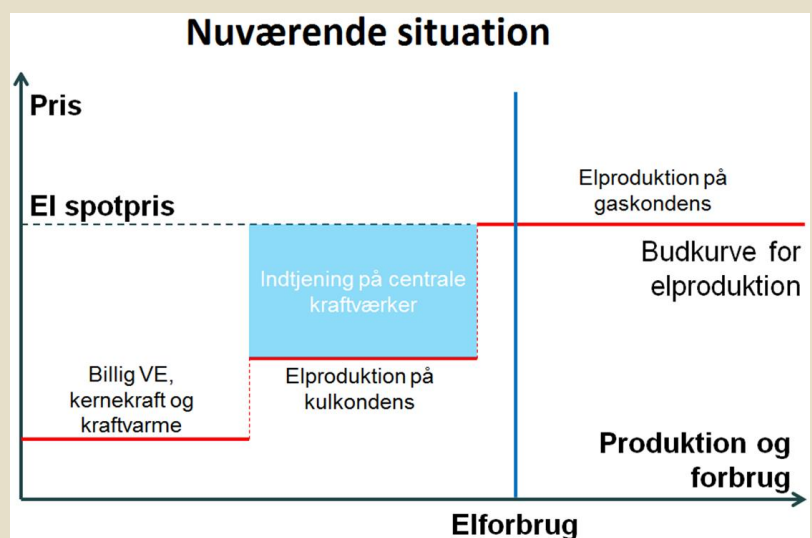
Kvotepriisen afhænger af, hvilke politiske beslutninger der vedtages i EU. Særligt 2030-målene, der forhandles i løbet af 2014, er centrale for, hvor høj kvotepriisen bliver.

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 nedbørmængder. 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, vil de, qua vejrets uforudsigelighed, ikke indgå i prisdannelsen på el på Future-markederne. De er derfor heller ikke medtaget i scenarierne i denne rapport.

⁷ Energinet.dk har dog d. 25. september 2014 udgivet følsomhedsberegninger, og Energistyrelsen har indikeret, at de vil publicere flere elpris-fremskrivninger med deres 2014-fremskrivning, som forventes publiceret inden udgangen af 2014.

Øget VE presser kondensværkerne

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. I et fremtidigt scenarie, 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 kulkondensens 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 værkerens faste omkostninger og da markedet ikke forventer øgede dækningsbidrag inden for de nærmeste år. Således er 35 % af den danske centrale kraftværkskapacitet lukket ned inden for de sidste 5 år, 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, forventes det, at markedspriserne vil stige, så det igen bliver økonomisk attraktivt at levetidsforlænge 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.

Antallet og timingen af de høje elpriser kan være svære at forudsige for markedsaktørerne, som derfor kan tænkes at ville være afventende med deres investeringer i ny kraftværkskapacitet. Der er en risiko for, at investorerne vil være så afventende, at antallet af høje elpriser og effekttilstrækkeligheden kan nå et niveau, som ikke vil være politisk acceptabelt. Derfor har flere europæiske lande såsom Spanien, Sverige og Irland allerede indført særskilte markeder til sikring af effekttilstrækkelighed, og tiltaget diskuteres også i lande som Tyskland og Frankrig. 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 skal sikre forsyningssikkerheden i de sydlige områder på kort sigt, og man overvejer sideløbende, hvordan en langsigtet løsningsmodel skal udformes.

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

3.2 De simulerede scenarier

Ved brug af Balmorel-modellen har Dansk Energi regnet på fem 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. Scenarierne adskiller sig primært på, hvilke forudsætninger der er anvendt for inputpriser (brændsler og CO₂). De fem scenarier er:

- | | |
|--|-----------------------|
| 1. Futures | (Futures) |
| 2. Futures med kapacitetsmarked | (Futures kap. mar.) |
| 3. Futures med reduceret transmission | (Futures red. trans.) |
| 4. EU 40 % CO ₂ reduktion | (EU GHG40) |
| 5. EU 40 % CO ₂ reduktion + EE + VE-mål | (EU GHG40 + EE + VE) |

Futures-scenarierne bygger på, at de fossile brændselspriser og kvotepriser udvikler sig som Futures-markedet forudsiger frem til 2019, og herefter er de antaget konstante til 2035. Dette giver fra 2020 mulighed for at studere udviklingen i elpriserne uden variationer i de politisk- og verdensmarkedsbestemte rammevilkår.

EU-scenarierne (scenarie 4 og 5) tager udgangspunkt i EU-Kommissionens modelkørsler i forbindelse med den konsekvensvurdering, der ligger til grund for forhandlingerne om 2030-målene (EU, 2014). Disse scenarier illustrerer elprisens følsomhed over for højere inputpriser og ændringer i politiske bestemte rammevilkår.

Udover de fem scenarier er der gennemregnet et scenarie med samme forudsætninger som Energistyrelsens Basisfremskrivning 2012. Dette scenarie præsenteres i Appendiks 5 - Sammenligning med Energistyrelsens basis-fremskrivning.

3.2.1 Futures-scenarierne

Der er gennemregnet tre scenarier baseret på Futures-priser på fossile brændsler. Udover det primære Futures-scenarie er der lavet to scenarier til at belyse effekten af et kapacitetsmarked og effekten af reduceret transmission.

I **scenarie 2 (Futures med kapacitetsmarked)** har vi tvunget modellen til at sikre, at der er tilstrækkelig kapacitet til altid at kunne finde et priskryds på elspotmarkedet, selvom der ikke er dækning for at gennemføre investeringerne med indtægter fra elspotmarkedet. Derfor optræder der ikke nogen ekstremt høje priser i dette scenarie.

I alle de øvrige kørsler (uden kapacitetsmarked) 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, 2014). Nærmere bestemt skal elprisen ramme prisloftet i 15 timer i gennemsnit per år, for at forrente investeringen i et spidslastværk (OCGT), der kun får sine indtægter fra elspotmarkedet⁸. Denne simulering svarer til en situation med market-only eller strategisk reserve med prisloft⁹. Sidstnævnte er foreslået af Energinet.dk som gældende for Østdanmark i 2016-2020 (Energinet.dk, 2014b).

I **scenarie 3 (Futures med reduceret transmission)** er det antaget, at DK-England kablet (700 MW) og NSN-kablet fra Norge til England (1400 MW) udskydes fem år til hhv. 2027 og 2025. Den anden transmissionsforbindelse mellem Norge og Skotland (NorthConnect – 1400 MW) antages ikke at blive til noget (se tabellen på side 57 for en oversigt over forventede udbygninger af transmissionsforbindelser). Idet Storbritannien stort set har højere elpriser end

⁸ Omkostningen til OCGT er udregnet på baggrund af data fra Teknologikataloget (ENS, 2014).

⁹ Market-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 NordPoolSpot.

Norden året rundt, fører disse antagelser til en betydelig reduktion af eleksporten fra Norden til Storbritannien.

3.2.2 EU-scenarierne

Begge EU-scenarier anvender fossile brændselspriser fra EU-Kommissionens Impact Assessment (EU, 2014). Disse er betydeligt højere end Futures-priserne og stigende over tid.

I **scenarie 4 (EU GHG40)** vedtages en målsætning om 40 % CO₂ reduktion uden yderligere tiltag inden for EE og VE. Dette fører til en stigende kvotepris, der rammer 40 €/ton i 2030 (se **Figur 5**).

I **scenarie 5 (EU GHG40 + EE + VE)** er det antaget, at der vedtages både et mål for energieffektivitet og et VE-mål på 30 %. Målene har to effekter: (i) Generel reduceret efterspørgsel på (fossil) energi hvilket reducerer kvoteprisen til næsten en fjerdedel og (ii) reduceret elforbrug på 6,4 % i 2030 relativt til *EU GHG40*¹⁰.

I beregningerne er det antaget, at elforbruget reduceres jævnt med 3,2 % ift. EU GHG40 i 2025 og 6,4 % i 2030 og 2035. Frem til 2020 er forbruget ens i alle scenarierne. Fjernvarmeforbruget antages identisk med de øvrige scenarier.

VE-målet er oversat til en 4 procentpoint højere VE-andel i elsystemet i de lande, der modelleres i forhold til *EU GHG40*-scenariet¹¹.

3.3 Metode

Balmorel er en partiel ligevægtsmodel, der simulerer el- og fjernvarmesystemet 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 brændselsmiks og eludveksling mellem områderne.

Modellen regner selskabsøkonomisk i den forstand, at afgifter er medtaget. Der er regnet med, at forsyningssikkerhedsafgiften bliver indfaset, som den var foreslået på tidspunktet, hvor modelleringen blev sat i gang. Denne gælder dog alene for Danmark og har begrænset påvirkning på elprisdannelsen. Desuden anvendes et højt forrentningskrav ved investeringer (8 % realrente over 20 år). Støttesystemer kunne medtages, men det er

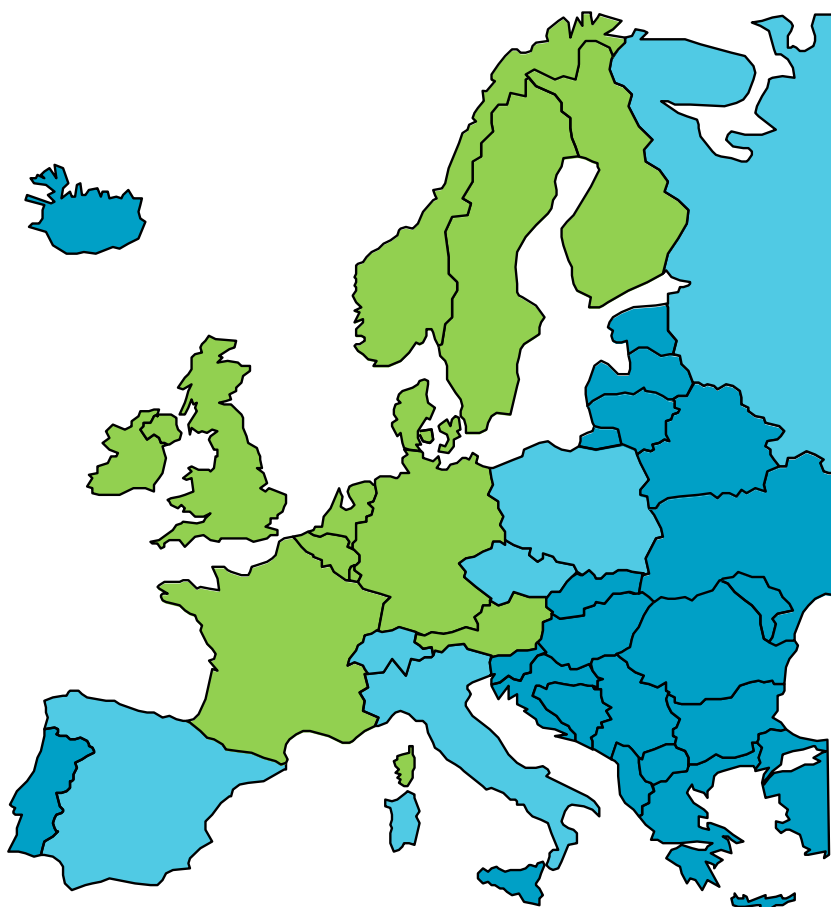
¹⁰ Dette er baseret på tabel 13 i (EU, 2014). Den årlige elproduktion i hele EU i 2030 er 3428 TWh i EE + VE-scenariet (scenarie 5) vs. 3664 TWh i Reference-scenariet i EUs rapport, svarende til en besparelse på 6,4%. Elforbruget i Reference-scenariet i EUs rapport er antaget også at gælde for GHG40 (scenarie 4).

¹¹ Dette baseres på tabel 13 i (EU, 2014). VE-andelen i 2030 i hele EU er 55 % i EE + VE-scenariet og 49 % i GHG40-scenariet – en forskel på 6 procentpoint. Vi har valgt at reducere denne forskel til 4 procentpoint i det modellerede område, pga. det som udgangspunkt har en højere andel VE end EU gennemsnittet, bl.a. som følge af nordisk vandkraft. Derfor vurderede vi at en ændring på 6 procentpoint i det modellerede område ville føre til for høje andele af VE relativt til elforbruget.

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 landvind og solceller i modellen, hvilket beskrives nærmere i Appendiks 2.

Det modellerede område fremgår af **Figur 3**. 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.

Figur 3 Modelleret område



Figur 3 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.

3.4 Forudsætninger

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

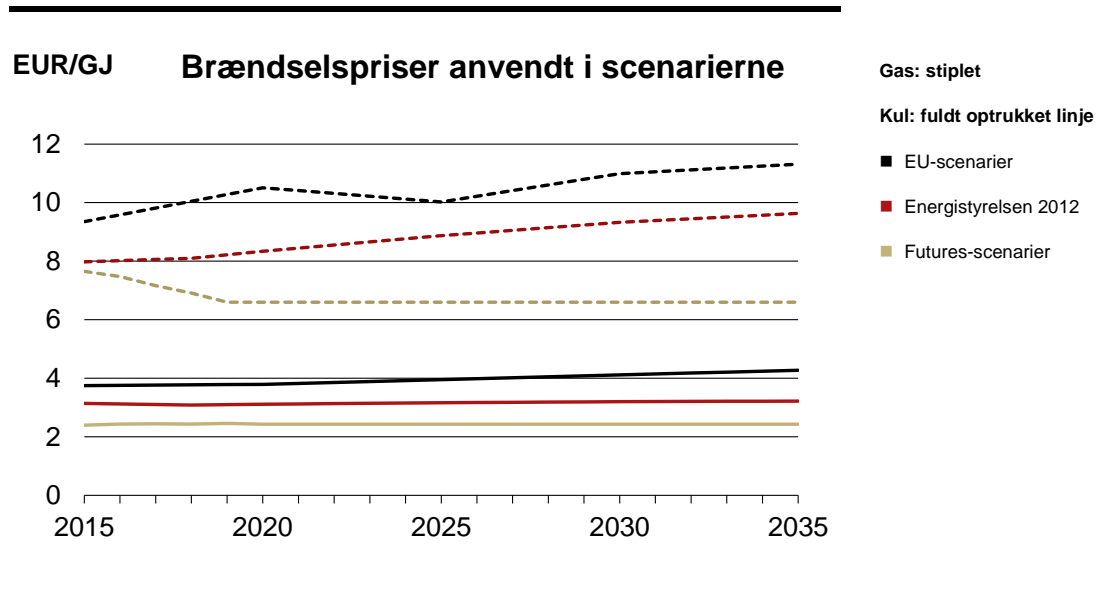
I **Figur 4** er vist priser for kul og gas i de forskellige scenarier (da disse to brændsler har størst betydning for prisdannelsen). Derudover er den anvendte CO₂-kvotepris, der varierer i scenarierne, vist i **Figur 5**. CO₂-kvoteprisen er dog ens for Futures-kørslerne (scenarie 1, 2 og 3), her er det øvrige parametre, der varierer. I begge figurer er værdierne anvendt i Energistyrelsens basisfremskrivning 2012 vist til sammenligning.

EU-Kommissionen anvender i deres konsekvensvurdering et brændselsprisscenarie med priser, der er højere, end hvad der forudses både af Futures-markedet og Energistyrelsen (der baserer sine tal på IEAs World Energy Outlook).

Markedspriser og modelberegningspriser

Priserne som er anvendt i modelberegningerne for Futures-scenarierne (afsnit 5) er fra d. 25. februar 2014, mens markedspriser behandlet i afsnit 4 er Futures-priser pr. d. 5. september 2014. Der er dog ikke nævneværdige forskelle i inputpriserne i perioden fra februar til september 2014. Eksempelvis er gaskontrakter for 2015 kun steget knap 1 EUR/MWh, kul er på ca. samme niveau, CO₂-prisen er faldet knap 1 EUR/t, nordiske elpriser er steget godt 2 EUR/MWh, mens den tyske pris er stort set uændret.

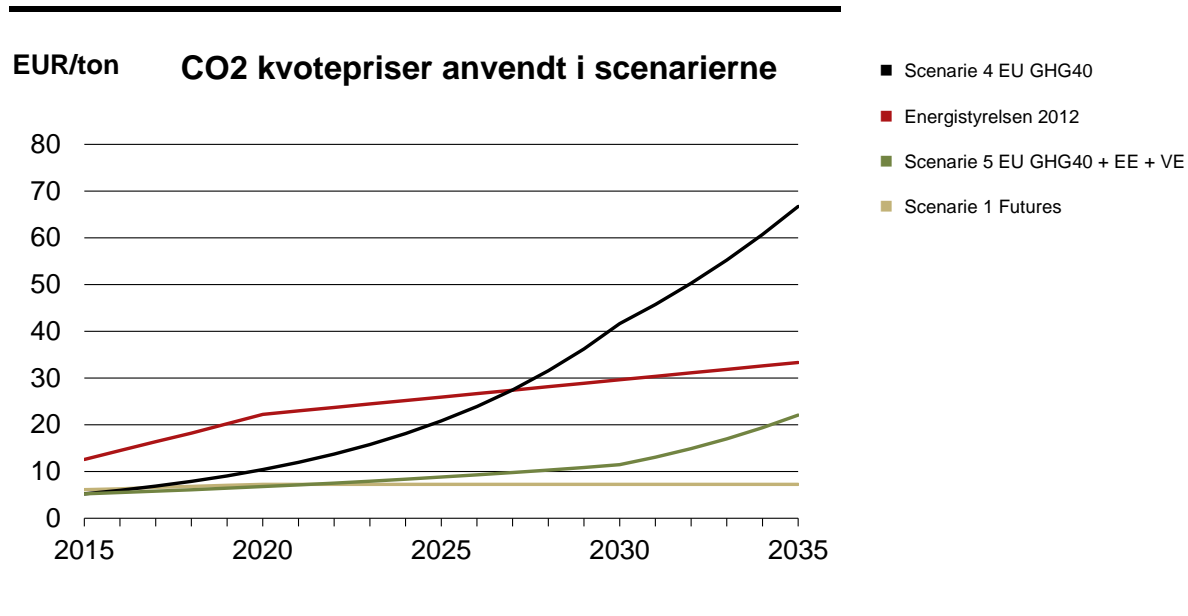
Figur 4 Brændselspriser anvendt i modelkørsler



Figur 4 Brændselspriser anvendt i Futures- og EU-scenarierne. Stiplede linjer for gas og fuldt optrukne linjer for kul. Priserne fra Energistyrelsens Basisfremskrivning 2012 er indsat som reference.

Kilde: EU, 2013; Futures hentet fra ICE 25-02-2014; ENS 2012b

Figur 5 CO₂-kvotepriser anvendt i scenarierne



Figur 5 Kvotepriser i de forskellige scenarier. Priserne fra Energistyrelsens Basisfremskrivning 2012 er indsat som reference.

Kilde: Futures hentet fra ICE 25-02-2014; ENS 2012b; EU 2013

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 politiske udmeldinger om udbygning frem mod 2020 samt forventninger til udbygningen efter 2020. 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 er god. Balmorel ville derfor have overinvesteret i disse teknologier, da begrænsninger grundet mangel på placeringer ikke er lagt ind i modellen.. 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

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.

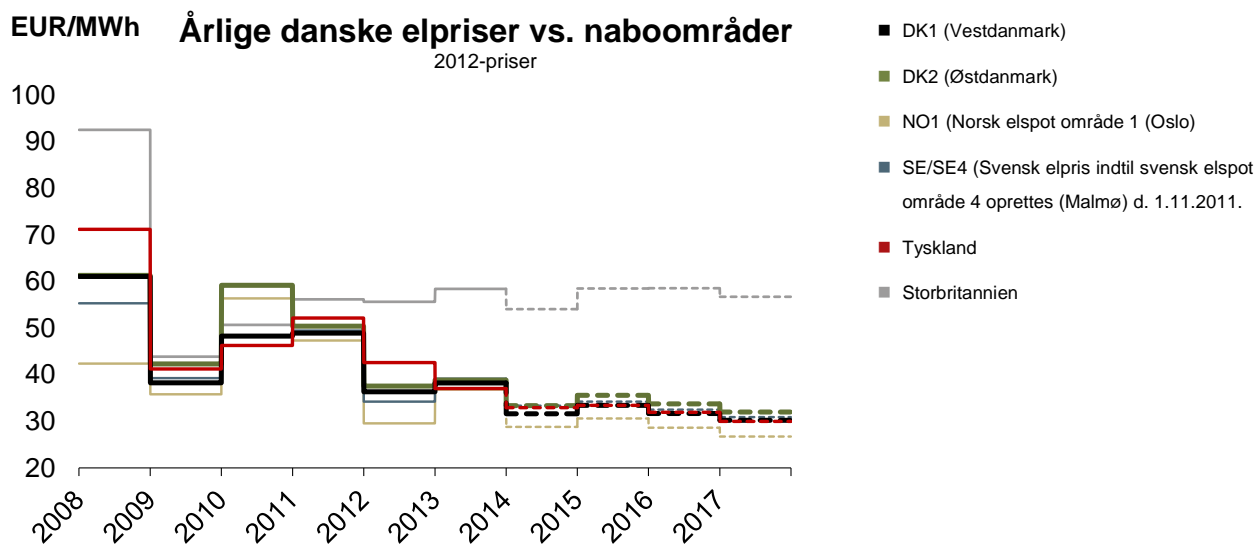
Endelig er der lagt en antagelse ind for udbygningen af transmissionskapacitet mellem landene, som dog varieres i scenarie 3 (Futures – reduceret transmission). Antagelserne baserer sig på transmissionssystemoperatørernes (TSO'ernes) udmeldte planer og forventninger.

4 Prisdannelsen historisk og på kort sigt

I dette afsnit redegøres for elprisernes historiske udvikling, markedets forventninger til udbud og efterspørgsel de nærmeste år og de vigtigste drivere for elpriserne. Faldende forbrug, øget antal timer hvor kulkraft sætter elprisen i stedet for gaskraft, og prispres fra en højere andel VE i Norden og Tyskland har resulteret i lavere elpriser de seneste år. Markedsindikatorerne viser, at denne tendens forventes at fortsætte de næste fire år, og at der under normale nedbørsmængder og tilhørende vandtilstrømning til vandkraftværkerne ligger en forventning om, at de danske og tyske elpriser vil være nært sammenfaldende.

Med vores store transmissionskapacitet til nabolandene indtager Danmark en rolle som transitland mellem det nordiske og det nordeuropæiske 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 6 Årlige elpriser i Norden, Tyskland og Storbritannien



Figur 6 viser årlige historiske elpriser og markedsforventningen mod 2017. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Futures-kontrakter.

Kilde: Nordpool, EEX, APX (Futures-kontrakter fra d. 05.09.2014)

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 og atomkraft i Norden føre til meget 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, men da disse udsving er svært forudsigelige, ses de kun begrænset i Futures-markedet.

I de nedenstående sektioner gennemgås den historiske prisudvikling og forventningerne til de danske elpriser på den korte bane. Afslutningsvis diskuteres faktorer, der påvirker den danske prisudvikling.

4.1 Historisk prisudvikling

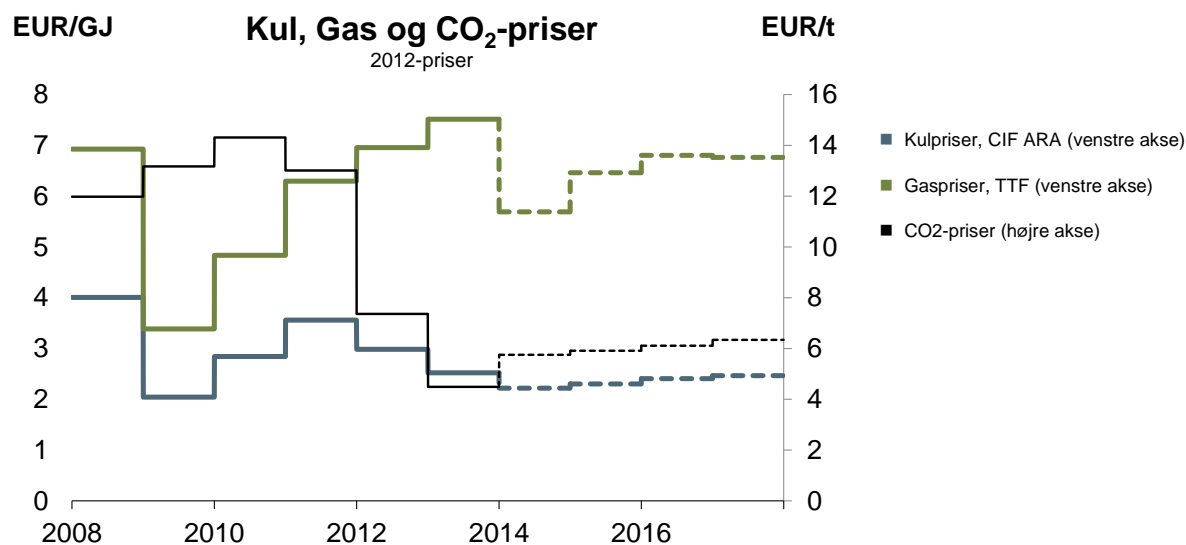
Elpriserne var generelt stigende til frem mod midten af 2008. **Figur 6** viser, at finanskrisen, som resulterede i kraftigt faldende råvarepriser, kvotepriser og faldende efterspørgsel, førte til et markant fald i elpriserne mod 2009. På trods af generelt lav efterspørgsel de efterfølgende år sikrede stigende brændselsomkostninger (jf. **Figur 7**), lave nedbørsmængder og koldt vejr i Norden højere priser i 2010 og store dele af 2011, særligt i Østdanmark.

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.

I **Figur 6** 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 2020-2025 (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 2013 og 2014 var CO₂-prisen ca. 20 EUR/t i Storbritannien, hvilket også forklarer noget af prisdifferencen (ca. 6 EUR/MWh ved nuværende niveau). Frem til 2020 er bunden for CO₂-prisen i Storbritannien fastfrosset på knap 22 EUR/t¹².

¹² 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-prisniveauet frem til 2020 (ACC 2014).

Figur 7 Brændsels- og CO₂-priser

Figur 7 viser årlige historiske brændselspriser, samt markedsforventningen mod 2017. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er Futures-kontrakter.

Kilde: ICE (Futures-kontrakter fra d. 5.9.2014). Værdierne for 2014 er vægtede middelværdier af historiske priser og Futures.

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 og billigere kulkraft 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 gav dårligere indtjeningsgrundlag for alle elproducenter.

4.2 Markedets forventning til danske elpriser

Figur 6 viser at markedet under antagelse om hydrologiske normalår (gennemsnitlige nedbørsmængder) forventer, at de danske priser de næste 3-4 år kommer til at ligge meget nær de tyske priser og en smule over det nordiske prisniveau. Det generelle prisniveau nærmer sig de variable omkostninger for kulkraft (kulmarginalen), hvilket er illustreret i Figur 11.

Ligeledes er forventningen til de tyske priser, som påvirker de danske priser, at de vil nærme sig kulmarginalen i takt med, at VE udbygges, og at tysk kulkraft mod 2018 vil blive endnu mere dominerende ift. tysk gaskraft i prissætningen (jf. Figur 13 for udvikling i tysk kapacitet og Figur 11 for udvikling i forventede marginale omkostninger vs. elpriser).

Generelt prissætter markedet stort set DK1 (Vestdanmark) og Tyskland ens, mens DK2 (Østdanmark) har en anelse højere priser. Det er sandsynligt, at markedet har tillagt en risikopræmie for, at DK2 er bundet stærkere op mod det sydligste svenske "højpris"-område, SE4 (Malmø). I SE4 er der relativt meget forbrug og mindre kapacitet, end de to nordiske områder som DK1 er

forbundet med – nemlig NO2 og SE3. NO2 er et prisområde i Sydnorge, som er domineret af store flerårige vandreservoirer, mens SE3 er det område i Sverige, hvor kernekraften er lokaliseret.

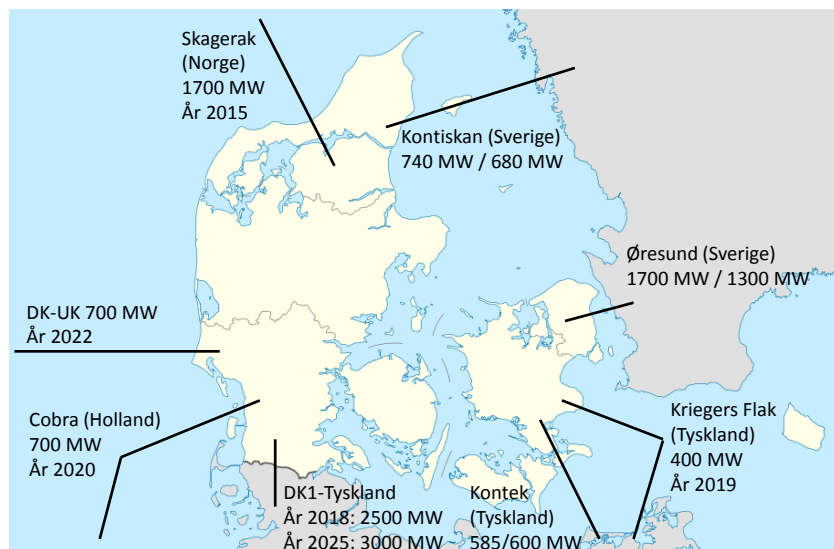
I nedenstående boks kan ses en opsummering af markedets forventninger til elpriser mod 2017.

Futures-markedets forventninger til elpriser mod 2017:

1. Elprisen falder svagt i det nordiske system, hvor kulmarginalen bliver mere og mere prissættende i takt med en højere andel VE.
2. Nordiske priser konvergerer med Tysklands, som i stigende grad domineres af kulskraft som det marginale værk og ligeledes vil have øget prispres fra større mængde VE i systemet.
3. De danske priser ligger over den nordiske systempris og meget tæt på den tyske. DK2 ligger en smule over den tyske pris.
4. Elprisen er let stigende/konstant i det engelske gasdominerede system, hvor der også er indført en prisbund for CO₂-kvoter, som bidrager til højere marginalomkostning for gaskraft.

4.3 Prisdannelse og Danmarks rolle som transitland

Figur 8 Danmark som transitland



Figur 8 Hvor årstal fremgår, er det den fremtidige transmissionskapacitet, der er vist. Hvor to tal fremgår, er det første tal eksportkapaciteten fra Danmark.

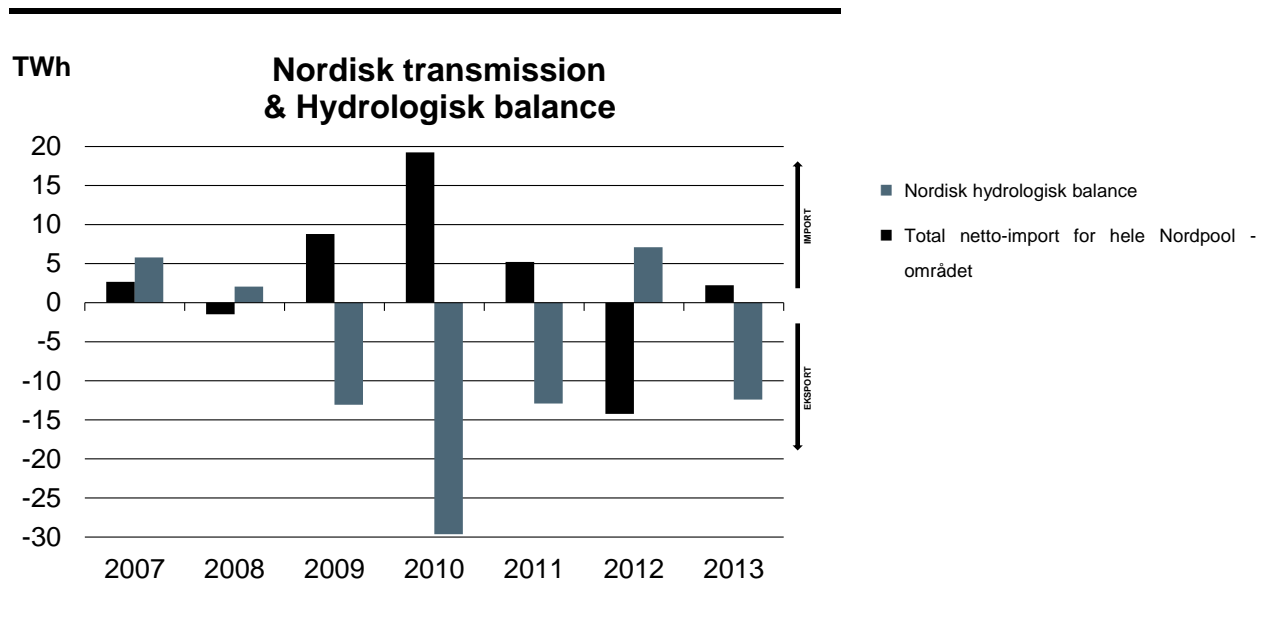
Kilde: Appendiks 2 - Forudsætninger

Danmark ligger som transitland (jf. Figur 8) mellem det termisk dominerede tyske marked og det vandkraftbaserede nordiske marked. Prissætningen i

Danmark kommer således både til at afhænge af nedbørsmængderne i Norden og prisbilledet for de termiske værker.

Mens de centraleuropæiske (herunder tyske) elpriser er forankret i et termisk elsystem og dermed primært dikteres af brændsels- og CO₂-kvote-priser, påvirkes de nordiske elpriser af fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer. Omkostningen til vandkraftproduktion afgøres af alternativomkostningen, der i normalår typisk er omkostningen ved kondenselproduktion på kul. I situationer med mindre nedbør i Norden (tørår) vil dyrere værker blive marginalt prissættende (f.eks. gasfyrede anlæg), mens det i år med rigelig nedbør (vådår) vil være billige marginale anlæg, som kulkraftvarme eller kernekraft, der vil være prissættende. Da fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer afhænger af nedbøren, vil priserne i det nordiske elsystem derfor typisk opnå højt niveau i år med lille nedbørsmængde (f.eks. 2010) og tilsvarende lavt niveau i år med megen nedbør (f.eks. 2012) (jf. **Figur 6** og **Figur 9**).

Figur 9 Hydrologisk balance og nettoimport i Norden



Figur 9 Det ses, at årene med størst underskud på den nordiske hydrologiske balance¹³ også er de år med størst nettoimport for Norden generelt.

Kilde: Nordpool

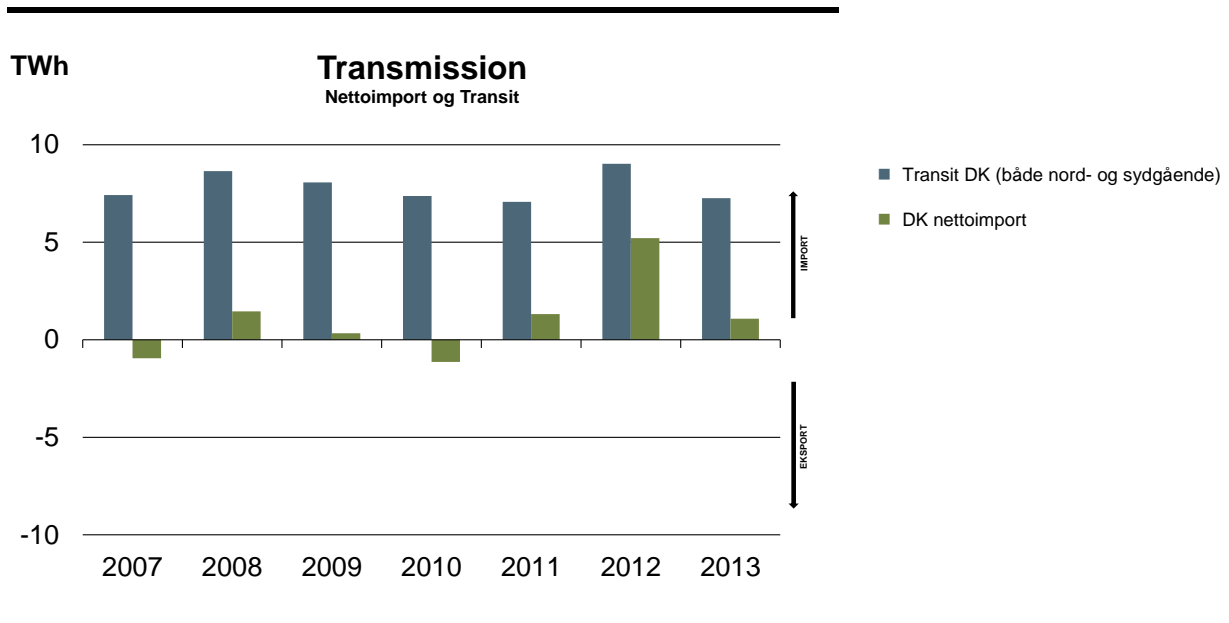
I vådår med høj fyldningsgrad i de nordiske vandreservoarer vil de danske elpriser typisk ligge over det generelle nordiske prisniveau, mens danske elpriser vil ligge under det nordiske prisniveau i tørår. Det østlige Danmark (DK2) er transmissionsmæssigt bundet stærkere op mod Norden (1300/1700 MW mod Sverige) end Tyskland (600/585 MW). Derfor vil de – som det var tilfældet i 2009 og 2010 – have højere priser end det vestlige Danmark (DK1), når priserne i Sverige – pga. af tørår eller kernekraftproblemer – er højere end

¹³ Størstedelen af Nordens elproduktion kommer fra vandkraftværker. Hydrobalancen afspejler, hvorvidt mængden i de svenske og norske reservoarer af vand og sne er over eller under normalen.

de tyske priser. Med etableringen af storebæltskablet på 600 MW i 2011 er prisforskellen mellem DK1 og DK2 blevet udjævnet betydeligt. I perioder med anstrengt systembalance vil flaskehalsproblemer dog kunne opstå på storebæltforbindelsen, som dermed vil resultere i prisdifferencer mellem de danske prisområder. Som nævnt i afsnit 4.2 har markedet pt. tillagt en risikopræmie på Futures-kontrakterne for DK2.

I **Figur 9** ses, at Norden importerer, når den hydrologiske balance er negativ, mens Norden eksporterer, når reservoirerne er fyldte. Danmarks nettoimport af el er generelt negativ korreleret med nettoimporten i Norden. Når den hydrologiske balance er negativ og priserne høje, trækker Danmark således på sin fleksible kapacitet og eksporterer el nordover.

Figur 10 Danmark som transitland



Figur 10 viser, at den totale eltransit¹⁴ (inkl. både nord- og sydgående transit) har ligget relativt stabilt de seneste mange år. Dog ses en tendens til lidt højere transit, når der er nettoeksport (årlig eksport minus årlig import) fra Norden. Der er typisk nettoeksport fra Norden i "vådår", hvor den billige vandkraftbaserede strøm sendes sydpå til højprisområderne.

Kilde: Energinet.dk, Nordpool

Som nævnt spiller Danmark en central rolle som transitland (jf. **Figur 10**), hvor el sendes fra Tyskland til Norden og omvendt. I perioden fra 2008 til 2013 havde Danmark således en transit af el på gennemsnitligt 8 TWh om året. Dansk el-transit har haft et relativt stabilt flow over årene, men er dog lidt højere ved nettoeksport fra Norden, hvilket muligvis kan tilskrives, at den nord/sydgående kapacitet også er højere. De tysk-danske transmissionsforbindelser er totalt på 2365/2100 MW (højest i sydgående), mens de danske transmissionsforbindelser mod Norden er 3340/2980 MW. Det er således den tyske forbindelse, som i princippet er den begrænsende faktor for transitflowet. Reelt er den tilgængelige kapacitet mod Tyskland langt lavere, da kablet mellem DK1 og Tyskland ofte er begrænset i sydgående

¹⁴ Transit er her defineret, som den strøm der flyder gennem DK i en given time., dvs., den laveste absolutte værdi af dansk import og eksport i en given time. Der skelnes ikke mellem om strømmen flyder nordpå eller sydpå.

retning (særligt i perioder med høj vind). F.eks. i perioden fra 1. maj 2013 til 30. april 2014 var den gennemsnitlige tilgængelige eksportkapacitet fra DK1 til Tyskland 35 % af den nominelle kapacitet.

I perioder med kraftoverskud i Norden vil Danmark typisk opleve mere transit af billig vandkraftbaseret el, som sendes sydpå til de dyrere termiske prisområder. Hvor der i sådanne situationer ikke er tilstrækkelig transmissionskapacitet, vil prisdannelsen i Danmark ofte havne et sted mellem lave nordiske elpriser og relativt højere termiskbaserede elpriser i Tyskland.

4.4 Tyske elprisers påvirkning på prisdannelsen i Danmark

Figur 11 viser sammenhængen mellem de marginale omkostninger for henholdsvis kulkraft og gaskraft i forhold til elpriserne beregnet på basis af 6-måneders rullende gennemsnit af kul-, gas-, CO₂-kvote- og elpriser. Det grå bånd i figuren viser spændet mellem gas- og kulmarginalen. Hvis gennemsnitselpriserne ligger over båndet, får både kulkraft og gaskraft dækket deres marginale omkostninger, selv når det forudsættes, at de producerer hele døgnet (baseload produktion). Deres "Green spreads" eller overordnede dækningsbidrag er positive (jf. Nedenstående boks vedr. green spreads for nærmere forklaring). Hvis elpriserne ligger i midten af båndet, er det kun kulkraft, som får dækket sine marginale omkostninger. Hvis elprisen er under båndet, får hverken kul- og gaskraft dækket deres marginale omkostninger (der vil dog typisk være flere drifttimer inden for døgnet med positive dækningsbidrag, men altså ikke ved produktion over hele døgnet).

Green spreads, kul- og gasmarginalen.

Green spreads er et groft udtryk for dækningsbidraget pr. produceret MWh el på et kraftværk med en generisk effektivitet og emissionskoefficient for aktuelt brændsel. For effektivitet (eller virkningsgrad) benytter vi 38 pct. for kulkraft og 55 pct. for gaskraft. Green Dark Spread (GDS) refererer til spredet for kulkraft, mens spredet for gaskraft kaldes Green Spark Spread (GSS). Det opgøres som forskellen mellem markedsprisen på el og markedsomkostningen for brændslet og CO₂-kvoter, der anvendes til elproduktion. Omkostningselementet refereres oftest til som kul- eller gasmarginalen.

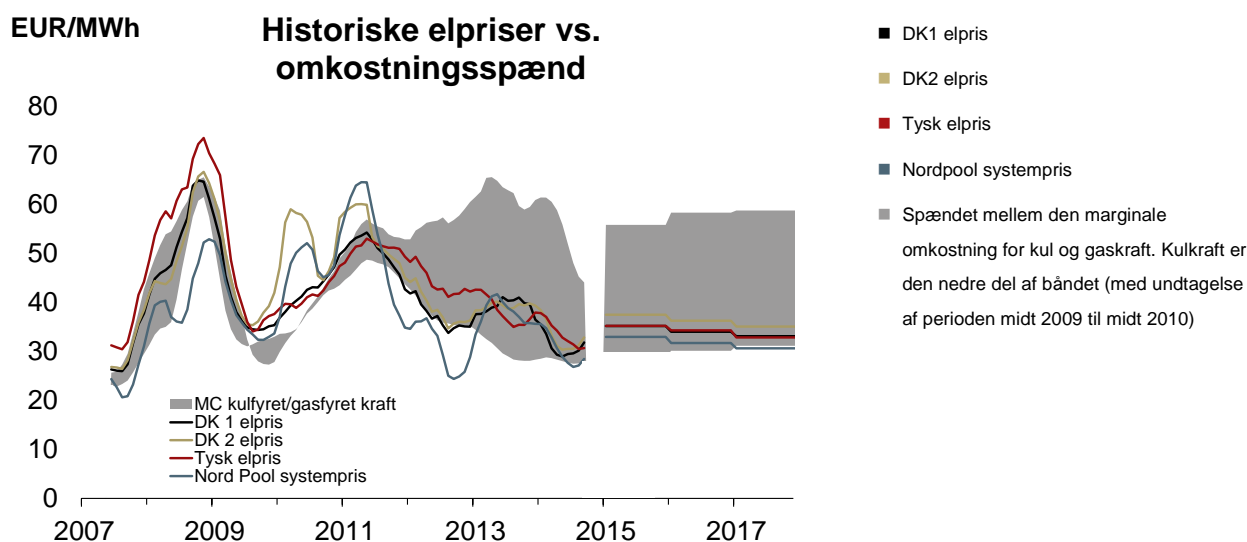
Green spreads er en indikator for hvornår de respektive teknologier tjener penge og giver dermed et fingerpeg om størrelsen af deres elproduktion. Reelt påvirkes dækningsbidraget ved elproduktion dog af, om produktionen sker på tidspunkter i løbet af døgnet med relativt høje priser (peak) eller med relativt lave priser (off-peak). GDS og GSS er beregnet på baggrund af dagspriser (inkluderer alle døgnets timer). For et gaskraftværk, der kører spidslast i timerne med de højeste priser, giver GSS derfor ikke et klart billede af gaskraftsværkets økonomi. Dertil kommer, at dækningsbidraget reelt også påvirkes af, at den regnskabsmæssige omkostning for brændslet (mest relevant for kul som lagres længere tid) ofte afviger fra markedsprisen.

Det ses i figuren, at de danske priser historisk har ligget mellem omkostninger for den dyrere gaskraft (øverste del af båndet) og den billigere kulkraft (nederste del af båndet), og i perioder meget tæt på de marginale omkostninger for kulkraft. De tyske priser har i en periode ligget over eller tæt på gaskrafts marginale omkostninger. Siden 2011 er omkostningen ved at fyre med kul imidlertid faldet markant for at flade ud i midten af 2013, mens omkostningerne ved gaskraft er steget støt for igen at falde fra midten af 2013. Kombinationen af lavere kulmarginal og mere VE har medvirket til at sænke det generelle prisniveau de seneste år. Parallelt med at det generelle prisniveau er blevet lavere, er pristoppene i spidsbelastningsperioderne også

blevet beskåret som følge af øget produktion fra solcelleanlæg i disse timer. Den kombinerede effekt har ført til, at gaskraft har haft færre driftstimer og dermed medført, at den tyske produktion er blevet omlagt mod mere kulraft og mindre gaskraft (jf. **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.**). Kulfyret elproduktion i Tyskland steg fra 238 TWh/år i 2011 til 255 TWh/år i 2013. Forskellen på 17 TWh/år svarer til knap halvdelen af Danmarks årlige elforbrug. Omvendt faldt den gasfyrede elproduktion med ca. 13 TWh i tilsvarende periode.

Siden 2011 har kulraft således været stærkt dominerende for prissætningen af den tyske elpris, som i denne periode har haft et relativt stabilt leje svarende til et gennemsnitligt¹⁵ dækningsbidrag på kulraft på 8-10 EUR/MWh. Det seneste år (2014) har der været faldende dækningsbidrag på kulraft. Denne tendens har været tydelig i Futures-markedet, dels i det umiddelbare markedsbillede af udviklingen de næste par år frem (jf. **Figur 11**) og dels i den løbende forventning til dækningsbidraget for kulraft i det førstkomende år (jf. **Figur 14**).

Figur 11 Elpriser vs. marginale driftsomkostninger for kul- og gaskraft



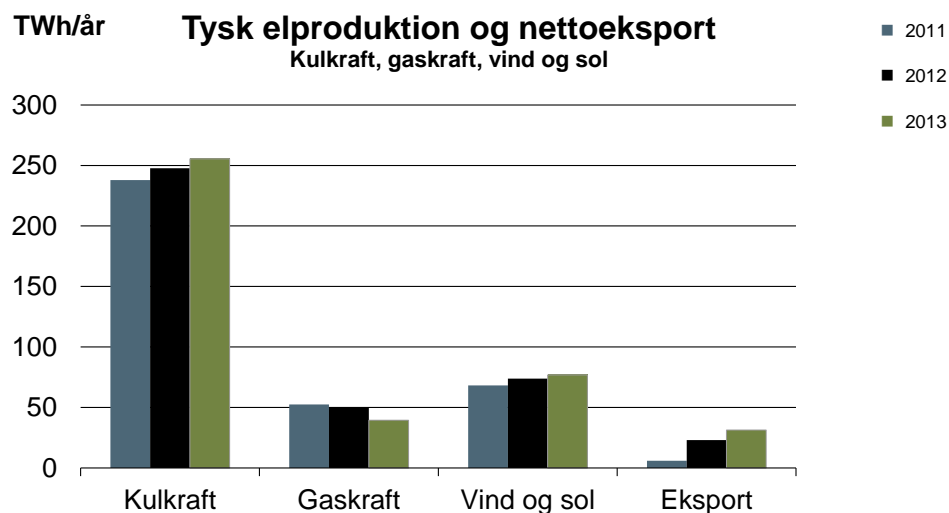
Figur 11 viser 6 måneders rullende gennemsnit af danske og tyske elpriser, samt den nordiske systempris. Det grå skraverede bånd er spændet mellem de marginale omkostninger for kul- og gaskraft (også 6 måneders rullende gennemsnit). Kulraft er den nedre del af båndet, mens gaskraft er den øvre del af båndet. Værdier fra 2007 til august 2014 er historiske, mens værdier fra 2015 er Futures-kontrakter. Futures-kontrakterne er en indikation af markedsforsværgningen for de næste tre år.

Kilde: EEX, Nordpool, SEB, ICE (Futures-kontrakter pr. d. 5.9.2014)

¹⁵ 6 måneders rullende gennemsnit

En større andel af kulraft i den tyske kraftværksportefølje (jf. **Figur 13**) vil principielt skærpe den indbyrdes konkurrence og sænke dækningsbidraget for de tyske kulraftværker. Den tyske elpris påvirker det danske elmarked, og dermed vil kulmarginalen også slå mere igennem på det danske prisbillede. I de seneste år har de tyske og danske priser således bevæget sig nærmere den rene kulmarginal.

Figur 12 Tysk kulraft, gaskraft, vind, sol og eksport



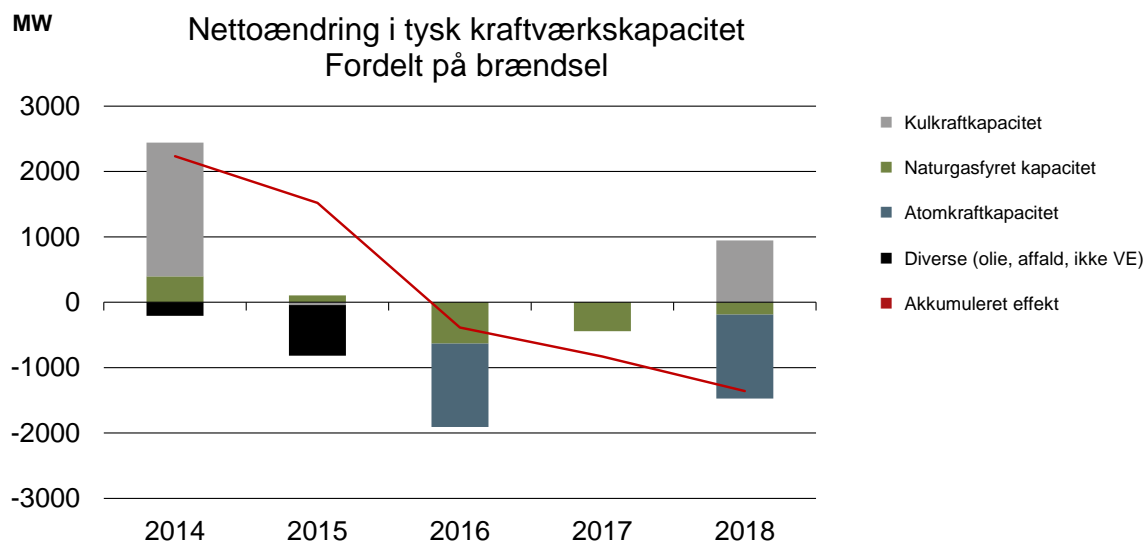
Kilde: Fraunhofer 2014 (Produktion), Data pr. 1.6.2014 fra Entso-E market data (Eksport)

Tyskland har (ligesom Danmark) oplevet en stor vækst i solceller over de seneste par år. Solceller producerer selvsagt hovedsagligt midt på dagen, hvor også størstedelen af forbruget ligger. Dette medfører, at dyr gasfyret elproduktion i mindre omfang bliver prissættende. I Tyskland blev solcellekapaciteten fra 2011 til 2013 øget med 11.700 MW til 35.700 MW (Bundesnetzagentur 2014b). En fremtidig udbygning af sol i Tyskland vil således også bidrage til at øge prispresset på de danske priser.

Øget tysk eksport

I perioden fra 2011 til 2013 er både kulraftproduktionen og den vedvarende elproduktion i Tyskland steget mens gaskraftproduktionen er faldet. Samtidig er Tysklands nettoeksport femdoblet – fra 6 TWh til over 30 TWh (jf. Fejl! Henvissningskilde ikke fundet.). I første halvår af 2014 var den tyske eksport 18 TWh (Fraunhofer ISE, 2014). Den imponerende eksportstigning er sket i en periode, hvor der har været nedgang i det tyske elforbrug på 14 TWh fra 2011 til 2013 (ENTSO-E, 2014) og samtidigt sket en udbygning af VE samt åbning af nye kulraftværker.

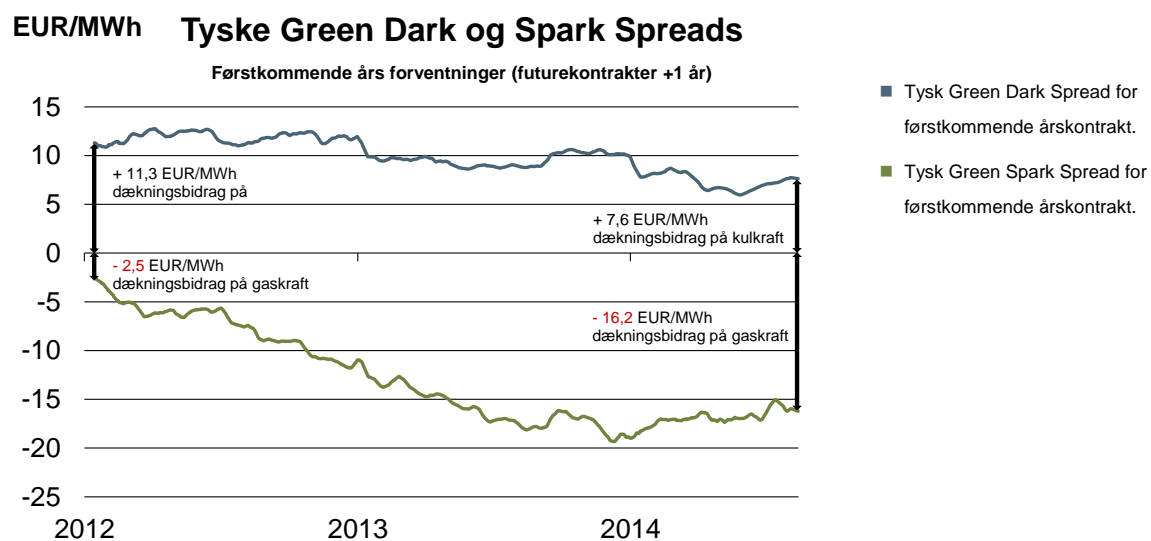
Tyskland eksporterer den største mængde el i dagtimerne, bl.a. hjulpet på vej af udbygningen med solceller. Den vedvarende energiproduktion ville – i et system hvor Tyskland var en ø – fortrænge kulraft i Tyskland. Pga. eksportmuligheden udkonkurrerer de tyske kulraftværker i stedet dyrere (evt. gasfyrede) værker i både Tyskland og nabolande.

Figur 13 Fremtidig udbygning af tysk kapacitet

Figur 13 De kommende 5 år vil Tyskland øge deres kapacitet af kulkraft, mens en del gasfyrede kraftværker lukkes ned. Desuden lukkes atomkraft i Tyskland som følge af den energipolitiske konsekvens efter atomkraftkatastrofen i Japan 2011. Det ses, at tysk nettokapacitet er faldende over de næste år.

Kilde: Bundesnetzagentur 2014a

Futures-markedet viser at gasprisen forventes at stige betydeligt i forhold til det nuværende elspotniveau (jf. **Figur 7**). Produktionen på gaskraft i første halvår af 2014 faldt 25 % i forhold til første halvår af 2013 og er mere end halveret i forhold til første halvår 2010 (Fraunhofer ISE 2014). Ændringerne skyldes bl.a. kombinationen af ny kulkraft-kapacitet (jf. **Figur 13**) og fortsat udbygning med VE. **Figur 13** viser yderligere, at der frem mod 2018 lukkes ca. 1000 MW gaskraft, som i 2018 erstattes af knap 1000 MW kulkraft.

Figur 14 Udvikling i tyske Green Dark- og Spark spreads førstkomende år.

Figur 14 viser udviklingen af de forventede tyske Green Dark og Spark spreads (GDS & GSS) i perioden 1.1.2012 – 13.08.2014. GDS og GSS viser differencen mellem de marginale omkostninger for henholdsvis kul- og gasfyret kraft og den tyske elpris, et groft udtryk for dækningsbidrag. Værdierne er 14-dages rullende gennemsnit af daglige værdier. Der er taget udgangspunkt i førstkomende årskontrakt, dvs. når man står i 2012, ses der på 2013-futuren, står man er i 2013, ses der på 2014-futuren, osv.

Kilde: ICE, SEB

5 Scenarier for elprisudviklingen i perioden 2017-2035

Fem elprisscenarier for perioden 2017-2035 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, så frem mod 2025 bliver kapacitetsbalancen mere og mere stram, hvilket fører til stigende elpriser og til, at prisdannelsen flytter sig fra en stort set ren kulmarginal til i højere grad at være påvirket af gasmarginalen. Dette understøttes yderligere af, at der ikke er økonomi i at bygge kulkraftværker frem mod 2035 i nogen af scenarierne. De politiske valg ifm. EU's 2030-målsætninger får stor indflydelse på elspotprisdannelsen i Danmark, idet de påvirker både elforbruget, mængden af VE og CO₂-kvoteprisen. Indførelsen af et regionalt kapacitetsmarked medfører, at elpriserne i Danmark bliver reduceret med henholdsvis 3 EUR/MWh i 2025 og 7 EUR/MWh i 2035 i forhold til scenariet uden kapacitetsmarked, hovedsageligt pga. fraværet af ekstrempriser. Forsinkelse af udbygningen af transmissionsforbindelser fra Danmark og Norge til England og Skotland medfører, at elpriserne i 2025 er knap 4 EUR/MWh lavere sammenlignet med scenariet uden forsinkelser.

I dette afsnit præsenteres resultaterne af Balmorelkørslerne. Der ses alene på elpriserne. En sammenligning af de modelberegne priser og Futurespriserne på kort sigt er beskrevet i Appendiks 3 – Validering af model, mens investeringerne der foretages i de forskellige scenarier fremgår af Appendiks 4 - Investeringer.

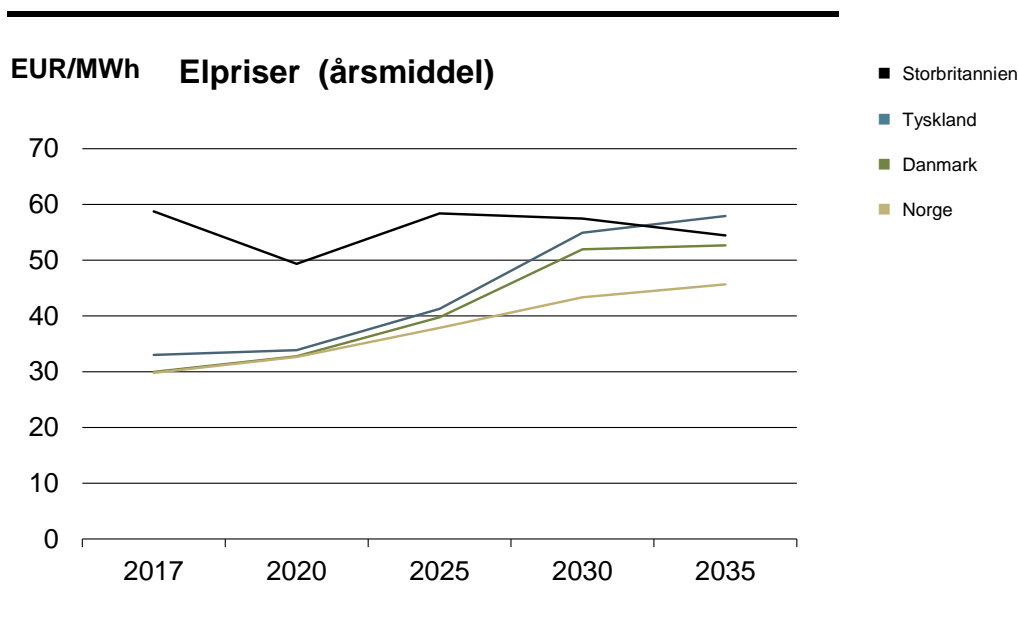
5.1 Strammere kapacitetsbalance fører til højere priser

I **Figur 15** ses resultater for elpriser i perioden frem mod 2035, beregnet med fastlåste Futures-inputpriser for kul, gas og CO₂-kvoter. Der ses generelle prisstigninger i alle områder bortset fra Storbritannien, hvor prisen holder sig nogenlunde stabil på 55-60 EUR/MWh i hele perioden, med en enkelt undtagelse i 2020. Den lavere pris i dette år skyldes, at der fra 2017 til 2020 bliver idriftsat 3,4 GW transmissionskapacitet fra fastlandet, hvilket afhjælper en stor del af kapacitetsmanglen. Hertil kommer, at yderligere 30 TWh/år vindkraftproduktion går i drift fra 2017-2020, hvilket giver en midlertidig reduktion i elprisen.

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 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 knap så høje elpriser som Tyskland pga. nærheden til den billige norske vandkraft. Storbritannien

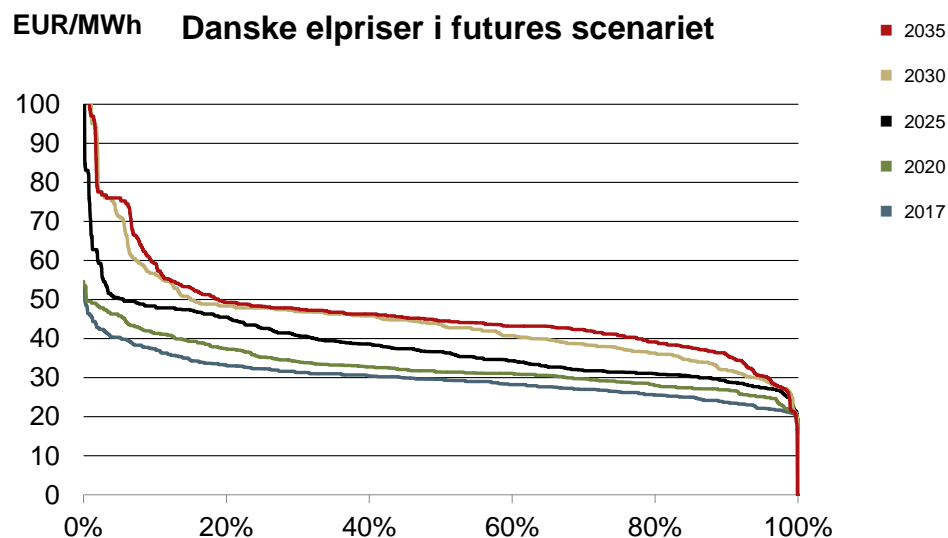
oplever allerede så stor effektknaphed, at det i et system uden kapacitetsmarked vil være rentabelt at etablere spidslastanlæg på kommercielle vilkår i 2017. Rentabilitet på kommercielle vilkår betyder, at et spidslastanlæg kan forrentes alene ved indtægter fra elspotmarkedet, hvilket indebærer, at prisloftet skal rammes ca. 15 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 i 2030, at der bliver økonomi i at investere i spidslastanlæg på kommercielle vilkår. Dette forklarer størstedelen af stigningen i de tyske og danske priser fra 2025 til 2030. Det skal bemærkes, at der i praksis vil være meget stor usikkerhed om, hvor ofte prisloftet rammes, og markedsaktørerne vil derfor kræve et risikotillæg, der gør, at antallet af timer formentlig skal højere end 15 i gennemsnit, før der investeres.

Figur 15 Middel-elpriser i Futures-scenariet



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Da nyinvesteringer skal forrentes, ses en udvikling mod generelt stigende priser, hvor 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 Futures-scenariet (scenarie 1) er ca. 48 EUR/MWh. Det ses ud fra **Figur 16**, at gas er marginalprissættende i 2 % af timerne i 2020, 9 % af timerne i 2025 og 19 % af timerne i 2030. Pga. den manglende udbygning med offshore vind i Futures-scenariet optræder der kun få timer, hvor elprisen går i nul.

Figur 16 Varighedskurver for danske elpriser i scenarie 1 (Futures)

Figur 16 Bemærk at akser er skåret af ved 100 EUR/MWh.

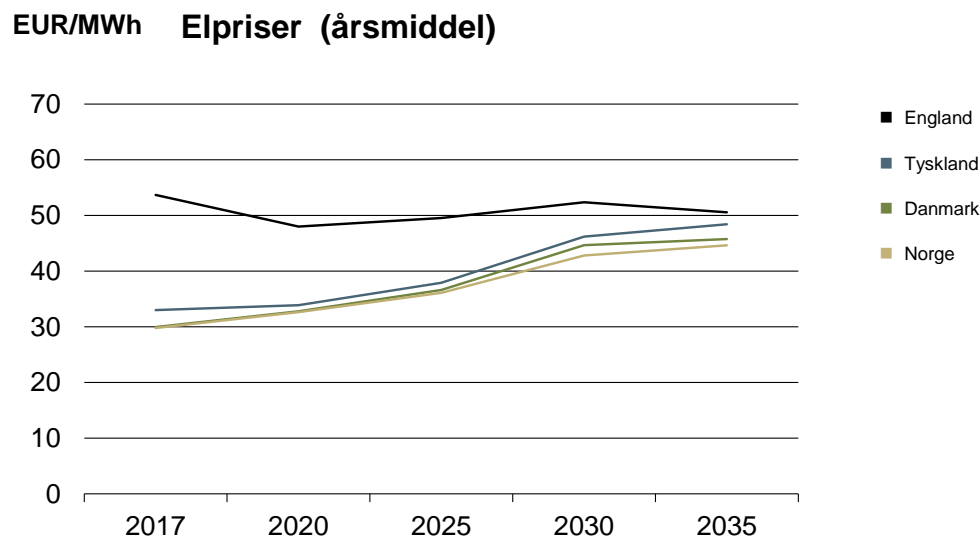
Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.2 Betydningen af kapacitetsmarked

Som tidligere nævnt bidrager ekstrempriser udløst af kapacitetsmangel væsentligt til de stigende elpriser. Hvis der indføres et kapacitetsmarked, vil det sikre, at der tilvejebringes tilstrækkelig kapacitet til, at der altid kan dannes priskryds på elspotmarkedet. Det betyder, at prisloftet aldrig vil rammes, hvilket fører til en betydelig reduktion af elprisen. I de tilfælde, hvor kapacitetsmarkedet fører til, at der investeres i anlæg med lave marginalomkostninger, vil kapacitetsmarkedet have en generel dæmpende effekt på elprisen¹⁶. Dette er dog kun tilfældet i begrænset omfang i beregningerne, da skrottingsforløbet er uafhængigt af økonomi og ens i alle scenarier.

For Danmark resulterer et kapacitetsmarked i 3 EUR/MWh lavere priser i 2025 end i scenariet uden kapacitetsmarked. I 2030 og 2035 er elprisen 7 EUR/MWh lavere.

¹⁶ 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.

Figur 17 Middel-elpriser i scenarie 2 (Futures Kap. Mar.).

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

5.3 Betydningen af transmissionsforbindelser til Storbritannien

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, vil det føre til lave priser i Norden. Modelberegningerne viser, at udskydelse og reduktion af transmissionsforbindelser fra Danmark og Norge til England og Skotland (som beskrevet i afsnit 3.2.1) reducerer årsmiddel-elprisen i Danmark med 1,3 EUR/MWh i 2020, stigende til 3,6 EUR/MWh i 2025 (større effekt end kapacitetsmarkedet). Herefter aftager forskellen i takt med, at prisdannelsen i Kontinentaleuropa (herunder Danmark) bliver mere gasbaseret, og eksporten til Storbritannien derfor bliver mindre end tidligere.

5.4 De politiske måls indvirkning på elspotprisen

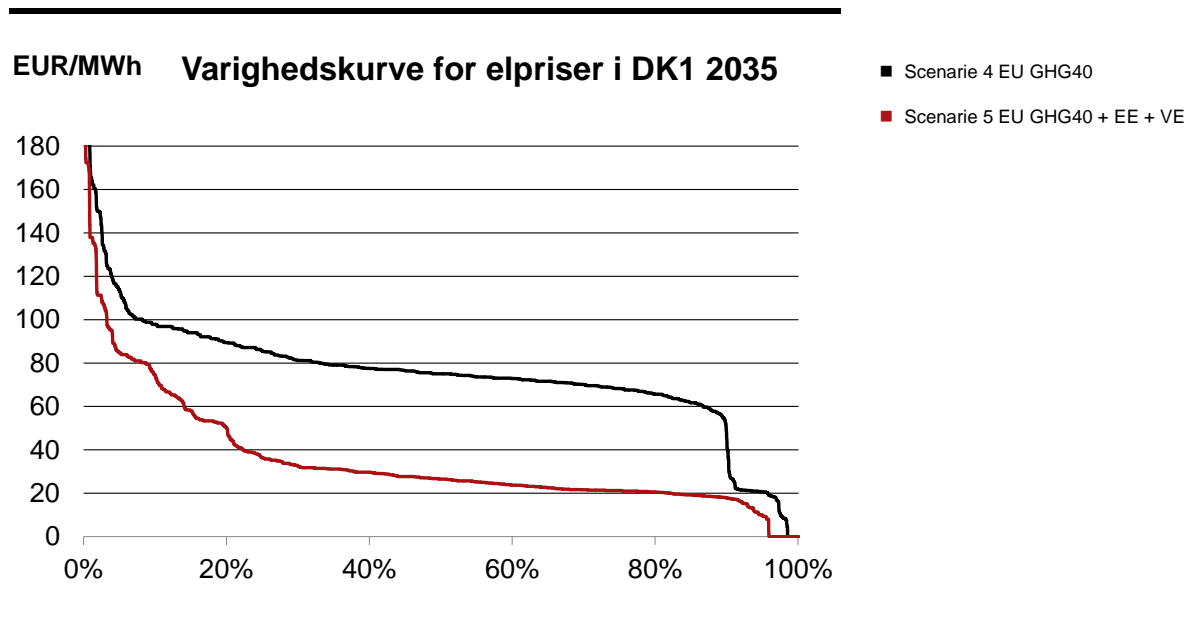
Kvoteprisen har direkte indflydelse på prisdannelsen, og effekten er stor, når kulkraft er det marginale elværk på markedet. Det kan dog ses ud af scenarierne, at de politiske måls påvirkning af elprisen er større end blot påvirkningen fra lavere marginalomkostninger på de fossile fyrede værker. Det lavere elforbrug i scenarie 5 (EU GHG40 + EE + VE) reducerer behovet for effekt og udskyder tidspunktet, hvor kapacitetsbalancen bliver så stram, at der bliver økonomi i at investere i spidslastanlæg på kommercielle vilkår. Derudover medfører det, at kul er marginalprissættende i en større del af timerne i stedet for gas.

VE-målsætningen har desuden stor påvirkning på elspotmarkedet. Dette sker både gennem reducerede kvotepreiser, og ved at støttet VE-produktion vil blive presset ind i systemet og fortrænge produktionsformer med højere variable

omkostninger. Pga. de begrænsninger der er sat op for modellen, kan modellen alene indfri VE-målet gennem investeringer i træpille-kraftværker eller havvindmøller, samt øget drift på eksisterende biomassefyrede værker i det omfang, at der er uudnyttet kapacitet. Den store mængde havvind resulterer i en række timer med nulpriser, hvor vindkraft må standes og en stort antal timer med meget lave priser med brunkul eller atomkraft som marginale kraftværker.

I scenarie 5 (EU GHG40 + EE + VE) flyttes dækningen af en stor del af omkostningerne fra elspotmarkedet til støtteordninger til VE, og en lav kvotepris sikrer, at de tilbageværende fossilfyrede enheder har lave omkostninger.

Figur 18 Varighedskurver for elpriser i Vestdanmark 2035 (EU-scenarier)



Figur 18 Elspotpriser sorteret efter størrelse i EU-scenarierne. Akselen er skåret af ved 180 EUR/MWh, så elpriser på prisloftet (3.000 EUR/MWh) ses ikke.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

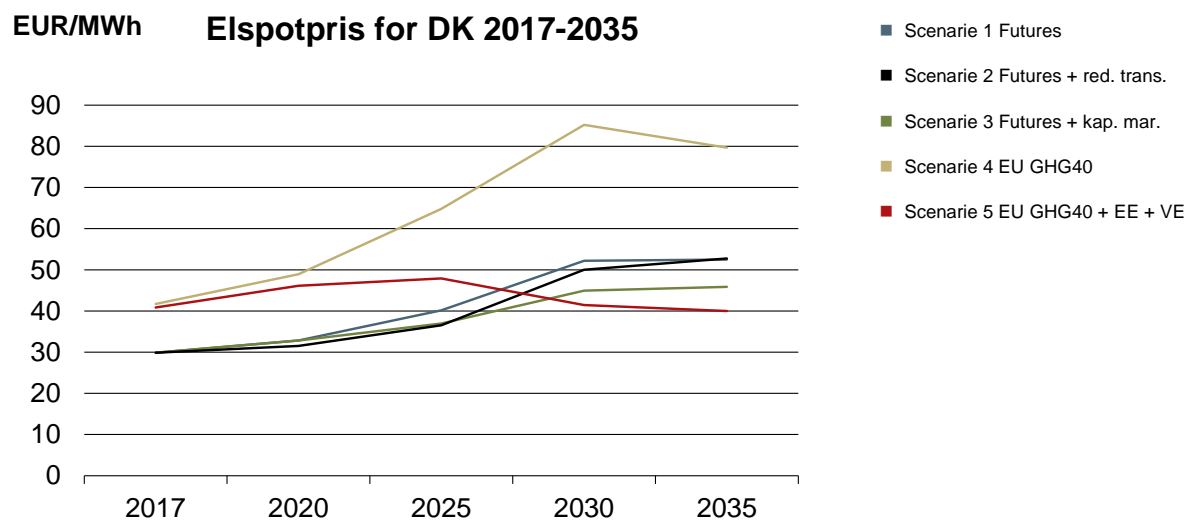
5.5 Sammenligning af scenarierne

Den resulterende elspotpris for Danmark¹⁷ er vist i **Figur 19**. Det ses, at Futures-scenarierne (scenarie 1, 2 og 3) giver de laveste priser først i perioden, mens EU-scenarierne (scenarie 4 og 5), pga. antagelse om højere CO₂-kvote og kulpriser, får en elpris, der er mere end 10 EUR/MWh højere i 2017. I takt med stigende priser på særligt CO₂-kvoter og en strammere kapacitetsbalance øges elpriserne i scenarie 4 (EU GHG40) frem mod 2030. Herefter falder den en anelse. Dette skyldes bl.a., at der ikke skrottes lige så mange værker fra 2030-2035 som i de øvrige perioder, hvilket gør, at der kommer færre timer med prisspidser, fordi kapacitetsbalancen bliver knap så stram. Hertil kommer den fortsatte udbygning med landvind og solceller og

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

billigere havvind. Med de anvendte forudsætninger falder LCOE¹⁸ for havvind fra knap 100 EUR/MWh i 2017 til 78 EUR/MWh i 2030 og 67 EUR/MWh i 2035.

Figur 19 Middel-elpriser for Danmark i de forskellige scenarier



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

¹⁸ Levelised cost of electricity = Årlige investerings- og driftsomkostninger divideret med antal driftstimer over året.

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. Udlandsforbindelser (særligt til England) kan forbedre økonomien for kraftværkerne noget, men hvis udlandet indfører et kapacitetsmarked – og Danmark ikke gør det – vil det gå ud over indtjeningen for danske værker. Vedtages en ambitiøs klimapolitik, vil det forværre økonomien i kulkraft betydeligt og gøre drift af kulkraft i 2035 urentabelt. Gasfyrede værker er nødsaget til at basere deres businesscase på indtjening i meget få timer, hvilket er risikofyldt. I modelkørslerne bliver helt op til halvdelen af dækningsbidraget hentet i de få timer, hvor elprisen rammer prisloftet.

6.1 Spreads

For kraftværksejere vil det typiske 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, der er beskrevet nærmere i boksen i afsnit 4.4, er elprisen fratrukket de variable omkostninger og udtrykker dækningsbidraget for et værk. To typer af spreads er af særlig interesse.

- Green Dark Spread (GDS): 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): 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.

I **Figur 20** er vist GDS for et kulfyret værk i Vestdanmark i 2035. Værdien viser det gennemsnitlige dækningsbidrag, 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. Generelt er GDS for Vestdanmark stigende i takt med, at det nuværende overskud af kulfyret kapacitet bliver reduceret.

Generelt er dækningsbidragene meget små på eksisterende værker frem mod 2025. I EU-scenarierne bliver økonomien meget dårlig i 2035. I scenarie 4 (EU GHG40) pga. høje kvotepriser, og i scenarie 5 (EU GHG40 + EE + VE) pga. lav efterspørgsel og prispres fra VE. Kun i Futures-scenarierne bliver økonomien i kulkraft mere attraktiv i 2030 og 2035. Det er dog ikke sikkert, at et GDS på ca. 15-20 EUR/MWh vil være tilstrækkeligt til at sikre investeringer

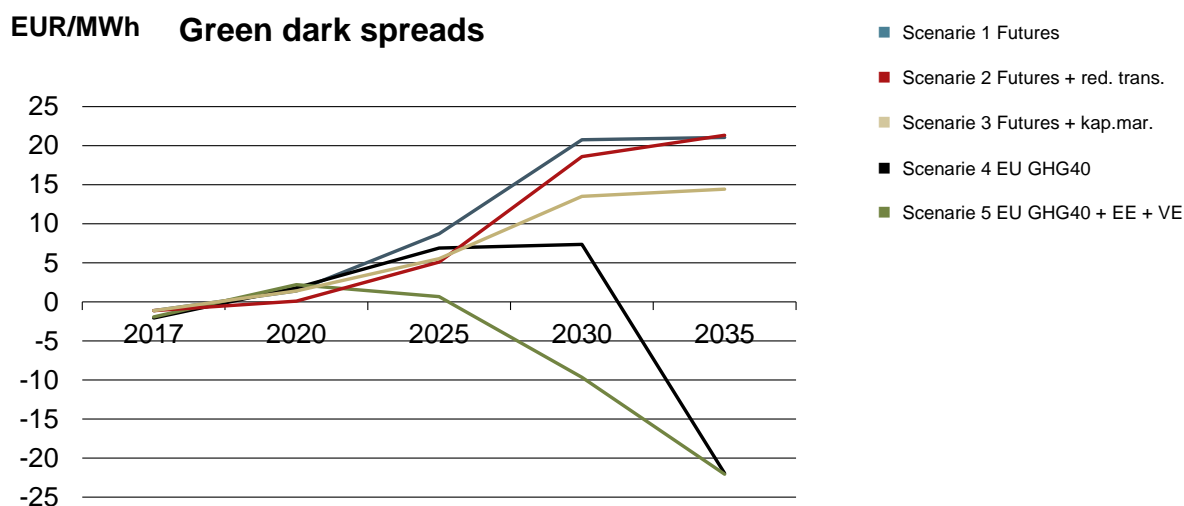
i levetidsforlængelser¹⁹. Særligt ikke hvis værkerne skal igennem mere end ti år med GDS tæt på nul. Iflg. Ifølge Energistyrelsens teknologikatalog (ENS, 2014) koster fast D&V på et kulkraftværk 57.200 EUR/MW/år, hvilket kan oversættes til et behov for et GDS over 7 EUR/MWh for at undgå tab på eksisterende aktiver.

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.

Hvis udlandet indfører et kapacitetsmarked, og Danmark ikke gør det, vil det få stor negativ indflydelse på økonomien på danske kraftværker. Det kan ses ved at sammenligne GDS for scenarie 1 (Futures) og scenarie 2 (Futures med kapacitetsmarked). Hvis prisen aldrig rammer prisloftet, som følge af kapacitetsmangel i det nordeuropæiske elsystem, og danske værker samtidig ikke modtager kapacitetsbetaling, vil det forværre økonomien betydeligt (ca. 7 EUR/MWh i 2030 og 2035).

Ligeledes ses det i **Figur 20**, at udlandsforbindelser har en positiv indvirkning på kraftværkernes indtjening (forskellen mellem de to scenarier er 1,3 EUR/MWh i 2020 og 3,6 EUR/MWh i 2025).

Figur 20 GDS i Vestdanmark 2035



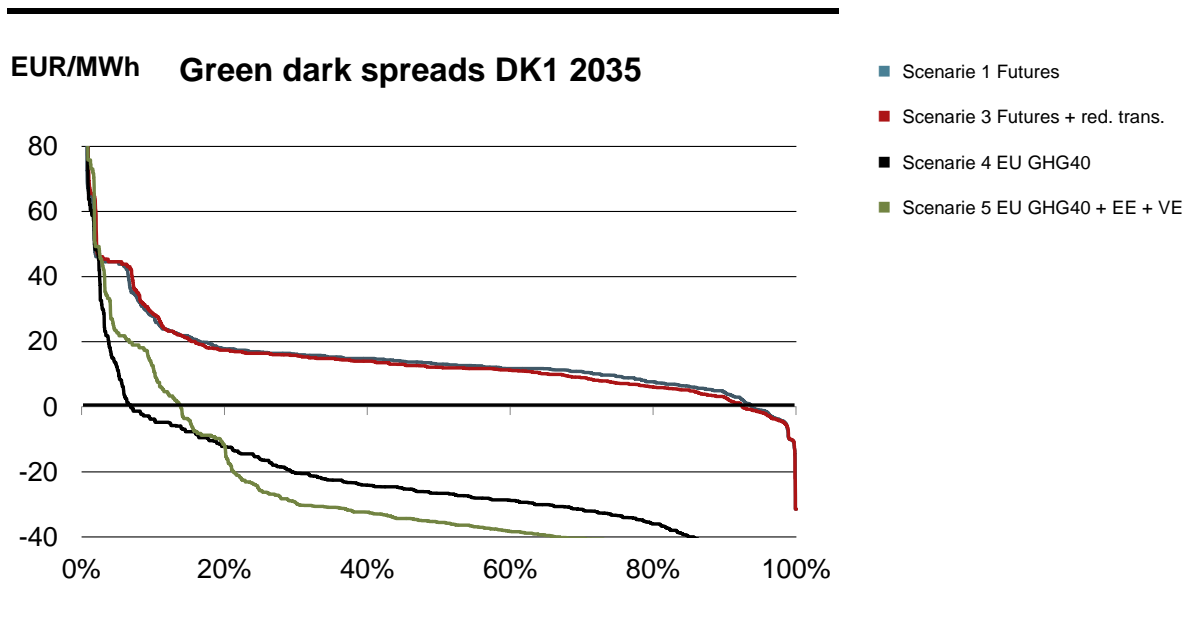
Figur 20 Green Dark Spreads (elpris fratrukket kulmarginal) sorteret efter størrelse i Futures- og EU-scenarierne.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

¹⁹ 15-20 EUR/MWh er ca. halvdelen af, hvad afskrivninger af investeringen og fast D&V koster for et nyt kulkraftværk.

I **Figur 21** ses varighedskurver på GDS i 2035. Disse er konstrueret ved at udregne dækningsbidraget i hver time. I ingen af scenarierne er der tilstrækkelig økonomi til at investere i kulkraft, men hvis der stod et kulkraftværk i Vestdanmark i 2035, ville det være i drift stort set konstant i Futures-scenarierne. I EU-scenarierne medfører de store mængder øvrig kapacitet (bl.a. havvind) og højere kul- og kvotepriser, at værkeres driftstid er stærkt begrænset. I mange af de timer, hvor værkerne kan være i drift, er det desuden med små spreads. I scenarie 4 (EU GHG40) er driftstiden med positive spreads reduceret til ca. 500 timer på et år, hvilket, udover de ovennævnte faktorer, skyldes kvoteprisen på 67 EUR/ton i 2035, der resulterer i en kulmarginal på lige over 100 EUR/MWh.

Figur 21 Varighedskurver for GDS i Vestdanmark 2035

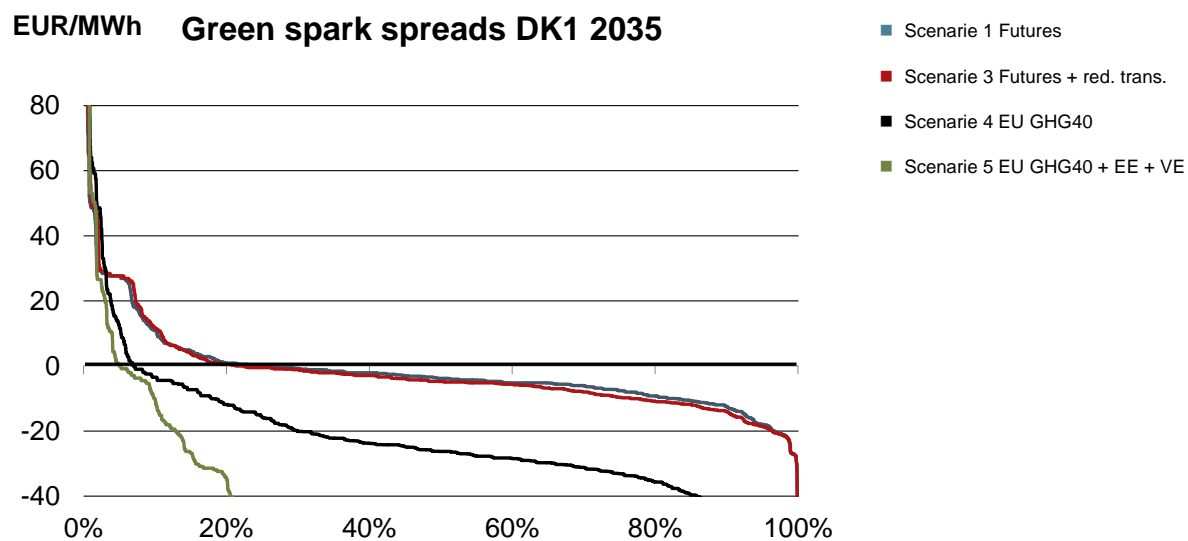


Figur 21 GDS (elpris i hver time fratrukket kulmarginal) sorteret efter størrelse. Scenariet med kapacitetsmarkedet er ikke vist, da det ligger oven i Futures-scenariet, bortset fra de få timer med de højeste priser.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Et effektivt gasfyrret combined cycle værk (CCGT-værk) vil få endnu mindre driftstid, hvis det stod opført i Vestdanmark i 2035. Det er valgt ikke at vise en årlig GSS, da værkerne ikke er i drift i en meget stor del af timerne, og det derfor er mere relevant at kigge på varighedskurverne (**Figur 22**). I alle scenarierne får værkerne meget korte driftstider (knap 2.000 i Futures-scenarierne og ca. 500 i EU-scenarierne). Dette resulterer i en usikker businesscase baseret på indtjening i få timer. På både **Figur 21** og **Figur 22** er akse skåret ved 80 EUR/MWh. I alle scenarierne optræder der omtrent 15 timer, hvor prisen rammer prisloftet, hvilket er nødvendigt for at sikre nye spidslastanlæg på kommercielle vilkår. Disse timer bidrager med over halvdelen af dækningsbidraget fra elsalg for CCGT-værkerne i 2035. Når der alligevel investeres massivt i CCGT i Danmark i 2035 i scenarie 1 (Futures) skyldes det til dels, at varmesiden kan sikre fornuftig økonomi i anlæggene på trods af de lave indtægter fra elsalg (jf. Appendiks 4 - Investeringer).

Figur 22 Varighedskurver for GSS i Vestdanmark 2035



Figur 22 GSS (elpris fratrukket gasmarginal) sorteret efter størrelse. Scenariet med kapacitetsmarked er ikke vist, da det ligger oven i Futures-scenariet, bortset fra de få timer med de højeste priser.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

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 VE i elsystemet forårsager. Historisk har en øget andel af vind medført stigende prispres, da VE kannibalerer deres egen afregningspris ved at fortrænge dyrere produktion. Ved øget VE-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 de eksisterende begrænsninger for eltransmission, samt at modellen ikke medtager start-stop omkostninger for kraftværker.

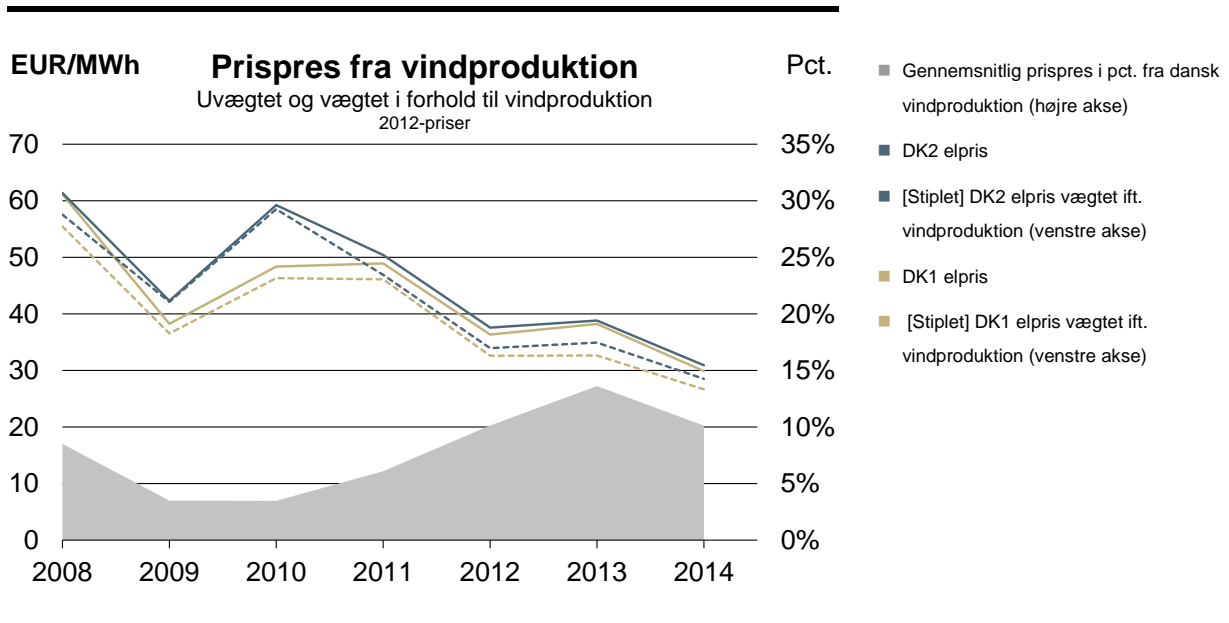
Med stigende andel af VE i både det nordiske og det tyske system, vil der opstå et øget prispres, da VE-produktionen fortrænger anden dyrere produktion. Dette udmønter sig i en lavere middel-elpris, men påvirker særligt den VE selv. Idet vindmøllerne og solcellerne presser prisen, når de producerer, oplever de typisk en afregningspris, der er lavere end markedsgennemsnittet²⁰. Denne kannibalerings effekt bliver mere udtalt i takt med, at der udbygges mere med VE.

7.1 Historisk prispres på vindkraft

I **Figur 23** kan ses, at det nedadgående prispres fra vind i Danmark steg fra 8,5 % i 2011 til 13,6 % i 2013. I denne periode er kapaciteten øget noget, bl.a. med idriftsættelsen af Anholt havvindmøllepark. Størstedelen af forklaringen skal dog formentlig findes i den stærkt reducerede tilgængelighed på Jylland-Tyskland-forbindelsen og den større udbygning med vindkraft i nabolandene. En del af det høje prispres i 2013 kan desuden forklares ved, at der fredag d. 7. juni 2013 optrådte 5 timer med ekstremt høje priser omkring 15 kr./kWh. I dette tidsrum var vindkraftproduktionen meget lav. Denne effekt tegner alene 1,5 procentpoint af prispresset for 2013. For 2014, hvor datagrundlaget kun dækker til og med midt oktober, ses, at prispresset er reduceret til 2012-niveau på 10,1 %. Da sidste kvartal af 2014 ikke er inkluderet endnu, er det vanskeligt at konkludere, om det årlige prispres i 2014 reelt bliver mindre end 2013. Dette afhænger både af den generelle balancesituation i Norden²¹, den tilgængelige transmissionskapacitet, og af hvordan vindkraftproduktionen bliver i 4. kvartal, hvor der sæsonmæssigt typisk er høj vindkraftproduktion.

²⁰ Afregningen til vindmøller er den årlige indtjening divideret med produktionen, mens markedsgennemsnittet er gennemsnittet af elspotpriserne hen over året.

²¹ Pr. uge 40 i 2014 var den hydrologiske balance i Norden en del under normalen (75 % fyldte reservoirer mod en normal på 85 %) (Nordpool, 2014). Dette kunne indikere en lettere presset balancesituation, hvor risiko for højt prispres kan opstå ved høj og fluktuerende vindkraftproduktion.

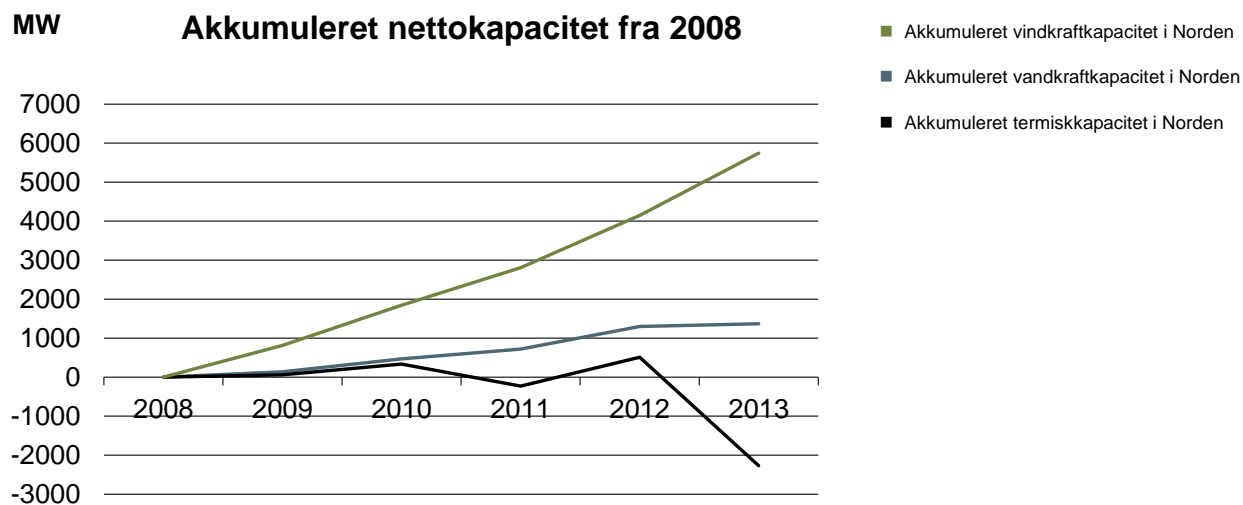
Figur 23 Prispress på elprisen fra dansk vindproduktion

Figur 23 Det ses, at prispresset er steget fra 8,5 pct. i 2011 til 13,6 pct. i 2013. I 2014 (t.o.m. 10.10) var prispresset 10 pct.

Kilde: Energinet.dk (Markedsdata udtræk pr. 10.10.2014)

I Norden er vindkapaciteten steget med 3000 MW til 10.500 MW fra 2011 til 2013, hvor Sverige, med 1500 MW ny vindkraftkapacitet, er det land i Norden, der har udbygget mest vindkraft i denne periode (Nord REG, 2014). Tyskland har i samme periode oplevet en vækst i landbaseret vindkraft på 3.300 MW til samlet 32.000 MW i 2013 (Fraunhofer, 2014). I både Norden og Tyskland er der en forventning om, at der fortsat vil blive investeret meget i vindkraft (se f.eks. Appendiks 2 - Forudsætninger).

Overordnet er den nordiske elproduktionskapacitet generelt vokset siden 2008 (Nord REG, 2014). 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. 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 24 Akkumuleret nettokapacitet for vind-, vand- og termisk kraft i Norden

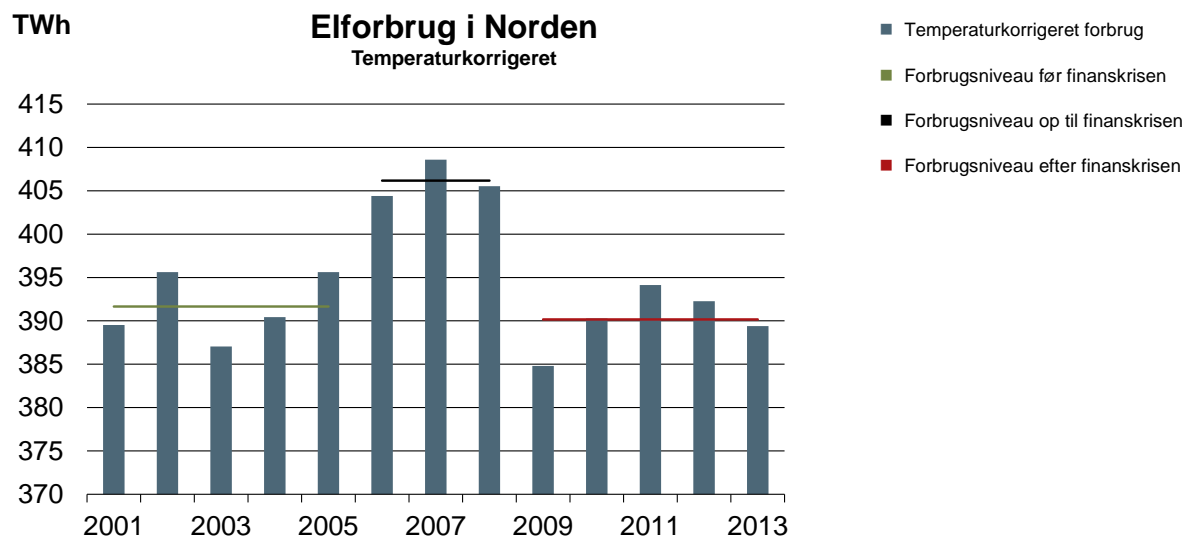
Figur 24 Vindkraft udbygges støt i Norden, vandkraft i mindre grad, mens den termiske kapacitet har ligget relativt stille siden 2008. I 2012 skrottede Danmark 2300 MW af kapaciteten på sine centrale værker.

Kilde: Nord REG 2014. Norden inkluderer DK, FI, NO og SE.

Som det ses af **Figur 25**, ligger det nordiske elforbrug nu på omtrent det samme niveau som før finanskrisen (2001-2005), men er langt fra forbruget der blev observeret op til finanskrisen (2006-2008)

Fortsat udbygning af kapacitet med lave marginale produktionsomkostninger i Norden²² vil presse elprisen, hvis forbruget ikke tager til. I sådan en situation vil Norden øge eksporten, hvis der er tilgængelig kapacitet på udlandsforbindelserne. Størrelsen af dette generelle prispres vil afhænge af transmissionsudbygningen mod udlandet (jf. scenarie 1 (Futures) vs. Scenarie 3 (Futures med reduceret transmission)).

²² Opgraderinger af svensk kernekraft, snarlig idriftsættelse af finsk kernekraft, og som nævnt udbygningen med VE under det fælles svensk-norske eicertifikatmarked.

Figur 25 Nordisk elforbrug 2001-2013**Figur 25** Forbrugsudvikling i Norden (DK, SE, FI, NO) før, op til og efter finanskrisen.

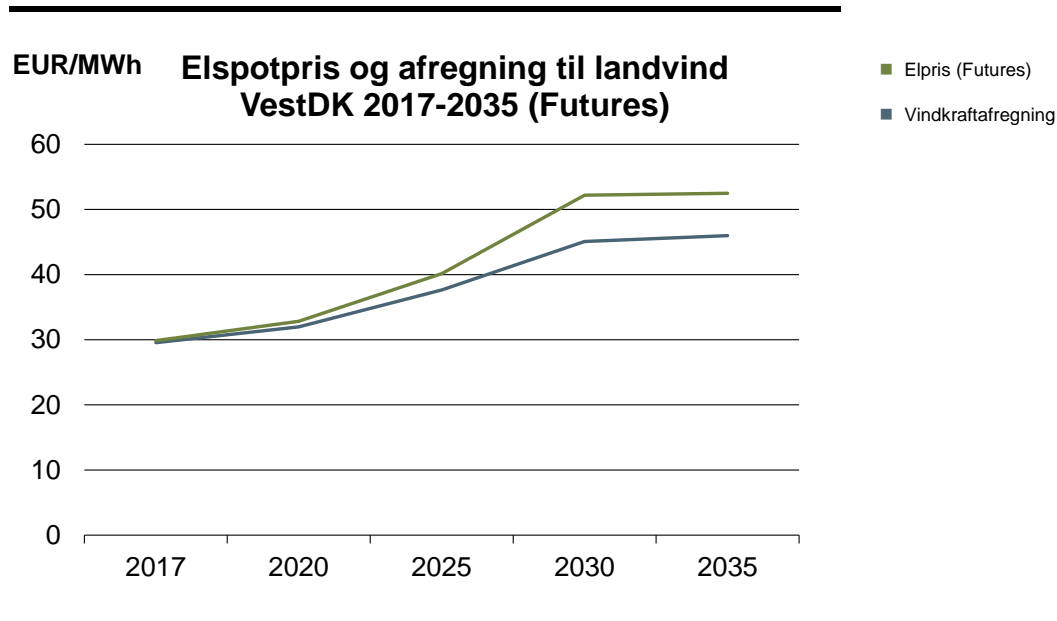
Kilde: NordPool

7.2 Prispres på vind i scenarierne

Som beskrevet i forrige afsnit oplever vindkraft typisk en lavere afregning end markedsmiddelvejprisen, idet vindkraften presser elprisen i de timer, hvor den producerer mest. Som det ses i **Figur 26**, reproducerer Balmorel kun denne effekt i meget begrænset omfang. Det skyldes formentlig, at Balmorelmodellen brugt i dette studie ikke i tilstrækkeligt omfang medtager de eksisterende begrænsninger for eltransmission mellem Danmark og udlandet, ikke medtager de interne transmissionsbegrænsninger i Norge og Sverige, samt at modellen ikke medtager start-stop omkostninger for kraftværker²³. Først sidst i perioden (2030-2035) opstår der et reelt prispres i scenarie 1 (Futures). Dette skyldes primært, at vindkraften ikke får del i de ekstrempriser, der opstår, når kapacitetsbalancen bliver for stram. Disse priser indtræffer på tidspunkter med højt forbrug og lav vindkraftproduktion.

²³ I praksis medfører start-stop omkostninger, at nogle værker er nødt til at producere i timer med negative dækningsbidrag for at kunne tjene flere penge i andre timer med højt dækningsbidrag. Dette fører til større prisudsving, da der herved både opstår perioder med lave priser, hvor værkerne er i drift, selvom de taber penge i den givne periode, da det ikke kan betale sig at slukke dem.

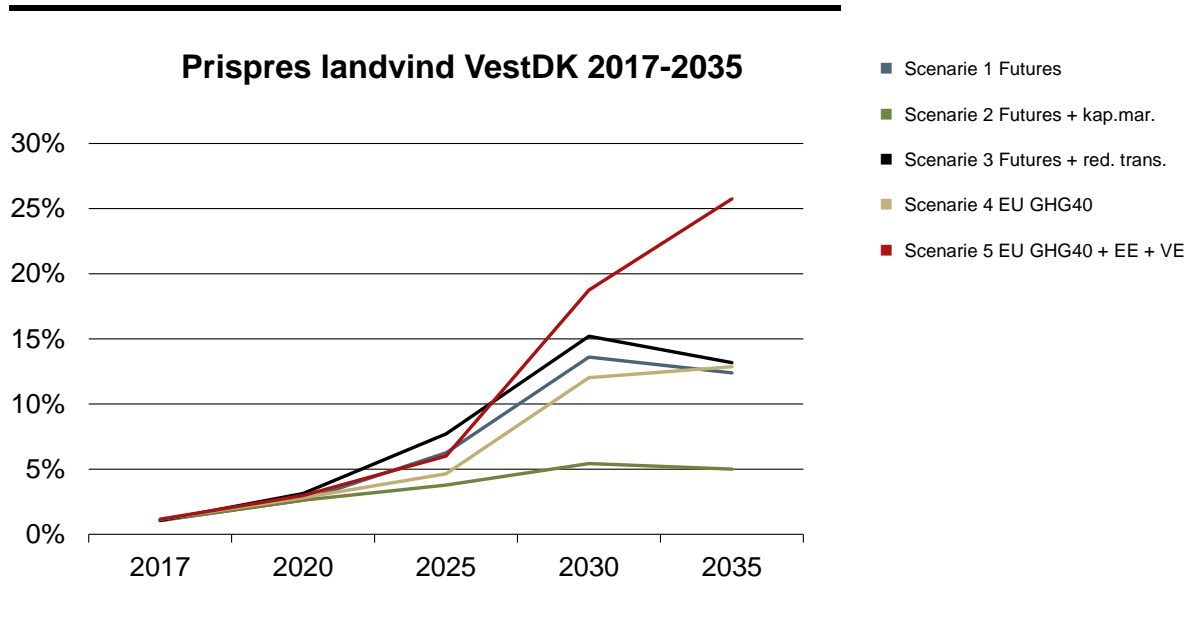
Figur 26 Middel-elpriser og afregning for landvind i Vestdanmark



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Figur 27 viser, at det modelberegne prispres i scenarie 2 (Futures med kapacitetsmarked) når 5 % i 2030-2035. Dette er væsentligt under, hvad presset er i dag. Det ses, at vindens manglende produktion i timer med elpriser på prisloftet fører til et betydeligt prispres i scenarierne uden kapacitetsmarked. Herudover ses det, at reduceret transmission, udover at give generelt lavere elpriser, også øger prispresset.

Figur 27 Prispres for landvind i de forskellige scenarier



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

7.3 Prispres på solceller i scenarierne

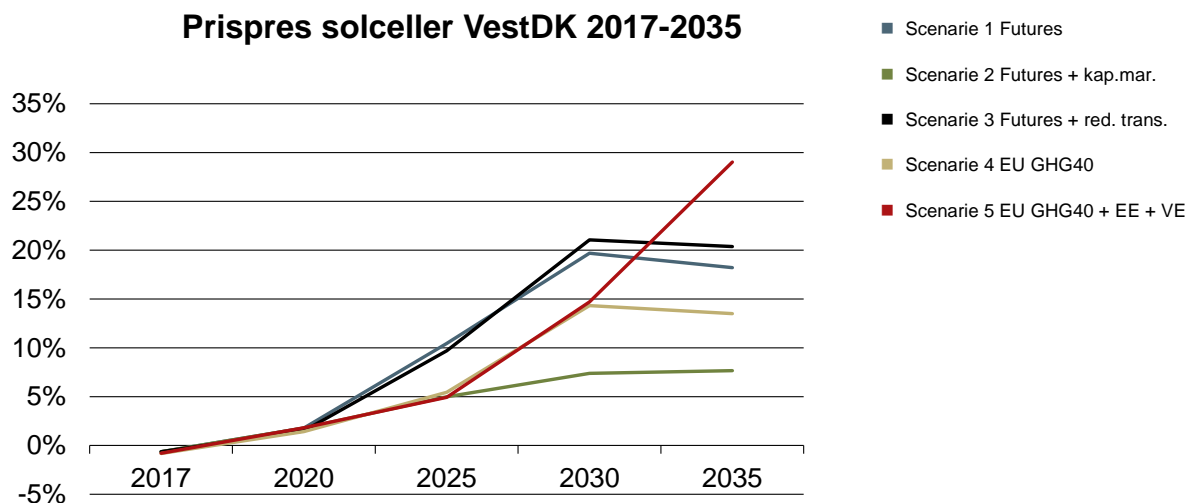
På samme måde som vindmøller presser elprisen, er der en effekt fra solceller. Denne begynder så småt at vise sig i disse år, hvor der i enkelte tilfælde har været negative priser midt på dagen som følge af stor solcelleproduktion i Tyskland kombineret med en relativt stor vindkraftproduktion.

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.

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

Figur 28 Prispres for solceller i de forskellige scenarier



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Som det ses af **Figur 28**, er prispresset negativt i 2017, hvilket illustrerer den førnævnte effekt, hvor solceller afregner til over gennemsnitsmarkedsprisen. I 2020 ses, at prispreseffekten tager til, og i scenarie 2 (med kapacitetsmarked) stiger prispresset til 8 %. For de øvrige scenarier er prispresset markant højere, men dette skyldes primært, at solceller ikke har nogen produktion i de timer om vinteren, hvor prisloftet rammes, og hvor der er behov for spidslastproduktion. Derfor slår effekten af ekstrempriser fuldt igennem og

giver et prispres på ca. 20 % i 2030 og 2035 i Futures-scenarierne uden kapacitetsmarked. I scenarie 4 (GHG40) rammes prisloftet ligeledes, men her er den relative effekt mindre, da priserne generelt er højere. I scenarie 5 (med EE + VE) rammes prisloftet kun i 5 timer i 2030, mens effekten af manglende produktion i timer med ekstrempriser slår fuldt igennem i 2035 med en gennemsnitlig afregning for solceller på 28 EUR/MWh mod en middelpriis på 40 EUR/MWh.

8 Referencer

| | |
|---------------------------------|--|
| ACC, 2014 | Association of Corporate Counsel, 2014 Budget 2014: Carbon price floor frozen at 2015 level until 2020 & extra CCS funding http://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=d784fe12-58e4-47e3-a22d-c817cdac8056 |
| APX | APX, APX Power Spot Exchange http://www.apxgroup.com |
| Bundesnetzagentur, 2014a | Bundesnetzagentur, 2014 Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, 5-3-2014 http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html |
| Bundesnetzagentur, 2014b | Bundesnetzagentur, 2014 Photovoltaikanlagen http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText1 |
| DKVIND, 2014 | DKVIND, 2014 Vindens energiindhold. Nøgletal og vindindeks - historisk http://www.dkvind.dk/html/nogletal/energiindhold_tidligere.html |
| EEX | EEX, European Energy Exchange http://www.eex.com |
| Energinet.dk, 2014a | Energinet.dk, 2014a Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035 http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Energinet%20dks%20analyseforuds%C3%A6tninger%2014-2035%20maj%202014%20final.pdf |
| Energinet.dk, 2014b | Energinet.dk, 2014 Konceptpapir for indkøb af strategiske reserver i Østdanmark http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Konceptpapir-%20for%20indk%C3%B8b%20af%20strategiske%20reserver%20i%20%C3%98stdanmark.pdf |
| ENS, 2012a | Energistyrelsen, 2012 Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-beregnings-forudsætninger |
| ENS, 2012b | Energistyrelsen, 2012 Danmarks Energifremskrivning 2012 http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/danmarks_energifremskrivning_2012.pdf |
| ENS, 2012c | Energistyrelsen, 2012 Baggrundsnotat C: Dokumentation af el- og fjernvarmefremskrivning http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/fremskrivninger/C%20-%20EI%20og%20Fjernvarme.pdf |
| ENS, 2014 | Energistyrelsen, 2014 Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger |
| ENTSOE-E, 2014 | ENTSOE-E, 2014 Statistical part of ENTSO-E website https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx |
| 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 |
| EU, 2014 | EU, 2014 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - IMPACT ASSESSMENT http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN |
| Fraunhofer ISE, 2014 | Fraunhofer ISE, August 11, 2014 Electricity production from solar and wind in Germany in 2014 - Half year report 2014 http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf |
| ICE | ICE, Intercontinental Exchange http://www.theice.com |
| 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/ |
| Nordpool, 2014 | Hydrologisk balance, 2014 Reservoir Content for Electrical Exchange Area http://www.dynamic.nordpoolspot.com/marketinfo/rescontent/area/rescontent.cgi |
| Nord REG, 2014 | Nord REG, 2014 Nordic Market Report http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf |
| SEB, | SEB, Skandinaviska Enskilda Banken AB http://www.seb.se/ |
| Statnett, 2014a | Statnett, 2014 The NSN cable to the UK http://www.statnett.no/en/Projects/Cable-to-the-UK/ |

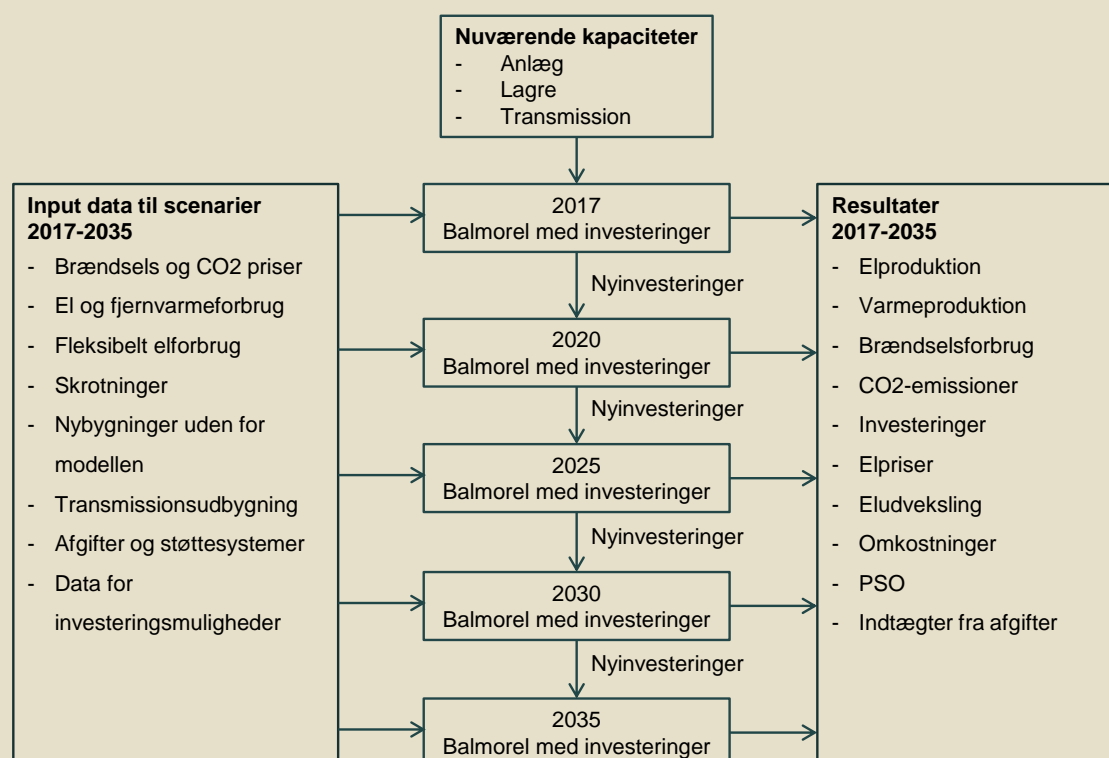
Appendiks 1 - Balmorelmodellen

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)



Alle scenarier er gennemregnet to gange. Første gang som en investeringskørsel, hvor balmorelmodellen bygger nye kraftværker eller varmekedler, når ekstra kapacitet medvirker til at minimere de samlede omkostninger inden for året. Da investeringsmodellen er beregningstung, er disse kørsler blevet kørt med 13 uger, dvs. 2148 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 residualforbrug for hele året og de 13 repræsentative uger.

Herudover er der kørt en driftskørsel med alle 52 uger, hvor modellen ikke har mulighed for at investere, men hvor kapaciteterne fra investeringskørslen er lagt ind.

På trods af den temmelig gode overensstemmelse mellem varighedskurven for residualforbruget (forbrug fratrukket uregulerbar VE-produktion) i de to kørsler kan der optræde forskelle i antallet af timer, hvor kapaciteten er utilstrækkelig og prisloftet rammes, da dette er meget følsomt for små ændringer i residualforbruget. Dette har dog begrænset betydning for resultatet.

Modellering af kapacitetsbalance

Modellen sikrer, at elforbruget altid kan opfyldes i alle timer i alle år ved at opstille den nødvendige kapacitet, således at strømmen leveres billigst muligt (inklusive investeringsomkostninger). Såfremt der ikke indlægges en særlig sikring af kapacitetsbalancen, vil omkostningen til denne kapacitet tilfalde elbalanceligningen (altså elproduktion + netto-import = forbrug) i modellen, hvilket resulterer i, at markedsprisen vil ramme prisloftet på 3.000 €/MWh i de ca. 15 timer, der er nødvendige for at sikre økonomien i investering i et spidslastanlæg (OCGT).

I modelkørslerne med kapacitetsmarked (scenarie 2) er kapacitetsbehovet imødekommet ved at indlægge kapacitetsligninger, som sikrer, at elforproduktionskapaciteten dækker spidslasten:

- En **regional** kapacitetsbalanceligning, hvor kapacitetsværdien af den samlede installerede elkapacitet summeret over alle lande dækker det simultane maksimalforbrug over alle lande tillagt 5 % (10-årsvinter) suppleret med:
 - En **national** kapacitetsbalanceligning, hvor kapacitetsværdien af den installerede elkapacitet i hvert enkelt land plus halvdelen af elimportkapaciteten til landet skal kunne dække maksimalforbruget i landet tillagt 5 % (10-årsvinter).

Vind tildeles en kapacitetsværdi på 5 % af den installerede effekt, konventionelle værkers kapacitetsværdi er 95 % af installeret effekt, solceller har en kapacitetsværdi på 0.

Den regionale kapacitetsbalance kan tolkes som, at landene i modellen samarbejder om sikring af den nødvendige produktionskapacitet og nyinvesteringer, der bidrager til kapacitetsbalancen, og modtager en særskilt betaling (som set i dag via tvangskørsel, reservekraftbetalinger mv.).

Den nationale kapacitetsbalance kan tolkes som, at hvert land i nogen grad sikrer sin egen kapacitetsbalance og dermed gør sig mindre afhængig af udlandet.

Kapacitetsligningerne betyder, at modellen kan vælge at investere i elproduktionskapacitet, som ikke nødvendigvis vil være rentabel på markedsvilkår uden et kapacitetsmarked.

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 2014-2035²⁴ anvendt til fremskrivning af elforbrug, og elforbrugsprofilerne er lavet på baggrund af historiske data fra 2011 fra Energinet.dk²⁵.

I øvrige lande er forbruget fremskrevet ud fra EU-Kommissionens referencescenarie EU Energy Trends²⁶. Som elforbrugsprofiler er anvendt historiske 2011-data fra ENTSO-E²⁷. Alle data er korrigeret for nettab.

I scenarie 5 (EU GHG40 EE + VE) – scenariet med energibesparelser – er der antaget en 6,4 % reduktion i elforbruget i 2030, hvilket stemmer overens med Tabel 13 i EU-Kommissionens Impact Assessment for 2030-pakken²⁸, hvor den samlede elproduktion falder fra 3664 TWh/år til 3431 TWh/år i hele

²⁴ Energinet.dk, 2014, Analyseforudsætninger 2014-2035

<http://www.energinet.dk/DA/EI/Udvikling-af-elsystemet/Sider/Elforbrugsfremskrivninger.aspx>

²⁵ Energinet.dk, 2014, Udtræk af markedsdata

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

²⁶ EU Energy Trends to 2050, update 2013

http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/trends_to_2050_update_2013.pdf

²⁷ ENTSO-E, 2011 "Hourly load values for all countries for a specific month", 2011 data

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

²⁸ Commission Staff Working Document - Impact Assessment, EU-Kommissionen, 2014

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>

EU. Det er antaget, at reduktionen er 3,2 % i 2025 og også 6,4 % i 2035 ift. GHG40-scenariet.

Fleksibelt elforbrug. Fremskrivning af antal elbiler i Danmark 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 eMotion²⁹ og egne antagelser. Individuelle varmepumpers forbrug er en del af fremskrivningen af elforbruget fra Energinet.dk's analyseforudsætninger. Modellen investerer i store varmepumper i fjernvarmen, når det er økonomisk optimalt. Elforbruget til disse bestemmes af modellen.

Varmeforbrug. I Danmark er varmeforbrugsprofilen bestemt vha. temperaturtidsseriedata fra København og Århus for 2011, og der er for andre lande anvendt repræsentative temperaturprofiler³⁰. Fjernvarmeforbruget i Danmark er opsplittet og estimeret i 28 områder ud fra Energistyrelsens Energiproducenttælling, 2011³¹. 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 kraftvarme³².

VE-tidsprofiler og -kapaciteter

Vindkraft. Offshore vind-profiler baseret på time-for-time tidsserier for vindhastigheder fra DTU Wind Energy³³ 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.³⁴ 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)³⁵, og der er interpoleret lineært fra 2020 til 2030. I perioden 2030-2035 er der ekstrapoleret med en kapacitetstilvækst, der er det halve af niveauet i 2020'erne. Modellen investerer selv i offshore vind fra 2020 og frem.

²⁹ Dansk Energi, DEFU, Simuleringsmodel til Green eMotion, 2013

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

³⁰ METAR temperaturdata for respektive lufthavne i Europa.

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

³¹ Energistyrelsen, 2012, Data udleveret af Kaj Stærkind

³² AGFW, 2011 "AGFW – Hauptbericht 2010"

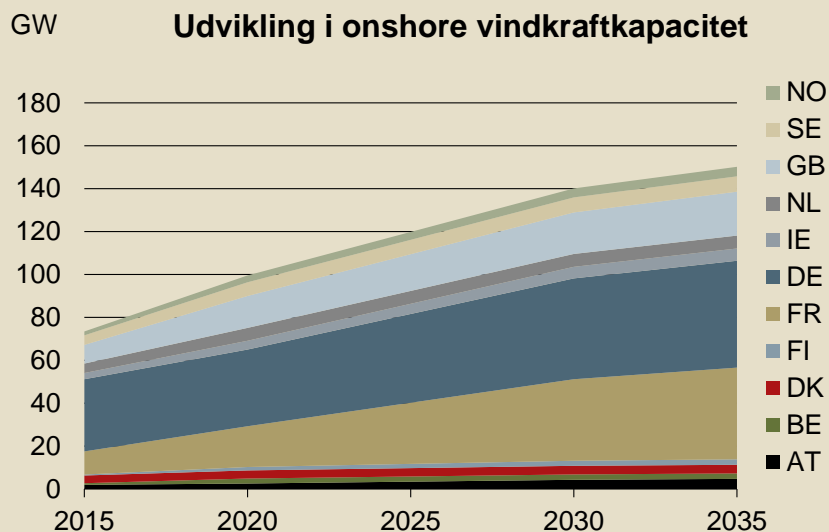
<http://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>

³³ DTU Wind Energy, 2012, Offshore Wind Power Data. Tidsserier for vindhastigheder anvendt til bl.a. Twenties-projektet WP16.1, 2012

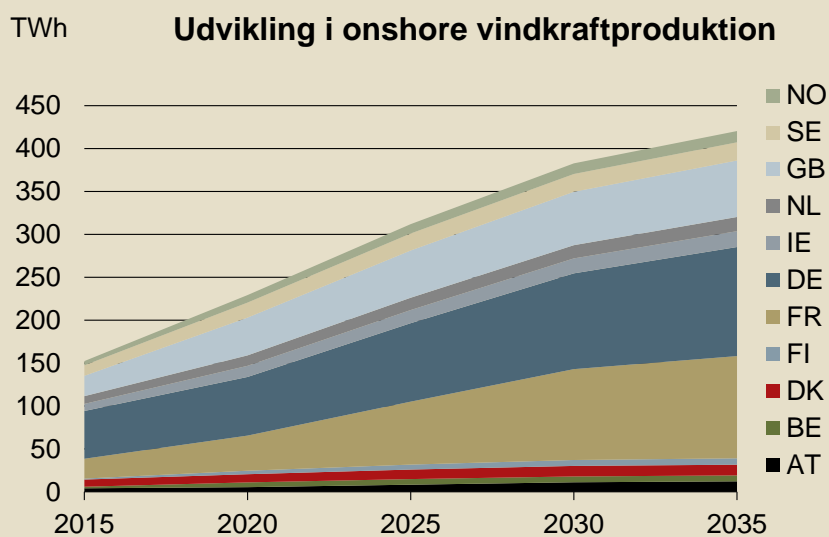
³⁴ EU-Kommissionen, 2010, http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

³⁵ Data offentliggjort i rapporten "Connecting the sun", EPIA, 2011

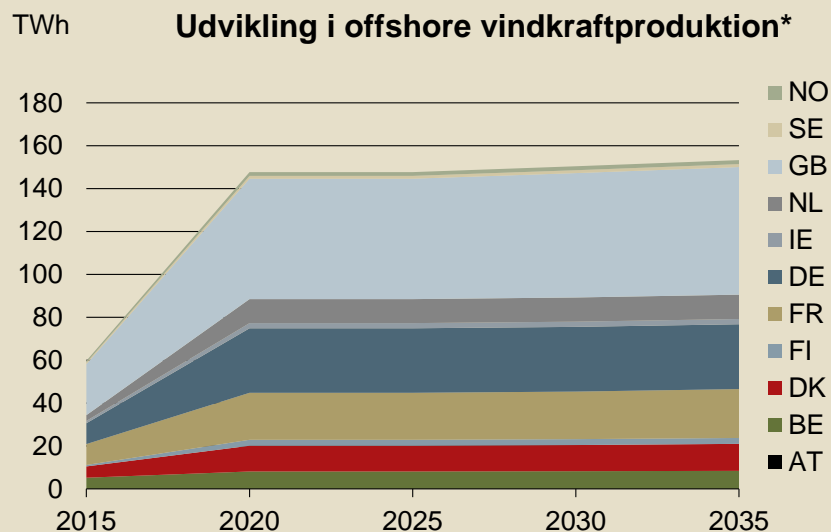
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convertedd.pdf



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.

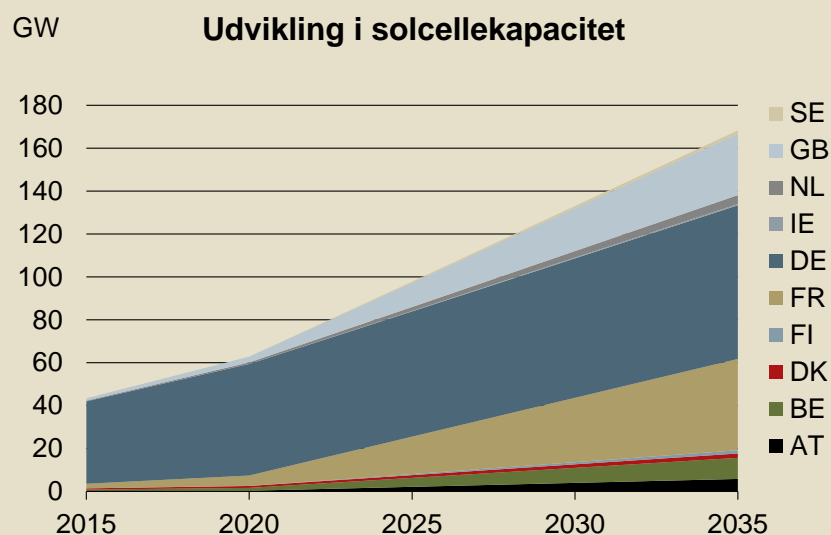


Figuren herunder viser produktionen på de havvindmøller, der er lagt ind i modellen frem til 2020 inkl. reinvesteringer. Hertil kan komme produktion fra havvind, som modellen investerer i efter 2020. Den svage stigning i produktionen efter 2020 skyldes, at ældre havvindmølleparker udskiftes med nye og 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 scenario³⁶, 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

³⁶ "Connecting the sun", European Photovoltaic Industry Association, 2011
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convertedd.pdf

ca. 1.000 fuldlasttimer, hvilket gør, at figuren herover også kan læses som produktionen i TWh.

Solvarme. Solvarmeprofiler for hhv. Vest- og Østdanmark er taget fra Strandby og Jægerspris Fjernvarme.³⁷

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, Eurelectric³⁸ samt ENTSO-Es country packages.

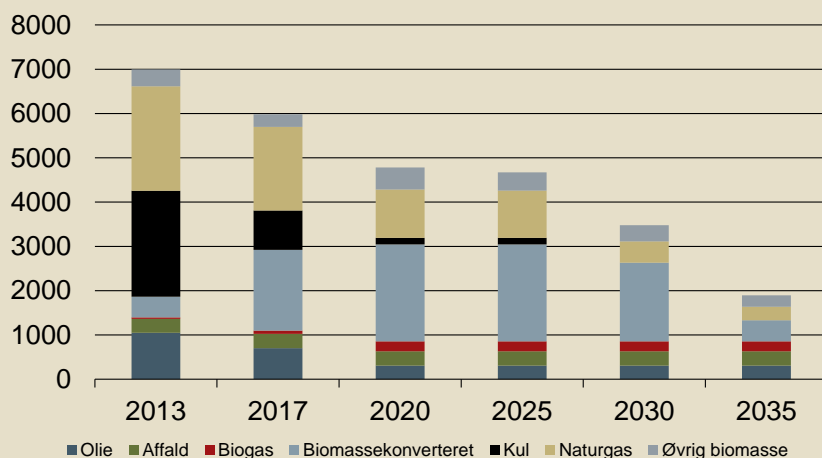
Kraftvarmewærker, varmekedler og varmelagre

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 grundbeløbs bortfald.

MW Kapacitetsudvikling for eksisterende værker i DK



³⁷ Solvarmedata, Dansk Fjernvarme et al., www.solvarmedata.dk

³⁸ "Power Statistic 2011", Eurelectric, 2011
<http://www.eurelectric.org/PowerStats2011/Facts.asp>

Værkerne er i modelkørslerne tilgængelige for bud i elspotmarkedet, og derfor er 'mølposelagte' værker med forlænget startvarsel ikke medtaget. En del af de oliefyrede anlæg, der er medtaget i kørslerne er i praksis bundet til at levere reservekraft, og herudover kan det tænkes, at en del af disse værker vil indgå i en strategisk reserve på sigt, hvilket også vil fjerne deres mulighed for at byde i elspotmarkedet. Størstedelen af de oliefyrede anlæg udfases dog før 2020 og bliver qua deres høje produktionsomkostning slet ikke aktiveret, før de fjernes i modellen. Dette gør, at resultatet ikke påvirkes af, hvilken oliefyret kapacitet der antages frem mod 2025, hvor der bliver behov for ny spidslastkapacitet i Danmark.

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.³⁹ Desuden er Eurelectric, VGB PowerTech, IEA etc. benyttet som supplerende referencer.

Følgende skrotningkriterier er anvendt for værkerne i modellen:

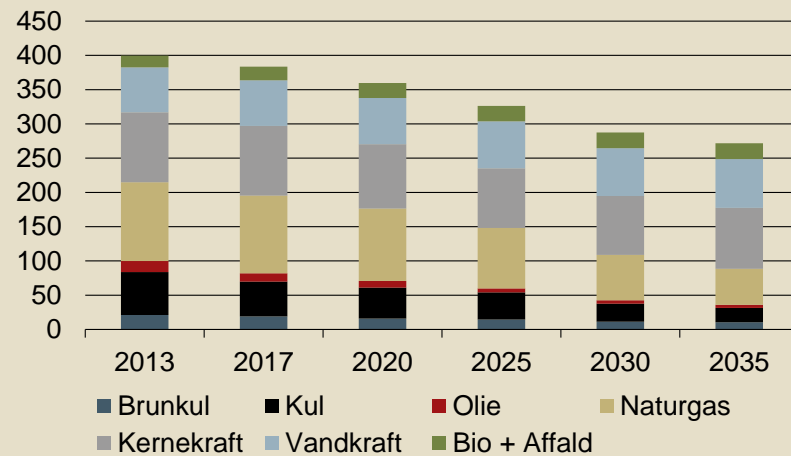
- Damp turbineanlæg (kul, brunkul, gas, biomasse): 45 år
- Gasturbineanlæg: 30 år
- Motoranlæg: 20 år

Der er lagt scenarier ind for kernekraft. Det er antaget, at Tyskland og Belgien udfaser kernekraft før 2025. Sverige og Frankrig fastholder nuværende niveau, mens England, Holland og Finland udbygger.

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.

³⁹ PLATTS World Electric Power Plant database, Marts 2012
<http://www.platts.com/products/worldelectricpowerplantsdatabase>

Kapacitetsudvikling i hele området



Investerings- og driftsomkostninger for nye værker

Omkostningsdata for fremtidig el- og varmeproduktionsteknologi er taget fra Energistyrelsens Teknologikatalog⁴⁰, hvor specifik investering samt variabel og fast drift og vedligehold er angivet fra 2015-2050. Estimer for solvarme er fundet i Varmeplan Danmark 2010.⁴¹

Transmissionskapaciteter

Nuværende oplysninger om eksisterende transmissionslinjer stammer fra ENTSO-E Net Transfer Capacity (NTC) Matrix⁴² og NordPool Spot.⁴³ Udbygning af transmissionsforbindelser er i Danmark antaget at følge Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035 suppleret med et DK-England - kabel på 700 MW, 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 2012.⁴⁴

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 | | | | | | | 1000 | 740 |
| FI | | | | | | | | | | | | 2350 |
| FR | | 3000 | 2500 | | | | | 2000 | | | | |

⁴⁰ Technology catalog; data for individual heating plants and energy transport, Energistyrelsen, 2013
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

⁴¹ Aalborg Universitet et al., 2011 "Varmeplan Danmark 2010"
http://vbn.aau.dk/files/39039850/Varmeplan_Danmark_2010_Hovedrapport.pdf

⁴² ENTSO-E, 2011 NTC Matrices 2010-2011

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

⁴³ Nord Pool Spot, 2014

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

⁴⁴ 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>

| | | | | | | | | | | | | |
|----|--|-----|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|
| GB | | | | | | | 2000 | | 780 | 1000 | | |
| IE | | | | | | | | 500 | | | | |
| NL | | 946 | 2500 | | | | | 1000 | | | 700 | |
| NO | | | | | 1000 | | | | | 700 | | 3695 |
| SE | | | 615 | 1300 | 680 | 2750 | | | | | 3995 | |

Følgende nye linjer/opgraderinger er antaget:

| Fra/til | Navn | Kapacitetsforøgelse | År |
|---------|------------------|---------------------|------|
| DK1-NO | Skagerak 4 | 700 MW | 2015 |
| 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 |
| NO-GB | NorthConnect | 1400 MW | 2025 |

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

Opgraderingerne giver følgende NTC-matrix i 2025, der også antages at gælde i 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 | 615 |
| DK2 | | | 985 | | 600 | | | | | | | 1700 |
| DK1 | | | 3000 | 590 | | | | 700 | | 700 | 1700 | 740 |
| FI | | | | | | | | | | | | 2350 |
| FR | | 3000 | 2500 | | | | | 4000 | | | | |
| GB | | 1000 | | | 700 | | 4000 | | 780 | 1000 | 2800 | |
| IE | | | | | | | | 500 | | | | |
| NL | | 946 | 3500 | | 700 | | | 1000 | | | 700 | |
| NO | | | 1400 | | 1700 | | | 2800 | | 700 | | 3695 |
| SE | | | 615 | 1300 | 680 | 2750 | | | | | 3995 | |

Tilgængelighed af transmissionsledninger

Der er regnet med den historiske relative tilgængelighed på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen for 2011 (for at sikre konsistens med valget af vindkraftprofil, der i høj grad dikterer begrænsningerne på denne forbindelse). I gennemsnit er der regnet med en tilgængelighed på 43 % fra Vestdanmark til Tyskland og 48 % fra Tyskland til Vestdanmark.

For øvrige forbindelser er der regnet med fuld tilgængelighed.

Der regnes med 1 % tab i alle transmissionsledninger.

Økonomiske og teknologiske data

Brændsler. Fremtidige brændselspriser er en scenarieparameter, og der er hentet oplysninger fra Futures-markedet⁴⁵, Energistyrelsen⁴⁶, samt EU Energy Trends to 2050⁴⁷ (se **Tabel 1** og **Tabel 2**). 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 værker⁴⁸ (se **Tabel 3**). Prisen på brunkul og tørv er sat til en tredjedel af stenkul. Uran antages at koste 1,88 EUR/GJ⁴⁹.

Afgifter og støttesystemer. Elproduktion er ikke afgiftsbelagt i nogen af landene, og der udbetales ingen støtte til elproduktion på VE i nogen af scenarierne bortset fra scenarie 5 (EU GHG40 + EE + VE). Varmeafgifter for Danmark er sat ud fra eksisterende regler fra Skatteministeriet gældende fra marts 2014⁵⁰ og med indførelsen af forsyningssikkerhedsafgiften som i regeringens lovforslag⁵¹, der nu er fjernet igen. For de kraftvarmeværker, hvor det er en fordel, betales der afgift efter E-formlen, ellers betales der efter V-formlen. Store varmepumper betaler ikke PSO. Nationale afgifter og støttesystemer for andre lande er baseret på DG Energy, Excise Duty Tables, January 2013.⁵² 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 Futures-markedet⁵³, Energistyrelsen⁵⁴, EU Energy Trends to 2050⁵⁵ samt EU-Kommissionens Impact Assessment for 2030-pakken⁵⁶ (se **Tabel 4**).

⁴⁵ Futures hentet på ICE d. 16/2-2014, <https://www.theice.com/marketdata/reports/>

⁴⁶ Danmarks Energifremskrivning 2012, <http://www.ens.dk/info/publikationer/danmarks-energifremskrivning-2012>

⁴⁷ EU Energy Trends to 2050, update 2013 http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/trends_to_2050_update_2013.pdf

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Projected Costs of Generating Electricity, 2010 edition, IEA/NEA <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/energymodel/ProjectedCostsofGeneratingElectricity2010.pdf>

⁵⁰ <http://www.skm.dk/skattetal/satser/satser-og-beloebsgraenser/>

⁵¹ "Offentlig høring over Forslag til Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet, lov om afgift af..." <https://hoeringsportalen.dk/Hearing/Details/16969>

⁵² DG Tax, 2013 "Excise Duty Tables, Part II – Energy Products and Electricity"

⁵³ Futures hentet på ICE d. 16/2-2014, <https://www.theice.com/marketdata/reports/>

⁵⁴ Danmarks Energifremskrivning 2012, <http://www.ens.dk/info/publikationer/danmarks-energifremskrivning-2012>

⁵⁵ EU Energy Trends to 2050, update 2013 http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/trends_to_2050_update_2013.pdf

⁵⁶ Commission Staff Working Document - Impact Assessment, EU-Kommissionen, 2014 <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>

Tabel 1 Oversigt over gas- og kulpriser anvendt i de respektive scenarier sammenholdt med værdier fra Energistyrelsens beregningsforudsætninger 2012. Futures-priser på kul er fastlåst fra 2020, mens de for gas er fastlåst fra 2019. Priserne inkluderer transporttillæg til centrale værker, som vist i **Tabel 3**.

| EUR/GJ | KUL | | | GAS | | |
|--------|----------------|-----------------|-----------|----------------|-----------------|-----------|
| | <i>Futures</i> | <i>ENS 2012</i> | <i>EU</i> | <i>Futures</i> | <i>ENS 2012</i> | <i>EU</i> |
| 2015 | 2,40 | 3,14 | 3,75 | 7,65 | 7,97 | 9,35 |
| 2016 | 2,43 | 3,12 | 3,76 | 7,47 | 8,02 | 9,58 |
| 2017 | 2,44 | 3,10 | 3,77 | 7,17 | 8,06 | 9,81 |
| 2018 | 2,43 | 3,08 | 3,77 | 6,91 | 8,10 | 10,04 |
| 2019 | 2,46 | 3,10 | 3,78 | 6,60 | 8,22 | 10,28 |
| 2020 | 2,43 | 3,11 | 3,79 | 6,60 | 8,34 | 10,51 |
| 2021 | 2,43 | 3,12 | 3,82 | 6,60 | 8,44 | 10,41 |
| 2022 | 2,43 | 3,13 | 3,86 | 6,60 | 8,55 | 10,31 |
| 2023 | 2,43 | 3,14 | 3,89 | 6,60 | 8,66 | 10,22 |
| 2024 | 2,43 | 3,15 | 3,92 | 6,60 | 8,76 | 10,12 |
| 2025 | 2,43 | 3,16 | 3,95 | 6,60 | 8,87 | 10,02 |
| 2026 | 2,43 | 3,17 | 3,98 | 6,60 | 8,96 | 10,22 |
| 2027 | 2,43 | 3,18 | 4,02 | 6,60 | 9,05 | 10,41 |
| 2028 | 2,43 | 3,19 | 4,05 | 6,60 | 9,14 | 10,60 |
| 2029 | 2,43 | 3,19 | 4,08 | 6,60 | 9,24 | 10,80 |
| 2030 | 2,43 | 3,20 | 4,11 | 6,60 | 9,33 | 10,99 |
| 2031 | 2,43 | 3,20 | 4,14 | 6,60 | 9,39 | 11,05 |
| 2032 | 2,43 | 3,21 | 4,18 | 6,60 | 9,45 | 11,12 |
| 2033 | 2,43 | 3,21 | 4,21 | 6,60 | 9,51 | 11,18 |
| 2034 | 2,43 | 3,22 | 4,24 | 6,60 | 9,57 | 11,25 |
| 2035 | 2,43 | 3,22 | 4,27 | 6,60 | 9,63 | 11,31 |

Tabel 2 Oversigt over priser på træflis og træpiller anvendt i de respektive scenarier sammenholdt med værdier fra Energistyrelsens beregningsforudsætninger 2012.

| EUR/GJ | TRÆFLIS | | | TRÆPILLER | | |
|-------------|--------------------------|-----------------|---------------------|--------------------------|-----------------|---------------------|
| | <i>Futures (EA 2013)</i> | <i>ENS 2012</i> | <i>EU (EA 2013)</i> | <i>Futures (EA 2013)</i> | <i>ENS 2012</i> | <i>EU (EA 2013)</i> |
| 2015 | 6,20 | 6,57 | 6,20 | 8,40 | 9,64 | 8,40 |
| 2016 | 6,20 | 6,64 | 6,20 | 8,40 | 9,71 | 8,40 |
| 2017 | 6,30 | 6,72 | 6,30 | 8,40 | 9,78 | 8,40 |
| 2018 | 6,40 | 6,80 | 6,40 | 8,50 | 9,85 | 8,50 |
| 2019 | 6,40 | 6,88 | 6,40 | 8,50 | 9,92 | 8,50 |
| 2020 | 6,50 | 6,96 | 6,50 | 8,50 | 9,99 | 8,50 |
| 2021 | 6,60 | 7,04 | 6,60 | 8,60 | 10,06 | 8,60 |
| 2022 | 6,60 | 7,12 | 6,60 | 8,60 | 10,13 | 8,60 |
| 2023 | 6,70 | 7,20 | 6,70 | 8,60 | 10,20 | 8,60 |
| 2024 | 6,70 | 7,29 | 6,70 | 8,70 | 10,27 | 8,70 |
| 2025 | 6,80 | 7,38 | 6,80 | 8,70 | 10,34 | 8,70 |
| 2026 | 6,90 | 7,46 | 6,90 | 8,70 | 10,41 | 8,70 |
| 2027 | 6,90 | 7,55 | 6,90 | 8,80 | 10,48 | 8,80 |
| 2028 | 7,00 | 7,64 | 7,00 | 8,80 | 10,55 | 8,80 |
| 2029 | 7,10 | 7,73 | 7,10 | 8,90 | 10,62 | 8,90 |
| 2030 | 7,10 | 7,83 | 7,10 | 8,90 | 10,69 | 8,90 |
| 2031 | 7,20 | 7,92 | 7,20 | 8,90 | 10,76 | 8,90 |
| 2032 | 7,20 | 8,02 | 7,20 | 9,00 | 10,83 | 9,00 |
| 2033 | 7,30 | 8,11 | 7,30 | 9,00 | 10,91 | 9,00 |
| 2034 | 7,30 | 8,21 | 7,30 | 9,00 | 10,98 | 9,00 |
| 2035 | 7,40 | 8,31 | 7,40 | 9,10 | 11,05 | 9,10 |

Tabel 3 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 1** og **Tabel 2** Kilde: jf. fodnote 37

| EUR/GJ | GAS | KUL | GASOLIE | TRÆFLIS | TRÆPILLER |
|-------------------|------|-----|---------|---------|-----------|
| Centralt | 0,38 | 0,9 | 0,27 | 1,6 | - |
| Decentralt | 1,32 | - | 2,04 | 1,6 | 0,57 |

Tabel 4 Oversigt over CO₂-priser i de respektive scenarier sammenholdt med værdier fra Energistyrelsens beregningsforudsætninger 2012. Futures-priser er låst fra 2020.

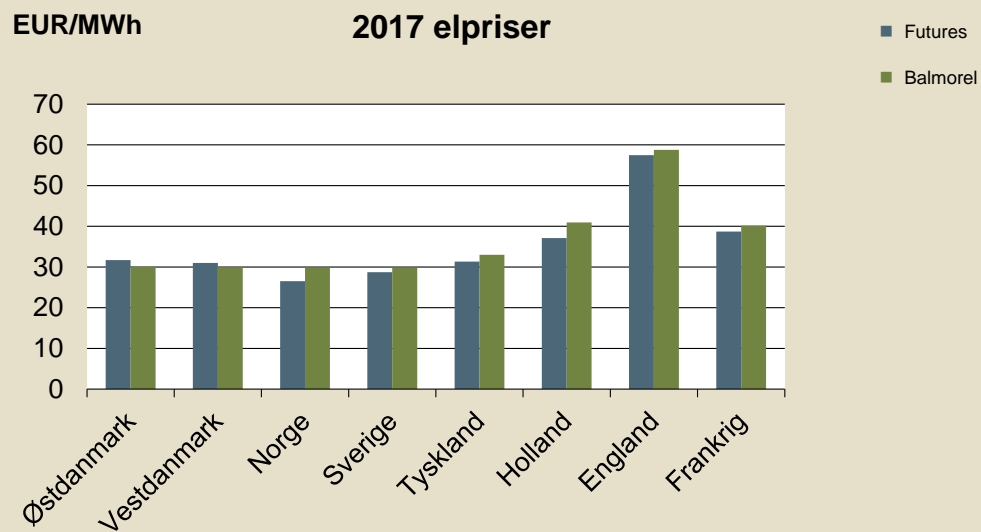
| EUR/tons | Futures 25 februar 2014 | EU GHG40 | EU GHG40 EE RES30 | ENS 2012 |
|----------|----------------------------|-------------|----------------------|-------------|
| 2015 | 6 | 5 | 5 | 13 |
| 2016 | 6 | 6 | 5 | 14 |
| 2017 | 7 | 7 | 6 | 16 |
| 2018 | 7 | 8 | 6 | 18 |
| 2019 | 7 | 9 | 6 | 20 |
| 2020 | 7 | 10 | 7 | 22 |
| 2021 | 7 | 12 | 7 | 23 |
| 2022 | 7 | 14 | 8 | 24 |
| 2023 | 7 | 16 | 8 | 24 |
| 2024 | 7 | 18 | 8 | 25 |
| 2025 | 7 | 21 | 9 | 26 |
| 2026 | 7 | 24 | 9 | 27 |
| 2027 | 7 | 27 | 10 | 27 |
| 2028 | 7 | 32 | 10 | 28 |
| 2029 | 7 | 36 | 11 | 29 |
| 2030 | 7 | 42 | 11 | 30 |
| 2031 | 7 | 46 | 13 | 30 |
| 2032 | 7 | 50 | 15 | 31 |
| 2033 | 7 | 55 | 17 | 32 |
| 2034 | 7 | 61 | 19 | 33 |
| 2035 | 7 | 67 | 22 | 33 |

Appendiks 3 – Validering af model

Ved brug af Futures-priser for brændsler og CO₂-kvoter som input er elprisen i 2017 beregnet. De modelberegnedede priser viser rimelig overensstemmelse med de faktisk observerede Futures-elpriser i markedet (jf. **Figur 29**). Generelt ligger de modelberegnedede priser lidt højere end Futures-priserne. Der er regnet med den samme kvotepris i alle lande i modellen, og der er derfor ikke taget højde for det engelske Carbon-price floor. Dette ville føre til ca. 6 EUR/MWh højere priser i England⁵⁷. Omvendt rammer modelkørslen allerede prisloftet i 15 timer i 2017 pga. kapacitetsmangel i Storbritannien. Denne effekt øger middel-elprisen med ca. 5 EUR/MWh relativt til situationen med tilstrækkelig kapacitet. Hvorvidt Futures-markedet inddrager eventuelle prisspidser er uvist. Størst afvigelse ses for Holland og Norge. For Holland er en mulig forklaring, at modellen undervurderer omfanget af hollandsk kraftvarmeproduktion, der fører til lavere marginalomkostninger. Balmorel simulerer en højere pris end Futures-prisen for NO1 (Oslo). Dette skyldes formentlig, at Balmorel modellerer Norge som ét samlet prisområde, dvs. ikke medtager de interne flaskehalse i det norske transmissionsnet, som har medført, at Norge i virkeligheden er opdelt i fem prisområder. Udover at NO1 er et lavprisområde i forhold til de øvrige norske områder, er en mulig forklaring på afvigelsen, at der kan være regnet mere optimistisk på tilgængeligheden af transmission til Danmark og Sverige end markedet forventer. For de øvrige lande er afvigelsen under 5 % af Futures-prisen, dvs. 1-1,5 EUR/MWh.

⁵⁷ Pga. Carbon price floor (på 21,5 EUR/ton i 2017 i modsætning til det anvendte 6,6 EUR/ton) bør elprisen i Storbritannien justeres ca. 6 EUR/MWh op $(21,5-6,6) \text{ EUR/ton} \cdot 0,4 \text{ ton/MWh} \sim 6 \text{ EUR/MWh}$, når det antages, at CO₂-indholdet i den prissættende el er 0,4 ton/MWh, hvilket svarer til et CCGT-værk med 50 % virkningsgrad.

Figur 29 Modelberegnete priser og Futures i 2017



Figur 29 Futures-pris for Sverige udregnet som forbrugsvægtet gennemsnit af prisområderne SE1-SE4. For Norge er prisen for NO1 anvendt. For øvrige områder findes kun en pris.

Kilde: Futures hentet fra ICE ENDEX, EEX og NasdaqOMX 25-02-2014

Appendiks 4 - Investeringer

Modellens investeringsmuligheder

Størstedelen af kapacitetsudviklingen ligger fast frem mod 2020, hvorefter 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

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.

Sammenligning af scenarierne

I **Tabel 5** ses investeringerne i de forskellige kørsler. Der investeres udelukkende i gasfyret kapacitet i Futures-scenarierne, mens der investeres betydeligt i havvind og biomasse i EU-scenarierne. Dette skyldes både højere kvotepris, men i høj grad også højere brændselsprisforudsætninger.

Tabel 5 Investeringer i elproduktionskapacitet (MW) i de forskellige scenarier for alle lande i perioden 2017-2035.

| | Offshore vind | Biomasse | CCGT | OCGT | Pålidelig kapacitet |
|---|---------------|----------|--------|--------|---------------------|
| Scenarie 1 Futures | - | - | 28.861 | 41.388 | 70.248 |
| Scenarie 2 Futures + kap. mar. | - | - | 29.156 | 63.044 | 92.200 |
| Scenarie 3 Futures + red. trans. | - | - | 29.740 | 41.767 | 71.507 |
| Scenarie 4 EU GHG40 | 48.037 | 14.984 | 21.974 | 22.332 | 59.290 |
| Scenarie 5 EU GHG40 + EE + VE | 50.931 | 10.747 | 5.561 | 19.854 | 36.162 |

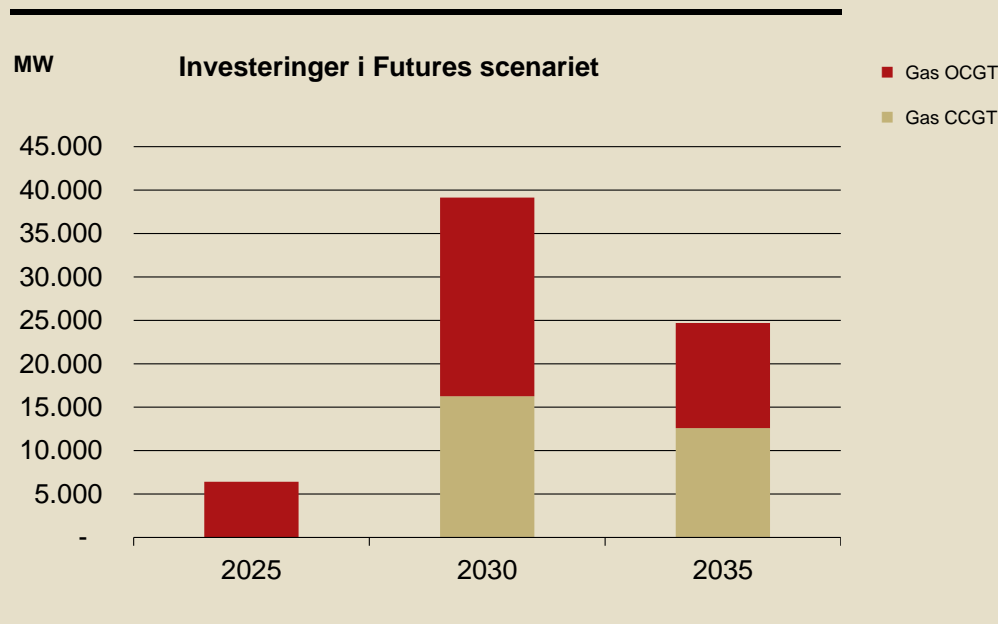
Beslutningen om indførelse af et kapacitetsmarked sikrer rigelige mængder spidslastkapacitet i form af open cycle gasturbiner (OCGT) og forbedrer businesscasen en anelse for CCGT-værker.

Reduceret transmission fører ligeledes til, at der etableres mere kapacitet i de enkelte lande.

I scenarie 5 (EU GHG40 + EE + VE) er forbruget noget lavere, hvilket giver et lavere behov for pålidelig elproduktionskapacitet og heraf følgende reduktioner i behovet for gasfyrede værker. Det er særligt investeringer i CCGT-værker, der udebliver, mens investeringerne i VE (både havvind og biomasse) nogenlunde matcher niveauerne i scenarie 4. Mens VE-anlæggene bliver drevet ind af støtte, skal årsagen til manglende investeringer i CCGT-værker primært findes i, at der ikke længere er et stort nyt elforbrug, der skal dækkes af ny produktionskapacitet. Derudover svækker den lave kvotepris konkurrenceevnen af nye CCGT-værker i forhold til eksisterende mindre effektive værker. Den sparede energi, ift. scenarie 4 (EU GHG40), ville altså alternativt primært have været produceret på gas.

I det følgende detaljeres investeringsbilledet i hhv. scenarie 1 (Futures) og scenarie 4 (EU GHG40).

Figur 30 Investeringer i scenarie 1 (Futures)



Figur 30 Investeringer i elproduktionskapacitet i alle lande i scenarie 1 (Futures)

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Investeringer i scenarie 1 (Futures)

Udeblivelsen af en betydende kvotepris i scenarie 1 fører til, at der investeres massivt i gasfyret kapacitet i Europa fra 2025 og frem. Der bygges OCGT til at klare spidslasten og CCGT som mellemlast. Eksisterende værker og VE

dækker grundlastproduktionen. Der bygges ingen havvindmølleparker eller træpillefyrede værker i dette scenarie, men heller ikke kulkraft.

På trods af den lave kul- og kvotepris er kapitalomkostningen og fast drift og vedligehold for de store støvfyrede anlæg lige akkurat for høj til, at det kan betale sig at investere i nye kulkraftværker. Med de anvendte forudsætninger skal dækningsbidraget⁵⁸ være ca. 32 EUR/MWh i gennemsnit for at dække de faste omkostninger og forrente investeringen. At det ikke er muligt at opnå, anskueliggøres i **Figur 16**, der viser varighedskurver for elprisen i Danmark, der kun har en anelse lavere priser end Tyskland, hvor modellen tillader investeringer i kulkraft. De variable omkostninger ved kulfyring på et nybygget værk i 2035 med 52 % elvirkningsgrad er ca. 23 EUR/MWh, hvilket betyder, at værket vil køre i stort set samtlige timer, men alligevel ikke tjene investeringen hjem. Økonomien hænger marginalt bedre sammen for de mindre kapitalintensive gasturbineanlæg, der får omkring 6000 driftstimer. Resultatet er dog meget følsomt over for de anvendte forudsætninger, idet der ville have været blevet investeret i kulkraft såfremt afregningsprisen for kul havde været 1 EUR/MWh højere, hvilket ses af **Tabel 6** herunder. Det skal desuden bemærkes, at omkring 20 % af dækningsbidraget for kulkraftværket, og næsten 50 % af dækningsbidraget for CCGT-anlægget baserer sig på produktion i timer, hvor elprisen rammer prisloftet. Dette medfører øget usikkerhed om businesscasen for særligt CCGT-anlæg. Denne usikkerhed vil reduceres betydeligt, hvis der indføres et kapacitetsmarked.

Tabel 6 Økonomien ved investeringen i ny kulkraft og ny gaskraft i Tyskland i 2035. Der er regnet med en tilgængelighed på 95 %, en annuitetsfaktor på 0,102 og en kvotepris på 7,23 EUR/ton.

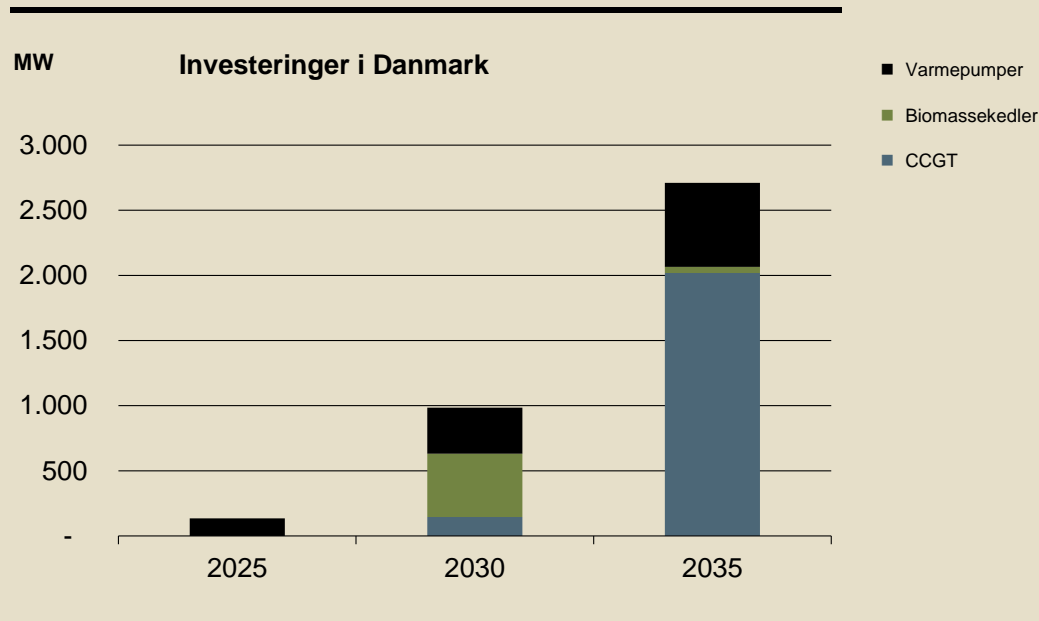
| | | Kul | Gas |
|-------------------------|---------|------------|------------|
| Brændselspris | EUR/GJ | 2,43 | 6,60 |
| Emissionsfaktor | tCO2/GJ | 0,0936 | 0,0567 |
| Virkningsgrad | | 52 % | 62 % |
| Investeringsomk. | EUR/MW | 1.965.000 | 805.000 |
| Fast D&V | EUR/MW | 61.600 | 30.000 |
| Var D&V | EUR/MWh | 2,0 | 2,5 |
| Fast omk. | EUR/MWh | 31,9 | 19,8 |
| Var. omk. | EUR/MWh | 23,5 | 43,2 |
| Total omk. | EUR/MWh | 55,5 | 63,0 |
| Afregning | EUR/MWh | 54,8 | 62,9 |
| Driftstimer | Timer | 8192 | 5662 |

Ved scenariearbejdets igangsættelse var der planer om at indføre forsyningssikkerhedsafgift på brændsler, og scenarierne er derfor regnet med høje afgiftssatser inkl. afgifter på biomasse, selvom disse sidenhen er blevet droppet med vækstpakken fra 2014. Hertil kommer, at det er antaget, at store varmepumper er fritaget for PSO (hvilket Energistyrelsen siden har præciseret ikke er tilfældet). Resultaterne skal derfor læses med disse forbehold. I Danmark fører de lave kvotepriser, og heraf følgende lave elpriser, til, at varmepumper kan konkurrere med biomassekedler, og i de store centrale

⁵⁸ Dækningsbidraget svarer til et Green Dark Spread (jf. kap 6.1) udregnet ved brug af effektiviteten for et nyt værk.

områder bygges der CCGT-værker til kraftvarmeproduktion, når kapaciteten falder bort i 2035. Idet Cb-værdien på de højeffektive CCGT-værker, der opføres i 2035, er 1,8, svarer de ca. 2000 MW elkapacitet til en varmekapacitet på ca. 1100 MW. Afgifterne på de tre opvarmningsformer er stort set ens pga. den høje afgiftsmæssige virkningsgrad på naturgas⁵⁹, der medfører, at der i praksis kun betales ca. 5 EUR/GJ varme fra CCGT, 4 EUR/GJ varme fra biomassekedler og 5 EUR/GJ fra varmepumper⁶⁰.

Figur 31 Investeringer i Danmark i scenarie 1 (Futures)



Figur 31 Investeringer i biomassekedler og varmepumper målt på varmeoutput. Investeringer i CCGT er målt på el-output.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Investeringer i scenarie 4 (EU GHG40)

Figur 32 viser investeringerne i scenarie 4. I alle scenarierne investerer modellen i ny spidslastkapacitet på kommercielle vilkår i 2025⁶¹. De store investeringer i ny produktionskapacitet falder primært i 2030 og 2035, hvor behovet for ny kapacitet (både spidslast og grundlast) for alvor slår igennem. I scenarie 4 er CO₂-kvotepriisen og brændselspriser på kul og gas (se **Figur 4**) tilstrækkelig høje til at udløse en del grønne investeringer. Der bliver i 2030 og 2035 samlet set installeret 48 GW havvind. Sammen med den øvrige udvikling i energisystemet fører dette til, at VE-andelen i elsystemet i det modellerede område stiger til 56 % i 2030. Der suppleres primært med

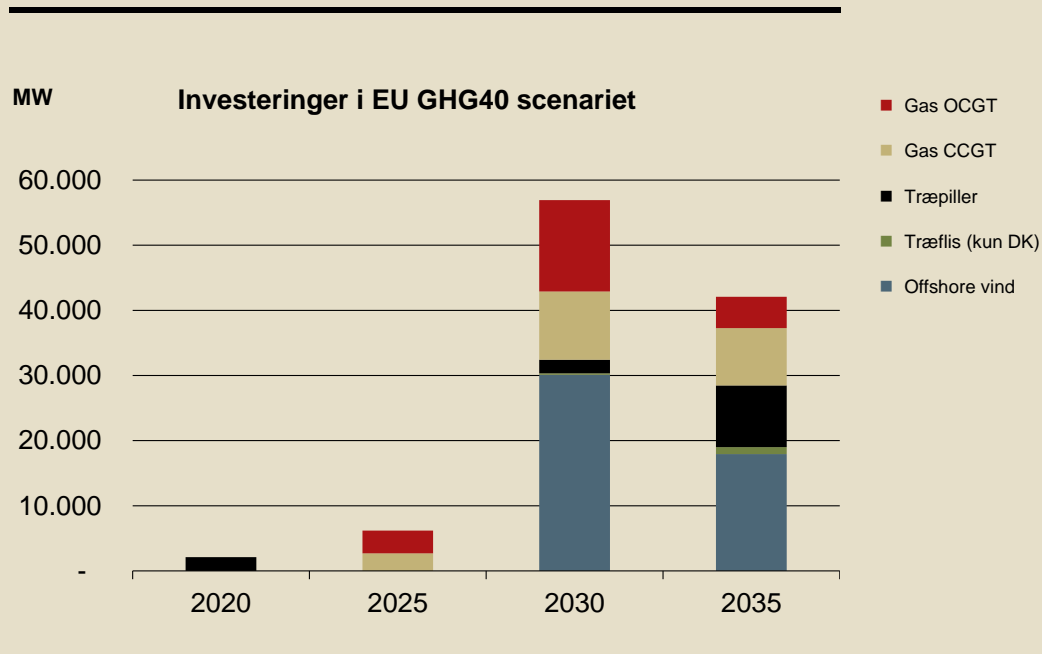
⁵⁹ Et anlæg med en elvirkningsgrad på 58 % i modtryk og en varmevirkningsgrad på 32 % (som modellen kan investere i i 2035) har en afgiftsmæssig varmevirkningsgrad ved E-formlen på hele 236 %. Værket betaler altså under halvdelen af den afgift, der ville blive pålagt en naturgaskedel med 100 % virkningsgrad.

⁶⁰ Dette forudsætter indfasningen af forsyningsikkerhedsafgiften samt at varmepumperne ikke betaler PSO, som antaget i beregningerne. Dette er beskrevet i Appendiks 2 - Forudsætninger.

⁶¹ Investeringen i 2020 sker af hensyn til fjernvarmeforsyningen i Tyskland.

gasfyret kapacitet, og derudover bygges der en del træpillefyrede kraftvarmeværker i Tyskland, hvor kvoteprisen og afgifter på fossile brændsler er med til at gøre dette konkurrencedygtigt i forhold til fossile brændsler.

Figur 32 Investeringer i scenarie 4 (EU GHG40)



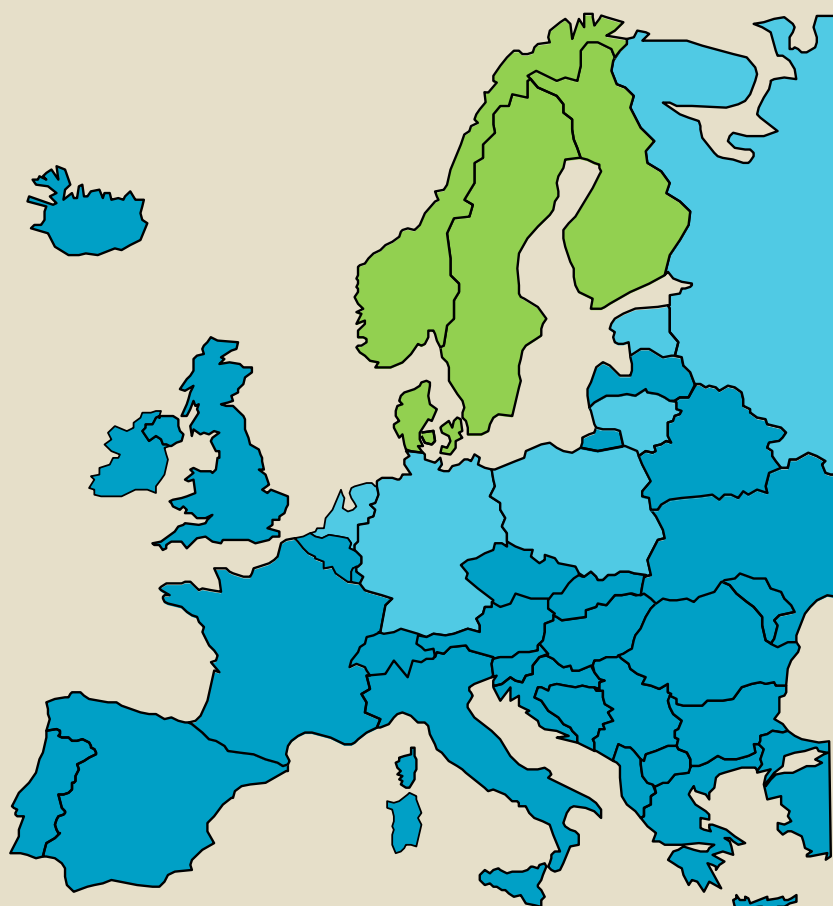
Figur 32 Investeringer i elproduktionskapacitet i alle lande i scenarie 4.

Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel

Appendiks 5 - Sammenligning med Energistyrelsens basisfremskrivning

For at teste elprisscenarierne op i mod Energistyrelsens udmeldte elpriser er der lavet en kørsel (kaldet ENS-scenariet), der tager udgangspunkt i inputpriserne anvendt til Energistyrelsens basisfremskrivning 2012 (ENS, 2012b). Forskelle i de simulerede elpriser skyldes derfor forskelle i de øvrige forudsætninger - herunder kapacitetsudviklingen i Danmark og udlandet og forbrugsfremskrivningen.

Figur 33 Modelleret område i Energistyrelsens basisfremskrivning



Figur 33 Geografisk scope i Energistyrelsens fremskrivning. Grønne lande er modelleret fuldstændigt, mens faste overførsler er lagt ind på grænserne til de lyseblå lande.

Af væsentlig betydning er formentlig behandlingen af udlandet i modelkørslerne. Energistyrelsen beregner i deres RAMSES-model driften af værkerne i Norden (Danmark, Sverige, Norge og Finland) og behandler overførsel på grænserne til Tyskland, Holland, Polen, Estland, Lithauen og Rusland eksogent ved at bruge en historisk profil for udvekslingen (se **Figur 33**). Der justeres for, at Norden går mod at blive nettoeksportør ved i tre trin at udfase importen fra Rusland (ca. 11 TWh i dag) i takt med, at der åbner nye kernekraftværker i Finland i 2014, 2021 og 2024. Hertil øges den årlige nettoeksport mod centraleuropa med $\frac{3}{4}$ TWh hvert år. Eksporten er altså 18,5 TWh større i 2025 end i dag, og frem mod 2035 øges den med yderligere 7,5 TWh (ENS, 2012c).

Tabel 7 Nettoeksport fra Norden (TWh)

| | 2017 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|------------------------|------|------|------|------|------|
| Energistyrelsen | 6 | 10 | 20 | 24 | 28 |
| Dansk Energi | 10 | 27 | 49 | 47 | 31 |

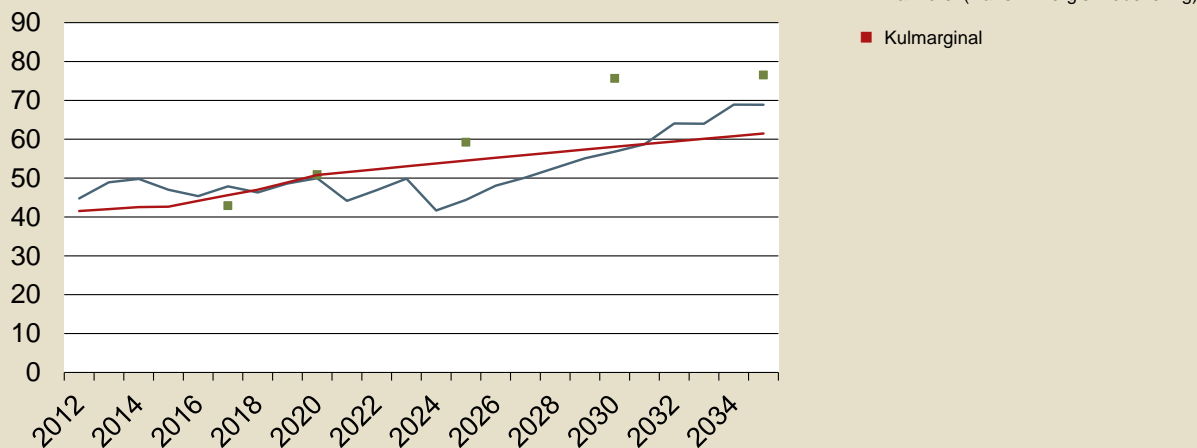
I ENSscenariet med inputpriser fra Energistyrelsens basisfremskrivning stiger nettoeksporten fra Norden fra ca. 10 TWh i 2017 til 49 TWh i 2025, hvorefter den falder til 31 TWh i 2035. Idet eksporten til Rusland allerede er reduceret til knap 5 TWh i 2017 i Balmorel-kørslerne (mod Energistyrelsens 7 TWh), er der rimelig god overensstemmelse mellem eksportmængderne i 2017 og 2035, men ikke i den mellemliggende periode. Den stigende eksportmængde skyldes i begge modelkørsler forudsætningerne om åbning af nye kernekraftværker i Finland, opgradering af kernekraft i Sverige og generel udbygning af VE (særligt vindkraft) i Norden. Der kan være forskellige i forudsætningerne i de to scenarier ift. udbygning med VE og kernekraft - særligt efter 2020. Det bør tages i betragtning, når der sammenlignes ift. eksport af el. Den største forskel er dog, at Balmorel-kørslerne medtager etableringen af 2 x 1400 MW kabler fra Norge til England og Skotland og 1400 MW fra Norge til Tyskland, samt Cobra-kablet til Holland og DK-England kablet på hver 700 MW (se Appendiks 2 - Forudsætninger). Alt i alt yderligere 5600 MW kapacitet ud af Norden. Særligt Storbritannien med gasdomineret elproduktion er storimportør fra Norden med hele 30 TWh i 2025 (kapaciteten på 3500 MW er udnyttet fuldt ud med flow mod Storbritannien i over 95 % af tiden). Den samlede transmissionskapacitet ud af Norden (mod særligt Tyskland, Holland og STORBRIANNIEN) i Balmorel-kørslerne er så stor, at elpriserne ikke falder markant som følge af det store produktionsoverskud. Mens NSN Cable til England og Nord.Link til Tyskland (begge 1400 MW) har fået positive tilsagn fra begge TSOer (der træffes endelig beslutning i 2014) (Statnett, 2014a+b), har den norske TSO, Statnett, endnu ikke vist interesse for kablet til Skotland (NorthConnect, også 1400 MW). Det er alligevel medtaget i Balmorel-beregningerne fra 2025.

Hertil kan komme mindre modeltekniske forskelle mellem RAMSES-modellen, der er anvendt til basisfremskrivningen og Balmorel. F.eks. regner RAMSES i 3-timers tidsskridt, mens Balmorel regner på enkelt-timer. Dette vurderes dog at have ret begrænset betydning.

Elpriserne fundet med Balmorel-modellen og Energistyrelsens basisfremskrivning er vist i **Figur 34**, der tillige viser kulmarginalen. Dvs. den variable omkostning ved at producere el i kondensdrift på et kulkraftværk med en elvirkningsgrad på 38 %.

Figur 34 Sammenligning af Energistyrelsens basisfremskrivning og Balmorel-resultater

EUR/MWh Dansk Elpris



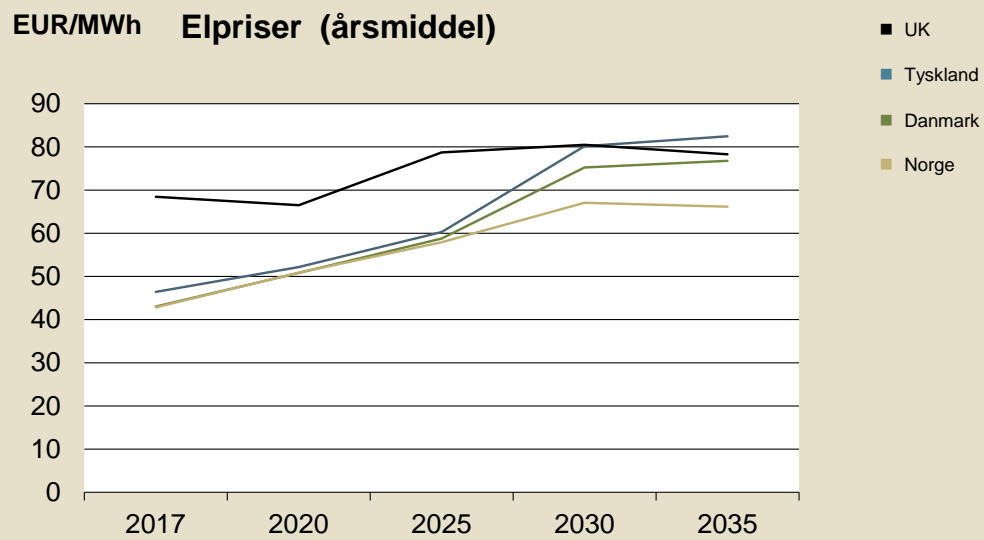
Figur 34 Sammenligning af elpriser i Energistyrelsens basisfremskrivning for Danmark med tilsvarende resultater fra Balmorel beregnet ved brug af samme brændsels- og kvotepriser som brugt i Energistyrelsens Basisfremskrivning. Kulmarginalen er udregnet ved 38 % elvirkningsgrad.

Kilde: ENS, 2012b, Dansk Energi ved brug af Balmorel

Dansk Energis Balmorelresultater for den danske elpris ligger lavere end Energistyrelsens basisfremskrivning i 2017, på niveau i 2020 og ca. 15 EUR/MWh over i 2025 og 2030. Den store prisforskel i 2025 og 2030 kan tilskrives, at det i Balmorel-kørslerne er gasfyret kapacitet, der sætter prisen i en del af timerne, mens det i Energistyrelsens basisfremskrivning formentlig er kul eller kraftvarme, der er marginalprissættende. Årsagen til dette skal findes i, at den store transmissionskapacitet i Balmorel mod Tyskland, Holland og særligt Storbritannien reducerer en stor del af energioverskudet i Norden.

Årsmiddel-elpriserne i ENS-scenariet (se **Figur 35**) er generelt højere end i Futures-scenariet (scenarie 1) (se **Figur 15**). For 2020 er prisen ca. 19 EUR/MWh højere. Idet det primært er kulkraft, der er marginalprissættende i Danmark i begge scenarier, skal dette primært tilskrives den højere CO₂-kvotepris i ENS scenariet, der er 22 EUR/ton højere i 2020 (mod Futures-scenariets 7 EUR/ton), hvilket fører til, at kulmarginalen øges med ca. 13 EUR/MWh. Resten kan stort set forklares ved den højere kulpris, der resulterer i, at kulmarginalen øges med ca. 6 EUR/MWh.

Figur 35 Middel-elpriser i ENS-scenariet



Kilde: Dansk Energi ved brug af Balmorel



DANSK ENERGI
ROSENØRNS ALLÉ 9
DK-1970 FREDERIKSBERG C
DENMARK

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