

Baggrundsrapport F: Fremskrivning af elprisen

Indhold

1	Indledning.....	2
2	Overordnet beskrivelse af datasæt.....	3
3	Metode.....	4
4	Væsentlige parametre for elprisberegningen	7
5	Udviklingen i elprisen frem mod 2025	9
6	Følsomhedsanalyser	14

1 Indledning

Denne rapport beskriver fremskrivningen af elprisen på spotmarkedet og sammenligner resultaterne med den historiske elpris (2014 og 2015) og futures priserne. Desuden beskrives et antal analyser, der viser følsomheden for forskellige parametre. Fremskrivningen af elprisen danner blandt andet grundlag for vurderinger af omkostninger ved de forventede fremtidige støtteomkostninger, herunder gennem PSO-systemet og finanslovfinansierede ordninger (fx industriel kraftvarme og biogas).

Fremskrivningen af elprisen er, ligesom beregningerne af el- og fjernvarmeproduktion, foretaget på Energi styrelsens RAMSES-model. RAMSES er en simuleringsmodel, der beregner el- og fjernvarmeproduktion anlæg for anlæg i tidsskridt ned til én time. Herudover beregnes brændselsforbrug, miljøpåvirkninger og økonomi for de enkelte anlæg samt elpriser for de inkluderede elområder. I Danmarks energi- og klimafremskrivning 2015 er følgende elområder inkluderet: DK1 (Vestdanmark), DK2 (Østdanmark), Norge, Sverige, Finland, Tyskland og Holland. I Danmark modelleres både el- og fjernvarmeproduktionen. I udlandet modelleres kun elproduktionen, idet udlandet kun skal "bruges" til at generere en elpris og en eludveksling. For yderligere information om RAMSES henvises til baggrundsrapporten "A: Modelsetup" samt Energistyrelsens hjemmeside¹.

For information om basisfremskrivningens centrale forudsætninger om brændselspriser og CO₂-kvotepriser henvises til baggrundsrapporten "B: Brændsels- og kvotepriser". For information om forudsætninger for udvikling i dansk og udenlandsk produktionskapacitet, udvikling i elforbrug m.v. henvises til baggrundsrapporten "E: Produktion af el og fjernvarme".

Det bemærkes, at der i januar og februar 2016 arbejdes videre med elprisens udvikling og de forskellige parametres betydning for denne.

¹ <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller/ramses>

2 Overordnet beskrivelse af datasæt

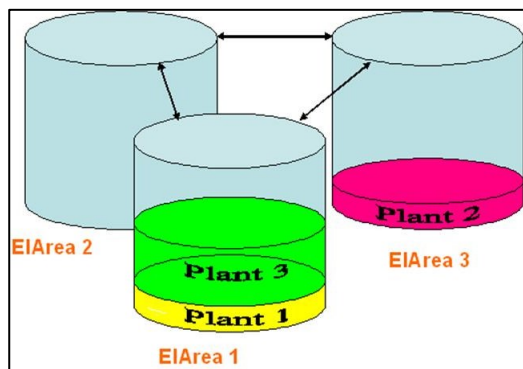
Der indgår et stort antal data, hvoraf nogle er væsentlige og andre er mindre væsentlige for elprisen. Data-sættet til RAMSES er samlet i én Excel-regnearksfil. Denne fil har 14 notebook-sider:

1. Structure: Definerer geografien (hvilke elområder og fjernvarmeområder er med) samt grundbrændsler (der opereres med 15 grundbrændsler) m.m.
2. ELDemand: Det faste (prisuafhængige) elforbrug (TWh) i de områder som indgår i modellen (p.t. DK1, DK2, Norge, Sverige, Finland, Tyskland og Holland).
3. Interconnectors: Kapacitet og rådighed på elforbindelser mellem områder i modellen samt kapacitet og udveksling mellem områder i modellen og områder uden for modellen (Rusland, Estland, Litauen, Polen, Tjekkiet, Østrig, Schweiz, Belgien, Luxembourg, Frankrig og UK).
4. HeatDemand: Fjernvarmeforbruget i de områder, der indgår i modellen (Danmark opdeles i 31 konkrete navngivne fjernvarmeområder med et varmeforbrug over ca. 0,5 PJ samt 6 puljede restområder; udlandet modelleres uden fjernvarmeproduktion).
5. Plants: Anlægsdatabasen. Indeholder en række data om enkeltanlæg og puljede anlæg: Virkningsgrad, brændselsmix, eltilskud, afgiftsmæssig virkningsgrad, varmepris, miljødata m.m.
6. TechnologyData: Indeholder mere generelle data om forskellige teknologier, blandt andet driftsomkostninger.
7. FuelPrice: Brændselspriser for de 15 grundbrændsler.
8. FuelTax: Energiafgifter på forskellige brændsler samt CO₂-kvotepris, SO₂-afgift og NO_x-afgift.
9. FuelMix: De enkelte anlæg har et eller to brændselsmix bygget op af de 15 grundbrændsler. De konkrete brændselsmix for de enkelte anlæg defineres på denne side. Valget af brændselsmix i et konkret beregningsår (hvis der er et valg) træffes ud fra, hvad der er billigst i dette år.
10. FuelProperties: Fysiske egenskaber for de 15 grundbrændsler (bl.a. CO₂-indhold).
11. HeatPrice: Varmeprisen ab anlæg i de enkelte fjernvarmeområder.
12. Subsidy: Eltilskud for forskellige anlæg i Danmark og udlandet.
13. TVAR: Timevariationer (8760 værdier) for elforbrug, vindkraft, solceller m.m. Der anvendes forskellige – men simultane - timevariationer i forskellige lande.
14. YVAR: Angiver for hvert år, om det er et godt eller dårligt vindår, og om det er et vådår eller tørtår. Et normalt år er "100 %". Det antages i udgangspunktet, at fremtidige år er normale. Dog er indlagt en lille stigning i nedbørsmængden på grund af de forventede klimaforandringer.

3 Metode

El- og varmeproduktionsanlæggene i RAMSES sorteres (lastfordeles) i hvert tidsskridt, således at den optimale lastfordeling bliver foretaget og markedsprisen for el beregnet ved kryds mellem udbuds- og efterspørgselskurven. I korte træk sorteres anlæggene efter elprisbud og marginale varmeproduktionsomkostninger under iagttagelse af net- og fjernvarmebegrænsninger m.m. Det er i princippet sådan spotmarkedet Nordpool fungerer.

Lastfordelingen af de elproducerende anlæg illustreres forenklet i Figur 1 nedenfor.



Figur 1 Illustration af lastfordeling, beregning af områdepris m.m.

I Figur 1 består elsystemet af tre indbyrdes forbundne elområder, der "fyldes op" fra neden. Den billigste elproducerende enhed, Plant 1, som fysisk er placeret i elområde 1, får første prioritet. Den næstbilligste, Plant 2, der fysisk ligger i område 2, får anden prioritet (første prioritet i område 2). Den tredjebilligste, Plant 3, som fysisk ligger i område 1, får tredje prioritet (anden prioritet i område 1). Således fortsættes, indtil områderne er "fyldt op". Når et områdes elforbrug er dækket, kan elproduktion fra en yderligere enhed i dette område eksporteres til et andet område, hvis der er et udækket forbrug, og der er plads i forbindelsen mellem områderne.

Efter Plant 1 sættes områdeprisen i område 1 lig med elprisbuddet fra Plant 1. Hvis der er en fysisk mulig transportvej fra område 1 til område e, sættes elprisen i område e lig elprisen i område 1. Hvis et elområde "fyldes op" undervejs, dvs. at områdets elforbrug er dækket af egne anlæg, og at forbindelserne ud af området er fuldladet, fastfryses elprisen i området (der bliver et separat prisområde). Således fortsættes anlæg for anlæg, indtil alle områders elforbrug er dækket, eller alle anlæg er "brugt op". Elprisen "bygges altså op fra neden", og den endelige elpris sættes af det dyreste producerende anlæg. Modellen beregner således områdepriserne² og ikke (umiddelbart) systemprisen.

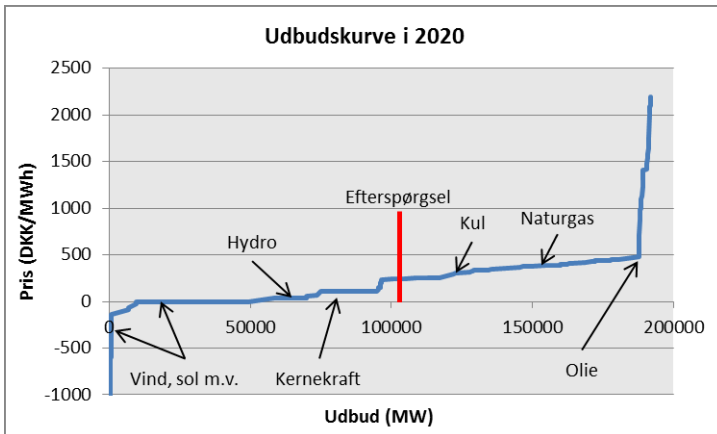
I udgangspunktet antages, at anlæggenes elprisbud er identiske med deres marginale elproduktionsomkostninger inkl. evt. elproduktionstilskud³.

² På Nordpool beregnes områdepriserne ved først at beregne systemprisen og dernæst reducere/øge områdepriserne, indtil der ikke er overbelastning af udlandsforbindelserne. RAMSES beregner umiddelbart kun områdepriserne. Systemprisen kan dog beregnes ved at sætte overføringskapaciteten til uendelig på alle udlandsforbindelser.

³ Der kan dog også opereres med en såkaldt markup, dvs. et tillæg til de marginale produktionsomkostninger, som en producent med markedsmagt kan lægge oven i prisen. Denne facilitet i modellen har dog ikke været anvendt.

Vandkraft med lager håndteres på særlig vis ved en ex ante løsning af en (spilteoretisk) Nash-ligevægt, der giver den optimale vandkraftproduktion som funktion af forbrugsvariationer, vindkraft m.m. Dette beskrives i større detalje nedenfor.

Figur 2 viser et eksempel på en beregnet udbudskurve for kapacitet i modelområdet (Danmark, Norge, Sverige, Finland, Tyskland og Holland) i et givet tidsskridt. For hvert tidsskridt udarbejdes en udbudskurve. Tidsskridtet kan varieres ned til 1 time, men typisk har 3 timer været anvendt.



Figur 2 Eksempel på udbudskurve. Den røde linje er efterspørgselskurven. Y-værdien af krydset mellem de to kurver er elprisen i det aktuelle tidsskridt (hvis der ikke er netbegrænsninger).

De enkelte elproducerende anlæg forudsættes i modellen at byde ind til de kortsigtede marginalomkostninger:

$$\text{BidPrice} = \text{Fuelprice}/\eta + \text{CO2Price} \cdot \text{CO2Content} \cdot (1 - \text{CO2removal})/\eta + \text{SO2Tax} \cdot \text{SO2Content} \cdot (1 - \text{SO2removal})/\eta + \text{NOx-Tax} \cdot \text{NOxfactor}/\eta + \text{Variable O\&M costs} - \text{HeatPrice}/\text{Cm} + \text{FuelTax}/\eta_{\text{tax}} - \text{Subsidy} (+ \text{Markup})$$

hvor η er anlæggets elvirkningsgrad, og η_{tax} er anlæggets afgiftsmæssige virkningsgrad.

Efterspørgselskurven for el består af en uelastisk del (vist i Figur 2) og en prisafhængig del, bestående af elpatroner, varmepumper m.m. Disse efterspørger el, hvis elprisen er mindre end:

$$\text{DemandPrice} = \text{Variable O\&M costs} - \text{HeatPrice}/\text{Cm} + \text{HeatTax}/\text{Cm}$$

Vandkraft med lager modelleres specielt, idet vandkraft er billigt i marginalomkostninger men mængdebe-grænset. Vandkraft udbydes i modellen til marginalomkostninger, men den udbudte kapacitet begrænses. Det optimale vandkraftudbud $H(t)$ i en given time t fastlægges som:

$$H(t) = 1/(n+1) * (D(t) - \langle D \rangle) + \langle T \rangle$$

hvor n er antallet af uafhængige, konkurrerende vandkraftværker, D er forbruget og T er tilstrømningen til vandkraftmagasinet. $\langle \rangle$ angiver årsmiddelværdi. D beregnes som det ufleksible forbrug minus uregulerbar elproduktion.

Den ideelle løsning er et Nash-optimum, der optimerer vandkraftværkernes indtjening. At løsningen er optimal forudsætter, at udbudskurven for øvrig kraft i elmarkedet er lineær. Som det fremgår af Figur 2 er dette kun tilfældet i et begrænset område. Det forudsætter endvidere, at der er tilstrækkelig eloverførsel, lagerkapacitet og turbinekapacitet til rådighed. Når dette ikke er tilfældet, foretages korrektioner til Nash-løsningen.

4 Væsentlige parametre for elprisberegningen

De væsentlige parametre til bestemmelse af elprisen er især:

1. Brændselspriser, virkningsgrader og marginale driftsomkostninger for de anlæg, der ofte ligger i priskrydset. Kulprisen har størst betydning, men også prisen på gas, olie og biomasse spiller en rolle. World Energy Outlook anvendes som kilde til brændselspriserne på længere sigt. I de første to år af en fremskrivningsperiode bestemmes brændselspriserne ud fra forwardpriser, herefter et 5-årigt tilpasningsforløb mellem de aktuelle forwardpriser og brændselsprisen i World Energy Outlook 2015. World Energy Outlook "rammes" således i 2022. I "Forløb FM" (se beskrivelse under afsnit 5) anvendes et forløb for olieprisen skønnet af Finansministeriet.
2. CO₂-kvoteprisen. En kvotepris på 100 kr./ton slår typisk igennem på elprisen med omkring 5-6 øre/kWh på den beregnede spotpris for el. I praksis har kvoteprisen varieret mellem næsten ingen-ting og 200 kr./ton – inden for ret korte tidsrum.
3. Vådår og tørår. Et vådår eller et tørår med 10 % mere eller mindre nedbør end normalt har stor betydning for elprisen. I fremskrivningen regnes med normale år⁴. Erfaringsmæssigt vil der over en 10-årig periode være ét ekstremt vådår, 2-3 moderate vådår, 2-4 normale år, 2-3 moderate tørår og ét ekstremt tørår.
4. Gode og dårlige vindår. Svarer til gode og dårlige vandår. Har i dag mindre betydning, men gode og dårlige vindår begynder at få stigende betydning i takt med, at vindens andel af den samlede elproduktion stiger i hele Nordeuropa.
5. Forudsætninger om eludveksling med områder uden for modellen. RAMSES (og andre elmodeller) er af praktiske grunde nødt til at afskære en del af omverdenen, fordi man ikke meningsfuldt kan regne detaljeret på hele verden. Interfacet til lande uden for modellen får dermed betydning for den beregnede elpris. For eksisterende forbindelser sættes eludvekslingen i fremtiden lig den historiske. For nye forbindelser (hvor der ikke er en historie) skønnes udvekslingen på baggrund af viden om de enkelte landes elmarkeder og prisniveau⁵.
6. Forudsætninger om idriftsættelse af nye anlæg og lukning af gamle anlæg. Udskydelse eller lukning af et enkelt, større kraftværk, fx det nye atomkraftværk i Finland, kan betyde en forskel på flere øre/kWh.
7. Udetid for forskellige kraftværker, navnlig atomkraft. I 2010 kørte de svenske atomkraftværker fx ret dårligt. Det fik elprisen til at stige med et par øre/kWh. Noget tilsvarende kan ske i et fremtidigt år, men det er i sagens natur ikke noget RAMSES (eller andre modeller) kan forudse.
8. Tilgængelighed af elforbindelser. Elforbindelser bliver indimellem lukket af markeds-mæssige årsager. Fx er der p.t. reduceret mulighed for at sende strøm fra Jylland til Tyskland. Dette er meget svært at modellere nøjagtigt – men kan have væsentlig betydning på elprisen. Forbindelsen mellem Tyskland og Vestdanmark er modelleret ved at sætte kapaciteten ned i forhold til den nominelle kapacitet i en periode.

⁴ Dog korrigeret for allerede igangsatte klimaændringer.

⁵ Eksempelvis regnes med stor eksport fra Norge til UK på den kommende forbindelse mellem de to lande, da UK er et højprisområde.

Ingen af de ovennævnte parametre er særligt velbestemte langt ud i fremtiden. Selv på det helt korte sigt kan forudsætningerne ændre sig, hvormed modellens elprisforudsigtelse også ændrer sig. I praksis håndteres usikkerheden ved følsomhedsberegninger.

5 Udviklingen i elprisen frem mod 2025

I det følgende vises hvordan elprisen forventes at udvikle sig frem mod 2025. Der er regnet på tre forskellige forløb:

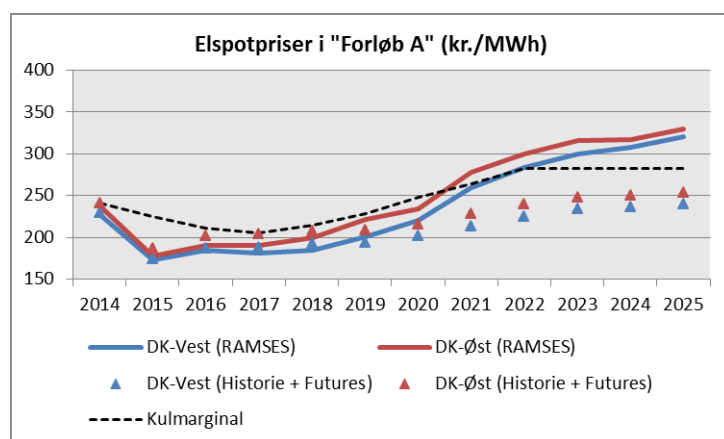
- **Forløb A:** CO₂-kvoteprisen forbliver på dagens niveau på ca. 55 kr./ton. Dette kombineres med en mindre grøn omstilling i udlandet og et nedre skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark.
- **Forløb B:** CO₂-kvoteprisen følger udviklingen i IEA's World Energy Outlook 2015 og stiger til ca. 100 kr./ton i 2020 og ca. 170 kr./ton i 2025. Dette kombineres med en væsentlig grøn omstilling i udlandet og et øvre skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark.
- **Forløb FM:** CO₂-kvoteprisen følger skøn fra Finansministeriet og stiger til ca. 65 kr./ton i 2020 og ca. 85 kr./ton i 2025⁶. Dette kombineres med en mindre grøn omstilling i udlandet og et medium skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark (ikke middel af nedre og øvre skøn, da elprisen og dermed rentabiliteten i vindmøller i dette forløb ligger tættere på A end B).

De tre forløb udspænder således et sandsynligt udfaldsrum for fremskrivningens resultater. For mere information om de tre forløb henvises til fremskrivningens hovedrapport samt til baggrundsrapporten "E: El og fjernvarme".

I Figur 3-Figur 5 nedenfor ses den beregnede danske spotpris for perioden 2014-2025 sammen med historiske priser for 2014-2015 og futurespriser fra NASDAQ/OMX for 2016 og frem.

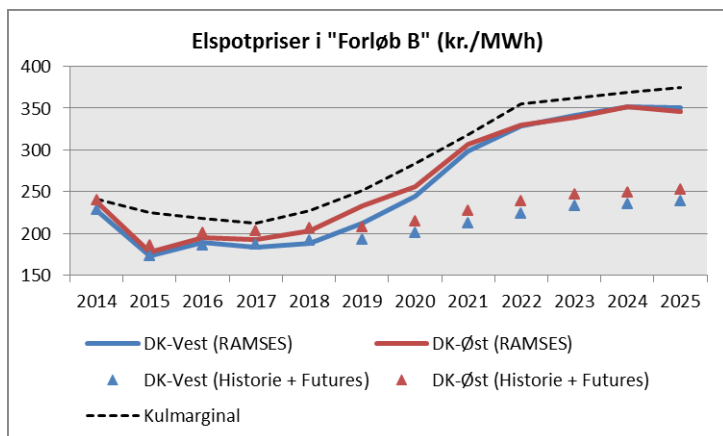
Et par bemærkninger kan være relevante at knytte til futurespriserne:

- Futurespriserne er 1-årspriser hentet 07-11-2015. De ændrer sig fra dag til dag.
- Områdepriser eksisterer kun til og med 2018. Fra 2019 er systempriserne tillagt 2018-områdetillægget for DK-Vest og DK-Øst.

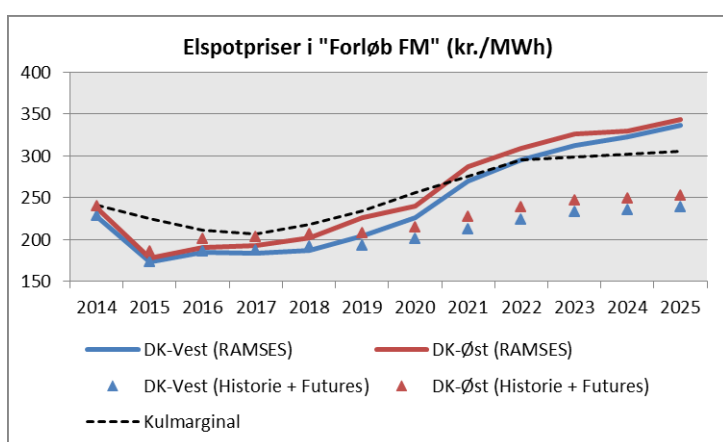


Figur 3: Beregnet spotpris i Danmark i "Forløb A". Til sammenligning er vist historiske spotpriser og futurespriser.

⁶ Desuden anvendes oliepris skønnet af Finansministeriet. Denne ligger dog på nogenlunde samme niveau som olieprisen baseret på IEA World Energy Outlook 2015.



Figur 4: Beregnet spotpris i Danmark i "Forløb B". Til sammenligning er vist historiske spotpriser og futurespriser.



Figur 5: Beregnet spotpris i Danmark i "Forløb FM". Til sammenligning er vist historiske spotpriser og futurespriser.

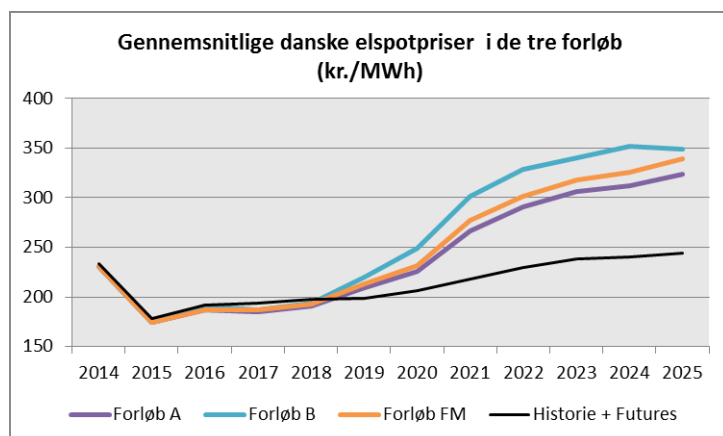
For 2014 og 2015 er den beregnede spotpris meget tæt på den konstaterede⁷. For 2016-2018 ligger de beregnede spotpriser også meget tæt på futurespriserne. Fra omkring 2019-2020 vokser den beregnede spotpris mere end futuresprisen. Der er ikke nogen entydig forklaring på futurespriserne, så forklaringerne på forskellene må gættes. En mulig delforklaring kunne være, at markedet forventer lavere brændselspriser på sigt end World Energy Outlook 2015. En anden kunne være, at markedet ikke forventer samme integration af de europæiske systemer som antaget i fremskrivningen.

Der er i figurerne indlagt en beregnet kulmarginal, som angiver, hvad spotprisen ville være, hvis den altid blev bestemt af et kulfyret værk med variable driftsomkostninger på 5 øre/kWh. Virkningsgraden for kulværket er sat til 40 % i 2015, stigende med 0,3 %-point/år. Kulværker har historisk været prissættende i en overvejende del af tiden, men i takt med, at kul erstattes af vedvarende energi, naturgas m.m., sker der i stigende grad en afkobling af spotprisen fra kulmarginalen. I 2015 er hovedforklaringen, at der er tale om et vådår, men effekten af mere vindkraft ses i hele perioden frem mod 2020, og også efter 2020 i "Forløb B", hvor der sker en kraftig udbygning med vindkraft og anden vedvarende energi i landene omkring Danmark. I "Forløb A" og "Forløb FM", hvor der sker en mindre udbygning med vindkraft og anden vedvarende energi i landene omkring Danmark, ligger spotprisen derimod over kulmarginalen efter 2020. Det skyldes bl.a.

⁷ Den konstaterede spotpris for 2015 er gennemsnittet til og med 10. november.

antagelserne om en stærkere integration med kontinentet og UK, som fortsat vil være højprisområder. På sigt vil elprisen i en del timer blive sat af naturgas-, biomasse- og oliefyrede enheder, når der er lav elproduktion fra vind og sol. Dette er bl.a en konsekvens af afvikling af kernekraften i Tyskland.

I Figur 6 og Tabel 1 nedenfor ses en sammenligning af de tre elprisforløb. Den gennemsnitlige danske elpris er beregnet ved at vægte prisen i DK-Vest med 60 pct. og prisen i DK-Øst med 40 pct. svarende til fordelingen af elforbruget.



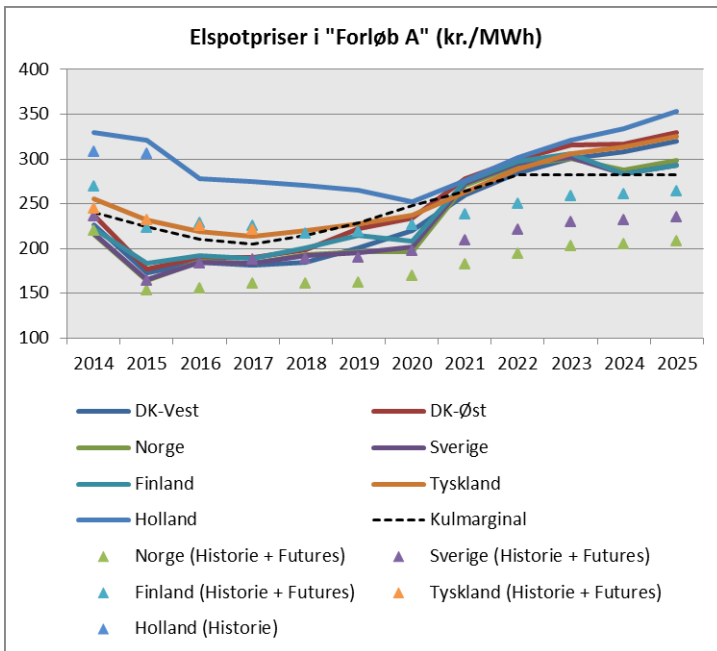
Figur 6: Beregnet spotpris i Danmark for de tre forløb. Til sammenligning er vist spotpriser og futurespriser.

Kr./MWh (2015-priser)	Forløb A	Forløb B	Forløb FM
2014	233	233	233
2015	178	178	178
2016	187	191	187
2017	185	187	187
2018	190	194	193
2019	209	220	213
2020	225	249	232
2021	267	302	277
2022	290	329	301
2023	307	341	318
2024	312	352	326
2025	324	349	339

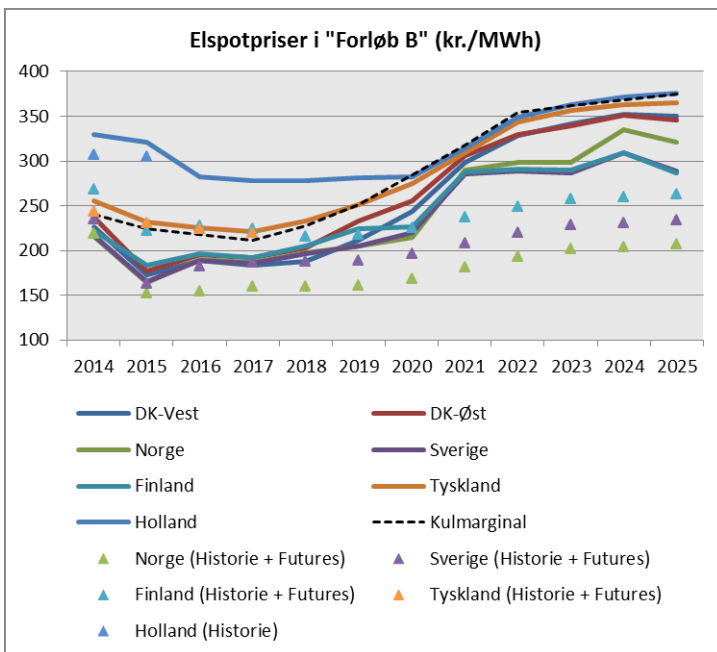
Tabel 1: Historiske spotpriser (2014 og 2015 til 10. november) samt beregnede spotpriser i de tre forløb.

I Figur 7-Figur 9 ses den beregnede spotpris for alle områder i modellen, sammenlignet med de historiske priser 2014-2015 samt futurespriser. Det ses, at den beregnede tyske, svenske og finske spotpris ligger tæt på de konstaterede priser for 2014 og 2015 og tæt på futurespriserne de første par år. For Norge ligger futuresprisen under den beregnede pris i hele perioden. Forklaringen herpå kendes ikke. For Holland ligger de beregnede spotpriser lidt over – men dog tæt på – de konstaterede priser for 2014 og 2015. Omkring 2020 "konvergerer" priserne i de forskellige områder, hvilket skyldes den forudsatte stærkere sammenkob-

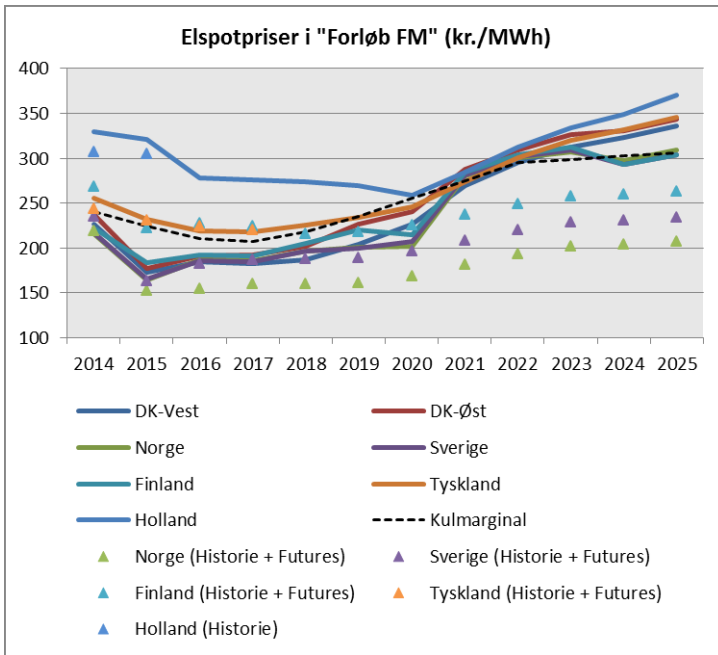
ling af områderne. Det bemærkes, at der er størst fokus på modelleringen af det danske elsystem, som modelleres mere detaljeret end de øvrige landes elsystemer.



Figur 7: Beregnet spotpris i alle områder i "Forløb A". Til sammenligning er vist historiske spotpriser og futurespriser.



Figur 8: Beregnet spotpris i alle områder i "Forløb B". Til sammenligning er vist historiske spotpriser og futurespriser.



Figur 9: Beregnet spotpris i alle områder i "Forløb FM". Til sammenligning er vist historiske spotpriser og futurespriser.

6 Følsomhedsanalyser

Da resultaterne er følsomme overfor ændringer i centrale forudsætninger, er der udarbejdet følsomhedsberegninger for udvalgte forudsætninger, der vurderes særligt usikre eller har stor betydning for resultaterne. Alle følsomhedsberegninger er foretaget for 2020 for "Forløb A" (scenariet med lav kvotepris og "Slowest Progress" for udlandet) og konsekvenserne for den vestdanske elspotpris fremgår af Tabel 2 nedenfor. Det vurderes, at parametervariationer i de øvrige forløb vil give variationer i nogenlunde samme størrelsesorden.

Der er ikke taget stilling til, om de enkelte parameterændringer er realistiske. Beregningerne er udarbejdet for at få en fornemmelse af, hvilke parametre, der er vigtige, og hvilke der ikke er. Ved mindre ændringer af en parameter er modellens respons tilnærmelsesvis lineær. Dvs. at den dobbelte parameterændring giver den dobbelte respons. Hvor små ændringer skal være for at være "mindre" er dog ikke belyst (og er forskelligt fra parameter til parameter). Bemærk, at der kun er ændret i én parameter ad gangen.

Parameterændring	Ændring af elspotpris i DK-Vest (øre/kWh)	Note
Kulpris reduceres 25 % fra 17,5 til 13,1 kr./GJ	-2,17	1
Oliepris ⁸ reduceres 25 %	-0,12	2
Naturgaspris reduceres 25 % fra 37,8 til 28,3 kr./GJ	-1,41	3
Biomassepris ⁹ reduceres 25 %	-0,27	4
CO ₂ -kvotepris reduceres 25 % fra 55,6 til 41,7 kr./ton	-0,89	5
Elforbrug i Danmark øges 3 % (ca. 1,1 TWh)	+0,23	6
Elforbrug i Norden øges 3 % (ca. 12 TWh)	+1,12	7
Elforbrug i alle lande øges 3 % (ca. 32 TWh)	+1,63	8
Vådår (10 % mere nedbør (23,7 TWh) end normalt)	-1,31	9
Tørår (10 % mindre nedbør (23,7 TWh) end normalt)	+2,29	10
Vindår (10 % mere vind (15,1 TWh) end normalt)	-0,83	11
Oskarshamn 1+2 inde i 2020	-0,22	12
COBRA forbindelsen mellem DK-Vest og Holland udskydes fra 2020 til 2021	-1,40	13

Tabel 2: Følsomhedsanalyser på elspotprisen i DK-Vest i 2020. Udgangspris: 21,98 øre/kWh.

Noter:

1. Brunkulsprisen, der antages at være 37 % af kulprisen, reduceres også med 25 %.
2. Prisen for fuelolie og gasolie ændres begge med 25 %.
3. Der er flere gaspriser i RAMSES, idet visse anlæg har en gaspris, der er et multiplum af default-gasprisen. Alle naturgaspriser ændres med 25 %.
4. Prisen for halm, træpiller og træflis ændres alle med 25 %.
5. Kvoteprisen har i 2015 frem til 6. oktober ligget på 56 kr./ton i gennemsnit.
6. Det danske elforbrug ab værk er 35,3 TWh i 2020.
7. Det nordiske elforbrug ab værk er 403,3 TWh i 2020.
8. Det samlede elforbrug ab værk i alle områder tilsammen (Danmark, Norge, Sverige, Finland, Tyskland, Holland) er 1.053,7 TWh, heraf godt halvdelen i Tyskland. Når elprisen i Danmark er relativt ufølsom for forbrugsstigning i Tyskland og Holland, formodes det at skyldes to faktorer: (1) at forbindelserne mel-

⁸ Fuelolie og gasolie.

⁹ Halm, træpiller og træflis.

lem Norden og kontinentet er relativt svage i 2020 og (2) at udbudskurven for brændselsbaseret el i Norden er stejlere end i Tyskland og Holland.

9. Det meste af vandkraften ligger i Norge og Sverige. Da vandkraften i et vist omfang er "lukket inde" i Norden, bliver prisen relativt høj i Danmark.
10. Elprisen stiger altså mere i et tørt år end den falder i et vådt år.
11. Det meste af vindkraften ligger i Tyskland.
12. De svenske kernekraftblokke Oskarshamn 1+2 (1.069 MW tilsammen) kommer efter de seneste markedsudmeldinger fra Vattenfall ikke i drift igen. I følsomhedsberegningen antages de alligevel at komme ind igen.
13. COBRA forbindelsen forbinder Jylland med Holland og ventes at gå i drift primo 2020. Da Holland er et højprisområde, vil forbindelsen trække elprisen i Danmark op.

Det bemærkes desuden, at tidligere følsomhedsberegninger på 2018 (baseret på et foreløbigt datasæt) har vist større effekt på elprisen af visse parametre. Den mindre effekt i 2020 formodes overvejende at skyldes, at elområderne er mere forbundne i 2020 end i 2018.