



Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked

Morthorst, Poul Erik; Jensen, Stine Grenaa; Meibom, Peter

Publication date:
2005

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):

Morthorst, P. E., Jensen, S. G., & Meibom, P. (2005). Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R; Nr. 1519(DA)).

DTU Library

Technical Information Center of Denmark

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Risø-R-1519(DA)

Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked

Poul Erik Morthorst

Stine Grenaa Jensen

Peter Meibom

Forfatter: Poul Erik Morthorst
Titel: Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked
Afdeling: Systemanalyse

Risø-R-1519(DA)
Maj 2005

Resume (max. 2000 char.):

Hvorledes vil elpriserne på det nordiske elmarked udvikle sig, såfremt der i de kommende 10-15 år ikke udbygges væsentligt med ny elkapacitet i Norden ud over de få anlæg, der på nuværende tidspunkt er besluttet? Og hvilke vilkår skal der til for at investorer vil initiere nye investeringer i kraftværker? Sagt meget kort er dette baggrunden for det EFP-støttede projekt "Forsyningsikkerhed og økonomisk efficiens i det fremtidige elsystem", som i et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Eltra, Elkraft System og RAM-løse edb har ført til udarbejdelse af denne rapport.

ISSN 0106-2840
ISBN 87-550-3448-9

Udgangspunktet for projektarbejdet har været den nordiske elmarkedsmodel og dennes evne til at håndtere udbygningen af den nødvendige kapacitet på længere sigt. Centralt i projektet har været en kvantitativ analyse af, hvorledes priserne kan se ud på det nordiske elmarked i fremtiden afhængigt af omfanget af foretagne nyinvesteringer i elproduktionskapacitet. Ved hjælp af elmarkedsmodellen Balmorel er der opstillet et basisscenario frem til 2020, som kun indeholder de allerede i dag vedtagne beslutninger om udbygning med ny elkapacitet. Frem til 2010 kan dette basisscenario betragtes som et sandsynligt forløb. Men for perioden 2010-20 kan beregningerne primært betragtes som illustrationer af, hvordan elpriserne kan udvikle sig, såfremt der ikke foretages yderligere investeringer. For perioden 2010-20 er det således et såkaldt "worst case", der er gennemregnet. I forhold til basisscenariet er der yderligere gennemregnet en række forskellige cases for året 2015, bl.a. konsekvenserne af våd- og tørår og en usædvanlig kold vinterperiode.

Kontrakt nr.:
ENS Journalnr. 033001/33006-0015

Gruppens reg. nr.:

Sponsorship:
Energistyrelsen

Forside :

Endvidere er det i projektet analyseret, hvorledes prisudviklingen på elmarkedet påvirker profitabiliteten i nye investeringer i elkapacitet afhængigt af en række eksogene hændelser, som eksempelvis udbygning med vindkraft og prisen på CO₂-markedet. Dette er gjort ved at analysere rentabiliteten i et nyt værk, placeret enten i Øst- eller Vest-Danmark. Analyserne er blevet gennemført for tre situationer: 1) For en enkelt investor uden besiddelse af andre elanlæg, 2) For en enkelt investor med en egen portefølje af elproduktionsanlæg, hvorfor et nyt anlæg vil konkurrere med ham selv og, endelig, 3) For to konkurrerende investorer, der investerer i det samme kendte anlæg, henholdsvis i Øst- og Vest-Danmark. I alle tilfælde investeres i et naturgas-fyret combined cycle anlæg med levering af både el og varme. Herudover er investorens egen mulighed for tidsmæssigt at "time" sin investering søgt kvantificeret i beregningerne, altså hvornår er det optimalt for ham at investere.

Sider: 114
Tabeller: 16
Referencer: 6

Forskningscenter Risø
Afdelingen for Informationsservice
Postboks 49
DK-4000 Roskilde
Danmark
Telefon +45 46774004
bibl@risoe.dk
Fax +45 46774013
www.risoe.dk

Indhold

Forord	5
Resumé og konklusioner, herunder anbefalinger	6
Indledning	13
Baggrund for projektet	13
Forsyningsikkerhed i denne rapport	14
Formål og afgrænsning	14
Læsevejledning	15
1 Prisdannelsen på elmarkedet specielt med henblik på at forklare prisspidser	17
1.1 Det nordiske elmarked	17
1.2 Prisdannelse på det perfekte marked	20
1.3 Eksempler på prisvariationer på det perfekte marked	21
1.4 Hvorfor fungerer elmarkedet ikke ideelt?	25
1.5 Hvad initierer nye investeringer på elmarkedet?	27
2 Kapacitetsskabte prisspidser på det nordiske elmarked i de kommende år	31
2.1 Historisk simulering	31
2.2 Forudsætninger i basisscenariet	36
2.3 Udviklingen i elprisen i basisscenariet frem til 2020.	40
2.4 Følsomhedsanalyser for 2015.	47
2.4.1 Konsekvenserne af lille tilstrømning til vandmagasinerne – tørår	48
2.4.2 Konsekvenserne af stor tilstrømning til vandmagasinerne – vådår	51
2.4.3 Konsekvenserne af en meget kold vinter – 10 års vinter	52
2.4.4 Udbygning af transmissionnettet	55
2.4.5 Betydningen af priselasticitet i elforbruget.	57
2.4.6 Vindkraftens betydning	61
2.5 Elprisernes udvikling i mere ekstreme situationer	63
2.6 Markedsmagtens betydning – illustreret ved hjælp af Mars-modellen	67
2.6.1 Stramning af effektbalancen	67
2.6.2 Markedsmagt versus fuldkommen konkurrence	69
2.6.3 Efterspørgselselasticitet	70
2.6.4 Årsresultater og årstidsvariationer	73
2.6.5 Konklusion på markedsmagt	76
3 Perspektivet for investeringer i ny elkapacitet i det nordiske elsystem	77
3.1 Investeringsbetragtninger	77
3.1.1 Realoptioner	78
3.1.2 Eksempel på simpel investeringsbetragtning	80
3.2 Antagelser i investeringsbetragtningerne	84
3.2.1 Hændelser	85
3.2.2 Investeringsoptioner	88
3.3 En enkelt investor uden en kraftværksportefølje	89
3.3.1 Investering ud fra prisudvikling i basisscenariet	89
3.3.2 Investering i det mere moderate forløb	93
3.4 En enkelt investor med en kraftværksportefølje	95
3.4.1 Investering ud fra prisudvikling i basisscenario	95
3.4.2 Investering i det mere moderate forløb	98

3.5 To investorer uden kraftværksportefølje	99
3.5.1 Investering udfra prisudvikling i basisscenario	100
3.5.2 Investering i det mere moderate forløb	102
4 Konklusion	105
4.1 Prisdannelsen på det fremtidige nordiske elmarked	105
4.2 Det nordiske elmarkeds evne til at fremdrive nye investeringer i elproduktionskapacitet	110
5 Referencer	113

Forord

Dette er den afsluttende rapport i EFP-projektet "Forsyningsikkerhed og økonomisk efficiens i det fremtidige elsystem" (Ens. Journalnr. 033001/33006-0015). Projektet er udført i et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Eltra, Elkraft-System og RAM-løse edb. Projektet blev opstartet i 2002 og er blevet støttet af Energistyrelsen gennem Energiforskningsprogrammet (EFP).

Projektet er udført af en projektgruppe bestående af:

Peter Meibom, Forskningscenter Risø
Stine Grenaa Jensen, Forskningscenter Risø
Peter Fristrup, Forskningscenter Risø
Poul Erik Morthorst, Forskningscenter Risø (projektleder)
Jacob Lemming, Forskningscenter Risø
Helge Larsen, Forskningscenter Risø
Hans Ravn, RAM-løse edb
Sarah Straarup, RAM-løse edb
Jørn Mikkelsen, Eltra
Peter Børre Eriksen, Eltra
Hans Henrik Lindboe, Elkraft System
Rasmus Bøg, Elkraft System
Jesper Werling, Elkraft System

Risø, maj 2005.

Resumé og konklusioner, herunder anbefalinger

Resumé

Hvorledes vil elpriserne på det nordiske elmarked udvikle sig, såfremt der i de kommende 10-15 år ikke udbygges væsentligt med ny elkapacitet i Norden ud over de få anlæg, der på nuværende tidspunkt er besluttet? Og hvilke vilkår skal der til for at investorer vil initiere nye investeringer i kraftværker? Sagt meget kort er dette baggrunden for det EFP-støttede projekt ”Forsyningsikkerhed og økonomisk efficiens i det fremtidige elsystem”, som i et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Eltra, Elkraft System og RAM-løse edb har ført til udarbejdelse af denne rapport.

Udgangspunktet for projektarbejdet har været den nordiske elmarkedsmodel og dennes evne til at håndtere udbygningen af den nødvendige kapacitet på længere sigt. Centralt i projektet har været en kvantitativ analyse af, hvorledes priserne kan se ud på det nordiske elmarked i fremtiden afhængigt af omfanget af foretagne nyinvesteringer i elproduktionskapacitet. Ved hjælp af elmarkedsmodellen Balmorel er der opstillet et basisscenarie frem til 2020, som kun indeholder de allerede i dag vedtagne beslutninger om udbygning med ny elkapacitet. Frem til 2010 kan dette basisscenarie betragtes som et sandsynligt forløb. Men for perioden 2010-20 kan beregningerne primært betragtes som illustrationer af, hvordan elpriserne kan udvikle sig, såfremt der ikke foretages yderligere investeringer. For perioden 2010-20 er det således et såkaldt ”worst case”, der er gennemregnet. I forhold til basisscenariet er der yderligere gennemregnet en række forskellige cases for året 2015, bl.a. konsekvenserne af våd- og tørår og en usædvanlig kold vinterperiode.

Endvidere er det i projektet analyseret, hvorledes prisudviklingen på elmarkedet påvirker profitabiliteten i nye investeringer i elkapacitet afhængigt af en række eksogene hændelser, som eksempelvis udbygning med vindkraft og prisen på CO₂-markedet. Dette er gjort ved at analysere rentabiliteten i et nyt værk, placeret enten i Øst- eller Vest-Danmark. Analyserne er blevet gennemført for tre situationer: 1) For en enkelt investor uden besiddelse af andre elanlæg, 2) For en enkelt investor med en egen portefølje af elproduktionsanlæg, hvorfor et nyt anlæg vil konkurrere med ham selv og, endelig, 3) For to konkurrerende investorer, der investerer i det samme kendte anlæg, henholdsvis i Øst- og Vest-Danmark. I alle tilfælde investeres i et naturgas-fyret combined cycle anlæg med levering af både el og varme. Herudover er investorens egen mulighed for tidsmæssigt at ”time” sin investering søgt kvantificeret i beregningerne, altså hvornår er det optimalt for ham at investere.

Primære konklusioner for prisdannelsen på det nordiske elmarked, såfremt der ikke investeres ud over allerede vedtagne beslutninger

Elefterspørgselen i det nordiske område forventes i de kommende år at stige jævnt med vækstrater mellem 0,4 og 1,7 % om året. Med hensyn til produktionen af el forventes det, at der indenfor 5-6 år foretages nyinvesteringer i et finsk kernekraftværk på 1600 MW, samt i henholdsvis svensk og norsk naturgasbaserede kraftvarmeværker på 670 og 600 MW. Herudover forudsættes der mindre renoveringer og opgraderinger af eksisterende anlæg, samt i et vist omfang en fortsat udbygning med støttede vedvarende

anlæg, herunder vindkraft. Således afspejler de antagne nyinvesteringer i produktionskapacitet på det nordiske elmarked stort set kun de i dag vedtagne beslutninger. Endelig forudsættes det, at der sker en gradvis skrotning af ældre anlæg og at der ikke bygges nye transmissionsforbindelser i Norden. Alt i alt betyder dette, at elsystemets kapacitetsbalance gradvist forværres de næste 2-3 år, de nye finske, norske og svenske værker hjælper herefter lidt indtil 2010, hvorefter balancen igen forværres væsentligt frem mod 2020.

Selv om der ikke investeres yderligere ud over ovennævnte elanlæg de næste 10 år i Norden, viser beregningerne, at det nordiske elmarked i normale situationer stadig vil fungere rimeligt tilfredsstillende. Efter 2015 vil der generelt begynde at opstå mangel på kapacitet i det nordiske elsystem med stigende elpriser til følge, og specielt i det sydlige Norge kan det få konsekvenser af høje prisspidser på elmarkedet i et stadigt oftere gentaget mønster

Men mange år er ikke normale. Vandkraft er dominerende i det nordiske elsystem og med skiftende mellemrum opstår der både tør- og vådår, som har betydelige konsekvenser for priserne på elmarkedet. Meget kolde vintre med stort træk på elvarmen i de nordiske lande stiller store krav til produktionskapacitet i elsystemet. Efterhånden er en stor del af elkapaciteten etableret som vindkraft og i tilfælde af længere varende perioder med vindstille må det øvrige elsystem virke som "back-up" for vindkraften. Det er i sådanne situationer, at en eventuel knaphed på kapacitet kan få endog meget store konsekvenser på prisdannelsen på elmarkedet og i sidste instans på elsystemets tekniske funktion.

De væsentligste konklusioner for ikke-normale år er følgende:

- En meget kold vinter (10 årsvinter) medfører store træk på elvarmen i de nordiske lande og stiller hermed store kapacitetskrav til elsystemet. Allerede fra 2007 viser beregningerne, at der begynder at opstå kapacitetsmangel i Syd-Sverige om end i begrænset mængde. Dette vil medføre høje elpriser i dette område, som vil blive overført til Øst-Danmark. Som årene går, vil en sådan situation gradvist blive vanskeligere at tackle for det nordiske elsystem og fra 2011 vil de høje priser komme til at gælde store dele af det nordiske område, samtidigt med at omfanget af kapacitetsknaphed tager til. Fra 2013 opstår der direkte kapacitetsknaphed i det danske system under en 10 årsvinter.
- Såfremt der kommer en periode med vindstille vil dette naturligvis påvirke elpriserne på det nordiske marked. I et normalt år 2015 viser vore beregninger, at dette kan medføre prisspidser på op til 5-600 NOK/MWh, altså på et niveau som de dyreste produktionsenheder. Men kombineres en 10 årsvinter med en vindstille periode, hvilket ikke er usandsynligt, har det langt større konsekvenser for elsystemet. I en sådan situation viser beregningerne, at der vil opstå kapacitetsknaphed i både det sydlige Norge og det sydlige Sverige allerede i 2007 og de høje elpriser vil via elmarkedet blive overført til det danske system. Også denne situation vil blive vanskeligere at tackle for det nordiske elsystem som årene går, og i 2015 vil der være en markant kapacitetsknaphed i Norden i en meget kold vinteruge kombineret med vindstille.
- Tørår er ikke den situation, der presser elsystemet mest rent kapacitetsmæssigt. Ved tørår sker der en generel stigning i prisniveauet på elmarkedet, hvor elpriserne kan blive endog meget høje på grund af den manglende energi fra vandkraftværkerne. Men vandkraften kan normalt fordeles, så effekten alligevel

er til stede på tidspunkter, hvor der er behov for den. Derfor er prisbilledet mere præget af høje priser, der generelt skal føre til mindre brug af el, end af enkelte situationer hvor der opstår markante prisspidser på grund af kapacitetsmangel.

Et supplement eller måske endog et alternativ til kapacitetsudbygning for at kunne håndtere ekstrem-situationer som meget kolde vintre i elsystemet kunne være at videreudvikle priselasticiteten i elforbruget. Priselasticitet drejer sig om at få elforbrugerne til i højere grad end i dag at reagere på prisstigninger på el, simpelthen ved at flytte eller skrue ned for elforbruget når elprisen er høj. På denne måde kan en øget priselasticitet være med til at få efterspørgsel og udbud til at mødes i situationer med kapacitetsknaphed. Herudover vil en højere priselasticitet typisk medføre færre af de højeste prisspidser, men også medføre en mere gradvis stigning i elpriserne i situationer med kapacitetsknaphed. I en række af de ekstrem-situationer, der er gennemregnet i denne rapport, er det ikke muligt at opnå balance på elmarkedet, hvis ikke der eksisterer et priselastisk elforbrug og jo flere ekstrem-situationer, jo større betydning får en øget elasticitet i elforbruget.

Endelig peger vore beregninger på, at specielt transmissionsforbindelserne til Tyskland og Polen er meget afgørende for prisdannelsen på det nordiske marked. I tørår er det helt afgørende, at det nordiske elmarked kan netto-importere el fra disse områder, da dette i høj grad er med til at holde prisniveau'et nede. Men samtidigt må det også erkendes, at specielt samhandelen med Tyskland er baseret på yderst usikre antagelser, hvorfor den fremtidige situation kan vise sig at udvikle sig markant anderledes end antaget i denne rapport. Herudover vil mere udbyggede transmissionsforbindelser mellem de nordiske områder have stor betydning for prisdannelsen på det nordiske elmarked i tørår, mens konsekvenserne er forholdsvis små i normalår.

Betydningen af misbrug af markedsmagt på spotmarkedet er inddraget i projektet gennem beregninger på Mars-modellen. Disse beregninger peger på, at misbrug af markedsmagt vil forstærke prisstigninger i tilfælde af kapacitetsknaphed. Herudover vil misbrug af markedsmagt i sig selv medføre et antal timer med høje prisspidser.

Opsummerende viser vore beregninger således, at ekstrem-situationer som eksempelvis hårde vintre med vindstille perioder kapacitetsmæssigt kan blive vanskelige at tackle i elsystemet inden for en overskuelig fremtid på 3-8 år og sandsynligvis vil medføre et stigende antal timer med høje prisspidser på elmarkedet. En øget priselasticitet i elforbruget kan være med til at moderere disse prisspidser, mens misbrug af markedsmagt modsat vil føre til en forstærkelse af dannelsen af prisspidser.

Primære konklusioner for det nordiske elmarkeds evne til at fremdrive nye investeringer i elproduktionskapacitet.

Som nævnt viser vore beregninger, at der uden yderligere kapacitetsudbygning i det nordiske område end de i dag vedtagne anlæg vil komme betydelige prisstigninger på el. Disse prisstigninger skulle i sig selv føre til en øget investeringsaktivitet på markedet, men vil dette være tilfældet? Vil udviklingen i elpriserne på spotmarkedet påvirke profitabiliteten i nye værker i tilstrækkelig grad til at investorerne vil investere i nye anlæg og dermed være med til at sikre den nødvendige kapacitet i ekstrem-situationer og generelt holde elpriserne på et fornuftigt niveau? Disse spørgsmål er søgt besvarede i projektet ved at analysere profitabiliteten i et nyt værk placeret enten i Øst- eller Vestdanmark. Herunder er også betydningen på profitabiliteten af en række udefra givne

hændelser inkluderet i analyserne, ligesom investorerne har fået mulighed for at bestemme, hvornår de finder det økonomisk bedst at investere i ny kapacitet.

Metoden som anvendes til denne investeringsanalyse er baseret på real-optioner, som anvendes til belysning af kraftværksinvesteringer i det nordiske elmarked. Usikkerhederne ved investeringen opdeles i den diffuse og den specifikke usikkerhed. Den specifikke usikkerhed defineres som de usikkerheder, der er knyttet til bestemte hændelser, der vil finde sted på givne tidspunkter i fremtiden. En udskydelse af investeringen indtil en af disse hændelser er indtruffet vil derfor eliminere et usikkerhedselement, og gøre det muligt for investoren at tilpasse sine valg herefter.

Som eksempel på specifikke usikkerheder har rapporten analyseret investeringsadfærden ved investeringer i ny elkapacitet i det nordiske elmarked som funktion af:

- Indførelse af CO₂-kvotemarked. Det antages i analysen, at kvoteprisen i dag og frem til 2012 er på 50 kr/ton CO₂, men at der i 2012 opnås klarhed over om kvoteprisen samme år vil stige til 150 kr/tons fra 2013 og frem eller forblive på 50 kr/ton CO₂.
- Udbygning med vindkraft. For at illustrere effekten af beslutninger om havvindmøller på investeringsbeslutninger belyses den situation, at der i 2010 træffes beslutning om udbygning af vindkraften til at udgøre 35 % af elforbruget i Danmark i 2015.
- Beslutning om udbygning af transmissionsnettet i det nordiske elmarked. Som eksempel benyttes en udbygning af Storebæltskablet og Skagerak-forbindelsen. Det antages, at der træffes beslutning om disse udbygninger i 2008

Analyserne om disse tre hændelsers betydning for investeringsadfærden er udført på baggrund af to forskellige prisscenarier for prisudviklingen på det nordiske elmarked. Et scenarie, hvor elprisen antages at udvikle sig frem til 2022 svarende til, at der ikke foretages nyinvesteringer i elkapacitet i Norden efter 2010. Samt et scenarie, hvor elprisen antages at stabilisere sig omkring år 2015, hvor prisen svarer nogenlunde til de langsigtede marginalomkostninger ved gaskraft.

Det første scenarie illustrerer den situation, at en given investor har et investeringsmonopol. Han vælger selv, hvornår det bedst kan betale sig at investere uden at bekymre sig om, at konkurrenter går ind i markedet og investerer i stedet for ham. Det andet prisscenarie illustrerer en situation, hvor der er konkurrence, der viser sig ved at andre investorer forventes at etablere nye anlæg, der for den enkelte investor giver sig udslag i, at den gennemsnitlige elpris stabiliseres på det givne niveau.

Analyserne er gennemført for tre situationer:

- 1) For en enkelt investor, der ikke ejer andre elproduktionsanlæg. Dette svarer til, at investoren udelukkende skal tage stilling til rentabiliteten af sin investering i et nyt anlæg.
- 2) For en enkelt investor, som også ejer andre elproduktionsanlæg. Dette svarer til, at investoren skal tage stilling til både rentabiliteten i det nye anlæg og prisvirkningen af det nye anlæg på de andre elproduktionsanlæg, som investoren ejer.
- 3) For to investorer, som ikke ejer andre elproduktionsanlæg. Dette svarer til, at der indføres yderligere konkurrence på investeringsområdet, hvor det får betydning, om man kan have markedet for sig selv.

I alle tilfælde investeres i et naturgas-fyret combined cycle anlæg med levering af både el og varme. Beregningerne er baseret på en lang række forudsætninger, som er defineret i rapporten, og resultaterne skal ses i forhold til disse. Men der er en række konklusioner, som er generelle i den forstand, at de har generel gyldighed for investeringer på det nordiske elmarked, uafhængigt af de specifikke forudsætninger, der er lagt til grund for beregningerne.

Ud fra analyserne er det samlet set fundet, at de udefra kommende hændelser kan påvirke investeringens profitabilitet på følgende måde:

- En stigning i CO₂-prisen giver en klar indtjeningsfordel til et nyt elværk med en effektiv brændselsudnyttelse. I en konkurrencesituation kan det være afgørende for investors beslutning at CO₂-prisen bliver høj, hvilket medfører den højeste profitabilitet af investeringen. Generelt må det således forventes, at højere CO₂-priser fører til højere profitabilitet for nye anlæg.
- Udbygning med mere vindkraft vil alt andet lige føre til lavere priser på elmarkedet. Mere vindkraft vil således medføre en lavere profitabilitet for investering i et nyt kraftværk. Med lav konkurrence på elmarkedet og en dominerende pristrend vil dette ikke have den store betydning for investeringslysten. Men i en situation med mere normale prisbilleder vil investorerne afvente en afklaring angående den fremtidige udbygning med støttet vindkraftkapacitet, før de foretager nye investeringer. Man bør derfor overveje, hvorledes en støttet udbygning af ny kapacitet – eksempelvis som med vindkraft i dag – influerer på den markeds-mæssige udvikling af kommerciel fremdrevet kapacitet.
- Udbygning af transmissionsforbindelserne til vore nabo-lande får ikke den store indflydelse på investeringernes rentabilitet, idet der selv uden nye transmissionsforbindelser sjældent er markante forskelle på priserne i de forskellige områder i et normalår.

Ser man overordnet på investeringerne i de første år af investeringsperioden (2006-2010) kan anlæggets indtjening ikke dække den annuierede investeringsomkostning. Derfor vil en investor, der ikke ejer elproduktionsanlæg, udskyde investeringen til 2010 under forudsætning af en diskonteringsrente på 10 %. Resultatet er meget følsomt over for den forudsatte diskonteringsrente, dvs. hvilken risikopræmie investoren kræver. En rente på 6 % fører til investering i 2006, 8 % til investering i 2008, og renter højere end 12 % fører til investering i 2013. Sikker viden om at CO₂ kvoteprisen bliver lav fører til udskydelse af investeringen fra 2010 til 2013 i begge prisscenarier, idet den høje CO₂ kvotepris er at foretrække for investor. I prisscenariet med elpriser, der stabiliseres fra 2015, svarende til at investoren oplever investeringsmæssig konkurrence, vil investorer der kræver en meget høj risikopræmie (15% diskonteringsrente) ved visse hændelsesudfald helt undlade at investere. Det gælder ved en kombination af høj vindkraftudbygning og lav CO₂ kvotepris.

Resultaterne viser generelt, at elpriserne i Norden efter ca. 5 år når et niveau som kan retfærdiggøre nyinvestering i elproduktionsanlæg forudsat at: 1) investor ikke ejer andre elproduktionsanlæg, dvs. kun inddrager investeringens profitabilitet og ikke indvirkningen på indtjeningen af andre anlæg. 2) investor har en forventning om en udvikling i elpriserne som udtrykt i de to prisscenarier, dvs. nogenlunde konstante elpriser i perioden 2006-2010, stigende elpriser i perioden 2011-2015, hvorefter de stabiliseres eller fortsætter med at stige. 3) investor i prisscenariet med elpriser der

stabiliserer sig ikke kræver en risikopræmie højere end 15 % diskonteringsrente. Endvidere viser resultaterne, at størrelsen af den fremtidige vindkraftudbygning og niveauet af den fremtidige CO₂ kvotepris har stor påvirkning af investeringens profitabilitet.

I den første analyse blev investeringen vurderet for en investor, der ikke ejer andre elproduktionsanlæg, men når der investeres i et nyt anlæg, som påvirker prisdannelsen på elmarkedet, vil dette naturligvis påvirke rentabiliteten af allerede eksisterende anlæg. Såfremt investor ejer flere elproduktionsanlæg, kommer han i et vist omfang til at konkurrere med sig selv. I beregningerne er dette illustreret ved at analysere tilskyndelsen til at investere i et nyt elproduktionsanlæg for en investor, der i forvejen ejer flere elproduktionsanlæg. Resultaterne af denne analyse viser, at ejerskabet af eksisterende anlæg i de fleste tilfælde vil være en hæmsko mod at en investor investerer i et nyt anlæg. For investoren, der ikke har eksisterende anlæg, vil tilskyndelsen til at investere i et nyt anlæg blive større jo højere elprisen er. Hvis investoren ejer eksisterende anlæg vil det forholde sig omvendt. Jo højere elprisen er på markedet, jo mere vil et nyt anlæg mindske indtjeningen på de eksisterende produktionsanlæg og dermed mindske den samlede profitabilitet af investorens samlede portefølje af produktionsanlæg. Tendensen er derfor - alt andet lige - at ejerskabet af eksisterende anlæg bevirker, at tilskyndelsen til at foretage nyinvesteringer bliver mindre.

Fra den sidste situation med to investorer bliver det analyserede kraftværk ikke rentabelt før i 2013, hvilket gælder for begge investorer. Der kan ud af vore beregninger således ikke udledes en entydig konklusion af hvad konkurrence betyder i denne situation, da den betragtede tidsperiode bliver for kort.

Opsummerende kan det ud fra vore beregninger konkluderes, at de høje kapacitetsskabte elpriser ikke nødvendigvis fører til en hurtig etablering af ny kapacitet. Dette vil afhænge stærkt af konkurrence-situationen på investering i elmarkedet – jo mere konkurrence, jo større chance for etablering af ny elproduktionskapacitet. Men vore analyser er ikke entydige på dette punkt – selv i en konkurrencesituation kan det være økonomisk profitabelt for investorerne at vente med at investere. Dette gælder specielt, hvis investorerne i forvejen har en portefølje af eksisterende anlæg, hvis indtjening vil blive mindsket ved etablering af et nyt kraftværk. Det er således vigtigt, at der ikke eksisterer store barrierer for investorer uden yderligere nordisk kraftværksportefølje, da disse naturligvis ikke er hæmmet af et ejerskab af eksisterende anlæg.

Ydermere fremgår det af analysen, at de usikkerheder, der er knyttet til udfaldet af givne hændelser, kan skabe situationer, hvor det bliver fordelagtigt at vente på udfaldet af disse, før der træffes beslutning om at foretage en investering, selv om investeringen isoleret set er fordelagtig ud fra en almindelig rentabilitetsanalyse. Alt andet lige vil det derfor fremme investeringer, hvis der så vidt muligt kan skabes sikkerhed om de politisk fastlagte rammer og vilkår for elproduktionen.

Anbefalinger

Høje elpriser på det nordiske elmarked er ikke et sygdomstegn, men en konsekvens af at elmarkedet fungerer. Det afgørende er, at disse høje priser har mulighed for at påvirke elsystemet, både i form af en kort til mellemsigtet mindskelse eller flytning af elforbruget og en langsigtet tilskyndelse til udbygning med mere produktionskapacitet. For at fremme elmarkedets funktion har projektgruppen derfor følgende anbefalinger:

- Den kort til mellemsigtede priselasticitet i elforbruget på det nordiske marked er i dag ikke særlig høj. I perioder med kapacitetsknaphed og høje elpriser har det priselastiske forbrug en vigtig funktion, idet det er med til at sikre balancen og dermed både prisbestemmelsen og den tekniske stabilitet på elmarkedet. Det er derfor uhyre vigtigt at såvel omfang som prislelsomhed i det priselastiske elforbrug videreudvikles markant i forhold til niveau'et i dag.
- I ekstrem-situationer er mulighederne for at importere el fra Tyskland og Polen afgørende for prisdannelsen på det nordiske elmarked. Samtidigt er den fremtidige samhandel med disse lande en meget usikker faktor i vores beregninger. Det er derfor vigtigt, at få en langsigtet afklaring af rammebetingelserne for, hvordan vi i fremtiden kan samhandle med disse lande.
- Det er uhyre vigtigt med konkurrence på elmarkedet, hvis en hurtig etablering af ny elproduktionskapacitet skal finde sted i situationer med stigende elpriser. Konkurrencefremmende tiltag inden for elområdet bør derfor nærmere overvejes. I denne sammenhæng bør det undersøges, om der eksisterer store barrierer i det danske system for investorer uden yderligere nordisk kraftværksportefølje. En ukompliceret tilgang af nye investorer vil være medvirkende til, at der opnås en rimelig konkurrence på elmarkedet.
- Det er vigtigt at skabe åbne og klare rammebetingelser for investeringer i ny elkapacitet. Dette omfatter bl.a., at der skal udmeldes langsigtede planer for, hvorledes en offentlig støttet vindkraftudbygning skal finde sted og ligeledes for hvordan transmissionsforbindelserne til vore nabo-lande skal udbygges. Men også en langsigtet udmelding af rammerne for CO₂-markedet kan have stor betydning for investorenes lyst til at engagere sig.

Indledning

Baggrund for projektet

Danmark har på nuværende tidspunkt deltaget i det nordiske elmarked i nogle år og indtil videre må dette samarbejde karakteriseres som en succes. Samtidigt må det dog erkendes, at liberaliseringen af det nordiske elsystem har fundet sted i en periode, hvor der har eksisteret rigelig produktionskapacitet. De hidtidige erfaringer med elmarkedet er altså primært opnået på driftssiden, mens markedets evner til at sikre den nødvendige udbygning med ny kapacitet på længere sigt ikke er blevet testet. Der rejser sig derfor det spørgsmål om elmarkedet på mellem til langt sigt er i stand til at initiere de nødvendige investeringer i ny kraft-kapacitet, herunder under hvilke vilkår etableringen af en sådan ny kapacitet vil blive iværksat?

Denne problemstilling har de senere år været genstand for en omfattende diskussion. I 2002 udarbejdede Elkraft System, Eltra og Energistyrelsen i fællesskab rapporten "Virkemidler for sikring af effekt i elmarkedet", som specielt fokuserer på sammenhængen mellem produktionsapparatet og elforbrug, herunder hvilke tiltag der kan sikre tilstrækkelig tilgang af kommerciel kapacitet til markedet (Elkraft et al 2002). I Nordel-regi blev der i Oslo i oktober 2002 afholdt et seminar om emnet, og der var udbredt bekymring for, om kapacitetsbalancen kunne holdes uden at det ville medføre et uacceptabelt antal timer med høje priser. Specielt blev det understreget, at det var afgørende, at det priselastiske elforbrug kom i funktion i et større omfang (Nordel, 2002). I dansk regi er der under Energistyrelsens ledelse gennemført et udvalgsarbejde i efteråret 2004 bl.a. med deltagelse af de danske systemoperatører.

Dette EFP-projekt bidrager til belysning af emnet, specielt i relation til under hvilke omstændigheder prisspidser vil tendere at opstå, samt hvilke vilkår dette giver for investering i nye elanlæg.

Udgangspunktet for projektarbejdet har således været den nordiske elmarkedsmodel og dennes evne til at håndtere udbygningen af den nødvendige kapacitet på længere sigt. Centralt i projektet har været en kvantitativ analyse af, hvorledes priserne kan se ud på det nordiske elmarked i fremtiden afhængigt af omfanget af foretagne nyinvesteringer i elproduktionskapacitet. Ved hjælp af en elmarkedsmodel er der opstillet et basisscenarie frem til 2020, som kun indeholder de allerede i dag vedtagne beslutninger om udbygning med ny elkapacitet. Frem til 2010 kan dette basisscenarie betragtes som et sandsynligt forløb. Men for perioden 2010-20 kan beregningerne primært betragtes som illustrationer af, hvordan elpriserne kan udvikle sig, såfremt der ikke foretages yderligere investeringer. For perioden 2010-20 er det således et såkaldt "worst case", der er gennemregnet. I forhold til basisscenariet er der yderligere gennemregnet en række forskellige cases for året 2015, bl.a. konsekvenserne af våd- og tørår og en usædvanlig kold vinterperiode.

Endvidere er det i projektet analyseret hvorledes prisudviklingen på elmarkedet påvirker profitabiliteten i nye investeringer i elkapacitet. Dette afhænger af en række antagelser bl.a. om investoradfærd, risikopræmier, nye elproducerende anlæg, lead times for disse, samt karakteristika for nationale produktionssystemer og forbrug.

Forsyningssikkerhed i denne rapport

I definitionen af begrebet forsyningssikkerhed skelnes der mellem elsystemets evne til at håndtere forventede ændringer i produktion, transmission og forbrug på længere sigt, og elsystemets evne til at håndtere uventede og hurtige ændringer i den forventede produktion, transmission og forbrug. Det første aspekt benævnes elsystemets *tilstrækkelighed* og er relateret til at have tilstrækkelig kapacitet i elsystemet til at dække det forventede forbrug i forudsigelige situationer, så som forbrugsstigninger i kombination med lille vandtilstrømning til vandkraftmagasinerne i Norge og Sverige. Det andet aspekt benævnes elsystemets *pålidelighed* og er relateret til udetider af elværker og transmissionslinier samt mængden af reservekraft i systemet. De to aspekter er forbundne, idet vedvarende, høje priser på regulerkraftmarkedet¹ i Norden, som afspejler mangel på reservekraft, vil føre til overførsel af kapacitet fra Nord Pools Elspot-marked (day-ahead marked) til regulerkraftmarkedet. Denne overførsel af kapacitet kan efterfølgende føre til kapacitetsmangel på Elspot-markedet, og vise versa.

I dette projekt fokuseres på elsystemets tilstrækkelighed, idet der benyttes en deterministisk model til beregning af elpriserne på et fremtidigt Elspot-marked. Udfald af værker repræsenteres i middel, dvs. kapaciteten af værkerne reduceres svarende til, hvor stor effekt der er ude i gennemsnit. Undersøgelser af elsystemets pålidelighed ville kræve stokastisk repræsentation af udfald af elværker og transmissionslinier samt stokastisk repræsentation vindkraftforudsigelser, hvilket ikke har været muligt indenfor rammerne af dette projekt.

Projektet fokuserer på, at kapacitetsknaphed fører til høje priser på elmarkedet, således at ændringer i antallet af prisspidser fremkaldt af kapacitetsmangel giver en indikation af ændringen i forsyningssikkerheden. Om disse fremkaldte høje prisniveau'er og prisspidser er acceptable set ud fra en samfundsmæssig synsvinkel, er det ikke forsøgt taget stilling til i dette projekt.

Formål og afgrænsning

Projektets formål er følgende:

- At analysere hvorvidt elmarkedet på en økonomisk efficient måde vil være i stand til at sikre de nødvendige investeringer i nye elanlæg og dermed sikre forsyningssikkerheden i det danske elsystem.

Dette formål er opfyldt gennem følgende delanalyser:

- *Simuleringer af prisdannelsen på det nordiske elmarked.* Dette er gjort gennem tilpasning af simuleringsmodellen Balmorel, der er udvidet til at omfatte time-for-time simuleringer. Med dette modelværktøj er der foretaget beregninger for prisdannelsen på det nordiske elmarked frem til år 2020. Der er opbygget et basis-scenarie og i forhold til dette er en række følsomhedsanalyser gennemført for det nordiske elmarked.
- *Analyser af grundlaget for investeringsbeslutninger i etablering af nye elproduktionsanlæg.* Dette er gjort gennem opbygning af en investeringsmodel, der med udgangspunkt i elpriserne fra Balmorel-modellen analyserer de økonomiske konsekvenser for potentielle investorer af at udskyde investeringen

¹ Se senere for en beskrivelse af regulerkraftmarkedet og Elspot-markedet.

indtil at givne hændelser indtræffer, eksempelvis etablering af nye transmissionsforbindelser eller at priserne på CO₂-kvote markedet ændrer sig.

Analyserne er geografisk afgrænset til det nordiske område, dvs. Nord Pool bestående af Sverige, Norge, Finland og Danmark, men med en betydelig samhandel med det nordtyske område.

Det nordiske elmarked består af flere delvist sammenhængende markeder. I denne analyse er det dog valgt udelukkende at fokusere på Elspot-markedet (dag-til-dag markedet), mens der er set bort fra den forholdsvist tætte relation til regulerkraftmarkedet.

Et af hovedformålene med projektet er som nævnt at identificere og beskrive prisdannelsen på elmarkedet i situationer med kapacitetsmangel. I disse situationer vil markedsmagt formentligt også spille en betydelig rolle. Den primære model, der er brugt i dette projekt, kan i den anvendte version ikke håndtere markedsmagt. Betydningen af markedsmagt er derfor blevet illustreret ved anvendelse af Mars-modellen. Det skal dog understreges, at for hovedparten af de illustrerede prisudviklinger på Elspot-markedet er markedsmagts indflydelse ikke medtaget.

Det er vigtigt at holde sig for øje, at de følgende gennemregnede forløb for elpriserne på det nordiske marked *ikke* har karakter af prognoser, men udelukkende er opstillet for at illustrere konsekvenserne af manglende nyinvesteringer i elproduktionskapacitet. Frem til 2010 vil omfanget af nyetablerede nordiske elproduktionsanlæg næppe afvige væsentligt fra det, der er antaget i denne rapport – så frem til 2010 er det sandsynligt, at det opstillede basisscenarie vil ligge tæt på virkeligheden. Men for perioden 2010-20 er basisscenariet et ”worst case”, hvor der ikke er foretaget yderligere udbygninger med ny kapacitet, og hvor beregningerne således primært illustrerer konsekvenserne af denne manglende udbygning.

Læsevejledning

Kapitel 1 giver en lettere introduktion til, hvilke faktorer der påvirker prisdannelsen og investeringerne på et el-marked. Her kan du finde svar på spørgsmål som: Hvorledes opstår døgn-variationerne i elprisen? Hvad betyder elforbrugernes betalingsvillighed og hvornår har det betydning? Har den megen vindkraft indflydelse på priserne på elmarkedet? Hvis du er bekendt med el-markedets funktion, så kan du bare springe denne del over.

Kapitel 2 omfatter analyserne af den fremtidige prisudvikling på elmarkedet. Med en time-for-time model er den mulige prisudvikling for el på det nordiske el-marked beregnet frem til år 2020. Kapitlet beskriver et basis-scenarie, samt en række følsomhedsanalyser på dette scenarie. Bl.a. analyseres det, hvornår der kan opstå meget høje priser i det nordiske elsystem, samt hvilken betydning våd- og tørår kan have på elpriserne. Endelig redegøres der for betydningen og konsekvenserne af udøvelsen af markedsmagt på elmarkedet.

Kapitel 3 omhandler analyser af profitabiliteten i at investere i ny kapacitet i elsystemet. Kapitlet giver en kort introduktion til de væsentligste bestemmende parametre for vurdering af en ny investering. Herudover gennemregnes en række investerings-cases under forskellige antagelser om udviklingen af elsystemet og relaterede hændelser, eksempelvis omkring størrelsen af den fremtidige CO₂-kvotepris.

Endelig udtrager *kapitel 4* de væsentligste konklusioner og anbefalinger.

1 Prisdannelsen på elmarkedet specielt med henblik på at forklare prisspidser

1.1 Det nordiske elmarked

Det nordiske elmarked er geografisk bundet til Norge, Sverige, Finland og Danmark og omfatter handel og udveksling med el på en række forskellige markeder. Centralt i elmarkedet er den nordiske elbørs, Nord Pool, også kaldet Elspot-markedet. Elbørsen blev oprindeligt etableret i 1991 på norsk initiativ og frem til 1995 var kun Norge omfattet af børsen. Fra 1996 blev Sverige del af elbørsen og navnet blev ændret til Nord Pool. I 1998 blev Finland inkluderet og sidst er så Danmark kommet til i 1999-2000. I forhold til elmarkedet er Danmark opdelt i to områder, omfattende henholdsvis den vest-danske del med Jylland og Fyn (Eltra-området) og den øst-danske del med Sjælland og de omkringliggende øer (Elkraft-system-området). Den primære grund til denne opdeling er, at disse to dele af Danmark ikke er elektrisk forbundet. Vest-Danmark samkøres elektrisk med Tyskland og det øvrige europæiske kontinent, mens Øst-Danmark samkøres med det nordiske område.



Figur 1: De geografiske grænser for det nordiske kraftmarked. Transmissionskapaciteter er vist i MW. Kilde: NordEl.

Det nordiske elmarked er domineret af norsk og svensk vandkraft, om end der er en stigende samhandel med det tyske elmarked, hvorved vandkraftens dominans reduceres. Med Danmark beliggende på grænsen mellem de store kontinentale termisk-baserede kraftsystemer (herunder specielt Tyskland) og de store nordiske vandkraftsystemer, kommer det danske system (specielt Vest-Danmark naturligvis) til at danne en slags "buffer" mellem disse to områder. Prisdannelsen på de danske elmarkeder er således i et vist omfang bestemt af forholdene i vore nabolande, hvor store prisudsving i såvel Tyskland som det nordiske område vil influere på prisdannelsen på el i Danmark. Samtidigt vil kraftpriserne syd og nord for os ofte være ude af takt, da de kontinentale

kraftværker har relative stabile elpriser, primært bestemt af brændselsudgifter og sæson- og døgnvariationer, mens elpriserne i Norden svinger meget i takt med de nedbørsmæssige forhold.

Som nævnt er Nord Pool-markedet kun et ud af flere nordiske markeder for fysisk samhandel med el. I det følgende vil de mest betydende delmarkeder på elområdet kort blive beskrevet:

- Bilateral krafthandel eller OTC-handel (over the counter handel)

En stor del af al elhandel foregår bilateralt mellem de enkelte aktører på elmarkedet. Denne handel foregår uden for Nord Pool's regi og priser og mængder offentliggøres ikke. Prisdannelsen på Nord Pool er dog et vigtigt element, når priserne på bilateral elhandel forhandles. Bilateral elhandel over landegrænser skal indbydes på Elspot-markedet på Nord Pool for at sikre optimal udnyttelse af transmissionsforbindelserne mellem landene. Bilateral elhandel over landegrænser består derfor af bud på Elspot-markedet kombineret med en finansiel prissikringsaftale på Nord Pools terminsmarked.

- Elspot markedet (Nord Pool)

På elspotmarkedet indrapporteres dagligt bud for efterspørgsel og udbud af el på timebasis fra aktørerne på markedet. Såvel producenter som forbrugere (elhandlere) indgiver således bud for hvor meget de vil producere/aftage til hvilken pris for hver enkelt time. Disse bud afgives senest klokken 12 dagen før driftsdøgnet. I realiteten gives der således bud 12-36 timer før den egentlige driftstime. Nord Pool afstemmer herefter buddene, så udbuddet dækker efterspørgselen. Herved bestemmes den handlede mængde af el og den tilhørende elpris for hver enkelt time og disse udmeldes af Nord Pool dagen før driftsdøgnet.

Figur 2 viser, hvorledes prisen og mængden af handlet el bestemmes. Som vist er mængde og pris på den udbudte el meget afhængig af værkstype. Grundlastværker, eksempelvis kernekraftværker og kulfyrede kraftvarmeværker, bydes ind til en lav pris (lave marginalomkostninger), mens spidslastværker (eksempelvis gasturbiner og kondensværker) bydes ind til en høj pris (høje marginalomkostninger). Generelt er efterspørgselen ikke særlig prisafhængig (stejl kurve), hvorfor priserne på elmarkedet afhænger meget af såvel niveau'et for efterspørgselen som niveau'et for udbudet. Dette vil blive nærmere diskuteret i et senere afsnit.

Som nævnt håndterer Elspot-markedet kun den del af den fysiske elhandel, der ikke er bilateralt handlet. I 2003 blev der i alt omsat 118 TWh på Elspot og det udgjorde ca. 30% af den samlede el-efterspørgsel i det nordiske område.

- Elbas-markedet

Som nævnt indgås produktions- og forbrugsforpligtelser på Elspot-markedet 12-36 timer før driftstimen. Når producenterne og forbrugerne kommer tættere på driftstimen vil de ofte have fået ny viden om hændelser, der medfører ændringer i den planlagte produktion og forbrug. Handel på Elbas-markedet kan finde sted indtil en time før driftstimen og muliggør derfor en bedre overensstemmelse mellem det planlagte forbrug og produktion og det faktisk realiserede. Produktet, der handles med, er en-times kraftkontrakter. Elbas er et eftermarked til Elspot-markedet og lige som dette drives det af Nord Pool. Elbas-markedet omfatter Sverige, Finland og Øst-Danmark, som er kommet med for nylig. Omsætningen på Elbas udgjorde i 2003 ca. 0,6 TWh, heraf ca. 2/3 i Finland og resten i Sverige

– Regulerkraft-markedet

De bud, der indgives til Elspot-markedet kan ikke altid opfyldes, bl.a. som følge af at de indgives 12-36 timer på forhånd. Typisk er dette tilfældet for vindkraftproduktionen, der vanskeligt kan forudsiges præcist så lang tid i forvejen, fordi udviklingen i vejret basalt set kun er delvis forudsigelig, men også fordi metoderne til vind-forudsigelser ikke er præcise nok i dag. Men grunden til at et bud ikke opfyldes kan også skyldes, at et elværk havarerer. Endelig er der i sagens natur også en del uforudsigelige fluktuationer i efterspørgselen. Handlen på Elbas-markedet kan håndtere nogle af disse ændringer i udbud og efterspørgsel, men efter Elbas-markedet er clearret, er det regulerkraftmarkedet, som må håndtere de resterende uoverensstemmelser.

Den centrale funktion for regulerkraftmarkedet er således at være med til at sikre at udbuddet af el er lig med efterspørgselen inden for den enkelte driftstime. Typisk skal aktører på regulerkraftmarkedet således være parat til at agere inden for en tidshorisont på 15 minutter, hvorfor det kun er hurtigt-reagerende elproduktionsanlæg og elforbrugende anlæg, der kan agere på dette marked. Bud til regulerkraftmarkedet indgives typisk 2 timer før driftstimen. Såvel producenter som aftagere af el kan indgive bud, hvor sidstnævntes bud omfatter afbrydelighed af elforbrugende anlæg.

I Vest-Danmark blev ca. 6% af den samlede elproduktion reguleret i 2002. De tilsvarende tal for Øst-Danmark, Sverige og Finland var betydeligt lavere – henholdsvis 0,8%, 0,7% og 0,4%. I det vest-danske område var omkostningen forbundet med regulering i 2002 typisk mellem 3 og 7 Øre/kWh-reguleret, normalt lidt højere for op-regulering end for ned-regulering. Regnet som gennemsnit for hele elforsyningen i Vest-Danmark er omkostningen til regulering ca. 0,5 øre/kWh.

Indtil for nyligt var regulerkraftmarkedet et nationalt marked, hvor udbud og efterspørgsel blev håndteret af de enkelte systemoperatører. I dag er der dog oprettet et fælles nordisk regulermarked, hvor aktører fra hele det nordiske område kan byde ind. Dette regulerkraft-marked håndteres i fællesskab af de nordiske systemoperatører, der sikrer at markedet clearer.

– Balancering af elsystemet

Den endelige balancering af elsystemet er systemoperatørernes ansvar. Det er således systemoperatørernes ansvar, at der er tilstrækkelige reserver til rådighed i tilfælde af udfald af produktionskapacitet eller nedbrud af transmissionskapacitet. Regulerkraftmarkedet er et vigtigt hjælpemiddel i denne henseende, men systemoperatørerne har også selv rådighed over aftalte reserver til hurtigt at kunne afhjælpe nødsituationer.

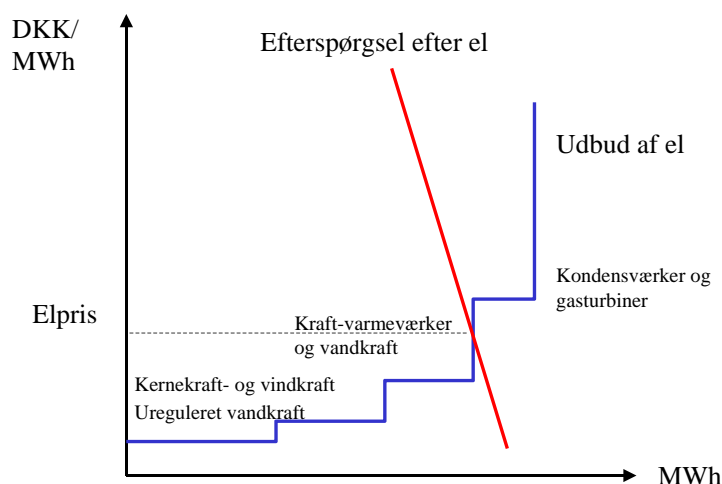
Disse markeder hænger i et vist omfang sammen. Eksempelvis vil høje priser på regulerkraft-markedet tendere mod, at aktørerne på Elspot-markedet vil byde mindre kapacitet ind på spot-markedet og reservere mere kapacitet til at udbyde som regulerkraft. Alt andet lige vil dette påvirke prisdannelsen på Elspot-markedet i opadgående retning. På tilsvarende vis vil systemoperatørerne gennem deres krav til reservekapacitet påvirke udbuddet og dermed prisdannelsen på såvel Elspot- som reservekraft-markedet.

Hvor meget denne sammenhæng mellem markederne betyder for prisdannelsen, er det p.t. vanskeligt at gisne om og pris-påvirkningen vil finde sted såvel i opgående som i nedadgående retning. I dette studie reduceres den tilgængelige kapacitet på Elspot-markedet svarende til den gennemsnitlige kapacitet, der historisk set er allokeret som

reservekraft eller ikke er tilgængelig af andre grunde (revisioner og lignende), dvs. kapacitetsbalancen på Elspot-markedet er korrekt repræsenteret i middel. I det efterfølgende har vi valgt udelukkende at koncentrere os om Elspot-markedet, mens øvrige markeder ikke vil blive yderligere omtalt. Det skal dog understreges, at for visse typer af investeringer i fleksible produktionstyper, f.eks. varmepumper, kan indtjeningen på regulerkraftmarkedet bidrage væsentligt til den samlede indtjening af investeringen. Derfor bør en evaluering af sådanne investeringer indeholde en overvejelse af bidraget fra regulerkraftmarkedet.

1.2 Prisdannelse på det perfekte marked

Som nævnt giver de enkelte aktører deres bud til Elspot-markedet 12-36 timer forud for den egentlige driftstime. Elproducenter giver bud på, hvor meget de kan/vil producere til en given pris og på tilsvarende vis giver aftagerne (forbrugere, elhandlere) deres bud på, hvor meget de vil købe til hvilken pris. Når alle bud lægges sammen opnås hermed de aggregerede udbuds- og efterspørgselskurver for hver enkelt time, som vist på Figur 2. Og prisen på el bestemmes, hvor efterspørgselen er lig udbuddet af elektricitet, dvs. i skæringen mellem udbuds- og efterspørgselskurven.



Figur 2: Prisdannelse på et El-marked.

I et perfekt fungerende elmarked med fuldkommen konkurrence vil alle udbydere og efterspørgere være pristagere på markedet, dvs. ingen markedsaktører er i en position, hvor det er profitabelt at påvirke markedsprisen gennem egne handlinger. Producenterne vil byde hele deres tilgængelige produktionskapacitet ind på markedet til den kortsigtede marginale produktionsomkostning for kapaciteten, hvilket betyder, at de er villige til at producere, når de som minimum får dækket alle deres variable omkostninger. Men under dette niveau vil de ikke byde, idet de i så fald skulle producere med direkte tab. Samtidigt indbyder de al deres kapacitet og kan ikke (eller vil ikke) forsøge at påvirke markedsfunktionen ved at holde kapacitet tilbage (misbrug af markedsmagt). For udbudssiden vil det typisk gælde, at de laveste marginale produktionsomkostninger (og dermed de laveste bud) kommer fra kapitaltunge anlæg som kerne- og vindkraft, som dermed kommer ind nederst på udbudskurven, hvorfor man kan være rimelig sikker på at få solgt produktionen fra disse anlæg. Anlæg som gasturbiner og kondensværker har normalt høje marginale produktionsomkostninger og kommer derfor ind højt oppe på udbudskurven. Disse anlæg vil ofte være prissættere i markedet, hvilket dog afhænger af

såvel efterspørgselen på el, samt det øvrige produktionsudbud. For vandkraftværker med magasin vil prisbud til markedet afhænge af fyldningsgraden af magasinet.

I et perfekt marked vil efterspørgerne også vise deres sande, marginale betalingsvillighed i deres købsbud, dvs. de byder ind til en pris, der viser hvor meget el'en er værd for dem i form af velfærdsnytte. Med hensyn til den langsigtede ligevægt på markedet vil der ikke eksistere barrierer for at introducere ny produktionskapacitet på markedet.

Markedskrydset mellem den aggregerede udbudskurve og den aggregerede efterspørgselskurve vil i denne situation svare til maksimering af summen af konsument- og producentoverskuddet, dvs. markedet har fundet en elpris og en produktionsfordeling som er velfærdsoptimal. Endvidere vil investeringerne i et sådant marked give en prisudvikling som betyder at alle værker netop får dækket deres faste omkostninger gennem den økonomiske levetid af værkerne, dvs. profitten forstået som en indtægt udover dækning af faste og variable omkostninger (herunder dækning af investeringsomkostningen forrentet med "markedsrenten") vil være nul for alle værker.

I et sådant marked vil følgende forhold være gældende:

1. Prisen på el vil altid være lig med elforbrugernes marginale betalingsvillighed ved en given forbrugsmængde².
2. I timer, hvor ikke al tilgængelig produktionskapacitet er i brug, vil elprisen være lig med den kortsigtede, marginale produktionsomkostning på det dyreste værk, som er i brug i timen.
3. De timer, hvor al tilgængelig produktionskapacitet er i brug, vil elprisen blive højere end den kortsigtede, marginale produktionsomkostning på det dyreste værk. (men altid lig med elforbrugernes marginale betalingsvillighed).
4. Forskellen mellem elprisen og den kortsigtede, marginale produktionsomkostning på et givent værk ganget med produktionen på værket og summeret over alle timer vil netop dække de faste omkostninger for værket. Dette gælder for alle værker.
5. Hvis region 1 eksporterer til region 2 vil elprisen i region 1 + den marginale transmissionsomkostning fra region 1 til 2 være lig med elprisen i region 2 forudsat der ikke er nogen transmissionsbegrænsning mellem region 1 og 2³.
6. Hvis der eksporteres op til transmissionsbegrænsningen fra region 1 til 2 vil elprisen i region 1 + den marginale transmissionsomkostning fra region 1 til region 2 være mindre end elprisen i region 2.

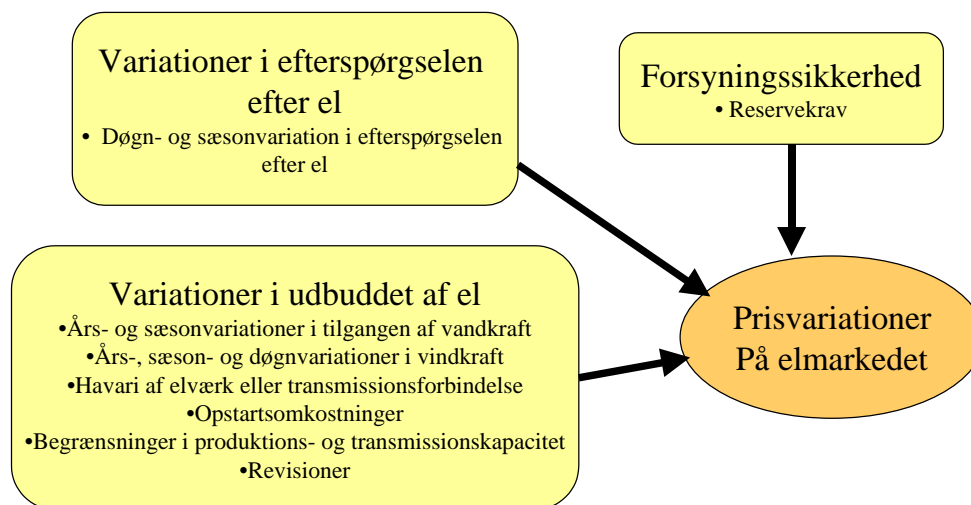
Formen af prisvarighedskurven på et sådant marked vil afhænge af variationen af efterspørgselskurven gennem året, idet en relativ konstant efterspørgsel i alle timer vil føre til lille variation i priserne og omvendt. Prisdannelsen afhænger også af formen af udbudskurven, men i et perfekt marked vil mængderne af de forskellige typer af kapacitet på markedet være bestemt af variationen i efterspørgselen samt forholdet mellem faste og variable omkostninger mellem værktyperne.

1.3 Eksempler på prisvariationer på det perfekte marked

² Vil blive nærmere forklaret i næste afsnit.

³ Dette gælder ideelt set. I visse områder eksisterer der tariffer for transmission af el, som i givet fald vil være prissættende. I Nord Pool området betales der ikke for transmission af el.

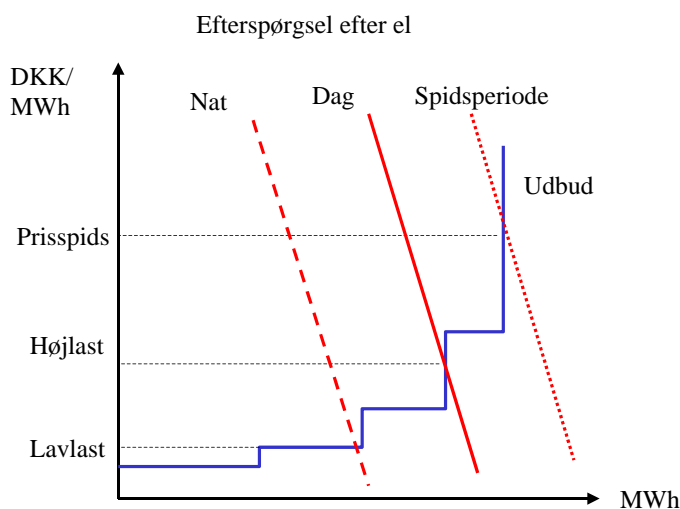
Prisvariationerne på elmarkedet er primært knyttet både til udbuddet af og efterspørgselen efter el. De væsentligste faktorer er illustreret i Figur 3.



Figur 3: Faktorer, der påvirker prisdannelsen på elmarkedet

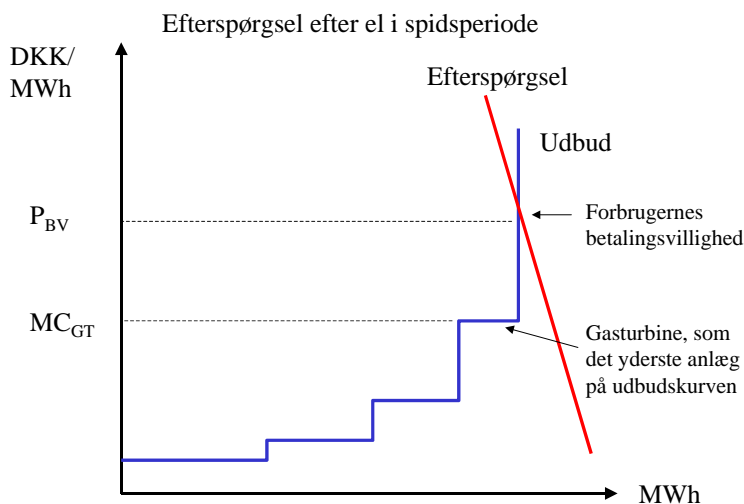
Variationer i el-efterspørgselen er normalt ret forudsigelige og danner i samspil med udbuddet et mønster med lavere priser om natten og højere priser om dagen. Dette er vist i Figur 4, hvor tre døgnprofiler for el-efterspørgselen er illustreret. Der er normalt et lavt elforbrug om natten, hvorfor efterspørgselen typisk kan dækkes med produktion på de billigste værker og altså bliver elprisen lav. I dagens løb er elforbruget markant højere end om natten og flere værker tages i brug, herunder også dyrere værker og elprisen afspejler, at efterspørgselen befinder sig i et højlastområde. Normalt vil elprisen i disse to perioder være bestemt af de kortsigtede elproduktionsomkostninger.

Endelig indtræffer den højeste efterspørgsel efter el normalt kun i ganske kort tid i dagens løb, men kan kræve at al eksisterende produktionskapacitet er i gang. I disse korte perioder vil elprisen ideelt set være bestemt af forbrugernes betalingsvillighed og ikke af de kortsigtede marginale produktionsomkostninger. Denne situation opstår normalt ikke, medmindre der er mangel på produktionskapacitet. Forbrugernes betalingsvillighed vil derfor primært komme til udtryk på tidspunkter, hvor der er knaphed på kapacitet i elsystemet.



Figur 4: Prisdannelsen på elmarkedet i lav-, høj- og spidsperioder.

Denne situation er mere detaljeret illustreret i Figur 5, hvor den yderste anlægsenhed på udbudskurven er en gasturbine med en marginal produktionsomkostning på MC_{GT} . Men med den konstaterede efterspørgsel på el i spidsperioden er denne pris ikke tilstrækkelig høj til at klare markedet (efterspørgsels- og udbudskurven skærer ikke hinanden i dette punkt). Da al anlægskapacitet er taget i brug, skal elprisen stige til P_{BV} for at klare markedet, og denne pris afspejler, hvor meget forbrugerne er villige til at betale for den udbudte mængde el i denne situation.



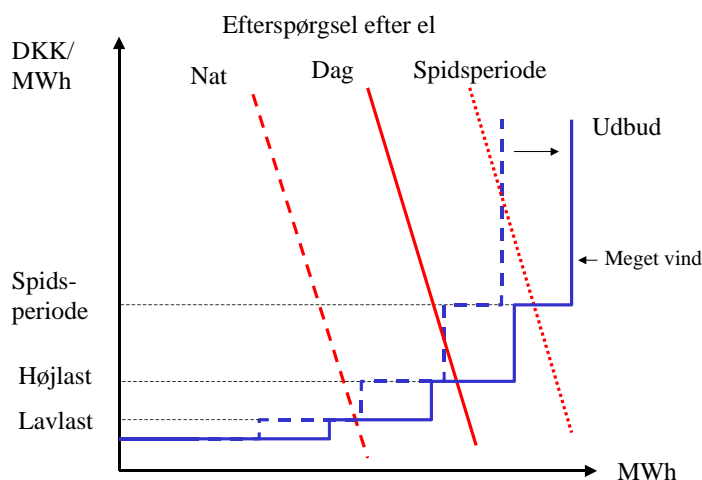
Figur 5: Illustration af forbrugernes betalingsvillighed.

Variationerne i udbuddet af el influerer elprisen på stort set samme måde som ændringer i efterspørgselen, men kan i udpræget grad forstærke eller moderere de efterspørgselsbetingede udsving i prisen.

Sæsonvariationer i udnyttelsen af vandkraft har en stor indflydelse på prisdannelsen på elmarkedet. Vandindstrømningen til vandkraftanlæg er gratis, men lagret vand i reservoirerne udgør en ressource, som har en værdi. Værdien af det lagrede vand afhænger af den totale mængde af lagret vand i forhold til den ”normale” mængde lagret vand på et givent tidspunkt af året, af prisen på alternativ elproduktion samt af betalingsvilligheden på el. Hver vandkraftproducent estimerer optionsværdien af lagret vand (vandværdien), hvilket indgår i hans budgivning til Elspot. Tilstrømningen til vandreservoirs er kun delvist forudsigelig, hvilket besværliggør optimeringen af brugen af det lagrede vand.

De specielle forhold for vandkraften har en kolossal betydning for prisdannelsen på Elspot. I de såkaldte vådår vil udbudskurven blive forskudt udad og således generelt give lavere gennemsnitspriser end i et normalt år. Modsat vil udbudskurven blive forskudt indad i et tørt år og hermed give højere gennemsnitspriser end for normalåret. Såfremt der ikke er transmissionsbegrænsninger på markedet vil våd-tør år's problematikken også påvirke prisens efterspørgselsbetingede døgnvariation, idet vådår vil medføre mindre udsving, mens tørt år vil give højere udsving i elprisen. Hvis en vandkraftproducent estimerer en høj vandværdi, men i stedet for at forøge prisen i sit salgsbud reagerer ved at udbyde mindre kapacitet, kan mangel på vand føre til kapacitetsmangel i systemet.

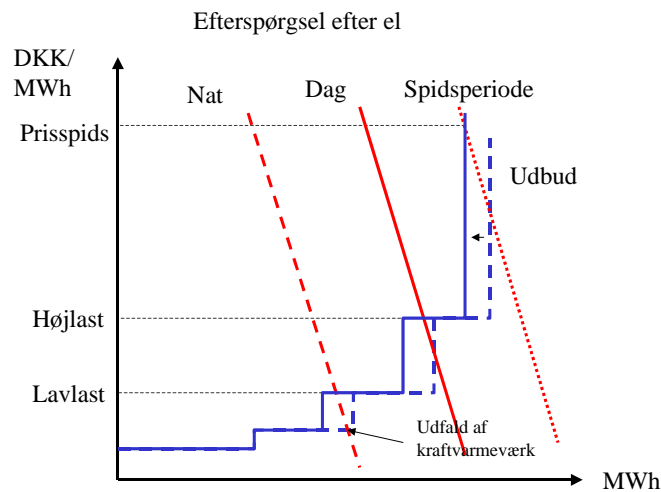
Men typisk for vandkraften er, at tilgængeligheden af vandressourcerne påvirker prisdannelsen over en længere periode.



Figur 6: Prisvariationer som følge af meget vind i elsystemet.

Vindkraftens indflydelse på prisdannelsen på Elspot-markedet er illustreret i Figur 6. Normalt vil vindkraft have lave marginale produktionsomkostninger, hvorfor de vil komme ind nederst ("i den billige ende") på udbudskurven. Den høje vindgenererede elproduktion vil derfor skifte udbudskurven udad. Hvorledes elpriserne påvirkes afhænger helt af tidspunktet på dagen. Principielt kan elprisen i alle de tre lastperioder blive påvirket, men som det fremgår af Figur 6 vil de største prisfald indtræffe, hvis en stor elproduktion fra vindmøllerne falder sammen med spidslast- eller højlast-perioderne, mens påvirkningen i lavlast vil være mindre. Specielt i spidsperioden, hvor den højeste el-efterspørgsel indtræffer, kan en stor elproduktion fra vindmøllerne føre til endog meget markante prisfald, som vist på Figur 6. Generelt vil en stor mængde vind i elsystemet føre til lavere gennemsnitlige elpriser på grund af vindkraftens lave marginale produktionsomkostninger..

Et udfald af et kraftværk vil i første omgang påvirke priserne på regulerkraftmarkedet. Men er det et længerevarende havari kan det føre til begrænsninger i den udbudte produktionskapacitet og således også få konsekvenser på prisdannelsen på Elspot-markedet. Denne situation er illustreret i Figur 7, hvor det er antaget, at et kraftvarmeværk er faldet ud, hvilket forskyder udbudskurven indad. Som det fremgår af Figur 7 kan dette medføre prisstigninger i alle tre last-perioder, men i særdeleshed i spids- og højlast kan det føre til markante prisstigninger.



Figur 7: Konsekvenser af begrænsninger i kapaciteten.

Figur 7 illustrerer ligeledes en situation med anstrengt kapacitetsbalance, altså et elsystem hvor der generelt er mangel på produktionskapacitet. I denne situation vil store prisudsving være et dagligt fænomen, hvor højden af prisspidserne ideelt vil være givet af forbrugernes betalingsvillighed. Ved en anstrengt kapacitetsbalance vil det således i udpræget grad være vigtigt, at information om elprisen når ud til elforbrugerne, som ellers ikke vil have nogen mulighed for at reagere på de ekstreme prisspidser.

Kombinationen af en anstrengt kapacitetsbalance og udfald af et kraftværk kan i bedste fald føre til ekstreme prissvingninger, hvis ellers forbrugerne har mulighed for at reagere på elpriserne⁴. Hvis dette ikke er tilfældet kan det i værste fald føre til et nedbrud af elsystemet. Generelt vil en stor mængde vindkraft i elsystemet (ved en given kapacitet af det øvrige produktionsapparat) være med til at moderere prissvingningerne, når der er sammenfald mellem megen vind og spids- eller højlastperioder. Men de ekstreme prisspidser vil stadig opstå, når dette sammenfald ikke finder sted.

1.4 Hvorfor fungerer elmarkedet ikke ideelt?

I virkeligheden eksisterer der en lang række forhold som betyder at Elspot-markedet ikke fungerer i overensstemmelse med det ideelle marked. I dette afsnit gives en oversigt over disse forhold, samt en indikation af hvad hvert forhold betyder for prisdannelsen.

På *efterspørgselsiden* er det altoverskyggende problem, at langt størstedelen af elforbrugerne ikke reagerer på elpriserne på Elspot-markedet og at elforbrugets priselasticitet på kort- til mellemlangt sigt er meget lav. Denne manglende reaktion på Elspot-priserne skyldes en kombination af for store transaktionsomkostninger til etablering af målere og andet udstyr, manglende erfaring med at indrette virksomhedens drift til at reagere på varierende elpriser, samtidigt med at den økonomiske gevinst kan være forholdsvis lille. Langt størstedelen af det private elforbrug aflæses på årsbasis og kun den årlige gennemsnitspris kan afføde en forbrugsreaktion, og selv en sådan reaktion vil primært være rettet mod en egentlig elbesparelse og ikke mod en udjævning af prisspidser og kapacitetsbelastning. Set fra et markeds-funktionsmæssigt synspunkt er det derfor uhyre relevant, at en større del af det danske elforbrug gøres prisafhængigt, at langt flere forbrugere udnytter muligheden for at reagere på svingende og ekstremt høje

⁴ For lidt kapacitet på Elspot-markedet kan føre til afkorting af efterspørgernes bud, altså at de forholdsmæssigt får reduceret deres bud.

elpriser end tilfældet er i dag. Dette kan eksempelvis opnås gennem indførelse af autonome IT-systemer, der kan styre elforbruget ikke alene efter forbrugernes ønsker, men også i overensstemmelse med prissignalerne fra Elspot-markedet.

Det pris-uelastiske elforbrug har i særdeleshed konsekvenser for prisdannelsen på Elspot-markedet, når der er begrænsninger i kapaciteten og elpriserne ideelt burde bestemmes af forbrugernes betalingsvillighed. Hvis forbruger-reaktioner på de høje priser ikke er med til at begrænse elforbruget, kan konsekvensen meget vel være et nedbrud af elsystemet.

På *udbudssiden* er der en række forhold, der kan medføre u hensigtsmæssigheder i markedsfunktionen:

- Misbrug af markedsmagt

En aktør med stor produktionskapacitet kan ved at tilbageholde en lille del af den samlede kapacitet i spidslast situationer tjene mere end hvis hele aktørens kapacitet var blevet udbudt. Dette kaldes for strategisk budgivning alternativt for udøvelse af markedsmagt. Det er ikke tilladt på Elspot-markedet at misbruge en dominerende position, men alligevel er der fra tid til anden mistanke om, at der udøves markedsmagt ved at tilbageholde kapacitet.

En anden form for udøvelse af markedsmagt er at udbyde sin kapacitet til en pris, som er over den marginale, kortsigtede produktionsomkostning. Dette vil føre til uændrede eller øgede priser på Elspot-markedet.

De specielle forhold for vandkraften har en kolossal betydning for prisdannelsen på Elspot, hvor såkaldte vådår er præget af lave gennemsnitspriser og modsat for tørår. Hvis en vandkraftproducent estimerer en høj vandværdi, men i stedet for at forøge prisen i sit salgsbud reagerer ved at udbyde mindre kapacitet, kan mangel på vand føre til kapacitetsmangel i systemet.

- Elproduktion uafhængigt af Elspot-prisen

Et tilbagevendende problem for specielt det vest-danske elsystem i de senere år har været det såkaldte eloverløb. Ved en given systempris på el fremkommer eloverløbet fordi tvungen elproduktion i et delområde af Elspot-markedet er større end elforbruget, samtidigt med at transmissionskapaciteten til nabo-områder ikke er tilstrækkeligt til at eksportere de overskydende mængder af el. Herved bliver delområdet (eksempelvis Vest-Danmark) separeret fra det øvrige elmarked og elprisen vil falde indtil der er overensstemmelse mellem udbud og efterspørgsel efter el i dette område. Eloverløbet fremkommer gennem et kompliceret samspil på forsyningsiden. I perioder producerer centrale værker el uafhængigt af elprisen bl.a. på grund af varmebindinger og tvangskørsel af hensyn til elsystemet. Hvis dette falder sammen med en stor elproduktion fra decentrale kraftvarmeværker og vindkraft – som producerer el til faste priser uafhængige af prisen på spotmarkedet – kan disse faktorer tilsammen medføre et overskud af el, der således kan føre til eloverløb. En optimal funktion af elmarkedet kræver, at producenterne på markedet i højere grad reagerer på Elspot-prisen.

- Markedsbarrierer

Hvis der eksisterer barrierer som gør det sværere for nye aktører at investere i ny elproduktionskapacitet relativt til de eksisterende aktører på markedet, vil dette kunne føre til strategisk opførsel hos de eksisterende aktører.

- Usikkerheder⁵

En lang række forhold i elmarkedet er kun delvist forudsigelige:

- De fremtidige energipolitiske forhold.
- Meteorologiske forhold såsom vandtilstrømning til vandreservoirs, vindhastigheder og udetemperaturer
- Havarier af produktions- og transmissionsanlæg
- Brændselspriser
- Teknologisk udvikling af produktionsteknologierne

Herudover kan potentielle investorer være usikre på udviklingen i rammebetingelserne for elmarkedet dvs. udvikling i skatter, afgifter, markedsregler og støtteordninger, samt være usikre på konkurrenternes investeringsplaner.

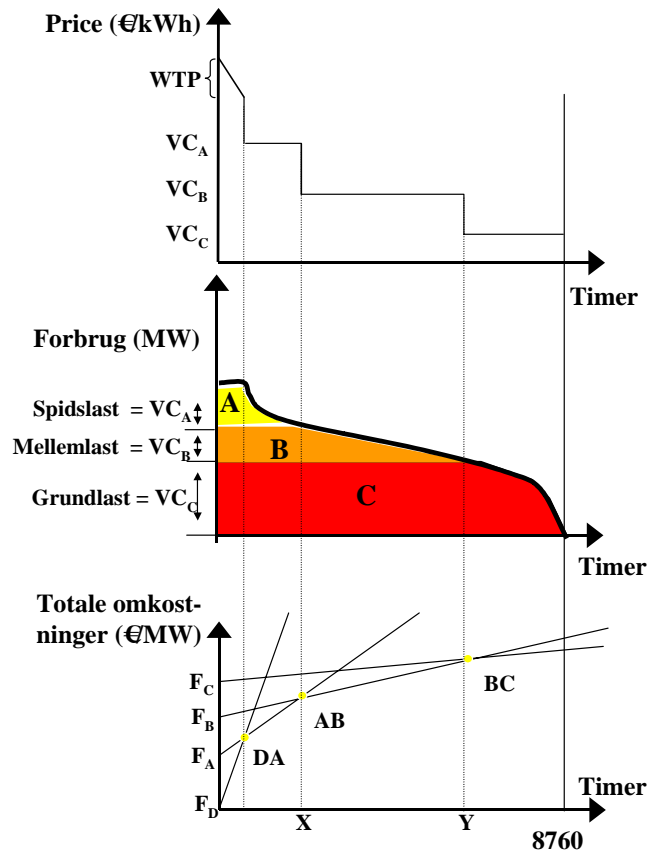
De usikre forhold betyder på kort sigt at systemoperatørerne får svært ved at bestemme den optimale mængde af kapacitet, der skal reserveres til markedet samt besværliggør revisionsplanlægning.

På længere sigt skaber usikkerheden øgede risikopræmier hos investorerne, hvilket medfører at der skal højere elpriser til at udløse investeringer. Denne effekt forøges af den lange byggetid for værkerne som inklusive indhentning af tilladelser, VVM-undersøgelser og høringer ligger i intervallet 2-10 år.

1.5 Hvad initierer nye investeringer på elmarkedet?

Groft set kan udbyderne af el på et elmarked inddeles i grundlast, mellemlast og spidslast aktører. De værker som producerer forholdsvis mange timer årligt pga. lave variable omkostninger kaldes grundlast. Et typisk eksempel kunne i Danmark være et kulfyret kraftvarmeværk, der normalt har forholdsvis høje faste omkostninger og lave variable omkostninger. Et spidslastværk, som kunne være repræsenteret ved en gasturbine uden varmeproduktion, har derimod relativt lave faste omkostninger og relativt høje variable omkostninger. Mellemlast er den type af værker som befinder sig midt imellem spids- og grundlastværker dvs. med mellemstore faste og variable omkostninger. Disse tre værktypers omkostninger er illustreret nederst på Figur 8. Via lodrette linier kan man via varighedskurven (baseret på forbrug) bestemme de enkelte værkers produktionstid og dermed også markedsprisen.

⁵ For en nærmere gennemgang se Elkraft System, Eltra og Energistyrelsen: "Virkemidler for sikring af effekt i elmarkedet" (2002).



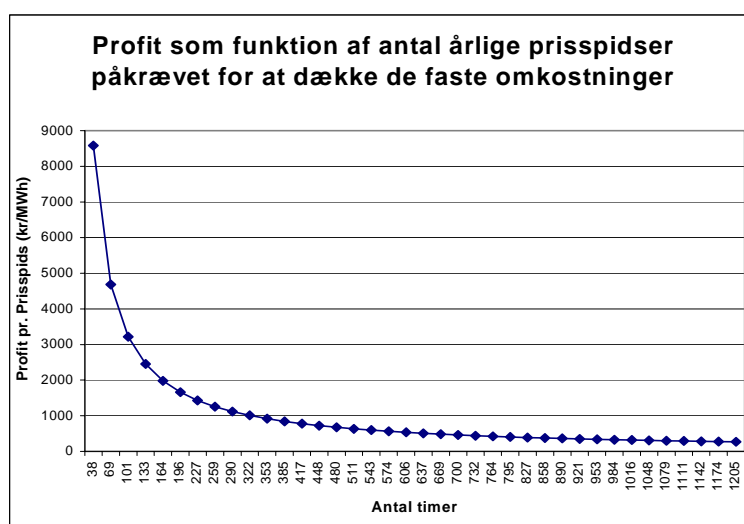
Figur 8: Omkostninger (nederst), forbrug (midterst) og de resulterende markedspriser (øverst) i de enkelte timer på et år i et elmarked med tre produktionstyper, grundmellemlast- og spidslastværker.

Nederst på Figur 8 illustreres sammenhængen mellem faste og variable omkostninger for en række forskellige værktyper. Således er F_C de faste omkostninger for grundlastværket (teknologi C) og den lave hældning på denne kurve illustrerer de lave variable omkostninger. Grundlastværket vil således producere el hele tiden. I perioder med højere elforbrug (vist på den midterste del af figuren) vil der være behov for mere elproduktion og mellemlastværket (teknologi B) vil producere, men til højere priser, da B har højere variable omkostninger. Endelig vil spidslastværket (teknologi A) først komme i brug i perioder, hvor der er høj efterspørgsel efter el. Forbrugernes betalingsvillighed vil bestemme elprisen i timerne med den højeste elpris. På den nederste del af figuren illustrerer F_D elforbrugernes betalingsvillighed, hvorfor skæringen mellem kurven for betalingsvillighed og for spidslastværket (punktet DA) bestemmer, hvornår det er elforbrugernes, der sætter elprisen. Konsekvensen for elprisen er vist øverst på figuren, hvor WTP er betalingsvilligheden (willingness to pay), der fastsætter de højeste priser.

Af figuren kan observeres, at teknologi C tjener penge, som kan bruges til at dække de faste omkostninger (økonomisk profit), svarende til summen af det røde, det orange og det gule areal. Teknologi A får kun profit i de timer, hvor prisen sættes af spidslastværkernes variable omkostninger og forbrugernes betalingsvillighed, hvilket svarer til det gule areal. Hvorimod grundlast og mellemlast værker får dækket deres faste omkostninger over en række timer med forskellig prisfastsættelse, så får det dyreste spidslastværk 100% af sine faste omkostninger dækket via timer hvor al kapacitet er i brug og forbruget kobler ud. Et spidslastværk kan undervejs i sin levetid ændre position i

”merit order” men dette forholds størrelse og retning er ganske usikkert. Usikkerhed betyder, at investorer vil kræve forøgede risikopræmier, hvilket i sidste ende betyder en forøget omkostning for forbrugerne. Ovenstående forhold gør, at en fleksibel forbrugsside er særlig relevant for incitamentet til nye investeringer i spidslastværker.

Da de yderste spidslastværker kun kan opnå en økonomisk profit i de timer, hvor al tilgængelig kapacitet er i brug, bliver en investering i sådanne værker selvsagt risikofyldt. I år med normalt nedbør og tilstrækkelig kapacitet i el-systemet vil sådanne timer slet ikke forekomme. Dette kan være et dilemma for politikere, fordi der så ikke bliver foretaget nyinvesteringer, hvorved der ikke fremkommer noget bevis for at markedet virker, før kapaciteten i systemet bliver knap. Desuden er der en tidsfaktor fundet med investeringsbeslutninger, forstået på den måde at der går 2-10 år fra investeringsbeslutningen er foretaget og frem til det tidspunkt, hvor kraftværket kan levere elektricitet til systemet. Ovenstående indikerer vigtigheden i, at man politisk får igangsat forbrugssiden, således at en væsentlig del af forbruget agerer fleksibelt allerede under den periode hvor investeringsincitamentet skal skabes.



Figur 9: Antallet af timer med prisspidser som et spidslastværk, der kun får økonomisk profit i disse prisspidstimer, vil behøve for at kunne få dækket sine faste omkostninger. NPV beregningen er foretaget med en risikoneutral rente på 3 % p.a.

Et afgørende element i investeringsbeslutninger for spidslastværker er den risiko, som prisspidser er forbundet med. Hvis investorer vidste størrelsen og timingen af prisspidser i markedet, så var den fremtidige rentabilitet af spidslastinvesteringer forholdsvis let at finde, og politikere behøvede ikke at bekymre sig markant om fremtidige investeringers betydning for forsyningssikkerheden. Det er imidlertid forholdsvis usikkert, hvor store fremtidige prisspidser i el-markedet vil blive, og hvor ofte de vil forekomme. Figur 9 illustrerer antallet af timer med prisspidser, som en 50 MW single cycle gasturbine skal bruge i det første produktionsår for at dække sine faste omkostninger som funktion af størrelsen af prisspidserne dvs. markedspris minus værkets variable omkostninger.

Denne simplificerede figur indikerer, at et spidslastværk kræver ca. 160 årlige timer med prisspidser på ca. 2 NOK/kWh, dvs. prisspidser i ca. 2% af årets timer eller knap en spidstime hver anden dag. Et spidslastværk vil derfor være nødt til at have yderligere

indtægtskilder fra f.eks. regulærkraftmarkedet, for at kunne være en god investering selv i en risikoneutral verden.

Nu er situationen for et spidslastværk ikke en risikoneutral verden og specielt prisspidser er med til at øge risikoen for et spidslastværk væsentligt. Både timing og størrelse af prisspidser er to meget risikofyldte faktorer. Det nordiske el-system indeholder en betragtelig andel vandkraft og priser på el varierer derfor kraftigt fra år til år afhængigt af de meteorologiske nedbørsforhold. Dette bidrager til betydelig usikkerhed for alle producenter, men de anlæg som baserer deres økonomi på spidslast-timer er særligt udsatte. Antallet af prisspidser er måske nul i et vådar, mens antallet kan være betragteligt i et tørår. Samlet set vil den diskonteringsrente, som en investor vil kræve for at initiere en investering i et spidslastanlæg, formentligt være markant højere end den risikofrie rente.

2 Kapacitetsskabte prisspidser på det nordiske elmarked i de kommende år

I de senere år er der ikke foretaget nyinvesteringer i større elproduktionsanlæg knyttet til det nordiske elmarked. Kun anlæg, der er drevet af støtteordninger eller påvirket af prisforhold ud over elmarkedsprisen, så som vindmøller og decentrale kraftvarmeværker, er blevet etableret. I de kommende år forventes det, at der foretages nyinvesteringer i et finsk kernekraftværk på 1600 MW, i svenske naturgasbaserede kraftvarmeværker på tilsammen 670 MW, samt i tilsvarende norske værker på tilsammen 600 MW. Herudover forventes der mindre renoveringer og opgraderinger af eksisterende anlæg, samt i et vist omfang en fortsat udbygning med støttede vedvarende anlæg, herunder vindkraft.

Denne manglende aktivitet med hensyn til etablering af nye anlæg skyldes bl.a., at priserne på kraft på elmarkedet generelt har været lave i de senere år, hvilket hænger sammen med, at der har eksisteret et vist overskud af elproduktionskapacitet i det nordiske område. Ifølge den nordiske organisation af system-ansvarlige, Nordel, er det dog forventet, at denne overkapacitet gradvist vil aftage i løbet af de næste tre til fem år, for derefter at vendes til et underskud af produktionskapacitet, såfremt der ikke initieres nye investeringer i produktionsanlæg.

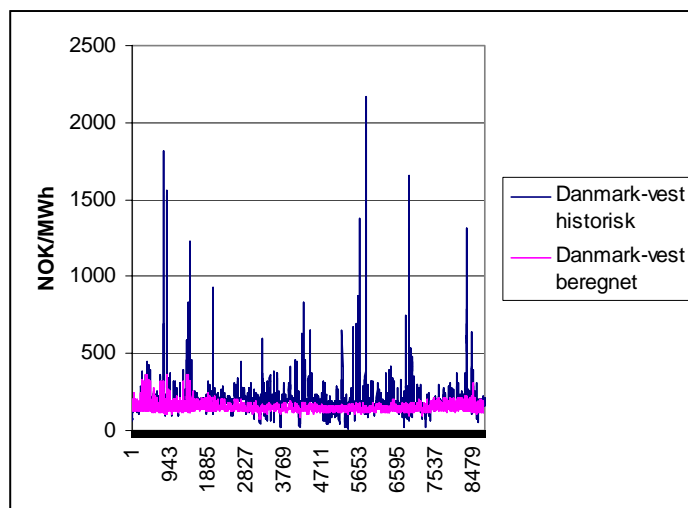
I dette kapitel vil vi illustrere, hvorledes elpriserne på det nordiske kraftmarked kan udvikle sig, såfremt der ikke investeres i nye elproduktionsanlæg ud over de i dag allerede vedtagne beslutninger. Ved hjælp af en elmarkedsmodel er der opstillet et basisscenarie frem til 2020. Frem til 2010 kan dette basisscenarie betragtes som et sandsynligt forløb, idet der i denne periode næppe etableres markant mere ny kapacitet, end antaget i denne rapport. Men for perioden 2010-20 kan beregningerne primært betragtes som illustrationer af, hvordan elpriserne kan udvikle sig, såfremt der ikke foretages yderligere investeringer. For perioden 2010-20 er det derfor et såkaldt "worst case", der er gennemregnet. Det er således vigtigt *ikke* at betragte de gennemregnede elprisforløb som prognoser, men udelukkende som illustrationer af, hvad en fremtid uden yderligere udbygning af elproduktionsanlæg kan betyde for de fremtidige elpriser på det nordiske elmarked.

2.1 Historisk simulering

Til illustration af prisudviklingen på det nordiske elmarked er der som udgangspunkt opstillet et basisscenarie frem til 2020. Til dette formål er der anvendt en simuleringsmodel for det nordiske elsystem (Balmorel-modellen). To versioner af denne model benyttes i analyserne: Balmorel-årsmodellen simulerer udviklingen i det nordiske elsystem på års- og ugebasis frem til 2020. Den fordeling af den tilrådighedsværende vandmængde i de nordiske magasiner, som herved beregnes, overføres til Balmorel-timemodellen, som på basis af udbud og efterspørgsel efter el i det nordiske område for hver time i et år beregner elprisen på markedet. Det er primært time-modellen, der beregner resultaterne i denne rapport, men det er nødvendigt at have årsmodellen med for at få den rigtige fordeling af vandmængderne, som har stor indflydelse på prisdannelsen på det nordiske elmarked. Modellen er testet og kalibreret ved at simulere årene 2001 og 2003 og med udgangspunktet i denne version er basisscenariet opstillet

frem til år 2020⁶. I det følgende sammenlignes de simulerede beregninger, herunder simulering af vandkraften⁷, med de konstaterede historiske værdier for udvalgte perioder og områder.

Hvorledes prisudviklingen i de simulerede historiske år ser ud, er illustreret på de efterfølgende figurer for året 2001 for Danmark-vest regionen. Denne region er valgt, da det normalt er her de største udsving i elpriserne er konstateret. Sammenlignelige resultater kan findes for de øvrige regioner i modellen, dvs. Øst-Danmark, Norge, Sverige og Finland. I Figur 10 er modelberegningensresultaterne sammenholdt med de konstaterede priser for året 2001 for Danmark-vest.



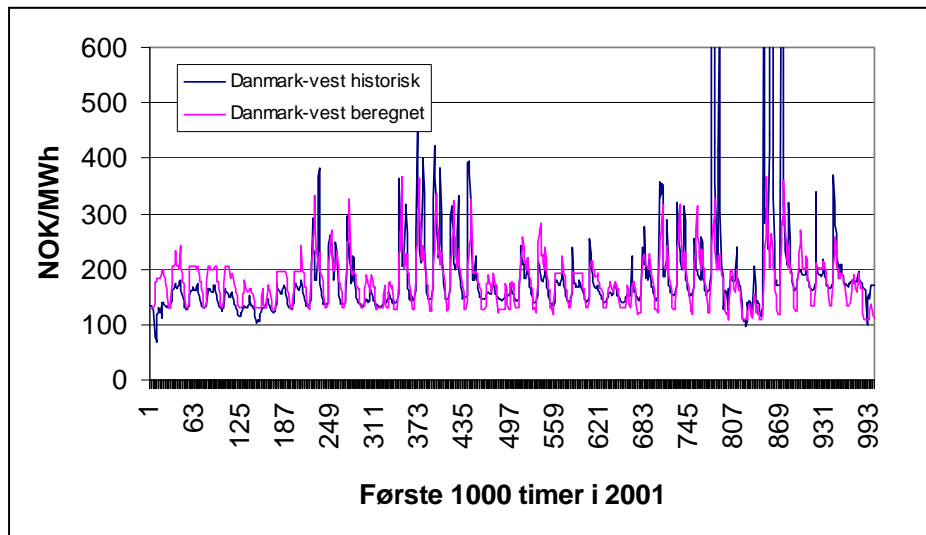
Figur 10: Den simulerede prisudvikling i Danmark-vest sammenholdt med de historiske priser for året 2001. Timer i 2001.

Som det fremgår af figuren har modellen i rimeligt omfang ramt de konstaterede priseniveau'er, men de kraftige prisspidser har kun i enkelte tilfælde kunnet beregnes. Dette er mere detaljeret vist på Figur 11, hvor de konstaterede og beregnede priser for Danmark-vest er angivet for de første 1000 timer af 2001. Som det fremgår, er der her en pæn sammenhæng mellem de observerede og de simulerede priser. Døgnvariationen rammes rimeligt fint og også en hel del af de større prisudsving er modellen i stand til at gengive. Men de højest konstaterede priser har modellen ikke kunnet simulere⁸.

6 Modeldesign og input er beskrevet i en Bilagsrapport.

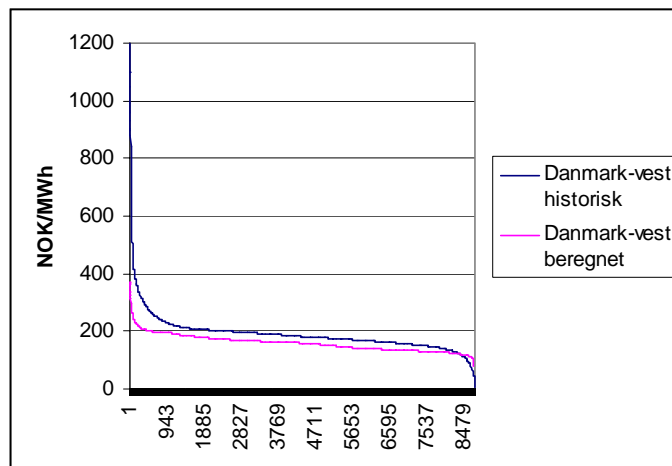
7 For 2001 er simuleringer foretaget såvel med de beregnede værdier for vandkraftens fordeling som med de historiske værdier for dette. Resultaterne er her stort set identiske, hvilket indikerer, at modelberegningerne af vandfordelingen er tæt på de historiske værdier for dette år. Dette skyldes at 2001 var et såkaldt normalår mht. vandtilstrømningen. I 2002 var vandtilstrømningen historisk set meget lav i sidst halvdel af året. I dette år er der derfor væsentligt forskel på modellens fordeling af vandkraftproduktionen ved brug af fuld information om den fremtidige vandtilstrømning, og den historiske fordeling af vandkraftproduktionen over året.

8 Bemærk at i Figur 11 er alle konstaterede priser over 600 NOK/MWh afskåret på dette niveau. I den betragtede tidsperiode er priserne i enkelte timer nået helt op på ca. 1500 NOK/MWh.



Figur 11: Sammenligning af konstaterede og observerede priser for de første 1000 timer af 2001 for Danmark-vest. Bemærk at de konstaterede priser over 600 NOK/MWh er afskåret ved dette niveau.

Endelig viser Figur 12 varighedskurverne for de i Figur 10 viste prisserier. I en varighedskurve er priserne sorteret efter størrelse og de samhørende værdier for de to prisserier vist. Som det således fremgår af Figur 12 er der en rimelig god overensstemmelse i det lange "midterstykke" af varighedskurven, hvilket indikerer at modellen "rammer" de historiske elpriser i dette område ganske godt, om end det simulerede niveau ligger lidt under det historiske. Men denne figur viser også tydeligt, at modellen ikke gengiver de højeste elpriser, hvilket klart illustreres af afstanden mellem de to kurver ved y-aksen.



Figur 12: Varighedskurver for 2001 for historiske og simulerede elpriser for Vest-Danmark. Bemærk at de konstaterede priser er afskåret ved 1200 NOK/MWh – i enkelte timer har den konstaterede pris været over 2100 NOK/MWh.

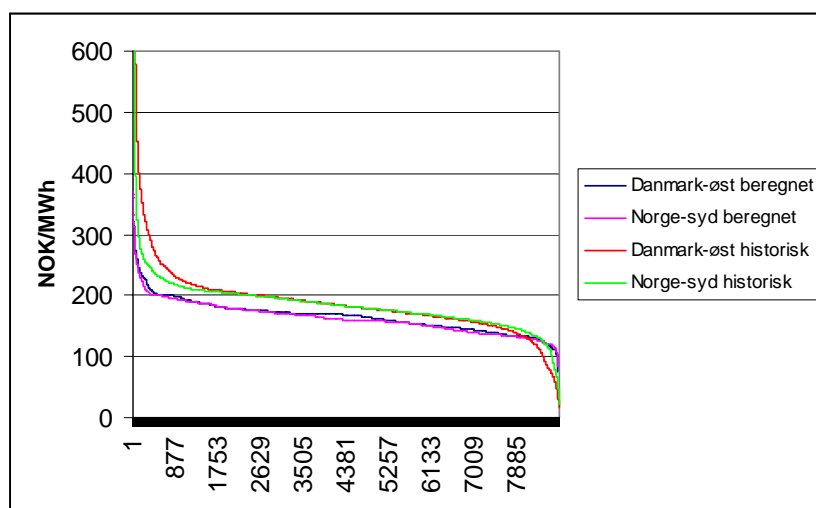
Også de laveste priser, herunder "nul-priser", har modellen svært ved at gengive, hvilket også fremgår af afvigelserne mellem de to kurver i højre side af Figur 12. I virkelighedens verden fremkommer disse nul-priser gennem et kompliceret samspil på

forsyningssiden, hvor centrale værker bl.a. på grund af varmebindinger er tvunget til at producere el i perioder, hvor også decentrale kraftvarmeværker og vindkraft producerer el til faste priser uafhængige af prisen på spotmarkedet.

I modellen håndteres dette komplekse samspil på en forholdsvis simpel måde, eksempelvis skal alle typer af værker sælge deres elproduktion på elmarkedet⁹, og bl.a. af denne grund rammer modellen ikke ”nul-priser”.

Den anvendte model kan ikke håndtere markedsagt. Såfremt der i den betragtede periode har været misbrug af markedsagt vil dette naturligvis influere på de konstaterede elpriser og således medføre afvigelser mellem de beregnede priser og de historiske. Endelig eksisterer der herudover tilfældige forhold, som påvirker virkelighedens elpriser men ikke kan medtages i en elmarkedsmodel og som ligeledes vil medføre afvigelser. Alt taget i betragtning er modellens tilnærmelse til virkeligheden dog fuldt ud acceptabel.

Et tilsvarende billede fremkommer, når vi betragter de øvrige forsyningsområder i Norden. På Figur 13 er vist varighedskurverne for Danmark-øst og Norge-syd, og som det fremgår, finder vi også her, at modellen har svært ved at gengive de højeste prisspidser. Generelt ligger prissimuleringerne også i disse områder lidt under de konstaterede historiske værdier



Figur 13: Varighedskurver for 2001 for historiske og simulerede elpriser for Øst-Danmark og Norge-syd. Bemærk at for at fremhæve forskellene er de konstaterede priser afskåret ved 600 NOK/MWh – i enkelte timer har den konstaterede pris været over 2100 NOK/MWh.

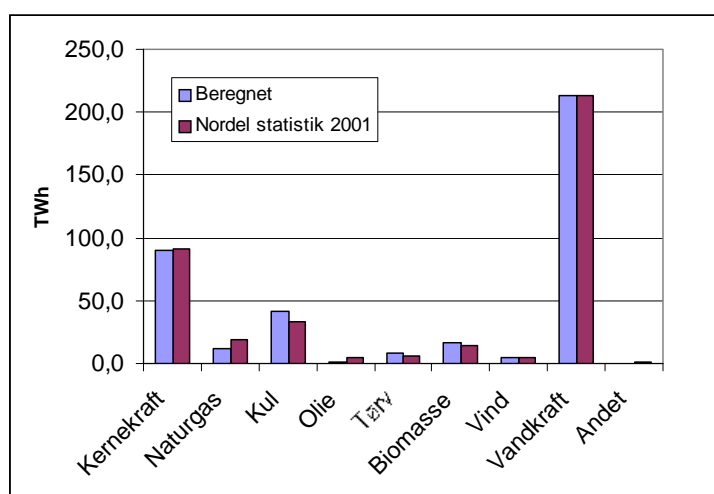
Samlet set simulerer modellen dog prisdannelsen på elmarkedet på rimelig vis, om end der er visse mangler specielt i forbindelse med de høje priser. At modelberegningerne skulle kunne gengive de mest ekstreme prisspidser var dog heller ikke forventet, bl.a.

9 Fra 2005 skal også de større decentrale værker sælge deres elproduktion på elmarkedet, mens små decentrale værker og en del af vindkraften stadig kan sælge til en fast tarif. På dette område kommer antagelserne i modellen således til at passe rimeligt godt med de virkelige forhold.

fordi modellen ikke indeholder alle forklarende faktorer for prisudviklingen, eksempelvis er misbrug af markedsmagt ikke medtaget.

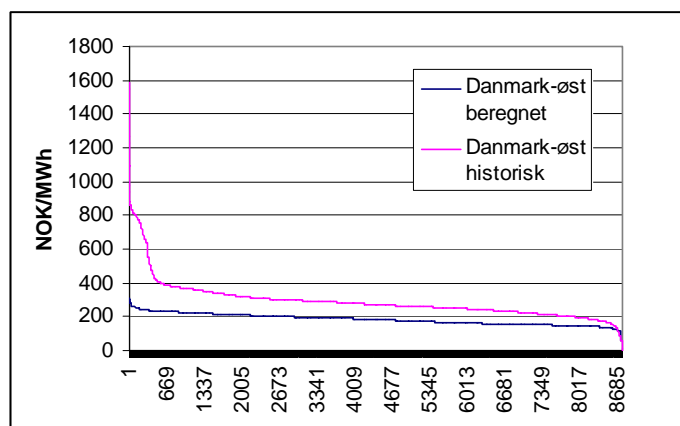
Endelig er i Figur 14 vist, hvorledes elproduktionen i det nordiske område er fordelt på brændsler, såvel for modelberegningerne som for de konstaterede værdier. Som det fremgår, er der en god overensstemmelse mellem faktiske og beregnede værdier for vandkraft, A-kraft, vindkraft og biomasse. Olieforbruget i modellen er for lille, hvilket skyldes at brugen af olie som start-op brændsel i en række værker ikke er repræsenteret i modellen. Kulforbruget er noget for højt i modellen sammenlignet med den historiske værdi og naturgasforbruget er stort set tilsvarende for lavt. Specielt i Finland er naturgasforbruget for lavt, hvilket skyldes, at modellen bruger en aggregeret repræsentation af kraftvarmeområderne i de nordiske lande specielt for Finland og Sverige.

Anvendelsen af brændsler hænger meget sammen med priserne på disse brændsler. I modellen har vi valgt at bruge Energistyrelsens opgørelser af brændselspriser, som af mange grunde ikke stemmer overens med de konstaterede brændselspriser, specielt ikke på perioder kortere end årsbasis. Ved at ændre det relative forhold mellem naturgasprisen og kulprisen i modellen, kan det beregnede brændselsforbrug for kul og naturgas kalibreres til næsten 100% overensstemmelse med det historiske. Selvom afvigelserne i det fossile brændselsforbrug i visse tilfælde er relativt store, er de beregnede elpriser i rimelig overensstemmelse med de historiske, som illustreret i den foregående tekst. Da fokus for dette arbejde er elpriser og ikke brændselsforbrug, er det ikke fundet relevant yderligere at finpudse modellen på dette område.



Figur 14: Elforbruget fordelt på brændsler. Sammenligning mellem beregnede og konstaterede værdier for det nordiske område for 2001.

Ovenstående har kun omfattet året 2001. På Figur 15 er vist varighedskurverne for 2003 for Danmark-øst, henholdsvis simuleret med brug af år 2001 data skaleret til år 2003 årsværdier og historisk. 2003 var et ganske atypisk år, med høje og svingende elpriser først på året, som følge af manglen på vand i Norge og Sverige i efteråret 2002. Det er derfor ikke overraskende, at modellen ikke rammer prisudviklingen særligt godt, hvilket bl.a. er en funktion af de svingende forventninger til vandkraften i begyndelsen af året.



Figur 15: Varighedskurver for 2003 for historiske og simulerede elpriser for Øst-Danmark.

En væsentlig antagelse i modelberegningerne er, hvorledes handelen med el mellem Norden og kontinentet finder sted. I modellen er udvekslingen mellem Danmark-vest/Tyskland, Danmark-øst/Tyskland, Sverige-syd/Tyskland og Sverige-syd/Polen bestemt vha. prissnit, hvor det er prisrelationerne mellem det nordiske marked og kontinentet, der bestemmer, hvor stor en eksport eller import af el, der vil finde sted. Såfremt prisen er lav i det nordiske område sammenlignet med den tyske elpris, vil der således være en betydelig el-eksport til Tyskland. Prissnittet er konstant fra uge til uge. Ved at lægge et konstant pristillæg til alle timer i prissnittet kan netto-udvekslingen på de fire udvekslinger kalibreres. I de historiske år er eksport/import afstemt med de konstaterede værdier, mens prisinterfacet for de fremtidige år i basisscenariet er kalibreret til at give en nettoudveksling på ca. nul mellem det nordiske marked og kontinentet.

2.2 Forudsætninger i basisscenariet

Med udgangspunkt i den verificerede modelversion for 2001 og 2003 er herefter opstillet et scenarie frem til 2020, der inkluderer forudsætninger for udviklingen i det fremtidige nordiske elsystem. Forudsætningerne i basisscenariet er i det væsentlige baseret på allerede vedtagne beslutninger, eksempelvis om EU's CO₂-kvotemarked og etablering af ny produktionskapacitet frem til 2010. Som nævnt er basisscenariet ikke at betragte som en prognose, men udelukkende som en illustration af konsekvenserne af manglende udbygning med ny elproduktionskapacitet primært for perioden 2010-20.

Basisscenarie er baseret på følgende antagelser¹⁰:

- Udviklingen i elforbruget i det nordiske område følger de officielle prognoser, hvilket betyder en forbrugsstigning på mellem 0,4 – 1,7 % p.a. afhængigt af land og tidspunkt.
- Som nævnt i kapitel 1 er priselasticitet i elforbruget afgørende for prisdannelsen, når der er mangel på produktionskapacitet. I de følgende analyser er der defineret tre trin af priselasticitet: De første elforbrugere kobler udstyr ud ved en elpris på 500 NOK/MWh, endnu flere sænker deres

¹⁰ En detaljeret gennemgang findes i Bilagsrapporten.

forbrug ved næste trin på 1000 NOK/MWh og endelig er sidste trin på 5000 NOK/MWh, hvor den sidste forbrugerreaktion finder sted. Bemærk at i basisscenariet er det kun sidste trin, der anvendes. Når det priselastiske elforbrug er aktiveret skal elprisen i basisscenariet derfor være ca. 5000 NOK/MWh, som således er en indikation af kapacitetsknaphed i systemet. Mængden af elforbrug, der reagerer på elprisen, er antaget at være stigende over beregningsperioden. Således vil en større del af elforbruget i 2020 reagere ved en given pris end tilfældet er i 2005, se Figur 17 på næste side.

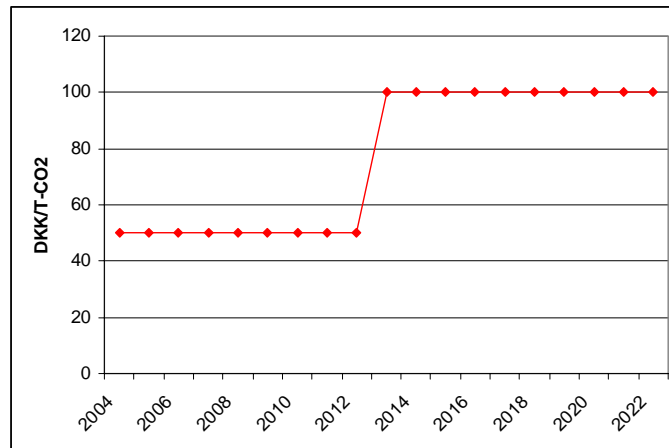
- Varmeforbruget (baseret på leverancer fra kraftvarme-værker) følger de af Elkraft anvendte antagelser med stigningstakter på mellem 0.4-0.7% p.a. afhængigt af land og tidspunkt.
- Med hensyn til nyinvesteringer forudsættes udbygningen i perioden 2004-2010 at forløbe som vist i Tabel 1, se næste side. Den væsentligste udbygning er opførelsen af det finske kernekraftværk, men herudover opføres også en del nye vindkraftværker. I perioden 2011-2020 forudsættes der ingen investeringer i nye værker.
- På EU's CO₂-kvotemarked udvikler kvoteprisen sig som vist på Figur 16, se næste side.
- Udviklingen i brændselspriserne følger Energistyrelsens forudsætninger, hvor biobrændsler og uran forudsættes at have en konstant pris, og de fossile brændsler følger IEAs brændselsprisprognoser. Prisudviklingen på tørv forudsættes proportional med prisudviklingen på kul.
- Transmissionskapaciteten mellem de nordiske lande er fastholdt på 2003 niveau.
- Efter år 2003 skrottes 1% af den termiske kapacitet pr. år, dog undtaget kernekraft. I Østdanmark skrottes svarende til de seneste udmeldinger fra E2¹¹. I Syd-Sverige skrottes Barsebäck 2.

Anlægstype	Danmark-vest	Danmark-øst	Norge	Sverige	Finland
Vandkraft	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen
Kernekraft	Ingen	Ingen	Ingen	Opgradering af Svensk kernekraft med 550 MW i 2008	1600 MW Finsk kernekraft i 2010 ved Olkiluoto
Øvrig termisk kraft	Ingen	Ingen	600 MW NGCC ⁴ i 2009 (Kaarstø og Kolsnes tilsammen)	Rya NGCC ¹² i Göteborg på 260 MW i 2007. 410 MW NGCC i 2010 (Øresundsværket).	Ingen
Vindkraft	200 MW ny havvind i 2008. 140 MW nettotilgang af landvind til 2010.	200 MW ny havvind i 2008. 35 MW nettotilgang af landvind i til 2010.	500 MW ekstra landvind	1050 MW ekstra landvind	120 MW landvind

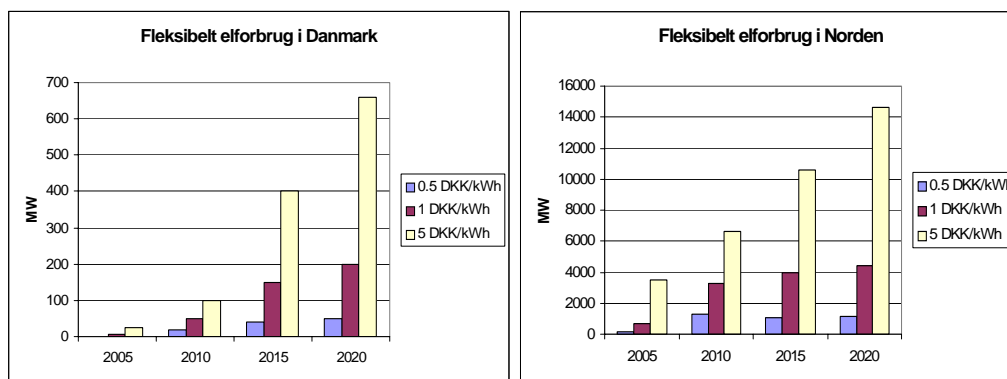
Tabel 1 Ny kapacitet i basisscenariet i periode 2004-2010.

11 Der bliver således skrottet værker uden at der bliver opført nye.

12 NGCC = NaturGas Combined Cycle.



Figur 16 Udviklingen i CO₂-prisen i alle Nordiske lande undtagen Island i perioden 2004-2020 i basisscenariet.

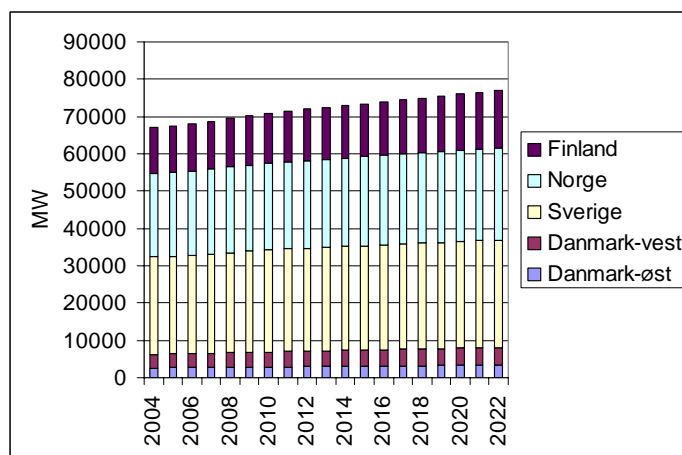


Figur 17: Det antagne priselastiske elforbrug i Danmark og i Norden. Bemærk at i Basisscenariet er kun det sidste og højeste trin i anvendelse.

Figur 17 viser antagelserne for, på hvilket niveau det priselastiske elforbrug vil blive aktiveret, og hvorledes det vil udvikle sig over perioden. Priselasticiteten er således antaget at være markant højere i 2020 end i 2005. Den viste priselasticitet er den eneste elforbrugsreaktion på højere elpriser, der er indbygget i modellen. De viste aktiveringsniveau'er svarer til en priselasticitet på timebasis på 0,03 i 2005 gradvist stigende over perioden til 0,13 i 2020¹³.

Som tidligere nævnt forventes elforbruget i de nordiske lande at stige mellem 0,4 og 1,7 % p.a., mens der kun investeres i forholdsvis få nye elproduktionsanlæg. Figur 18 viser udviklingen i elforbrugets spidsbelastning (det højeste elforbrug i en time i løber af året) i Sverige, Finland, Norge og Danmark opdelt på øst og vest.

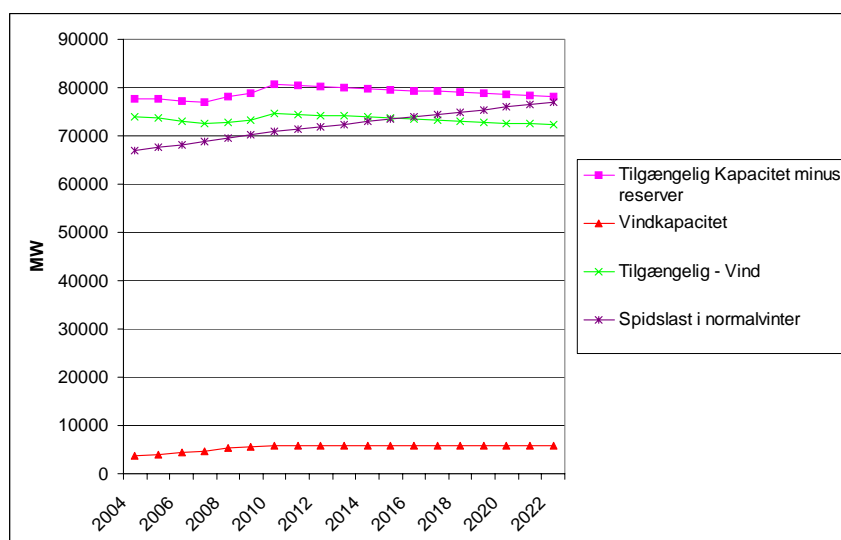
13 I afsnittet om markedsmagt (afsnit 2.6.3) er markedsmagts betydning illustreret for tre niveau'er af elforbrugets priselasticitet: 0,01 (lav), 0,1 (mellem) og 0,3 (høj).



Figur 18: Udviklingen i elforbrugets spidsbelastning i basisscenariet.

Som det fremgår af Figur 18 stiger den maksimale belastning i elforbruget med ca. 10.000 MW i løbet af knap 20 år.

I samme tidsrum er der et svagt fald i kapaciteten af elproduktionsanlæg, primært på grund af den svage tilgang af nyinvesteringer og som en konsekvens af skrotning af gamle anlæg. På Figur 19 er spidsbelastningen i elforbruget sammenholdt med udviklingen i elproduktionskapaciteten i Norden.



Figur 19: Udviklingen i spidsbelastning og den til rådighed værende elkapacitet på Elspot-markedet (tilgængelig kapacitet minus reservekraft) i det nordiske elsystem. Den tilgængelige kapacitet minus reserver er opgjort for en vinteruge. Der er holdt ca. 15% af kapaciteten ude.

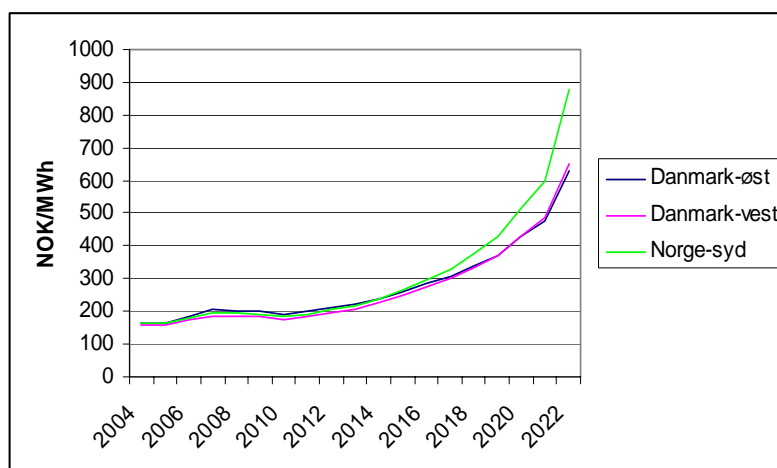
I Nordels balanceopgørelser sættes vindkraftkapaciteten til nul, pga. at rådigheden af vindkraftkapacitet er uforudsigelig over længere tidshorisonter, og endvidere generelt er lavere end for konventionel kapacitet. Derfor er den tilgængelige kapacitet på Elspot-markedet, dvs. den tilgængelige kapacitet minus reservekraft, vist med henholdsvis 100% bidrag fra vindkraftkapaciteten og uden bidrag fra vindkraftkapaciteten. Som det fremgår af figuren vil der omkring 2016 opstå underskud af konventionel kapacitet

(tilgængelig kapacitet minus vindkraftkapacitet) til rådighed for Elspot-markedet sammenlignet med spidslasttiden i en normal vinter, når en acceptabel mængde af reservekapacitet er trukket fra. I denne situation er der kapacitetsmangel i elsystemet, hvis der som i Nordel's effektbalanceopgørelser ikke regnes med, at vindkraften kan bidrage med effekt i den mest anstrengte time. Det er derfor afgørende, hvor meget vindkraften kan bidrage til kapacitetsbalancen i timer med højt elforbrug.

Med disse antagelser er basisscenariet gennemregnet på såvel Balmorel års-modellen som Balmorel time-modellen frem til år 2020. I det følgende afsnit vil dette scenarie blive beskrevet i flere detaljer.

2.3 Udviklingen i elprisen i basisscenariet frem til 2020.

I dette afsnit er illustreret de væsentligste af resultaterne fra model-kørslerne for basisscenariet frem til 2020. Figur 20 illustrerer konsekvenserne for elpriserne på Elspot-markedet af de i foregående afsnit nævnte antagelser.



Figur 20: Udviklingen i elpriserne i basisscenariet frem til år 2020. Årlige gennemsnit.

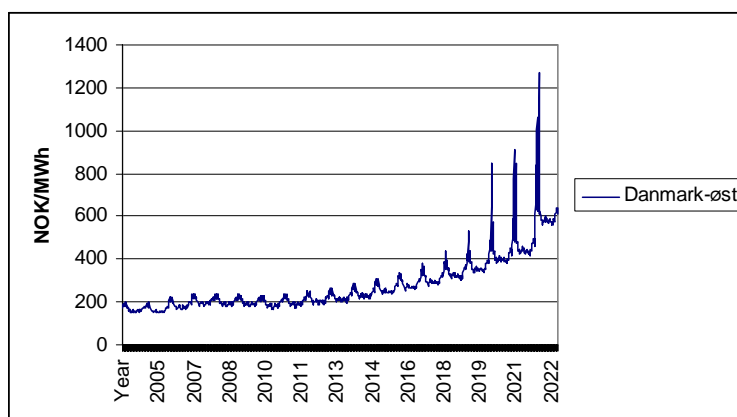
Som det fremgår af Figur 20 stiger elpriserne i basisscenariet væsentligt frem mod 2020 i forhold til i dag. Frem til 2010 er priserne stort set konstante og der vil endog være et lille fald i 2010, som følge af etableringen af det finske kernekraftværk.

Men herefter stiger priserne markant frem til 2020 – i denne periode er det forudsat, at der ikke investeres i nye anlæg. Priserne i Danmark-øst og Danmark-vest vil stort set følges ad og stige til det dobbelte mellem 2010 og 2020. Priserne i Norge-syd vil stige betydeligt mere – ca. 25 % mere end Danmark-øst og –vest og være ca. 2,5 gange højere i 2020 end i dag. Dette skyldes, at der i perioder opstår kapacitetsmangel i Norge-syd, hvilket aktiverer det priselastiske elforbrug. Elprisen stiger til 5 NOK/KWh i disse perioder, fordi det antages i basisscenariet, at priselasticiteten i elforbruget udvikles langsomt, illustreret ved at der kun forefindes priselastisk elforbrug, som aktiveres ved 5 NOK/kWh¹⁴. Det skal dog tilføjes, at resultaterne for Norge-syd er noget usikre, idet regionsopdelingen af vandtilstrømning til vandkraftmagasiner og elforbruget i Norge er behæftet med usikkerhed, og det sydlige Norge oplever større problemer med

14 En aktivering af det priselastiske forbrug på et lavere pristrin ville medføre en lavere prisudvikling i Norge-syd.

kapacitetsmangel i modellen end Midt- og Nordnorge. Det kan dog konkluderes med stor sikkerhed, at det første nordiske land som oplever problemer med forsyningssikkerheden i basisscenariet er Norge.

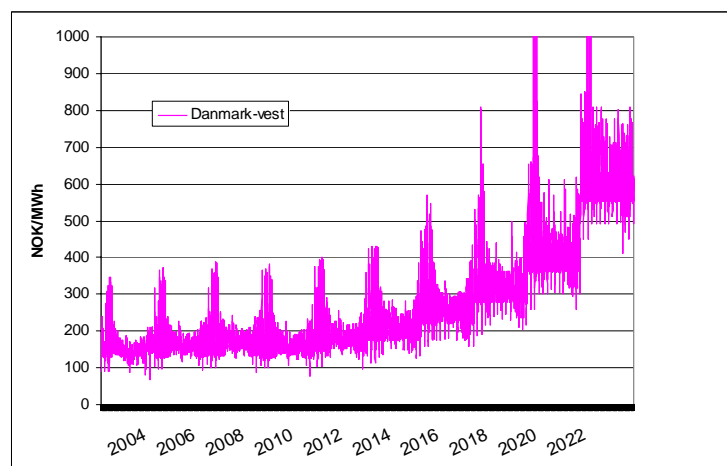
Et tilsvarende, men mere detaljeret billede fremgår af Figur 21, hvor de gennemsnitlige ugepriser frem til 2022 er vist for Danmark-øst regionen. Resultaterne for Danmark-øst og Danmark-vest er meget lig hinanden.



Figur 21: Gennemsnitlige ugepriser frem til 2020 for Danmark-øst.

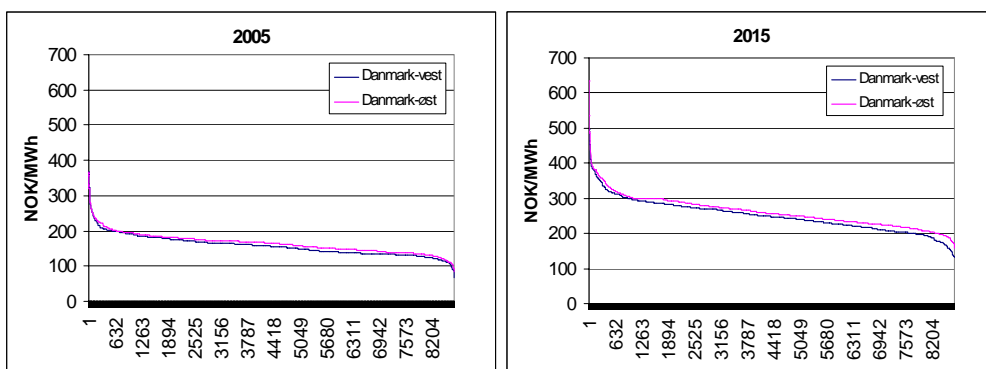
Som det tydeligt fremgår af figuren, kommer der flere prisspidser (selv på dette ugegennemsnit) og den absolutte døgnvariation bliver stærkere. Men på ugebasis er den relative variation mellem minimums- og maksimumspris i 2020 stort set som i 2004.

I Figur 22 er der frem til 2020 udvalgt 13 uger for hvert andet år, hvor disse er gennemregnet på time-basis på Balmorel-modellen.



Figur 22: Udviklingen i elprisen bestemt på timebasis i Balmorel-modellen. For lige år frem til 2020, baseret på 13 udvalgte uger. Bemærk de højeste priser er afskåret i 1000 NOK/MWh – der er prisspidser helt op til 5000 NOK/MWh.

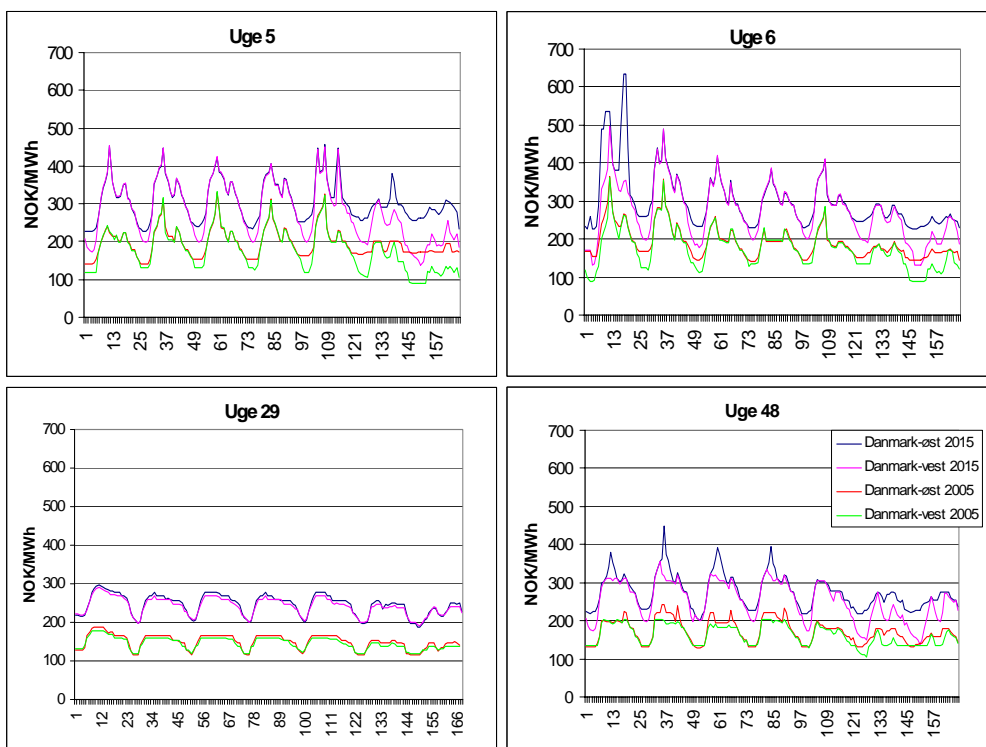
Som det fremgår illustreres variationen på såvel døgn- som årsbasis i endnu højere grad, når vi arbejder på timeniveau.



Figur 23: Forskellen mellem Danmark-vest og Danmark-øst. Illustreret for 2005 og 2015 på timebasis.

Beregningerne på timebasis afslører også marginalt større forskelle på Danmark-vest og -øst, hvilket er illustreret på varighedskurverne på Figur 23. Som det fremgår af figuren øges antallet af timer, hvor Danmark-vest har lavere priser end Danmark-øst, hvilket bl.a. hænger sammen med at Vestdanmark har en større andel af varmebunden kraftvarme og vindkraft i systemet end Østdanmark. Figur 23 viser også at Danmark-øst får flere timer med høje elpriser end Danmark-vest. Endeligt ses tydeligt både det stigende niveau samt den øgede variation, her vist for 2015 i forhold til 2005.

I Figur 24 er der fokuseret på detaljerne i udviklingen, idet enkelte uger er ”klippet ud” for at illustrere prisdannelsen på time-basis i mere ekstreme situationer. I nedenstående figur er elpriserne i fire markant forskellige uger vist for henholdsvis Danmark-øst og -vest for 2005 og 2015.



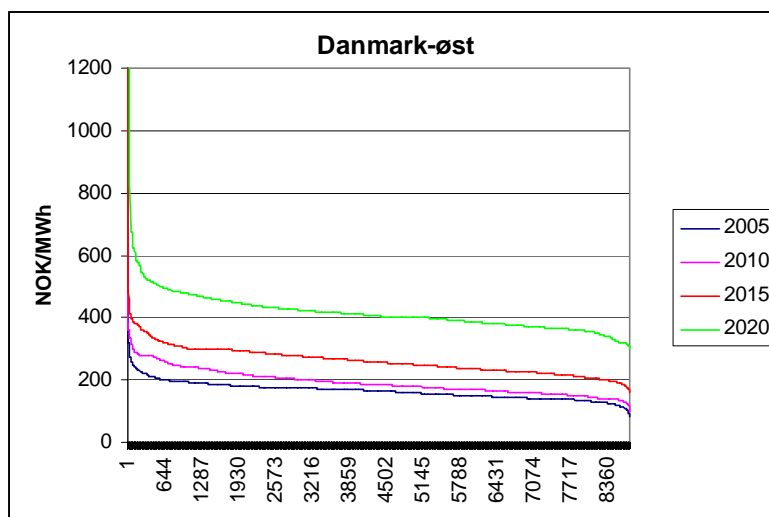
Figur 24: Elpriserne i fire forskellige uger i 2015 og 2005, illustreret for henholdsvis Danmark-øst og Danmark-vest.

På Figur 24 illustrerer Uge 29 de allerede fra foregående afsnit kendte forskelle på priserne i 2015 sammenlignet med 2005: Det generelle prisniveau er steget med ca. 65%, men variationerne over døgnet og ugen er lidt mere markante, men ellers stort set de samme i 2015 som i 2005. Men dette billede holder dog ikke, når vi ser på de øvrige tre ”udklippede” uger. I uge 5 er prisniveau’et også øget med ca. 50-70%, men samtidig er antallet af og ”stejlheden” i prisspidserne markant forøget, indikerende at i denne situation er elsystemet mere ”presset” i 2015 end i 2005. Som det fremgår af figuren øges også forskellene mellem Øst- og Vest-Danmark. Læg specielt mærke til resultaterne for week-end’en, hvor der opstår prisspidser om lørdagen, mens søndagen er karakteriseret ved specielt lave priser i Vest-Danmark.

I uge 6 er der allerede i 2005 prisspidser, som medfører ganske høje priser. Denne situation forværres i 2015, men med en enkelt undtagelse dog ikke så markant som man kunne have frygtet. Undtagelsen er mandagen, hvor der specielt i Danmark-øst opstår voldsomme prisspidser med priser over 600 NOK/MWh. Bemærk også at variationen i ”bunden” af prisbilledet forøges i 2015, idet Danmark-vest får noget lavere priser ned Danmark-øst.

Endelig er uge 48 en uge med forholdsvis lave priser, men på trods af de lave priser opstår der alligevel små prisspidser i 2015 sammenlignet med 2005. Dette sker primært i Danmark-øst, mens den større mængde varmebunden produktion og vindkraft mindsker elprisen i Danmark-vest.

Endelig viser Figur 25 time-baserede varighedskurver for hvert femte år frem til 2020, som isærdeleshed understreger, hvorledes prisniveau’et stiger for hvert år.



Figur 25: Varighedskurver for elpriserne i Danmark-øst frem til 2020. Baseret på timeberegninger fra Balmorel-modellen. Bemærk at prisaksen er afskåret i 1200 NOK/MWh. I en del timer i 2020 bliver elprisen op til 5000 NOK/MWh og det priselastiske elforbrug aktiveres.

Som det klart fremgår af Figur 25, så er det primært hele prisniveau’et, der skiftes opad. Samtidig forøges dog også ”stejlheden” på kurverne og der kommer flere timer i høj- og

spidslastperioder. I 2020 bliver elprisen op til 5000 NOK/MWh i Øst-Danmark og det priselastiske elforbrug aktiveres i 28 timer.

Dette er yderligere illustreret i Tabel 2 og Tabel 3. Minimumspris øges drastisk fra 83 NOK/MWh i 2005 til 297 NOK/MWh i 2020 – hvilket svarer til mere end en tredobling. Maksimumsprisen øges til 635 NOK/MWh i 2015 fra 366 NOK/MWh i 2005. I 2020 er der svært at sammenligne idet det priselastiske elforbrug bestemmer en pris på næsten 5000 NOK/MWh.

Mest markant er dog skiftet mod højere prisniveau'er, hvilket er vist i Tabel 3. I 2005 er mindre end 1% af de beregnede priser over 300 NOK/MWh – i 2020 er alle timer beregnet til at have en elpris over 300 NOK/MWh. 60% af alle årets timer har i 2020 en elpris over 400 NOK/MWh og heraf er 6% over 500 NOK/MWh. I alt er der beregnet 136 timer med en pris over 600 NOK/MWh i 2020 med et gennemsnit på 1442 NOK/MWh. Heraf er der 28 timer, hvor det priselastiske elforbrug træder i funktion¹⁵. Ud over disse timer er det således de dyre spidslastværker i elsystemet, der bliver prissættende. Elsystemet i Øst-Danmark bliver således generelt mere presset i 2015 og 2020 og der opstår kapacitetsmangel i et ikke ubetydeligt antal timer i 2020. Samtidigt sker der et betragteligt løft i det generelle prisniveau, så såfremt virkeligheden kommer til at ligne dette beregnede scenarie er høje elpriser i 2020 mere reglen end undtagelsen.

	2005	2010	2015	2020
Min. NOK/MWh	83	99	159	297
Max. NOK/MWh	366	381	635	4927

Tabel 2: Minimums- og maksimums-priser i 2005, 2010, 2015 og 2020 i basisscenariet

Antal timer over (%)	2005	2010	2015	2020
100 NOK/MWh	100	100	100	100
200 NOK/MWh	8	36	95	100
300 NOK/MWh	<1	1	12	100
400 NOK/MWh	0	0	<1	60
500 NOK/MWh	0	0	<1	6
600 NOK/MWh	0	0	<1 (634)	2 (1442)

Tabel 3: Hvorledes elpriserne fordeles sig i de forskellige år i basisscenariet for Øst-Danmark. For de højeste priser er for 2020 angivet gennemsnittet i parentes.

Generelt er det det samme billede for Danmark-vest om end priserne her er lidt lavere. Eksempelvis er den beregnede maksimumspris i 2015 på 494 NOK/MWh, hvor til sammenligning prisen i Øst-Danmark er 635 NOK/MWh. Men i 2020 opstår der i begge områder situationer, hvor det priselastiske elforbrug kommer i aktivitet. I Danmark-øst sker det i ialt 28 timer, mens det tilsvarende er tilfældet i 14 timer i Danmark-vest.

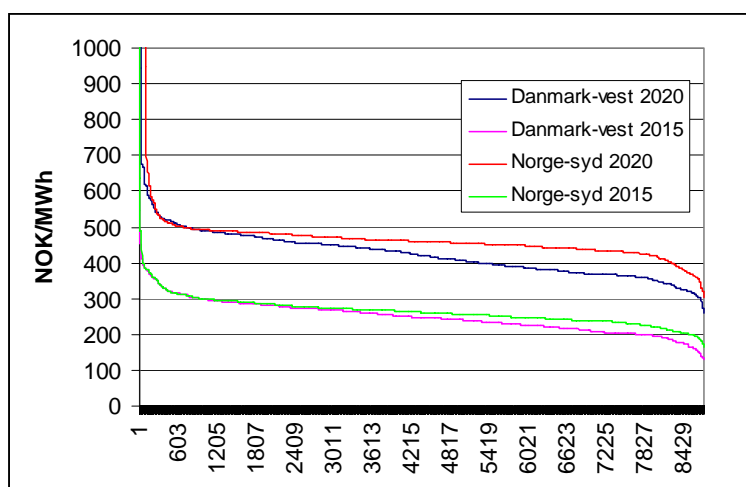
¹⁵ Når det fleksible elforbrug træder i funktion i basisscenariet vil elprisen blive ca. 5000 NOK/MWh.

Det er dog isærdeleshed i bunden af prisbilledet, at de største forskelle findes mellem vest og øst. I 2015 er timepriserne beregnet til for 95% vedkommende at være over 200 NOK/MWh i Øst-Danmark, mens det tilsvarende tal for Vest-Danmark er 88%. I 2015 er den beregnede minimumspris i Danmark-vest på 129 NOK/MWh, mens minimum i øst er beregnet til 169 NOK/MWh. Altså er de beregnede priser generelt noget lavere i Vest-Danmark, hvilket også samstemmer med resultaterne vist på Figur 23.

Som tidligere omtalt er Norge-syd det område, hvor der først viser sig tegn på kapacitetsmangel – se Figur 20, hvor elpriserne i Norge-syd fra 2015 begynder at stige kraftigere end i de øvrige områder. Dette er nærmere analyseret i det følgende.

Figur 26 viser varighedskurver for Norge-syd sammenlignet med Danmark-vest for årene 2015 og 2020. Som det fremgår af figuren, er de betydeligste forskelle for 2015 på de to områder primært at finde i den nedre del af varighedskurverne, idet Norge-syd generelt ligger prismæssigt lidt over Danmark-vest. Herudover er der en markant forskel i den høje ende: Det priselastiske elforbrug træder allerede i funktion i Norge-syd i 2015 i ialt 5 timer, hvilket ikke sker i Danmark¹⁶.

Der er endnu større forskelle på de to områder i 2020. Her er prisniveau'et generelt betydeligt højere i Norge-syd end Danmark-vest, især for den nedre del af varighedskurven. I den øvre del er Norge-syd karakteriseret ved endog temmelig mange timer, hvor det priselastiske forbrug er aktiveret, ialt 102 timer i Norge-syd i 2020. Bemærk i øvrigt det betydelige prisløft fra 2015 til 2020 i begge områder.



Figur 26: Varighedskurver for elpriserne i Danmark-vest og Norge-syd for 2015 og 2020. Bemærk at kurverne er afskåret i 1000 NOK/MWh, mens de højeste beregnede priser når op til 5000 NOK/MWh.

I Tabel 4 og Tabel 5 er vist maksimums- og minimumspriserne, samt fordelingen af priserne på de forskellige intervaller for Danmark-vest og Norge-syd for 2015 og 2020.

¹⁶ Bemærk at på figuren er pris-aksen afskåret i 1000 NOK/MWh. For Norge-syd er de beregnede priser op til 5000 NOK/MWh på grund af det priselastiske elforbrug.

	Danmark-vest 2015	Norge-syd 2015	Danmark-vest 2020	Norge-syd 2020
Min. NOK/MWh	129	162	258	304
Max. NOK/MWh	494	4927	4927	4935

Tabel 4: Minimums- og maksimums-priser i Danmark-vest og Norge-syd for 2015 og 2020 i basisscenariet. De høje maksimumspriser hænger sammen med en aktivering af det priselastiske elforbrug.

Antal timer over (%)	Danmark-vest 2015	Norge-syd 2015	Danmark-vest 2020	Norge-syd 2020
100 NOK/MWh	100	100	100	100
200 NOK/MWh	88	98	100	100
300 NOK/MWh	11	11	99	100
400 NOK/MWh	<1	<1	60	94
500 NOK/MWh	0	<1	8	8
600 NOK/MWh	0	<1 (3610)	1 (1070)	2 (3189)

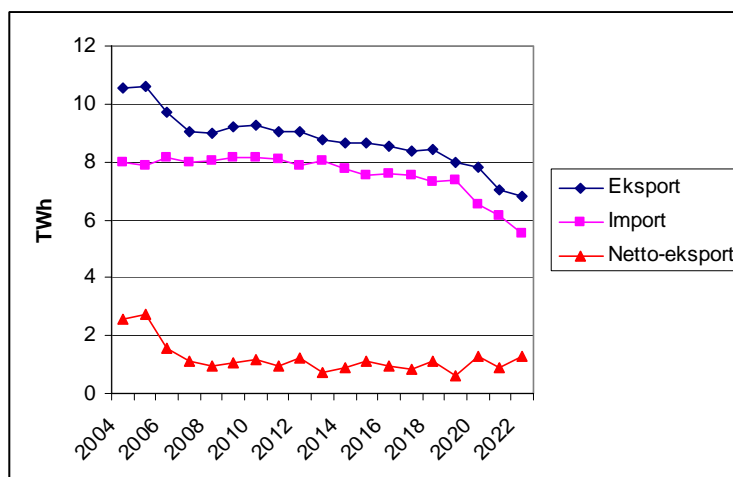
Tabel 5: Hvorledes elpriserne fordeler sig for Danmark-vest og Norge-syd i 2015 og 2020. For de højeste priser er for 2020 angivet gennemsnittet i parentes.

Tabel 5 viser igen, at Danmark-vest i 2015 har betydeligt lavere priser end Norge-syd. Dette år har Danmark-vest 88% af alle timer en pris over 200 NOK/MWh, mens Norge-syd har 98% af alle timer over denne værdi. Begge områder har et lille antal timer over 400 NOK/MWh, men i Norge-syd aktiveres det priselastiske elforbrug med et gennemsnit på over 3600 NOK/MWh ialt i 5 timer. Det priselastiske elforbrug aktiveres ikke i Danmark i 2015.

I 2020 aktiveres det priselastiske elforbrug som nævnt i 102 timer i Norge-syd, hvilket indikerer kapacitetsknaphed i disse timer. Gennemsnittet på priser over 600 NOK/MWh bliver næsten 3200 NOK/MWh¹⁷. I mere end 94% af timerne i 2020 bliver elprisen over 400 NOK/MWh i Norge-syd, sammenlignet med ”kun” 60% i Danmark-vest. I 2020 i basisscenariet aktiveres det priselastiske forbrug i Danmark-vest i 14 timer. De højere priser i Norge-syd relativt til Danmark-vest indikerer, at der i disse timer er maksimal eksport (op til kapacitetsgrænsen for transmissionslinien mellem områderne) fra Danmark-vest til Norge-syd, således at Danmark-vest bliver et separat prisområde.

Handelen med el mellem det nordiske marked og Kontinentet har en stor indflydelse på resultaterne. I basisscenariet er denne netto-udveksling over året kalibreret til ca. nul. Men selvom nettoudvekslingen er nul, er der en livlig handel mellem de to markeder med totale årseksporter og årsimporter på 8-10 TWh, som vist på Figur 27.

¹⁷ En aktivering af det priselastiske forbrug på et lavere prisniveau ville medføre en lavere prisudvikling i Norge-syd.

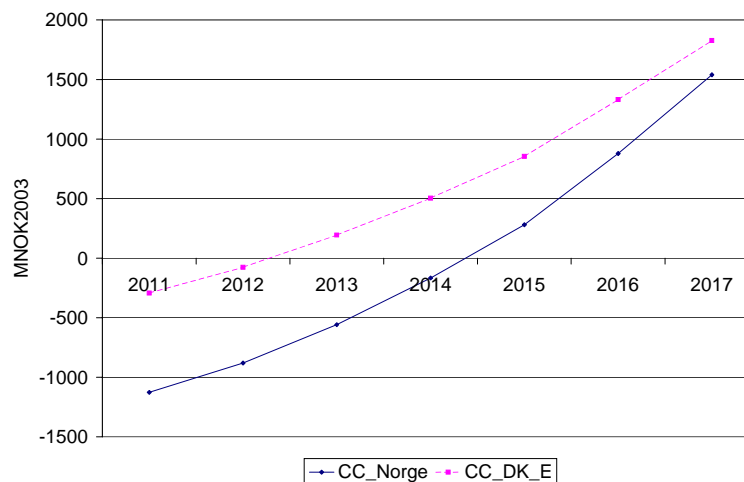


Figur 27 *Udvikling i eksport og import fra det nordiske marked til kontinentet i basisscenariet.*

Grunden til de voldsomt stigende priser fra 2010 og fremefter skal primært findes i den stadig strammere kapacitetsbalance på det nordiske elmarked, som illustreret i den tidligere viste Figur 19. Stramningen af kapacitetsbalancen og særligt reduktionen af kapaciteten af grundlastværker betyder, at værker med højere marginale produktionsomkostninger skal tages i brug for at dække elforbruget. Herudover bidrager øgningen i CO₂-pris fra 50 til 100 DKK/T-CO₂ fra 2013 også til den positive pristrend.

2.4 Følsomhedsanalyser for 2015.

I dette afsnit beskrives en række følsomhedsanalyser foretaget med udgangspunkt i basisscenariet for 2015. Valget af år 2015 til disse følsomhedsanalyser er begrundet i, at 2015 er det første år, hvor elpriserne er så høje, at de kan dække investeringen i et combined-cycle naturgasfyret værk i Norge-syd. Dette er illustreret på Figur 28, hvor nutidsværdien for et naturgas combined cycle værk er vist for henholdsvis en placering i Norge-syd og Danmark-øst. På grund af et større kraftvarmegrundlag i Danmark-øst bliver Combined Cycle-værket i Danmark-øst hurtigere profitabelt end det tilsvarende værk i Norge-syd.



Figur 28 Nutidsværdi for 400 MW combined cycle naturgasfyrede værker placeret i henholdsvis Norge-syd og Danmark-øst¹⁸. NPV-værdierne i et givent år fremkommer ved udelukkende at bruge elpriserne i dette år i beregningen, svarende til at forudsætte at alle fremtidige år inkluderet i NPV-beregningen vil give samme indtægt som dette år. En økonomisk levetid på 20 år og 10% diskonteringsrente er forudsat.

For dette år vil følgende analyser blive nærmere beskrevet i det følgende:

- Konsekvenserne af den varierende tilstrømning til vandkraftmagasinerne – henholdsvis våd- og tørår.
- Betydningen af en meget kold vinter.
- Konsekvenserne af udbygningen af transmissionsnettet
- Betydningen af priselasticitet i elforbruget
- Vindkraftens betydning

Endelig vil også kombinationer af ovennævnte følsomheder blive analyseret.

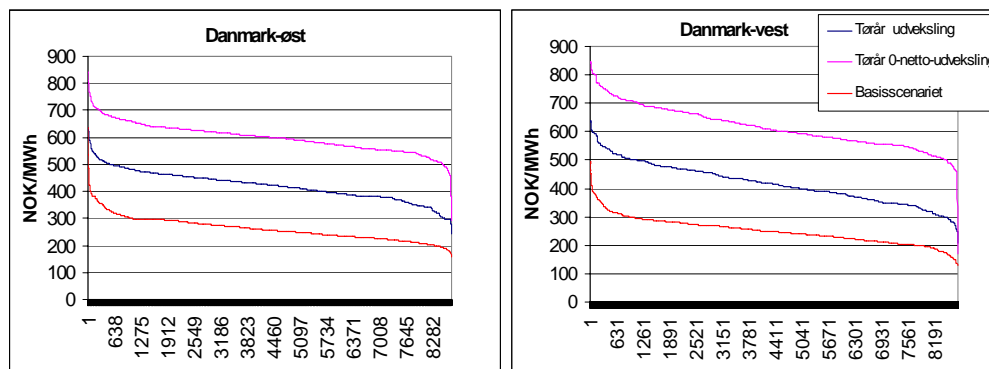
2.4.1 Konsekvenserne af lille tilstrømning til vandmagasinerne – tørår

Tilstrømningen til de norske og svenske vandmagasiner kan på årsbasis variere ganske meget, hvilket naturligvis påvirker elproduktionen betydeligt. Således er elproduktionen fra vandkraftanlæg op til 20% mindre i tørår end i normalår, og tørår forekommer typisk tre til fire gange på en 20 års periode. Dette har store konsekvenser for prisdannelsen på spotmarkedet, der er stærkt domineret af vandkraft. I dette afsnit illustreres betydningen af et tørår for prisdannelsen på elmarkedet i 2015. Øvrige antagelser er overensstemmende med basissceneriet.

I Figur 29 er varighedskurverne for Danmark-øst og Danmark-vest i en tørårs-situation sammenlignet med basissceneriet for år 2015. Tøråret er gennemregnet i to versioner: Med en netto-import fra kontinentet (Tyskland og Polen) på 10 TWh pr. år alternativt med en nul-netto-udveksling mellem de to områder (dvs. der handles over grænserne men på årsbasis er nettoudvekslingen tilnærmelsesvis nul).

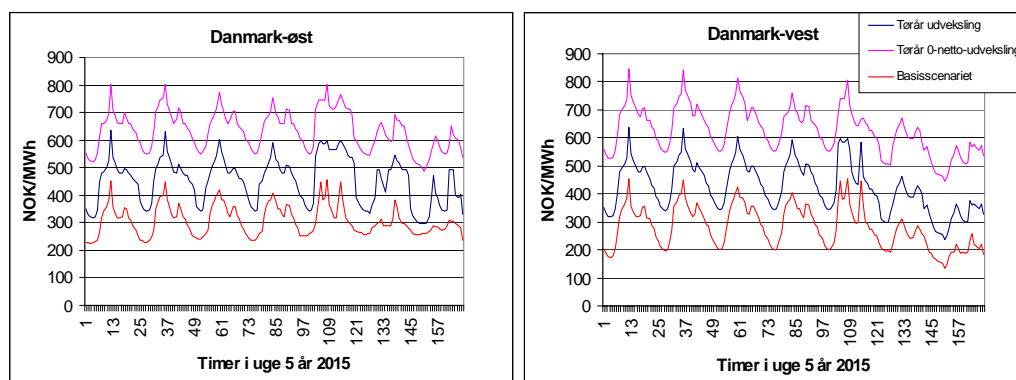
¹⁸ For en nærmere beskrivelse af antagelserne bag Figur 28, se Bilagsrapporten.

Som det fremgår af figurerne hæves prisniveau'et generelt i såvel Danmark-øst som Danmark-vest i tørårssituationer. Bemærkelsesværdigt er det, at netto-importen fra kontinentet har en endog meget stor betydning. I situationen uden el-import fra kontinentet kommer det priselastiske elforbrug ikke i aktivitet, men der opstår markante spidser med høje elpriser op til omkring 800 NOK/MWh. Når el-import på 10 TWh antages, falder prisspidserne til omkring 600 NOK/MWh.



Figur 29: Betydningen af tørår (med og uden netto-import fra Tyskland og Polen) for prisdannelsen i Danmark-øst og Danmark-vest år 2015, sammenlignet med basissceneriet.

Men som figurerne også viser, er det ikke kun et større antal prisspidser, der er konsekvensen af tørår – hele prisniveau'et hæves markant. I Øst-Danmark er dette tilfældet for hele år 2015, også ved lavere priser i basissceneriet. Dette er også tilfældet i Vest-Danmark, men her bliver varighedskurven også mere stejl.



Figur 30: Prisdannelsen på elmarkedet i Øst-Danmark og Vest-Danmark i uge 5 år 2015 i en tørårssituation sammenlignet med basissceneriet.

Uge 5¹⁹ i 2015 er udvalgt til at blive beskrevet i lidt mere detaljer i Figur 30. Resultaterne for Øst- og Vest-Danmark er meget lig hinanden, primært præget af en forskydning opad af prisbilledet. Specielt i tørårssituationen med nul-netto-udveksling med kontinentet fremkommer der høje priser bestemt af forsyningssystemet, dvs. elpriser

¹⁹ I det følgende er der så vidt muligt udvalgt den samme uge til detail-illustration for herved at kunne sammenligne de enkelte situationer.

i intervallet 500-800 NOK/MWh. Bemærk at ved nul-netto-udveksling med kontinentet forøges priserne med ca. 200 NOK/MWh stort set i alle timer, hvilket er mere end priserne i tøråret med udveksling forøges i forhold til basisscenariet (ca. 150 NOK/MWh).

I Norge-syd og Oslo-området bliver situationen i tøråret meget alvorlig. Selv når der antages en netto-import fra kontinentet på 10 TWh, bliver det priselastiske elforbrug aktiveret i over 85% af timerne i disse områder. Dette understreger endnu engang, at det sydlige Norge er mest udsat, og at det er ekstremt væsentligt for disse områder med et tilstrækkeligt udbygget transmissionsnet eller etablering af ny produktionskapacitet.

Udviklingen i elpriserne i tørårs-situationen er yderligere beskrevet i Tabel 6 og Tabel 7, hvor fordelingen af priser på antal timer er vist.

	2015 Basisscenariet Vest- Danmark	2015 Tørår Vest- Danmark	2015 Tørår Norge-syd	2015 Tørår uden netto-udveksling Vest-Danmark
Min. NOK/MWh	130	207	242	172
Max. NOK/MWh	495	638	5019	847

Tabel 6: Minimums- og maksimums priser i tørårs-beregningerne sammenlignet med basisscenariet (vist for Danmark-vest).

Antal timer over (%)	2015 Basisscenariet Vest-Danmark	2015 Tørår Vest-Danmark	2015 Tørår Norge-syd	2015 Tørår uden netto-udveksling Vest-Danmark
300 NOK/MWh	11	96	100	100
400 NOK/MWh	<1	57	97	100
500 NOK/MWh	-	13	96	97
600 NOK/MWh	-	<1	91	54
700 NOK/MWh	-	-	86	13
800 NOK/MWh	-	-	86 (4927)	2 (804)

Tabel 7: Hvorledes elpriserne fordeler sig i tørårs-beregningerne sammenlignet med basisscenariet (vist for Danmark-vest). For det højeste interval er gennemsnitsprisen vist i parentes.

Tabellerne viser tydeligt, at tøråret påvirker elpriserne markant. I tørårssituationen med netto-import fra kontinentet er 96% af timerne over 300 NOK/MWh sammenlignet med 11% i basisscenariet for Vest-Danmark²⁰. Men priserne går dog ikke over 700 NOK/MWh. Som nævnt bliver situationen grotesk i Norge-syd, hvor det priselastiske

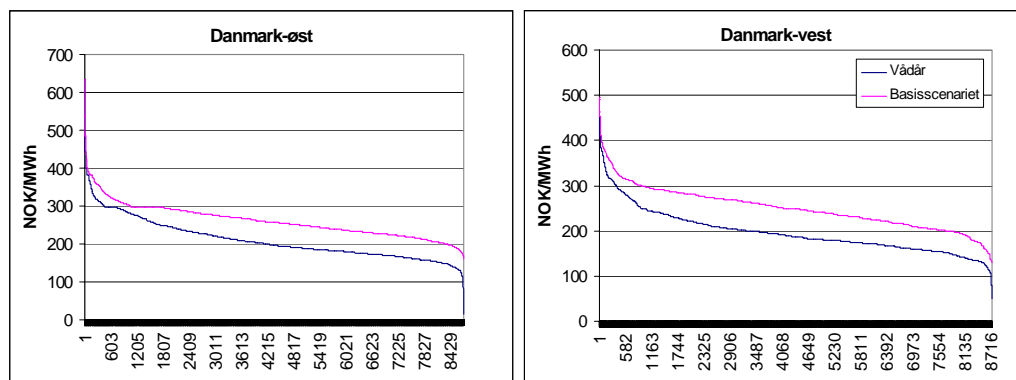
²⁰ Prisniveau'et er i 2015 i basisscenariet lidt højere i Øst-Danmark.

forbrug træder i funktion i et meget stort antal timer. Dette skyldes, at der mangler energi i det Nordiske elsystem. I alt reduceres elefterspørgslen over året med 5.6 TWh ved aktivering af det priselastiske elforbrug ligeligt fordelt på Norge-Syd og Norge-Oslo, mens der ikke aktiveres priselastisk elforbrug i de andre områder. Grunden til at energimanglen kommer til at berøre så mange timer i året, er modellens optimale fordeling af vandkraftproduktion over året. Hvis fordelingen af vandet var sket med begrænset viden om fremtidig vandtilstrømning og elforbrug, ville vandkraftproduktion have været større i begyndelsen af året med lavere elpriser til følge, hvorefter vandmanglen var slået hårdere igennem i slutningen af året. Det bør bemærkes, at en aktivering af det priselastiske elforbrug på et lavere niveau ville have resulteret i lavere priser i Norge-syd²¹. Beregningerne viser således tydeligt, at Norge-syd er et yderst sårbart område. Det er dog politisk utænkeligt, at en situation med så høje elpriser kan opstå i Norge-syd området med mindre det skyldes et sammenfald af uheldige omstændigheder.

Som det fremgår af tabellen er der også stor forskel til situationen uden udveksling med kontinentet. I dette tilfælde får 97% af timerne i Vest-Danmark en elpris over 500 NOK/MWh og hele 54% bliver over 600 NOK/MWh. De højeste spidser skyldes at spidlastværker på forsyningsiden bliver prissættende, mens det priselastiske elforbrug ikke træder i funktion.. Men resultaterne understreger betydningen af, at kontinentet kan supplere det nordiske marked med kapacitet og energi i tørårssituationer.

2.4.2 Konsekvenserne af stor tilstrømning til vandmagasinerne – vådår

I dette afsnit illustreres betydningen af et vådår for prisdannelsen på elmarkedet i 2015. I et vådår producerer vandkraften typisk op til 10% mere el end i et normalår. Udvekslingen med kontinentet er antaget at være en netto-eksport på 5 TWh på årsbasis, altså at vi fra det nordiske område eksporterer 5 TWh mere end vi importerer. Øvrige antagelser er overensstemmende med basissceneriet.



Figur 31: Varighedskurver for Danmark-øst og Danmark-vest for en vådårs-situation år 2015.

Varighedskurverne er vist på Figur 31. Konsekvenser i Danmark-øst og -vest er meget lig hinanden med et generelt lavere prisniveau i vådåret i begge tilfælde, men dog med et lidt lavere niveau i Danmark-vest.

²¹ Dette er nærmere analyseret i et senere afsnit.

	Basisscenariet Danmark-vest 2015	Danmark-øst vådar 2015	Danmark-vest vådar 2015	Norge-syd vådar 2015
Min. NOK/MWh	129	17	50	2
Max. NOK/MWh	495	635	453	4927

Tabel 8: Minimums- og maksimums-priser i Danmark-øst og Norge-syd for 2015 og 2020 i basisscenariet

Antal timer over (%)	Basisscenariet Danmark-vest 2015	Danmark-øst vådar 2015	Danmark-vest vådar 2015	Norge-syd vådar 2015
100 NOK/MWh	>99	>99	>99	>99
200 NOK/MWh	88	48	38	37
300 NOK/MWh	11	5	4	4
400 NOK/MWh	<1	<1	<1	<1
500 NOK/MWh	0	0	0	<0,1 (3701)

Tabel 9: Hvorledes elpriserne fordeler sig for Danmark-øst og –vest, samt for Norge-syd i 2015. Basisscenariet er her vist for Danmark-vest.

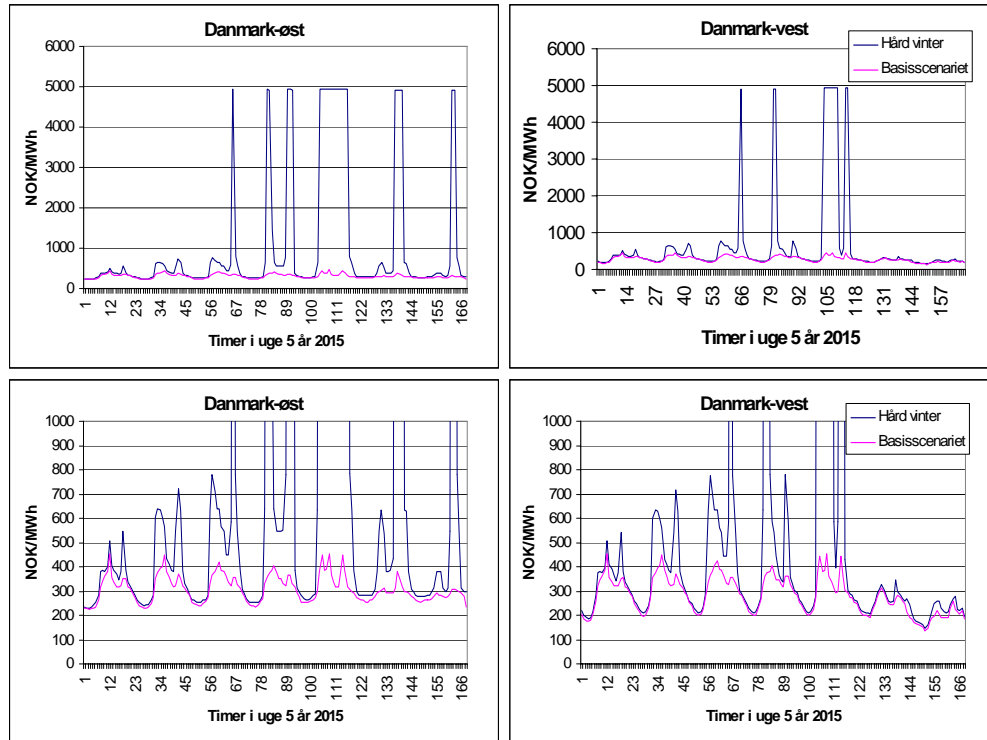
I vådrssituationen får alle områder i Norden markant lavere priser. Forskellen på Danmark-øst og –vest bliver dog mere udpræget, idet de lavere priser i vest får endnu et tak nedad. Norge-syd kommer ud som området med de laveste priser, igen på grund af transmissionsbegrænsninger fra dette område.

2.4.3 Konsekvenserne af en meget kold vinter – 10 års vinter

Når Nordel estimerer kapacitetsbalancer bruger de begrebet en 10-årsvinter som et referencepunkt. Nordel estimerer det højeste elforbrug i et givent år under forudsætning af meget kolde temperaturer i Norden, svarende til en vejr-situation som i gennemsnit vil forekomme hver 10. år.

10-årsvinteren er implementeret i Balmorel-modellen ved at forøge elforbruget i modellen med forholdet mellem spidslastforbruget i 10-årsvinteren taget fra Nordels balanceopgørelse og spidslastforbruget i den originale tidsserie for elforbruget (normalår). Analyserne for 10-årsvinteren er kun udført for 2 kolde vinteruger, mens resten af året ikke er ændret. I disse to uger er spidslastforbruget sammenlignet med et normalår forøget med 4% i Norge, 10% i Sverige, 15% i Finland og 9% i Danmark²². Gennemsnitligt er elforbruget i det nordiske område øget med 9% i forhold til normalåret. Vandkraften er fordelt over hele året under hensyntagen til disse to specielt kolde uger. Betydningen af en sådan 10-årsvinter er illustreret i det følgende eksemplificeret ved resultaterne fra uge 5, som er den koldeste uge.

²² I Norge var der i forvejen et forholdsvis højt elforbrug i disse to uger i normalåret, derfor den forholdsvis lille forøgelse af det norske forbrug.

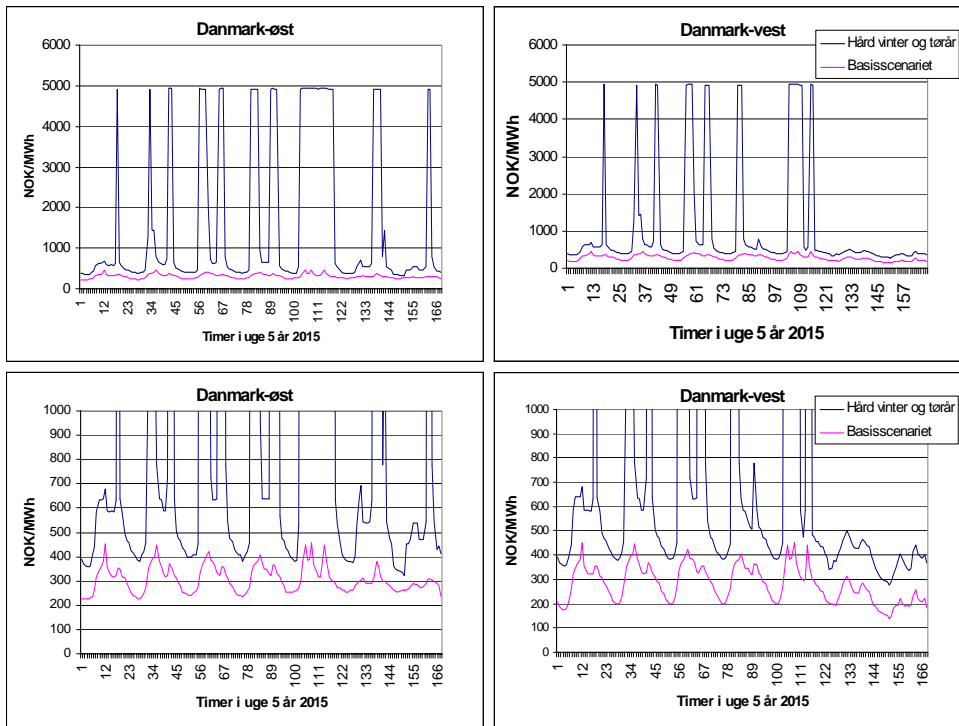


Figur 32: Betydningen af en hård vinter for prisdannelsen i et normal år (basisscenariet). De beregnede priser i uge 5 år 2015 for en hård vinter sammenlignet med basisscenariet. Bemærk de to nederste figurer er en detaljeret gengivelse af de to øverste med prisaksen afkortet til 1000 NOK/MWh.

Figur 32 viser de beregnede elpriser i uge 5 for 2015 i en hård vinter, men i øvrigt med forhold som i basisscenariet, herunder normal tilstrømning til vandmagasinerne. Såvel i Øst- som i Vest-Danmark er der betydelige prisspidser sammenlignet med basisscenariet og det priselastiske elforbrug kommer i funktion adskillige gange²³. Bemærk forskellen på Øst og Vest i week-enden, hvor der både lørdag og søndag er markante spidser i Øst, men kun småting i Vest. Bemærk også at bundniveau'et sammenlignet med basisscenariet hæver sig i Øst, men bibeholdes på basis-niveau'et i Vest.

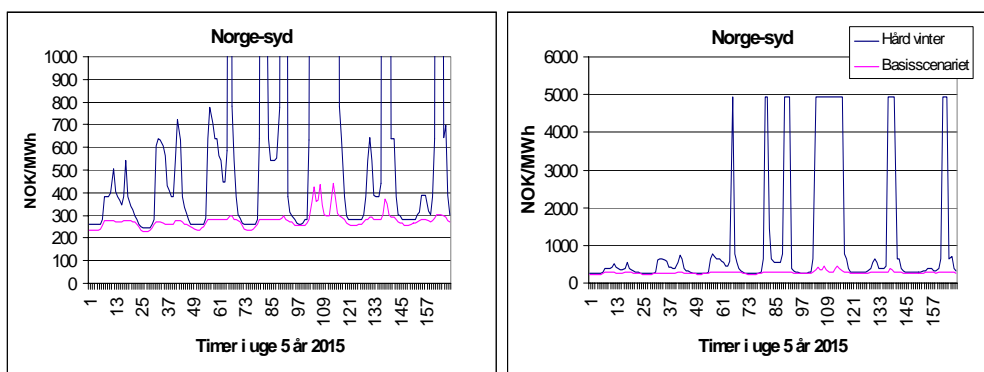
Kombineres den hårde vinter med et tørår bliver driften af elsystemet yderligere anstrengt, samtidigt med at det generelle prisniveau'et hæves betydeligt. Dette er illustreret på Figur 33, hvor det priselastiske elforbrug kommer i funktion mange gange med elpriser på omkring 5000 NOK/MWh. Ud over disse prisspidser bestemt af det priselastiske forbrug, hæves elpriserne generelt over ugen i forhold til basisscenariet typisk med 90-100% og kommer op på et niveau på 600-800 NOK/MWh. Der er ikke den store forskel mellem Øst- og Vest-Danmark med undtagelse af week-end, hvor det Øst-danske system bliver mere anstrengt end det Vest-danske.

²³ Det priselastiske elforbrug træder i funktion ved 5000 NOK/MWh, når elsystemet er på grænsen af kapacitetsmangel.



Figur 33: Konsekvenserne for priserne i uge 5 år 2015 af kombinationen af hård vinter og tørår, sammenlignet med basisscenarioet. Bemærk de to nederste figurer er en detaljeret gengivelse af de to øverste med prisaksen afkortet til 1000 NOK/MWh.

Priserne i Norge-syd bliver i den hårde vintersituation stort set som i Danmark-øst og – vest om end variationerne bliver lidt mere markante, se Figur 34. Som det fremgår af figuren aktiveres det priselastiske forbrug adskillige gange, men samtidigt hæves også bundniveau'et lidt i Norge-syd, hvilket også var tilfældet i Øst- men ikke i Vest-Danmark. De mange aktiveringer af det priselastiske elforbrug i det nordiske system peger på et yderst anstrengt elsystem, som meget vel kan blive udsat for tekniske problemer.



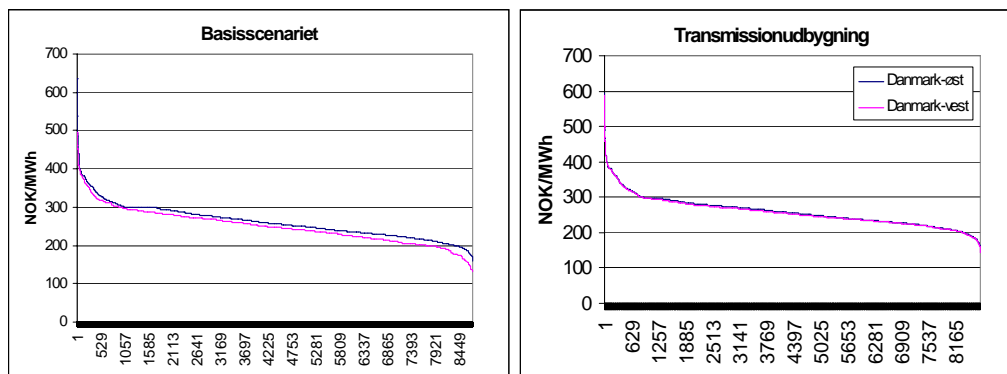
Figur 34: Konsekvenserne for priserne i uge 5 år 2015 i Norge-syd af en hård vinter, sammenlignet med basisscenarioet. Bemærk den venstre figur er en detaljeret gengivelse af den højre med prisaksen afkortet til 1000 NOK/MWh.

Hvis den hårde vinter yderligere kombineres med et tørår, aktiveres det priselastiske elforbrug i alle timer i den betragtede periode i Norge-syd. Dette indikerer, at den yderste

grænse for elsystemet er nået, og at det næppe vil være muligt at overleve en sådan situation uden alvorlige tekniske nedbrud.

2.4.4 Udbygning af transmissionnettet

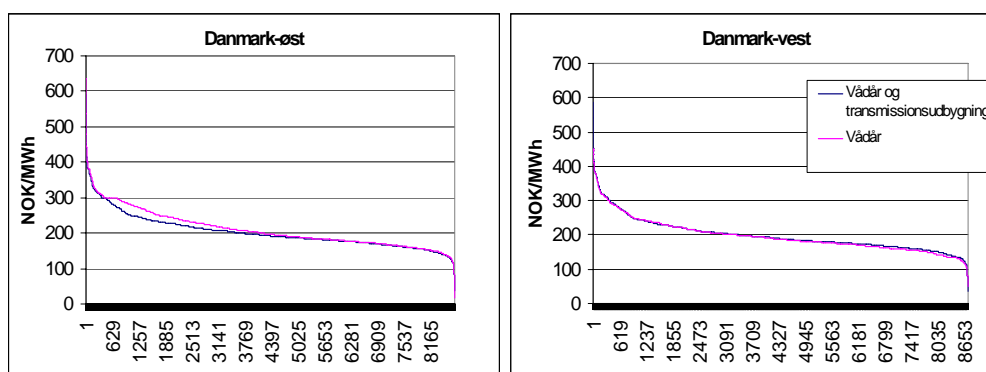
I dette afsnit analyseres betydningen af en udbygning af transmissionsnettet, idet der bygges en 600 MW forbindelse mellem Danmark-vest og Danmark-øst og forbindelsen mellem Danmark-vest og Norge-syd udbygges med 600 MW.



Figur 35: Konsekvenserne af en udbygning af transmissionsnettet for prisdannelsen på elmarkedet i Danmark-øst og Danmark-vest for året 2015.

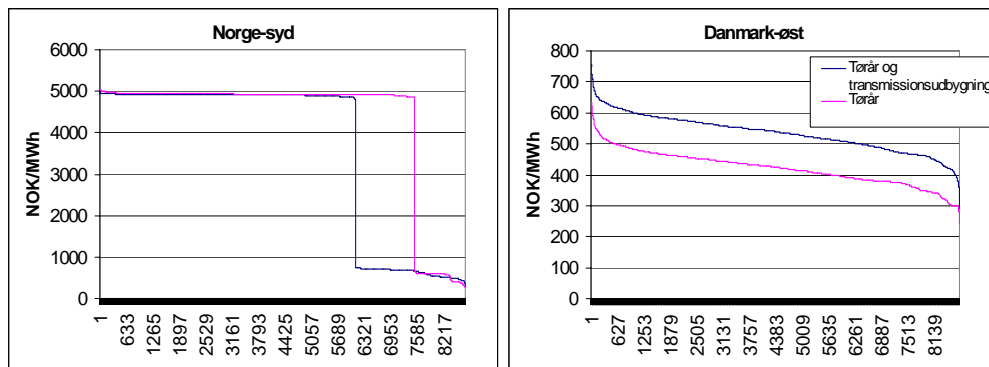
Figur 35 viser at priserne i Danmark-øst og Danmark-vest kun påvirkes i mindre grad af udbygningen i transmissionskapacitet. Men det interessante er, at prisforskellene mellem de to områder stort set udjævnes, så varighedskurverne bliver praktisk taget identiske. Generelt gælder det, at såfremt det er muligt vil priserne blive udjævnet gennem eksport fra et lavprisområde til et højprisområde. Da Danmark-øst har højere priser end Danmark-vest, vil der i denne situation blive eksporteret fra vest til øst, hvorved priserne i Danmark-vest øges svagt, mens priserne i Danmark-øst tilsvarende falder en smule. Men det var heller ikke at forvente, at en udbygning af transmissionsnettet har størst betydning i et normalår.

På Figur 36 er illustreret konsekvenserne af en udbygning af transmissionsnettet i et vådår for 2015.



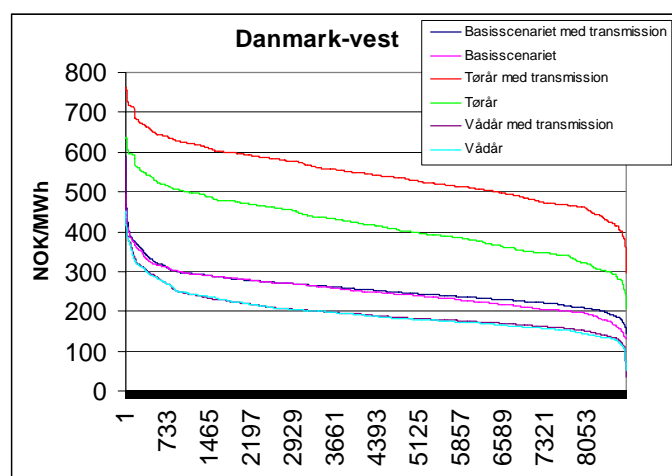
Figur 36: Konsekvenserne af en udbygning af transmissionsnettet for prisdannelsen på elmarkedet i et vådår 2015.

Som det fremgår af figuren har udbygningen af transmissionsnettet kun små konsekvenser i såvel Øst- som Vest-Danmark i et vådar. Priserne bliver lidt lavere i Øst-Danmark end uden transmissionsudbygningen, stort set som tilfældet var i basisscenaeriet. I Vest-Danmark har transmissionsudbygningen kun ganske små konsekvenser på prisdannelsen i et vådar.



Figur 37: Konsekvenserne af en udbygning af transmissionsnettet for prisdannelsen på elmarkedet i et tårår 2015. Bemærk at prisaksen er forskellig på figurerne.

Konsekvenserne er betydeligt større i et tårår, som illustreret på Figur 37. Som det fremgår, medfører transmissionsudbygningen en markant lavere aktivering af det priselastiske elforbrug i Norge-syd, hvilket skyldes en øget import fra de øvrige regioner. Men samtidigt med overføres en større andel af de høje priser i Norge-syd til de andre områder, her illustreret ved Danmark-øst, hvor priserne stiger stærkt. Konsekvenserne er stort set tilsvarende i Danmark-vest. Så hvor Norge-syd uden transmissionsudbygning i langt flere timer afkobles det øvrige system betyder et stærkere transmissionsnet, at de øvrige regioner i elmarkedet kan hjælpe Norge-syd med kapacitet, men omkostningen er højere elpriser for hele det nordiske område.



Figur 38: Betydningen af udbygningen af transmissionsforbindelserne i henholdsvis basisscenaeriet, tårår og vådar i 2015. Her illustreret for Vest-Danmark.

Bemærkelsesværdig er forskellene i betydningen af transmissionsudbygningen mellem vådar og tårår. Som det fremgår af Figur 38 er der stort set ingen forskel på varighedskurverne med og uden transmissionsudbygning i basisscenaeriet og heller ikke i

vådåret (det kan være svært at se, men kurverne falder stort set oveni hinanden). Men der er en markant forskel i tøråret, hvor som nævnt transmissionsudbygningen fører til højere priser i Danmark. Der er således en betydelig asymmetri mellem konsekvenserne i et vådar og et tørår.

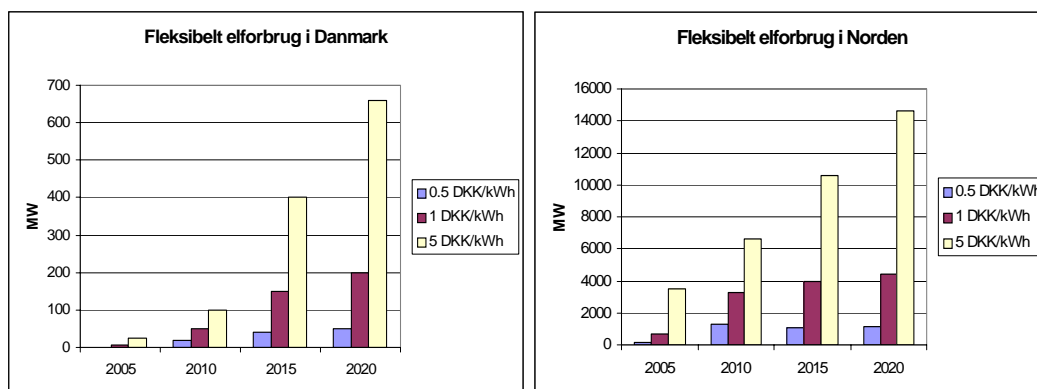
2.4.5 Betydningen af priselasticitet i elforbruget.

Når al elproducerende kapacitet er taget i brug bliver det elforbrugernes betalingsvillighed, der afgør hvor høj elprisen vil blive²⁴. I dette afsnit analyseres mere detaljeret, hvad en høj eller en lav priselasticitet i elforbruget betyder.

I basissceneriet er en lav priselasticitet antaget. Dette betyder, at der skal høje elpriser til før elforbrugerne sænker deres forbrug. I basissceneriet er det således antaget, at elprisen skal nå et niveau på 5000 NOK/MWh før elforbrugerne reagerer ved at sænke deres elforbrug, for eksempel i form af at skruer ned for elvarmen eller slukke for lys og apparater. I dette afsnit analyseres en situation med høj priselasticitet:

- Elforbrugerne reagerer hurtigere på høje elpriser og er dermed villige til at ændre deres forbrug ganske meget. Priselasticiteten fungerer i tre trin: De første elforbrugere kobler udstyr ud ved en elpris på 500 NOK/MWh, endnu flere sænker deres forbrug ved næste trin på 1000 NOK/MWh og endelig er sidste trin på 5000 NOK/MWh, hvor den sidste forbrugerreaktion finder sted²⁵. Bemærk at i basissceneriet er det kun sidste trin, der anvendes.

Figur 39 viser mængden og fleksibiliteten i elforbruget henholdsvis i hele Norden og kun for Danmark. Figuren viser således, at i eksempelvis 2020 er der godt 1000 MW af elforbruget, der vil blive koblet ud ved en elpris på 0,5 DKK/kWh, godt 4000 MW kobles ud ved 1 DKK/kWh og endeligt udkobles godt 14000 MW ved en pris på 5 DKK/kWh. Mængderne kun i Danmark er naturligvis betydeligt mindre, som det fremgår af figuren til venstre.



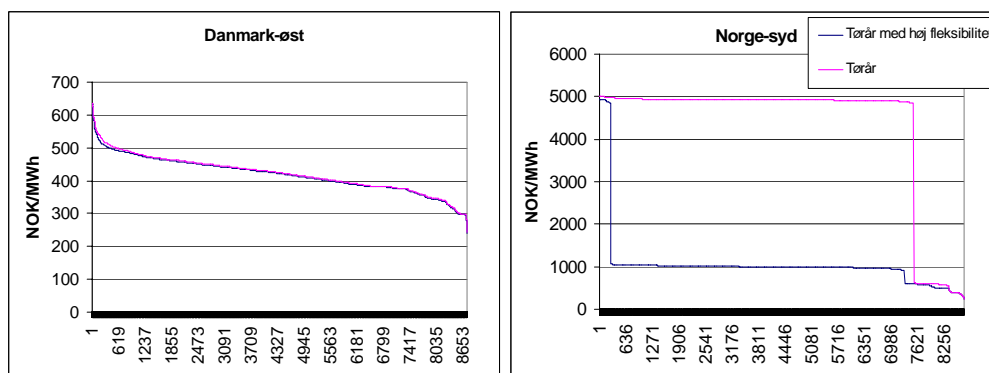
Figur 39: Det antagne priselastiske elforbrug i Danmark og i Norden. Bemærk at i Basissceneriet er kun det sidste og højeste trin i anvendelse.

En introduktion af høj priselasticitet i basissceneriet har ikke nogen effekt i året 2015, da priserne ikke på noget tidspunkt bliver så høje, at det priselastiske elforbrug træder i

24 Dette er nærmere beskrevet i kapitel 1.

25 Se Bilagsrapporten for de nærmere antagelser om priselastisk elforbrug.

kraft. I det følgende er derfor analyseret situationen, hvor høj priselasticitet kombineres med et tørår. Sidstnævnte er allerede behandlet i afsnit 2.4.1, hvor den lave priselasticitet ikke kommer i funktion (ved 5000 NOK/MWh), men hvor priserne alligevel bliver så relativt høje, at priselasticiteten kan have en betydning. Den høje priselasticitet slår markant igennem i Norge-syd, som illustreret på Figur 40. I stedet for et stort antal timer med en elpris på næsten 5000 NOK/MWh, bliver prisbilledet nu domineret af, at den høje priselasticitet får prisniveau'et til at falde til det næsthøjeste trin på elasticitetsskalaen, 1000 NOK/MWh. Men den høje priselasticitet og konsekvenserne i Norge-syd påvirker tilsyneladende ikke varighedskurven for Danmark-vest i større omfang.

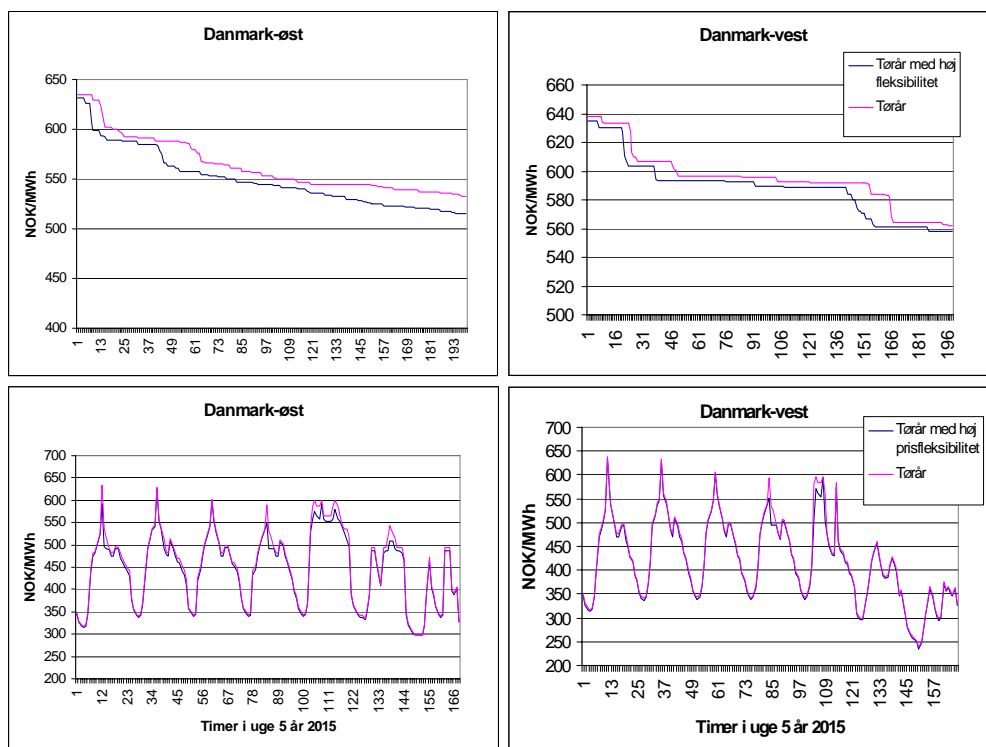


Figur 40: Betydningen af høj priselasticitet og tørår med udveksling med netto-import på 10 TWh fra kontinentet for prisdannelsen i Norge-syd og Danmark-vest år 2015, sammenlignet med tørårs-scenariet med lav priselasticitet.

Men noget sker der dog i Danmark. Dette er nøjere illustreret på Figur 41, hvor de 200 timer med de højeste priser samt timerne i uge 5 er vist for Danmark-øst og –vest, idet et tørår med høj priselasticitet er sammenlignet med et tørår med lav priselasticitet..

Som det fremgår af figuren kapper det priselastiske elforbrug lidt af de højeste priser, lidt mere i Danmark-øst end i Danmark-vest. Dette fremgår også af timerne i uge 5. Effekten er ikke stor, men det laveste niveau af det priselastiske elforbrug er heller ikke antaget at have stor betydning i Danmark.

Generelt medfører høj priselasticitet i elforbruget, at det er muligt at opnå balance i elsystemet på tidspunktet, hvor systemet er tæt på kapacitetsgrænsen. Jo højere priselasticiteten er, jo mere jævnt vil priserne stige, når systemet nærmer sig kapacitetsgrænsen, og kun i de mest ekstreme situationer vil de højeste prisspidser forekomme.

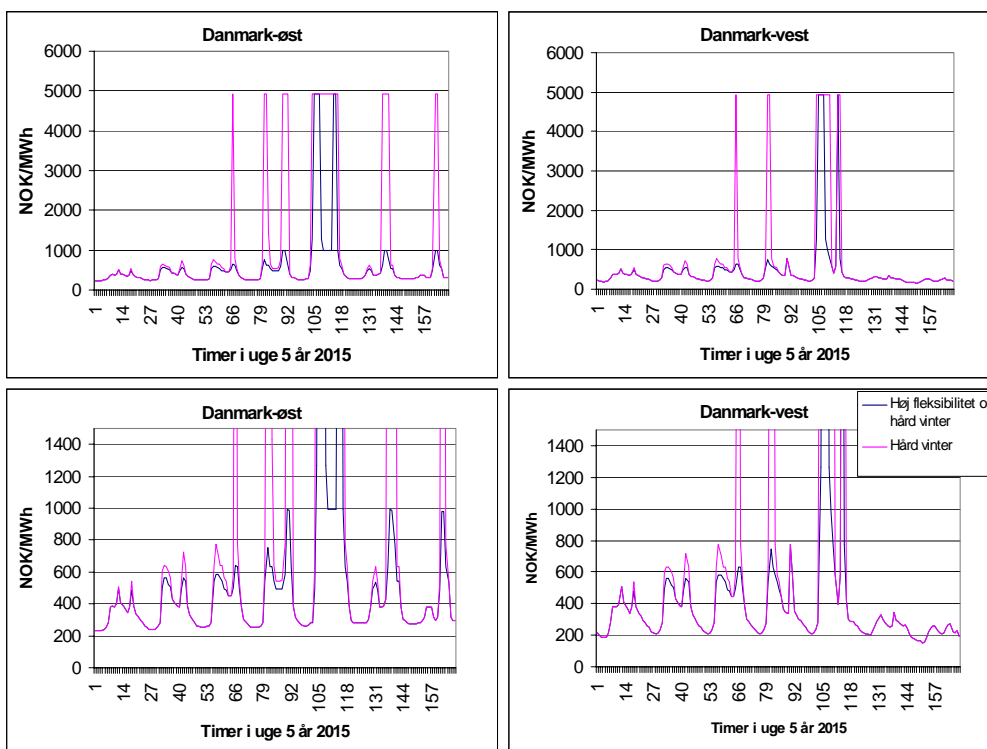


Figur 41: Betydningen af høj priselasticitet og tørår med udveksling med kontinentet for prisdannelsen i Danmark-øst og Danmark-vest år 2015, sammenlignet med tørårscenariet med lav priselasticitet. På de to øverste figurer er kun vist de 200 timer med de højeste priser. På de to nederste figurer er vist timerne i uge 5 år 2015. Bemærk afskæringen af akserne.

At priselasticitet er et stærkt instrument med stor indflydelse på prisdannelsen på elmarkedet er tydeligt illustreret på Figur 42, hvor høj priselasticitet er introduceret i et normalår med en 10 års vinter.

Figuren viser tydeligt konsekvenserne af indførelse af høj priselasticitet. Hvor den lave priselasticitet er i funktion adskillige gange i scenariet med hård vinter, specielt i Øst-Danmark, ses den øgede priselasticitet at være tilstrækkelig til at sænke en hel del af de højeste elpriser fra ca. 5000 NOK/MWh (grænsen for den lave priselasticitet) til ca. 500-1000 NOK/MWh, hvilket er grænserne for den mellemste og den højeste priselasticitet²⁶. Men som det fremgår, er den øgede priselasticitet i elforbruget ikke tilstrækkeligt til at undgå de højeste prisspidser på 5000 NOK/MWh, som stadig indtræder i nogle få tilfælde. Bemærk dog også at priselasticiteten ligeledes har en ganske stor betydning på de lave prisspidser imellem 500 og 800 NOK/MWh, som bliver sænket op til 200 NOK/MWh. I alt reduceres elefterspørgslen med 85,5 GWh i hele Norden i uge 5 gennem aktivering af priselastisk elforbrug, hvilket svarer til ca. 0,8% af elforbruget. Til sammenligning reduceres elefterspørgslen i situationen med lav priselasticitet i uge 5 i hele Norden med ca. 31,2 GWh eller ca. 0,3% af elforbruget.

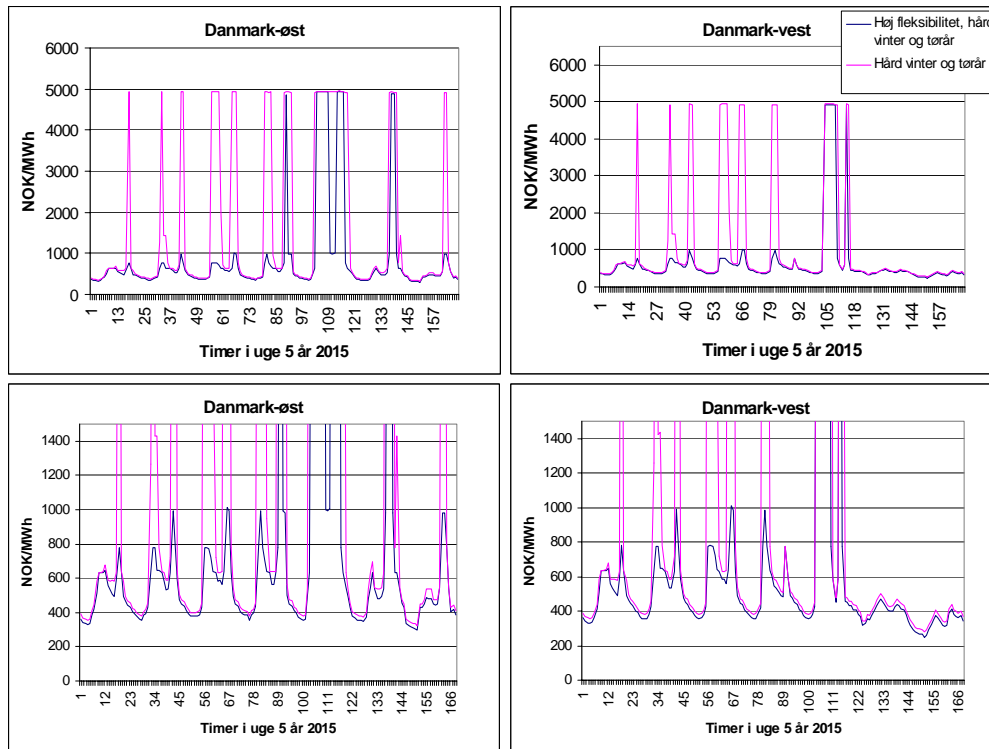
26 Når det priselastiske elforbrug introduceres ved 500 NOK/MWh, påvirker dette ikke kun elpriserne over 500 NOK/MWh – på grund af vandkraftens fordeling over ugen vil også priser under 500 NOK/MWh kunne blive påvirket. Tilsvarende gælder for de to øvrige trin af priselasticiteten på henholdsvis 1000 NOK/MWh og 5000 NOK/MWh.



Figur 42: Effekten af introduktion af høj priselasticitet i et scenarie med hård vinter men i øvrigt et normalår. Bemærk at de to nederste figurer er en detaljeret gengivelse af de to øverste med prisaksen afskåret i 1500 NOK/MWh

Endelig illustrerer Figur 43 det ekstreme scenarie, hvor vi både har hård vinter og tørår (scenariet med lav priselasticitet, hård vinter og tørår er nærmere beskrevet i afsnit 2.4.3). Figuren viser prisdannelsen i uge 5 år 2015.

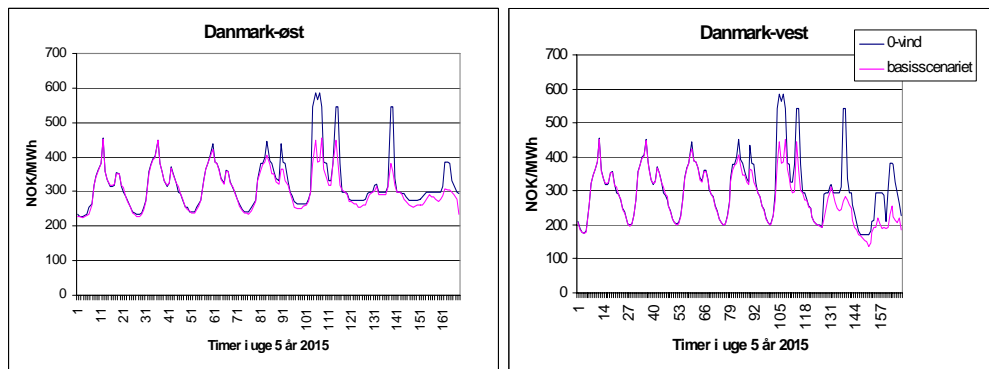
Som det fremgår af figuren formår aktiveringen af det høje priselastiske elforbrug at reducere antallet af de høje prisspidser med elpriser på omkring 5000 NOK/MWh ganske betydeligt, især blive mange reduceret til et prisniveau mellem 800 og 1000 NOK/MWh. Men specielt i Danmark-øst bliver der dog en hel del timer tilbage med ekstremt høje priser, hvilket naturligvis indikerer at mængden af priselastisk elforbrug ikke har været tilstrækkeligt til at kompensere for den manglende elproduktionskapacitet. I denne ekstreme situation af tørår og kold vinter er mængden af høj- og mellem- priselasticitet altså ikke tilstrækkeligt til at holde elpriserne nede, og der er altså stadig behov for, at den øvre grænse for priselasticiteten kommer i funktion. I alt reduceres elefterspørgslen med 211.4 GWh i hele Norden i uge 5 gennem aktivering af priselastisk elforbrug, hvilket svarer til ca. 2% af elforbruget.



Figur 43: Effekten af introduktion af høj priselasticitet i et scenarie med hård vinter og tørår. Bemærk at de to nederste figurer er en detaljeret gengivelse af de to øverste med prisaksen afskåret i 1500 NOK/MWh.

2.4.6 Vindkraftens betydning

I de foregående beregninger kommer vindkraften ind med en kapacitet, der er afgjort af den brugte vindkraft-profil, som er den samme brugt for alle år²⁷. Men hvad sker der, hvis vinden ikke blæser i nogle af de uger, hvor der virkeligt er koldt og systemet i forvejen er anstrengt. Det undersøges nærmere i dette afsnit.

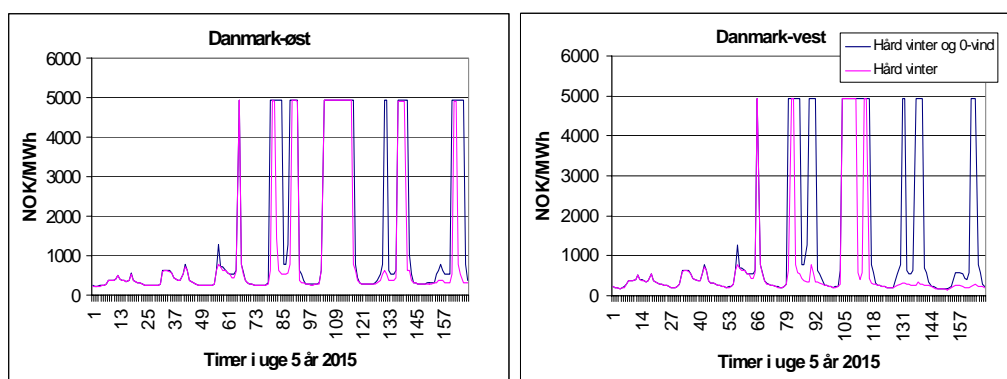


Figur 44: Betydning af vindstille for prisdannelsen på elmarkedet i Danmark-øst i et normalt år 2015. Timer i uge 5.

²⁷ Vindkraftens fordeling over året følger den samme profil, men den skaleres op med stigende kapacitet.

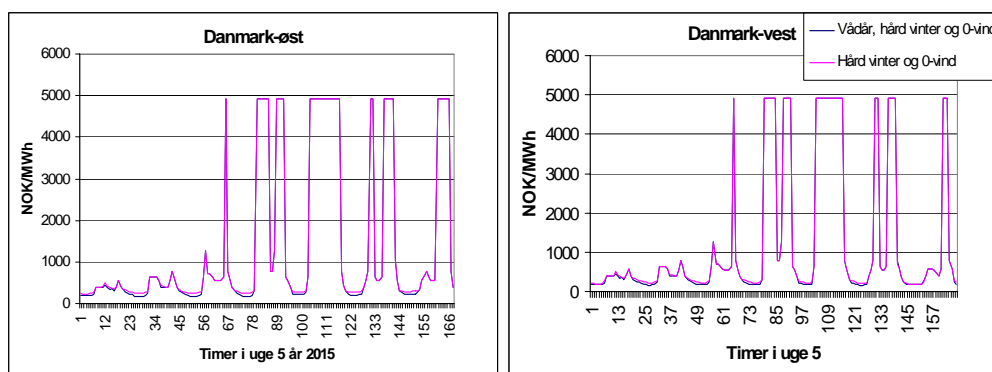
Effekten af vindstille i et i øvrigt normalt år er illustreret på Figur 44. Som det fremgår øges antallet af prisspidser betydeligt både i Øst- og Vest-Danmark. De høje elpriser bestemmes af forsyningssystemets dyreste enheder, men uden at det priselastiske elforbrug aktiveres (i så fald skulle priserne nå op på omkring 5000 NOK/MWh).

Såfremt vindstille kombineres med en hård 10 årsvinter bliver konsekvenserne meget værre. Det allerede anstrengte system bliver nu presset endnu hårdere og det priselastiske forbrug bliver bragt i funktion endnu flere gange i uge 5. Bemærk at situationen forværres specielt i Vest-Danmark, hvor der opstår markante prisspidser lørdag og søndag, samt en dobbeltspids om torsdagen. Også i Øst-Danmark bliver systemet mere presset, som det fremgår af Figur 45.



Figur 45: Betydning af vindstille for prisdannelsen på elmarkedet i Danmark-øst og -vest i et år 2015 med en hård vinter. Timer i uge 5.

Hvad måske er mere overraskende er konsekvenserne af en vindstille uge i en hård 10 årsvinter, men samtidigt et vådår, som er illustreret på Figur 46.

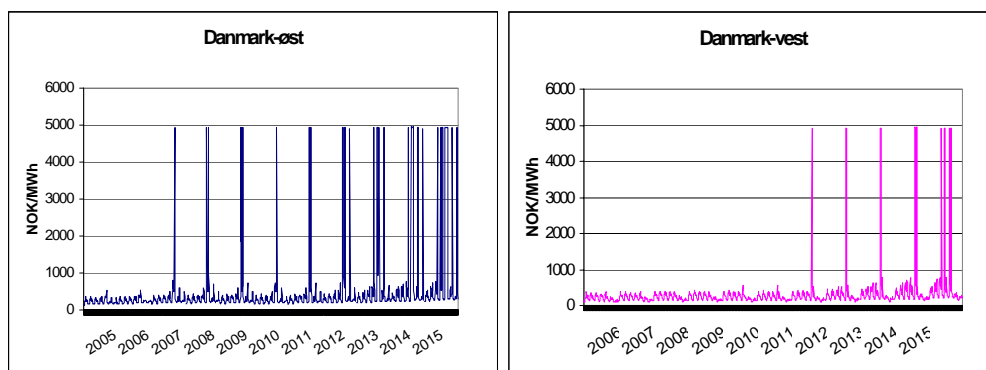


Figur 46: Betydning af vindstille for prisdannelsen på elmarkedet i Danmark-øst i et år 2015 med en hård vinter, men samtidigt et vådår. Timer i uge 5.

Som det fremgår af figuren har vådåret ingen indflydelse på prisspidsernes opståen i denne situation. Den megen vand i systemet giver kun mere energi ikke effekt, hvorfor mangelen på vindkraft-kapacitet alligevel medfører kapacitetsknaphed i elsystemet og nødvendiggør aktiveringen af det priselastiske elforbrug. Vådåret influerer kun på elpriserne i lavlast, hvor den megen vand medfører lavere priser i både Øst- og Vest-Danmark.

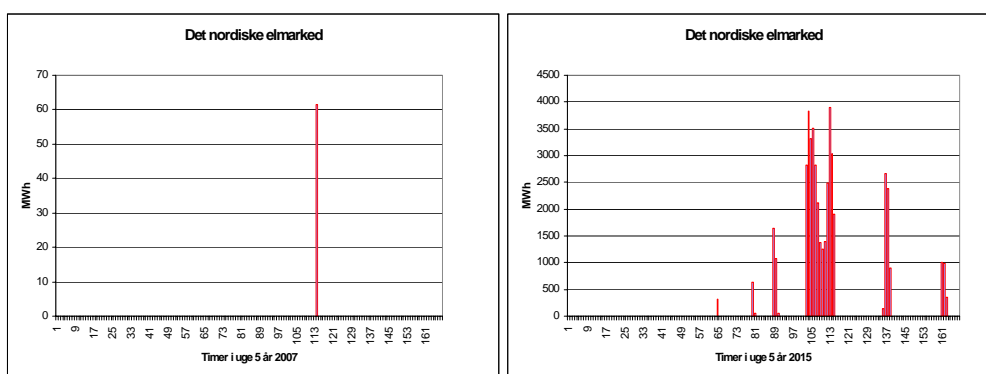
2.5 Elprisernes udvikling i mere ekstreme situationer

I et normalår synes det nordiske elsystem således ikke at blive stærkt anstrengt før omkring år 2015. Men som vist i foregående afsnits følsomhedsanalyser er der en række mere ekstreme situationer, der kan bringe systemet på kanten af kapacitetsknaphed. De vanskeligste tilfælde for elsystemet at håndtere uden at tage det priselastiske elforbrug i brug har vist sig at være en kold vinter uge (10 års vinteruge), eventuelt suppleret med vindstille i den pågældende uge. I dette afsnit vil vi lidt nøjere analysere disse to tilfælde, men set i et forløb fra 2005 til 2015. Det afgørende er således at identificere, hvornår elsystemet kommer i kapacitetsknaphed i disse tilfælde.



Figur 47: Hvornår bringer en hård vinteruge systemet i mangel på elkapacitet? Timer i uge 5 i en 10-års vinter for Øst- og Vest-Danmark.

På Figur 47 er vist udviklingen i elpriserne for henholdsvis Danmark-øst og -vest for perioden 2005-2015 under antagelse om en hård vinter. Kun timerne i uge 5 er vist for hvert af disse år. Som det fremgår af figuren kommer der høje elpriser i Danmark-øst allerede i år 2007. For Danmark-vest varer det noget længere, her sker det først år 2011. Årsagen er dog ikke at det priselastiske elforbrug aktiveres i Danmark-øst i 2007, men at der opstår kapacitetsmangel i Sverige-syd på dette tidspunkt. Det priselastiske elforbrug træder derfor i funktion i Sverige-syd og de høje elpriser herfra overføres til Danmark-øst, men altså ikke til Danmark-vest.

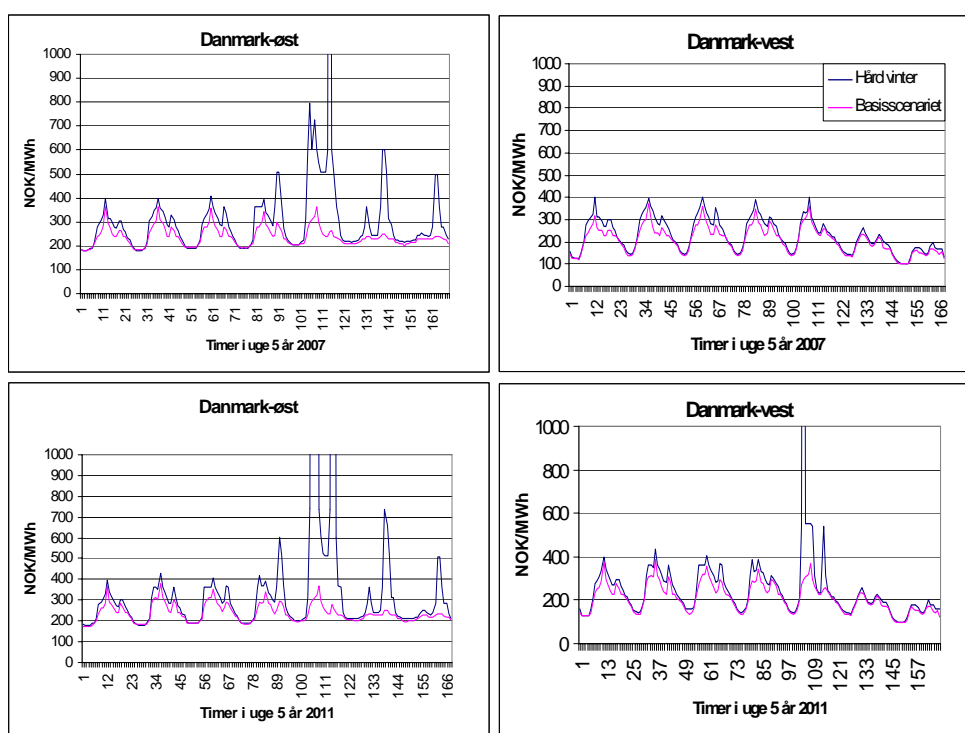


Figur 48: De mængder af priselastisk elforbrug, der aktiveres i det nordiske område i en hård vinteruge 5. Henholdsvis for 2007 og 2015. Bemærk de forskellige akser.

Hvor omfattende mængder af priselastisk elforbrug, der aktiveres i den betragtede uge 5, er illustreret på Figur 48. Som det fremgår, er det kun en enkelt time i uge 5 2007 og kun ca. 60 MW. Herefter tiltager den aktiverede fleksibilitetsmængde i det nordiske område for hvert år. Som det fremgår af figuren bliver det adskillige tusinde MW i den tilsvarende uge 5 2015. Bemærk at der her kun er illustreret uge 5 i de pågældende år. Der kan naturligvis også være andre timer i løbet af årene, hvor det priselastiske elforbrug aktiveres.

På Figur 49 er mere detaljeret vist prispillederne i Danmark-øst og -vest i to udvalgte år under antagelsen om den hårde vinteruge. I 2007 er den primære konsekvens i Vest-Danmark, at prisniveauet løftes lidt, men ellers slår de høje Syd-svenske elpriser ikke igennem til det Vest-danske system. Konsekvenserne er meget mere markante i Øst-Danmark, hvor aktiveringen af det priselastiske elforbrug i Syd-sverige i en enkelt time forårsager en lignende prisspids. Yderligere opstår der også en række markante prisspidser forårsaget af produktionsanlæggenes dyreste enheder. Lignende situationer opstår i Øst-Danmark i de følgende år, under antagelse af en ekstrem hård vinter.

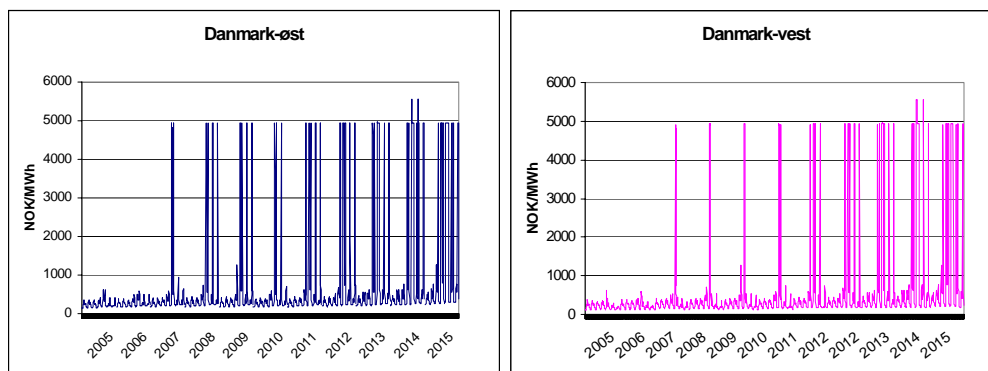
I 2011 slår de høje elpriser i det norske og svenske elsystem også igennem i Danmark-vest. Først i 2013 opstår der dog kapacitetsmangel direkte i det danske system og aktivering af det priselastiske elforbrug i Danmark.



Figur 49: Timer for vinteruge 5 under en hård vinter vist for 2007 og 2011 for Danmark-øst og -vest.

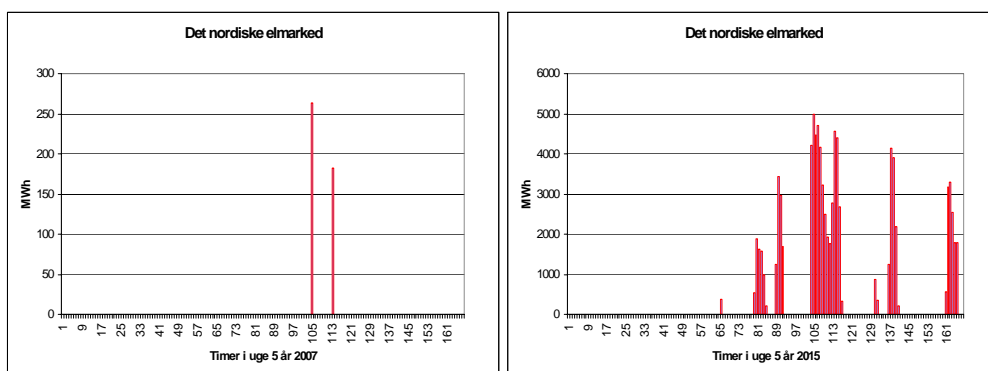
Hvis den hårde vinter kombineres med en vindstille uge bliver konsekvenserne naturligvis endnu værre. Prisforløbet er illustreret på Figur 50. Som det fremgår af figuren opstår der høje elpriser både i Øst- og Vest-Danmark allerede i år 2007. Men som i det foregående tilfælde skyldes det ikke, at det priselastiske elforbrug træder i funktion her, men at der opstår kapacitetsmangel i både Norge- syd og Sverige-syd, som

aktiverer det priselastiske elforbrug i disse områder. Disse høje priser overføres derefter til de to danske områder.



Figur 50: Hvornår bringer en hård og vindstille vinteruge systemet i mangel på elkapacitet? Timer i en vindstille uge 5 i en 10-års vinter for Øst- og Vest-Danmark.

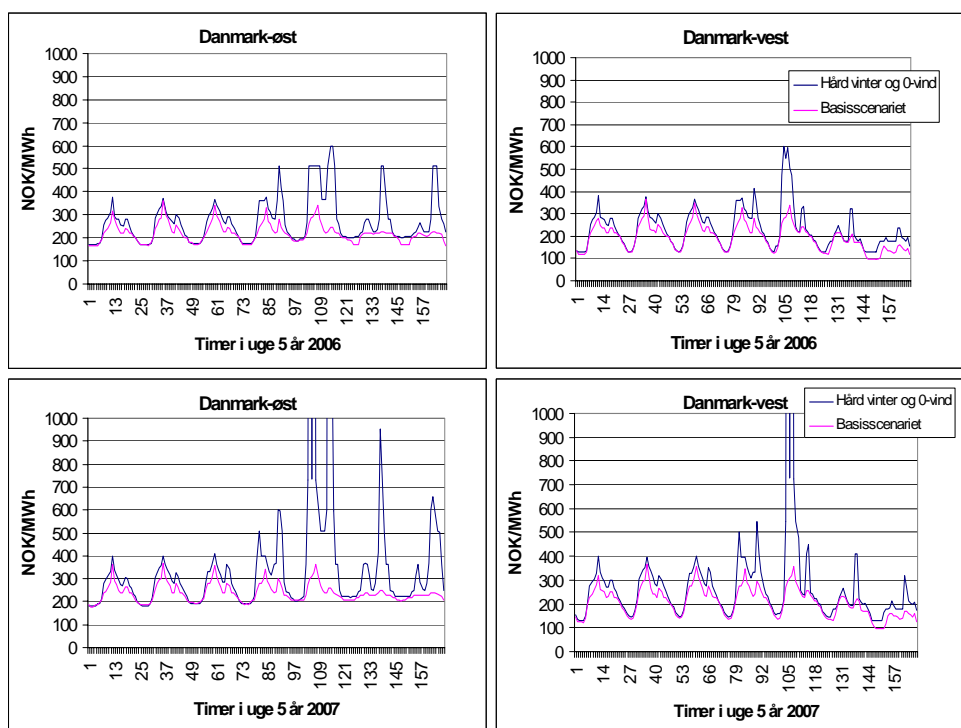
De aktiverede mængder af priselastisk elforbrug i Norden er vist på Figur 51. Som det fremgår, er det kun to timer i uge 5 i 2007, der aktiverer det priselastiske forbrug, hver gang imellem 150 og 250 MW. Herefter stiger den aktiverede mængde i det nordiske område for hvert år og i 2015 er det meget store mængder, der aktiveres. Bemærk igen at der her kun er illustreret uge 5 i de pågældende år, hvorfor det priselastiske elforbrug naturligvis kan aktiveres på andre tidspunkter i løbet af året.



Figur 51: De mængder af priselastisk elforbrug, der aktiveres i det nordiske område i en hård og vindstille vinteruge 5. Henholdsvis for 2007 og 2015. Bemærk de forskellige akser.

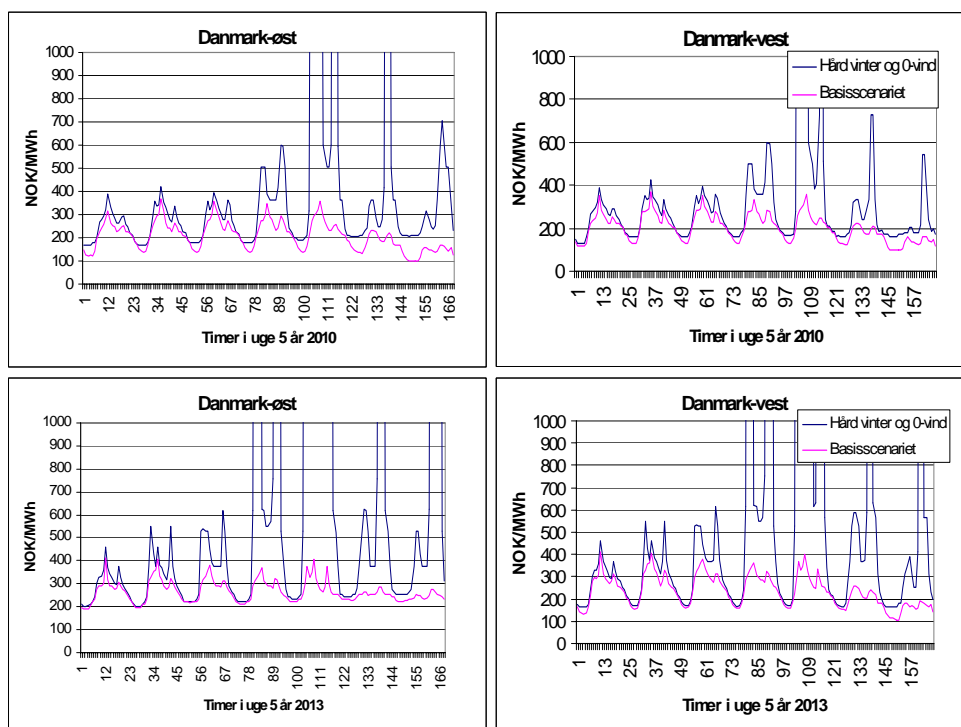
De detaljerede konsekvenser for de to danske elområder er illustreret på de efterfølgende Figur 52 og Figur 53. Som det fremgår af Figur 52 er konsekvenserne i år 2006 primært, at der opstår prisspidser genereret af forsyningssystemets dyre enheder. Men i 2007 slår de høje norske og svenske elpriser – sammenhængende med aktiveringen af det priselastiske elforbrug – igennem i både det vest- og det øst-danske system. Både i Norge-syd og Sverige-syd er kapacitetsgrænsen nået i denne ekstreme situation, hvorfor det priselastiske elforbrug træder i funktion. Som de to efterfølgende figurer viser, har det den umiddelbart største effekt på elpriserne i Danmark-øst, men også Danmark-vest

får flere timer med det høje prisniveau sammenhængende med aktiveringen af det priselastiske elforbrug i det nordiske område.



Figur 52: Timer for vinteruge 5 under en hård og vindstille vinter vist for 2006 og 2007 for Danmark-øst og -vest.

Situationen bliver gradvist værre under de samme antagelser for de følgende år, hvilket er vist på Figur 53. Som det fremgår af denne stiger antallet af timer med kapacitetsmangel og det bliver slemt i 2013, som vist på den nedre del af figuren.



Figur 53: Timer for vinteruge 5 under en hård og vindstille vinter vist for 2010 og 2013 for Danmark-øst og -vest.

2.6 Markedsmagtens betydning – illustreret ved hjælp af Mars-modellen

Markedsmagt er ikke inddraget som et aspekt i dette projekt, om end markedsmagt helt klart har en indflydelse på prisdannelsen. Markedsmagt er primært blevet udeladt, da en håndtering af dette problem i sig selv kunne udgøre et helt projekt og faktisk er der igangværende projekter, der specifikt analyserer dette problem. Så derfor er markedsmagt udeladt som en af de faktorer, der påvirker prisdannelsen til trods for at vi ved det har en vigtig betydning.

For at illustrere denne betydning har vi dog trukket på Eltra's arbejde med Mars-modellen, som specifikt er opbygget til at håndtere markedsmagt. I dette afsnit vil derfor resultaterne fra en række kørsler med Mars-modellen blive illustreret. Simuleringerne belyser følgende problemområder:

- Stramning af effektbalancen
- Markedsmagt versus fuldkommen konkurrence
- Efterspørgselselasticitet
- Årstidsvariationer.

Samlet sigter simuleringerne mod at belyse betydningen for prisdannelsen af den fremtidige stramning af effektbalancen i Norden under forudsætning af markedsmagt og med forskellige efterspørgselselasticiteter. Årstidsvariationer er belyst med en simulering, der strækker sig over et helt år. Tabel 10 viser en oversigt over simuleringerne, der er gennemført både under forudsætning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence. Fælles for alle simuleringerne gælder, at der er anvendt tilsigsdata og magasinindhold svarende til et hydrologisk normalår. Der henvises i øvrigt til (Eltra, 2004)

Periode	Ugerne 3-6, 2005	Hele 2005
Efterspørgsel ^{*)}	Basis (2005-niveau), plus 5 % og plus 10 %	Plus 10 %
Engrosetspørgsels-elasticitet (β) ^{*)}	-0,01, -0,025, -0,05, -0,075, -0,1, -0,125, -0,15, -0,175, -0,2, -0,225, -0,25 og -0,3	-0.01

Tabel 10: Oversigt over gennemførte simuleringer. ^{*)} Alle prisområder.

I henhold til Nordels Årsberetning 2003 er forbruget i Nordel-området vokset med 17 % i perioden 1992-2002. Hvis der forudsættes samme stigning i fremtiden, svarer en 10 % stigning i forhold til basisåret 2005 til efterspørgselsniveauet i ca. 2011. Det er imidlertid sandsynligt, at stigningstakten vil aftage specielt i Norge, hvorfor det skønnes, at efterspørgselsniveauet i 2005 plus 10 % svarer til efterspørgslen i 2013-2015.

2.6.1 Stramning af effektbalancen

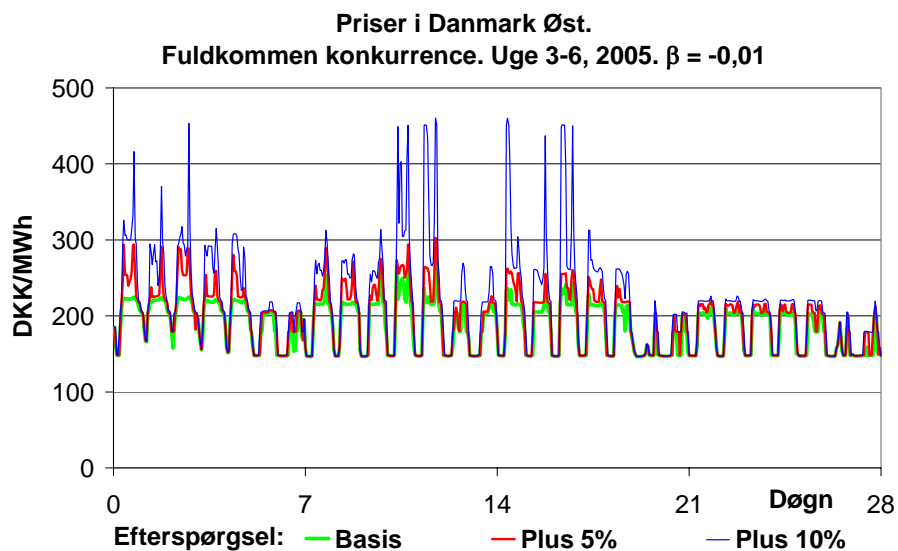
Forøgelse af efterspørgslen med 10 % i hele Norden i forhold til 2005 medfører markant højere priser, hvis efterspørgselselasticiteten er lav (-0,01). Dette fremgår af Figur 54 og Figur 55, der for henholdsvis Danmark Øst og Danmark Vest viser sammenligninger af priser ved de tre gennemregnede efterspørgselsniveauer. De viste resultater i Figur 54 og Figur 55 er fra simuleringer af fuldkommen konkurrence.

Det fremgår af resultaterne, at der ikke forekommer væsentlige prisspidser i basissituationen og ved 5 % større efterspørgsel. Ved fuldkommen konkurrence forekommer de markante prisspidser først ved 10 % større efterspørgsel.

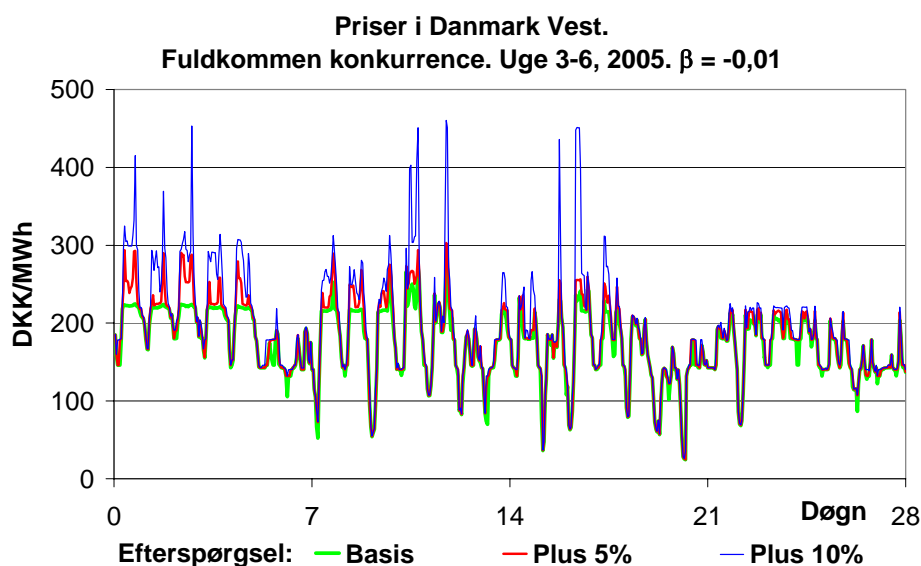
I Tabel 11 ses fordelingen af priser i Danmark Vest og Danmark Øst ved simulering af fuldkommen konkurrence og lav efterspørgselselasticitet (-0,01).

Antal timer over (%)	Danmark Vest			Danmark Øst		
	Basis	Plus 5 %	Plus 10 %	Basis	Plus 5 %	Plus 10 %
100 DKK/MWh	94	95	95	100	100	100
200 DKK/MWh	34	36	39	51	56	61
300 DKK/MWh	-	<1	6	-	<1	9
400 DKK/MWh	-	-	2	-	-	3
500 DKK/MWh	-	-	-	-	-	-
600 DKK/MWh	-	-	-	-	-	-

Tabel 11: Fordeling af priser i Danmark Vest og Øst ved simulering af fuldkommen konkurrence. Ugerne 3-6, 2005. Efterspørgselselasticitet: -0,01.



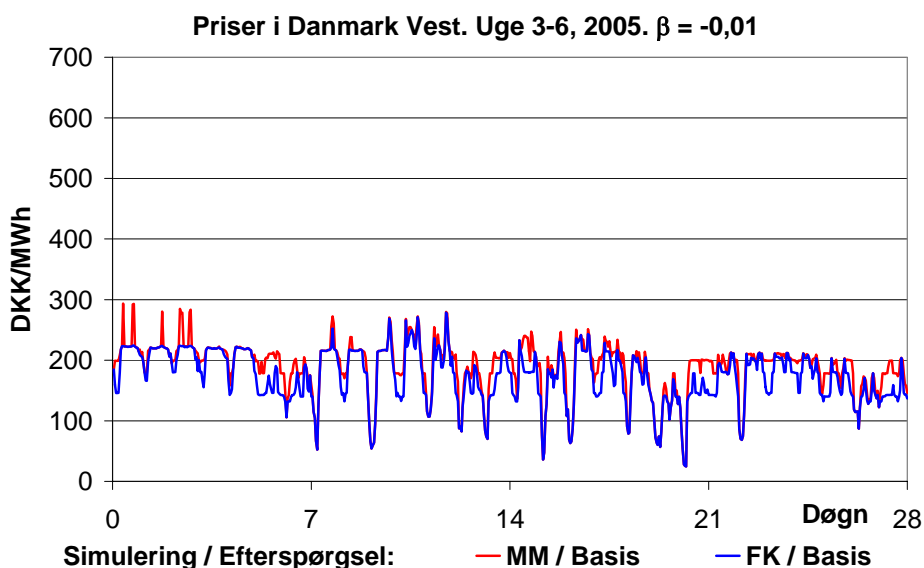
Figur 54: Priser i Danmark Øst ved simulering af fuldkommen konkurrence. Sammenligning af forskellige efterspørgselsniveauer.



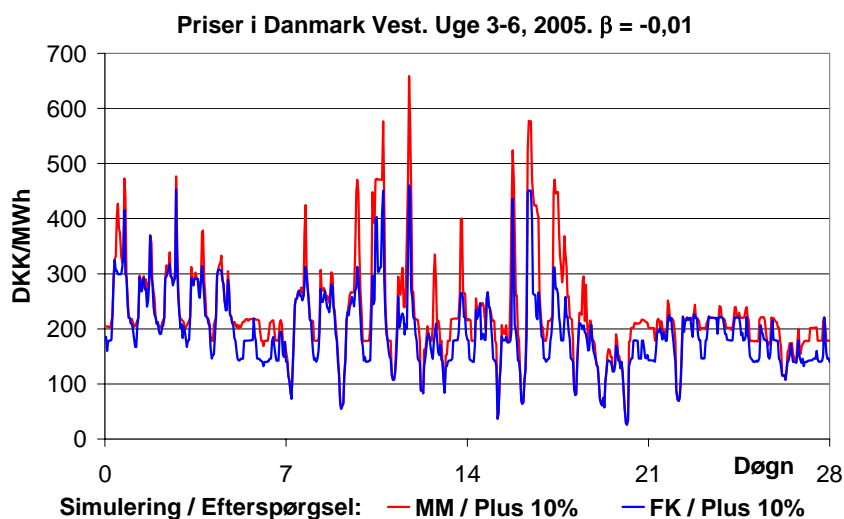
Figur 55: Priser i Danmark Vest ved simulering af fuldkommen konkurrence. Sammenligning af forskellige efterspørgselsniveauer.

2.6.2 Markedsmagt versus fuldkommen konkurrence

Markedsmagtens betydning for prisdannelsen er illustreret ved de beregnede priser i Figur 56-Figur 58, hvor simuleringer af markedsmagt er sammenlignet med fuldkommen konkurrence. I Figur 56 er vist priser for Danmark Vest beregnet under forudsætning af basisefterspørgsel og lav efterspørgselselasticitet (-0,01). Priser for både Danmark Vest og Danmark Øst er vist i Figur 57 og Figur 58 for situationen med 10 % større efterspørgsel samt ligeledes med lav efterspørgselselasticitet (-0,01).



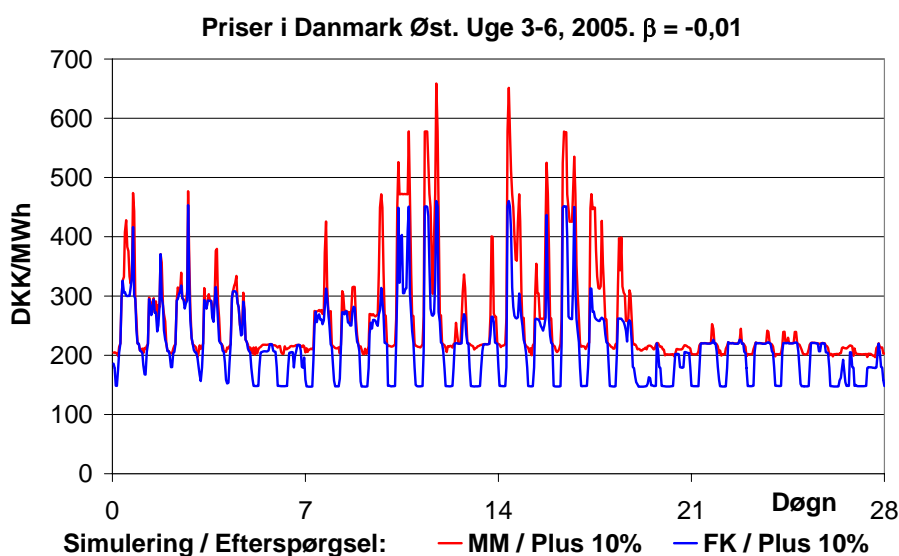
Figur 56: Priser i Danmark Vest. Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved basisefterspørgsel.



Figur 57: Priser i Danmark Vest. Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved 10 % forøget efterspørgsel.

Det fremgår, at der forekommer prisstigninger som følge af markedsmagt i et stort antal timer uanset, om der regnes med basisefterspørgsel eller 10 % større efterspørgsel. De største prisstigninger forekommer imidlertid som ventet ved den 10 % større efterspørgsel.

Markedsmagt kan desuden medføre et større antal prisspidser, som det ses af de første tre døgn i Figur 56. Både i Danmark Vest og Danmark Øst fås en række prisspidser også ved fuldkommen konkurrence, når efterspørgslen er 10 % større, og elasticiteten er $-0,01$. Disse prisspidser bliver markant højere ved simulering af markedsmagt.



Figur 58: Priser i Danmark Øst. Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved 10 % forøget efterspørgsel.

2.6.3 Efterspørgselselasticitet

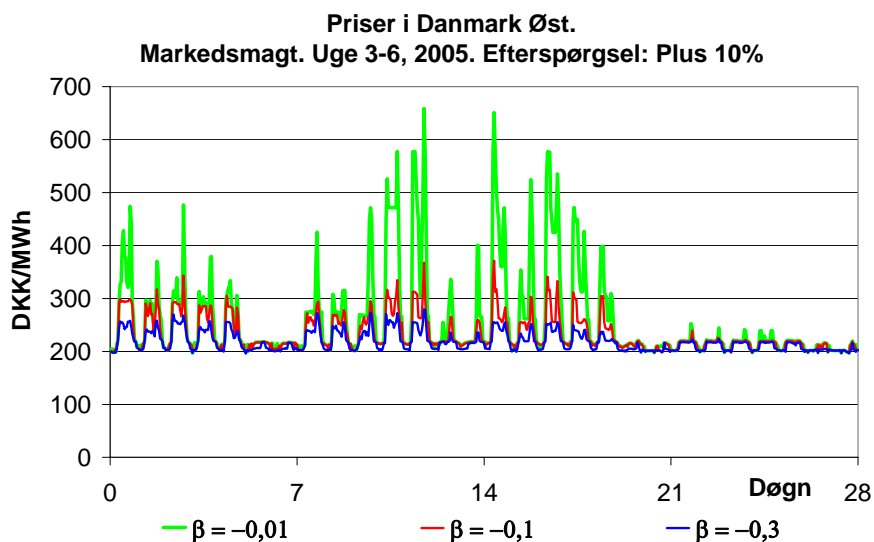
Figur 59-Figur 61 viser efterspørgselselasticitetens betydning for prisdannelsen. Priser i Danmark Øst og Danmark Vest beregnet ved simulering af markedsmagt og med 10 %

forøgelse af efterspørgslen er i Figur 59 og Figur 60 vist for elasticiteterne: -0,01, -0,1, -0,3. I Figur 61 er til sammenligning vist priser for Danmark Vest fra tilsvarende simuleringer med basisefterspørgsel.

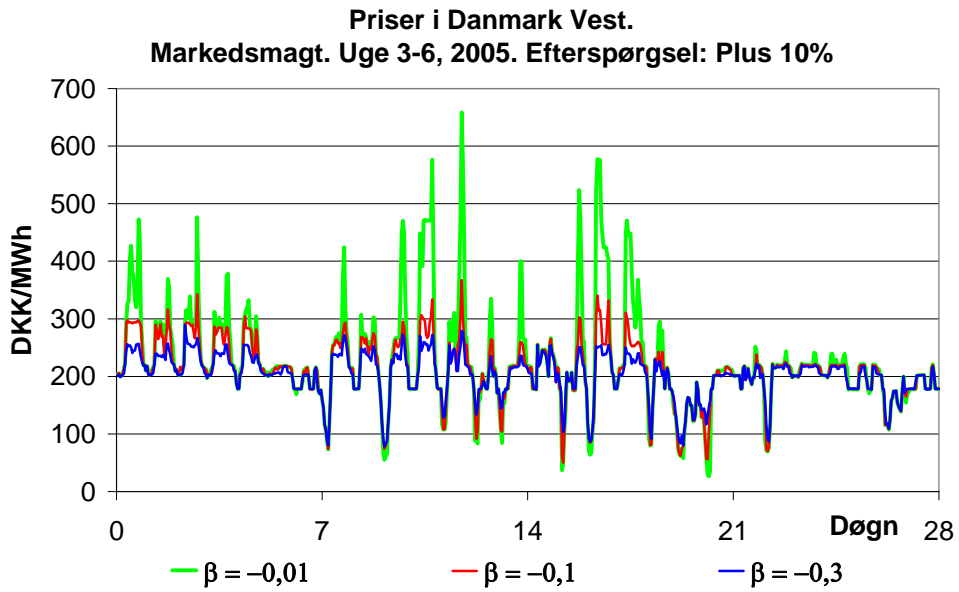
Det fremgår, at en lav efterspørgselselasticitet på -0,01 kan medføre prisspidser på over 600 DKK/MWh, når efterspørgslen forøges med 10 %. Simuleringen af hele 2005 resulterer i en række prisspidser på over 1.000 DKK/MWh i begge danske prisområder, se afsnit 2.6.4. Prisspidserne reduceres, hvis efterspørgslen gøres mere priselastisk.

Fra simuleringen med basisefterspørgslen fås imidlertid, at elasticiteten kun har forholdsvis ringe betydning for priserne. Dog ses en række prisspidser i de tre første dage i Figur 61.

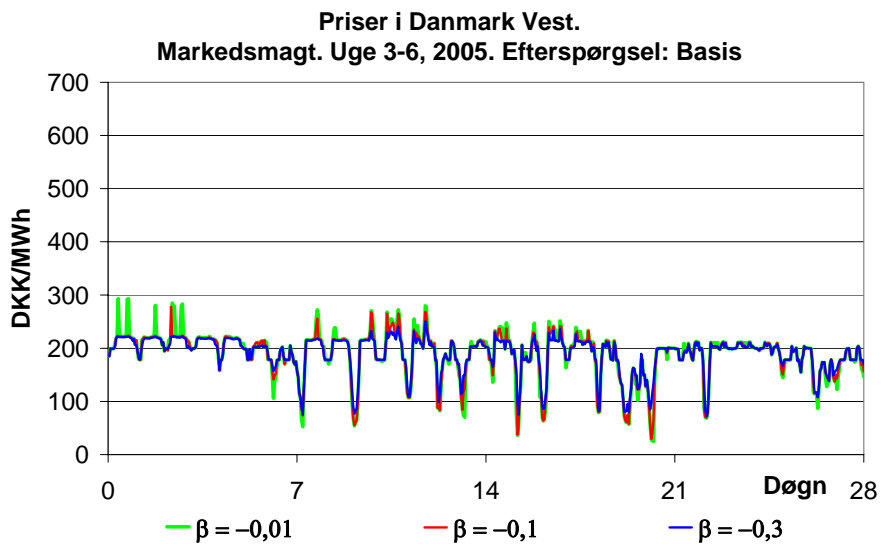
I Figur 62 er vist eksempler på priskryds i Danmark Vest fra simuleringer af markedsmagt med efterspørgselselasticiteter på henholdsvis -0,1 og -0,01. Eksemplerne stammer fra simuleringer med 5 % forøget efterspørgsel i forhold til 2005. Figuren illustrerer, at efterspørgselskurverne skærer hinanden ved ca. 200 DKK/MWh, hvilket er den forudsatte årlige gennemsnitspris. Efterspørgselskurvernes skæring ved denne pris skyldes desuden, at udvekslingen (nettoeksporten) i den pågældende time er tilnærmelsesvis den samme i de to viste simuleringer. Priskryds i området omkring skæringspunktet er i mindre grad afhængige af elasticiteten.



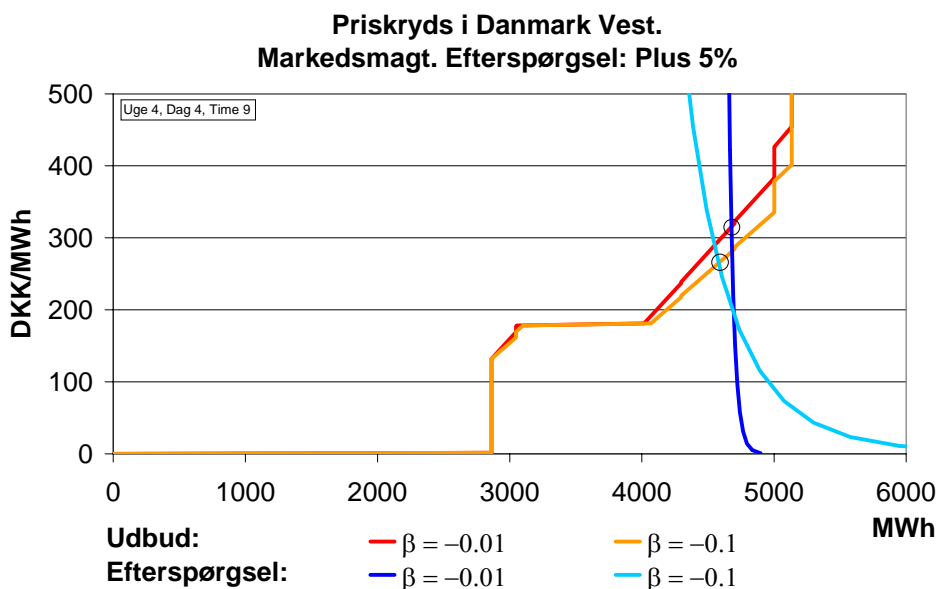
Figur 59: Priser i Danmark Øst. Sammenligning af forskellige efterspørgselselasticiteter ved 10 % forøget efterspørgsel.



Figur 60: Priser i Danmark Vest. Sammenligning af forskellige efterspørgselselasticiteter ved 10 % forøget efterspørgsel.



Figur 61: Priser i Danmark Vest. Sammenligning af forskellige efterspørgselselasticiteter ved basisefterspørgsel.



Figur 62: Eksempel på priskryds i Danmark Vest fra simuleringer af markedsmagt med efterspørgselselasticiteter på henholdsvis $-0,1$ og $-0,01$. Simuleringer med 5 % forøget efterspørgsel i forhold til 2005.

2.6.4 Årsresultater og årstidsvariationer

Prisresultater fra simuleringen af hele 2005 med forøgelse af efterspørgslen på 10 % og med en elasticitet på $-0,01$ er vist i Figur 63-Figur 66. Varighedskurver og de tilhørende tidsserier fra simuleringer af både markedsmagt og fuldkommen konkurrence er vist i Figur 63 og Figur 64 for henholdsvis Danmark Vest og Danmark Øst. I Figur 65 ses gennemsnitspriser for alle prisområder i modellen fra simuleringer med og uden markedsmagt. Gennemsnitspriserne er beregnet for hvert kvartal (13-ugers-periode) og for hele 2005. Endelig er i Figur 66 vist tidsserier af beregnede timepriser fra udvalgte 4-ugers-perioder, der er typiske for henholdsvis sommer og vinter.

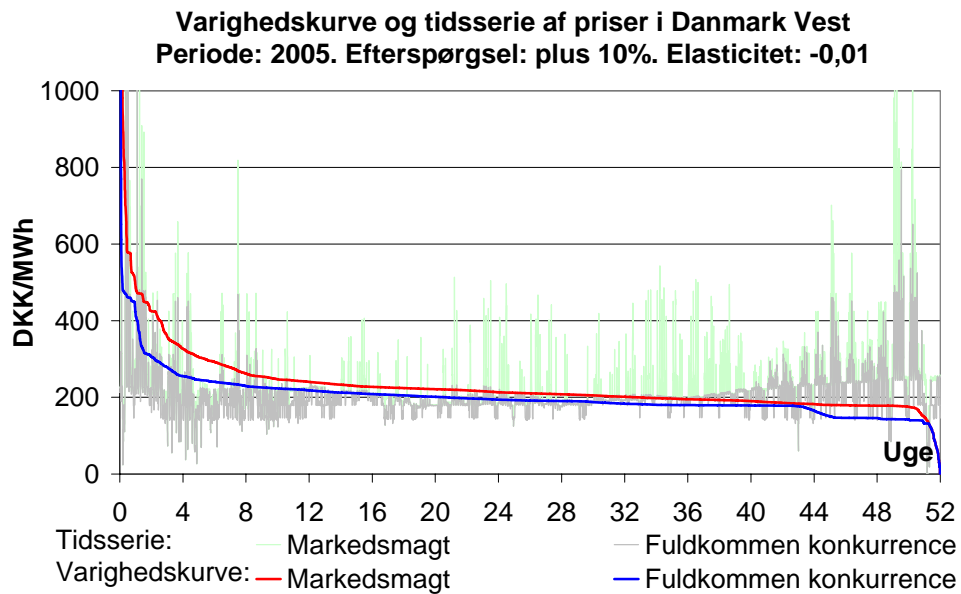
Markedsmagt medfører højere priser i et betydeligt antal timer sammenlignet med fuldkommen konkurrence. I ca. 6 % af tiden bliver prisen i Danmark Vest mere end 100 DKK/MWh større som følge af markedsmagt alene, og i ca. 21 % af tiden bliver prisen mere end 50 DKK/MWh større end i simuleringen af fuldkommen konkurrence.

Af tidsserierne og af gennemsnitspriserne ses tydeligt årstidsvariationer, der forekommer uanset, om producenterne udøver markedsmagt eller ej. Den store forskel mellem sommer og vinter skyldes, at den forøgede efterspørgsel har stor betydning for priserne om vinteren. Dette gør sig også gældende for de øvrige prisområder. Forskellen mellem sommer og vinter er størst i markedsmagtsimuleringen sammenlignet med fuldkommen konkurrence.

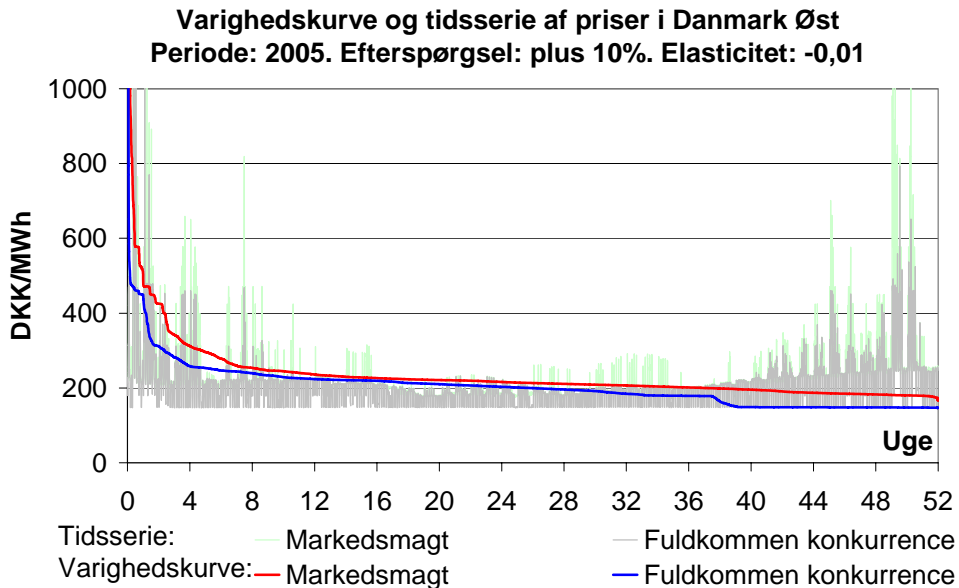
I Tabel 12 ses fordelingen af priser i Danmark Vest og Danmark Øst ved simulering af fuldkommen konkurrence og markedsmagt i hele 2005. Ved sammenligning med Tabel 11 (kolonner for efterspørgslen: Plus 10 %) ses som ventet under forudsætning af fuldkommen konkurrence, at årsværdierne for fordelingen af priserne er lavere end i den simulerede 4-ugers vinterperiode (ugerne 3-6, 2005).

Antal timer over (%)	Danmark Vest		Danmark Øst	
	Fuldkommen konkurrence	Markedsmagt	Fuldkommen konkurrence	Markedsmagt
100 DKK/MWh	99	99	100	100
200 DKK/MWh	40	63	50	71
300 DKK/MWh	4	10	5	9
400 DKK/MWh	2	5	2	4
500 DKK/MWh	<1	2	<1	2
600 DKK/MWh	<1	1	<1	1
800 DKK/MWh	<1	1	<1	1
1000 DKK/MWh	<1	<1	<1	<1

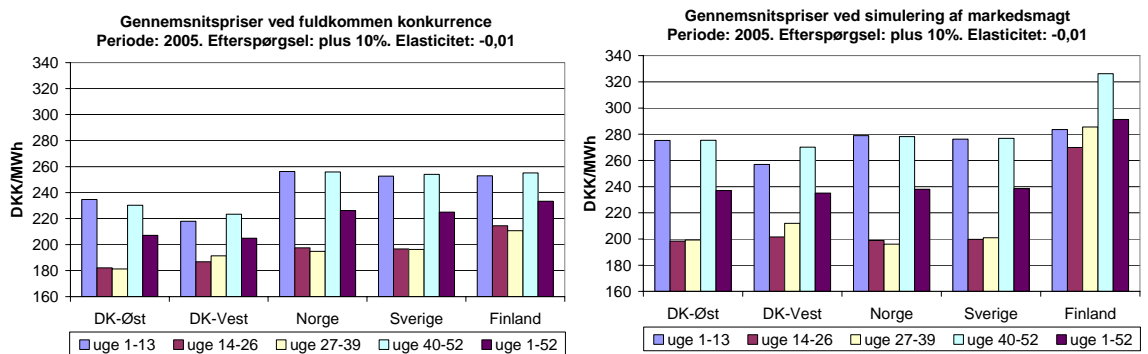
Tabel 12: Fordeling af priser i Danmark Vest og Øst ved simulering af fuldkommen konkurrence og markedsmagt. Simuleringsperiode: 2005. Efterspørgsel: Plus 10 %. Efterspørgselselasticitet: -0,01.



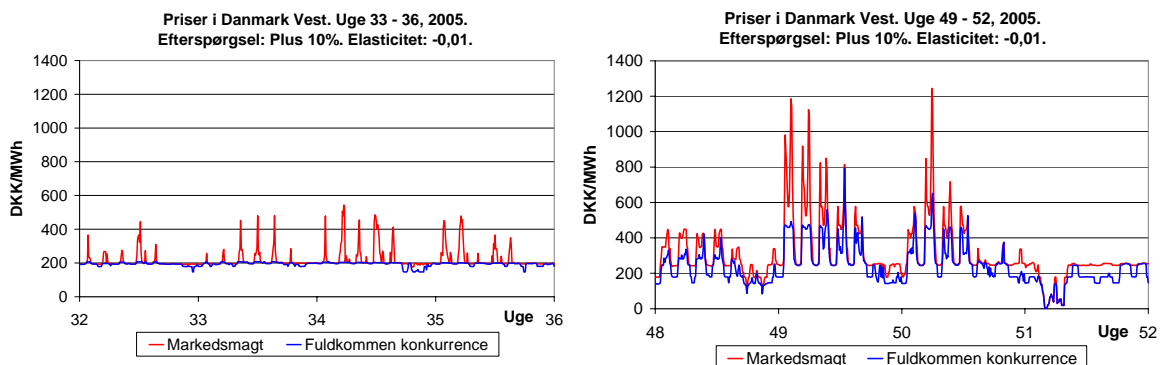
Figur 63: Priser i Danmark Vest. Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved 10 % forøget efterspørgsel og elasticitet på -0,01.



Figur 64: Priser i Danmark Øst. Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved 10 % forøget efterspørgsel og elasticitet på -0,01.



Figur 65: Gennemsnitspriser for hvert kvartal (13-ugers-periode) og for hele 2005. Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved 10 % forøget efterspørgsel og elasticitet på -0,01.



Figur 66: Priser i Danmark Vest i en typisk sommerperiode og vinterperiode (bortset fra uge 52). Sammenligning af markedsmagt og fuldkommen konkurrence ved 10 % forøget efterspørgsel.

2.6.5 Konklusion på markedsmagt

Den fremtidige stramning af effektbalancen, inden der investeres i ny produktionskapacitet, vil medføre højere priser i Norden. Selv ved fuldkommen konkurrence vil der kunne forekomme meget høje priser i timer, hvor efterspørgslen når op på produktionskapaciteten plus importkapaciteten. Dette gælder for Norden som helhed og for det enkelte prisområde.

Simuleringer af fuldkommen konkurrence viser, at der forekommer markante prisspidser, når efterspørgslen forøges med 10 % i forhold til 2005. Dette er ikke tilfældet, hvis forøgelsen er mindre end 5 %.

Markedsmagt kan bidrage til at forøge antallet af timer, hvor effektbalancen bliver meget stram, hvis producenterne tilbageholder kapacitet eller sætter udbudsprisen højt for at opnå en højere pris. Markedsmagt er dermed årsag til prisspidser selv i timer, hvor kapacitetsgrænsen endnu ikke er nået.

Simuleringer af markedsmagt viser, at der forekommer prisstigninger alene som følge af markedsmagt i et stort antal timer uanset, om der regnes med en forøgelse af efterspørgslen. Større efterspørgsel resulterer imidlertid typisk i større prisstigninger. En række prisspidser, der forekommer ved fuldkommen konkurrence, når efterspørgslen er stor, og elasticiteten er lav, bliver markant højere ved simulering af markedsmagt. Markedsmagt kan desuden medføre et større antal prisspidser.

Efterspørgselselasticiteten er en væsentlig parameter i denne problemstilling, idet efterspørgselsiden kan bidrage til at reducere prisspidserne. I Danmark er efterspørgslen stort set uafhængig af prisen, hvorimod der ses en vis afhængighed i de øvrige nordiske lande med Norge som det land, der har den største priselasticitet. Derfor kunne det fremover være interessant at se nærmere på betydningen af det aspekt, at prisområderne har forskellige efterspørgselselasticiteter.

Markedsmagtsimuleringer viser, at en lav efterspørgselselasticitet på -0,01 kan medføre prisspidser på over 1.000 DKK/MWh i en række timer, når efterspørgslen forøges med 10 % i forhold til 2005. Hvis der er tilstrækkelig produktionskapacitet som i datagrundlaget for 2005, har elasticiteten forholdsvis ringe betydning for priserne.

Simuleringer af et helt år viser tydeligt årstidsvariationer af priserne, der forekommer uanset, om producenterne udøver markedsmagt eller ej. Forskellen mellem sommer og vinter er imidlertid størst i markedsmagtsimuleringen sammenlignet med fuldkommen konkurrence.

3 Perspektivet for investeringer i ny elkapacitet i det nordiske elsystem

Dette kapitel vil analysere vilkårene for markedsdrevne kraftværksinvesteringer i Danmark i perioden 2006 til 2013. Vi vil forsøge at svare på spørgsmålet om høje elpriser også automatisk vil medføre investeringer i nye kraftværker. Investeringsanalyserne vil blive foretaget på to prisudviklingsforløb, dels et anstrengt forløb, basis-scenariet (beskrevet i Kapitel 2), dels et mere moderat forløb, hvor elpriserne når et konstant niveau efter år 2015. Det moderate forløb skal afspejle en mere stabil situation, hvor elpriserne når et niveau, der dækker de langsigtede marginalomkostninger af gasfyrede kraftværker, hvilket fører til nyinvesteringer i kraftværkskapacitet til dækning af de løbende stigninger i elforbruget. Dette prisforløb vil således afspejle en situation, hvor der er mere konkurrence på investeringssiden af elmarkedet, idet der foretages investeringer til at holde priseniveauet nede.

Investeringsanalyserne foretages som analyser af investeringsoptioner, forstået på den måde, at en potentiel investor står med et kraftværksprojekt, og selv kan vælge om han vil iværksætte det på et selvvalgt tidspunkt i perioden 2006-13 eller eventuelt helt undlade at investere. For at denne analyse ikke bare skal ende som en triviel diskonteringsøvelse er der indlagt usikkerhed i prisudviklingsforløbene. Denne usikkerhed er blandt andet relateret til tre vigtige hændelser i løbet af perioden. For hver gang en hændelse indtræffer, reduceres usikkerheden omkring prisudviklingen. Til gengæld flyttes priskurvernes generelle niveau opad eller nedad - alt efter udfaldet af hændelsen.

Vi betragter tre forskellige markedssituationer for kraftværksinvesteringer. Den mest simple er en analyse med blot en enkelt potentiel investor. Denne analyse udvides til at omfatte en situation, hvor den potentielle investor allerede er kraftværksejer, og dermed i en vis forstand konkurrerer mod sine egne værker. Denne situation har mange lighedspunkter med den simple analyse, blot gælder der, at afkastet af investeringen i denne analyse altid vil være lavere end i den første, fordi der tabes penge på de gamle kraftværker. Endelig analyseres en situation med to konkurrerende investorer. Denne duel modelleres som et spil, idet der her vil være en fordel forbundet med at være den første til at investere, idet det reducerer indtjeningspotentialet for den sidst tilkomne, hvilket måske helt kan afholde den sidste fra at investere.

3.1 Investeringsbetragtninger

Usikkerheden omkring de fremtidige vilkår, som kendetegner ethvert konkurrenceudsat marked, gør i sig selv, at investorer ofte finder det mere interessant at vente med at realisere investeringer. Dette skyldes til dels, at nytten af fremtidig information i nogle tilfælde anses for at være så værdifuld for vurderingen af investeringernes rentabilitet, at investor kan finde det mere fordelagtigt at vente og se, om eksempelvis markedspriserne bliver mere gunstige til sammenligning med dagens priser. En konsekvens af dette er bl.a., at markedsprisen skal op i et højere niveau, end man ville forvente under en traditionel nettonutidsværdi-beregning (NPV) af investeringen, altså en merværdi på prisen/indtjeningen til at repræsentere den fordel, man opnår ved mindre usikkerhed.

Ved at evaluere muligheden for at udsætte mulige investeringer, inddrages nytten af fremtidig information. På den måde inddrages et projekts usikkerhed som en væsentlig parameter i vurderingen af projektets rentabilitet. Dette giver en klar fordel i forhold til

den simple nettonutidsværdimetode, hvor usikkerheden fordeles over hele projektets levetid. I den simple beregning vil investeringsalternativer kun blive vurderet i forhold til den tidsmæssige placering af de afledte betalingsstrømme, og ikke i forhold til f.eks. en reduktion af usikkerhed med tiden. Betragter man derimod en værdisætningsmetode, der tager højde for at visse former for usikkerhed forløses med tiden, får man den effekt, at jo større usikkerheden er, jo større værdi har det for investor at vente et eller flere år med at gennemføre investeringen afhængigt af den pågældende investering.

I modelleringen af elmarkedet har vi brug for både at kunne rumme den diffuse²⁸ og den specifikke usikkerhed. Foretager man investeringsanalyser ved hjælp af den traditionelle NPV-metode svarer det til at ignorere værdien af at udnytte ledelses- og driftsmæssig fleksibilitet til at reducere tabet ved hændelser, som påvirker investeringen negativt. Derved svarer NPV-metoden til en systematisk undervurdering af værdien af hver enkelt investering, idet denne metode ikke formår at inkludere værdien af at udnytte tilpasningsmuligheder eller fleksibilitet undervejs i beslutningsprocessen. Abstrakt kan dette forklares ved, at man ikke anser alternative ruter som værdifulde i tilfælde af, at verden tager sig anderledes ud end forventet. Umiddelbart lyder det derved som, at fleksibilitet altid giver et samlet positivt bidrag til værdien af en investering, men dette er langt fra altid sandt, idet prisen for at have fleksibiliteten til rådighed kan overstige selve optionsværdien af fleksibiliteten. Dette kan sammenlignes med, at investering i et værk, som kan anvende flere typer brændsler, har en optionsværdi, fordi man kan vælge at ændre brændsel, men til gengæld er denne type værk oftest dyrere end traditionelle værker.

3.1.1 Realloptioner

I teorien om realoptioner kombineres værdiansættelseskonceptet fra NPV-metoden med optionstilgangen fra finansiel optionsteori. Dette medfører, at værdien af realoptionen afhænger positivt af usikkerheden omkring de fremtidige cash-flows. Det er derfor fordelagtigt at anvende denne metode, hvis investeringsbeslutningen er betinget af en række fremtidige udfald, som er ukendte i dag, eller at investeringsforløbet er dynamisk, dvs. at virksomheden har mulighed for at ændre sin strategi i takt med, at ny information bliver tilgængelig og usikkerheden afdækkes.

Beslutningen om investering i elmarkedet kan derved med fordel analyseres ved at betragte investeringsbeslutningen som en real option, idet optionen kan fortolkes som muligheden for, men ikke pligten til, at udskyde projektet til et mere gunstigt tidspunkt i fremtiden, hvorimod igangsættelse af projektet nu kan sidestilles med at indløse optionen. Pointe ved denne type analyse er, at jo større usikkerhed, jo større værdi har det for investor at vente med at træffe beslutningen om at investere. Muligheden giver investor en chance for at undgå at investere i situationer, hvor prisen udvikler sig i ugunstig retning. Det skal dog bemærkes, at det at udskyde en beslutning, og samtidigt beholde muligheden for at udføre den senere, oftest har en pris, som eksempelvis VVM-undersøgelser, indkøb af grund, leveringsaftaler eller lignende.

Selvom disse betragtninger overordnet fører til en øget tendens mod at vente med at investere, kan det ikke tolkes som, at et liberalt elmarked vil give anledning til underinvestering. Tværtimod vil investor afveje risici i forhold til investeringens afkast, før der investeres, og priserne vil afspejle behovet for investeringer. I den forbindelse et det

28 Dvs. usikkerhed som ikke er knyttet til specifikke hændelser.

vitalt, at der fra politisk side ikke gribes ind i markedsmekanismen med eksempelvis et prisloft, idet prisspidser netop kan sikre nye investeringer.

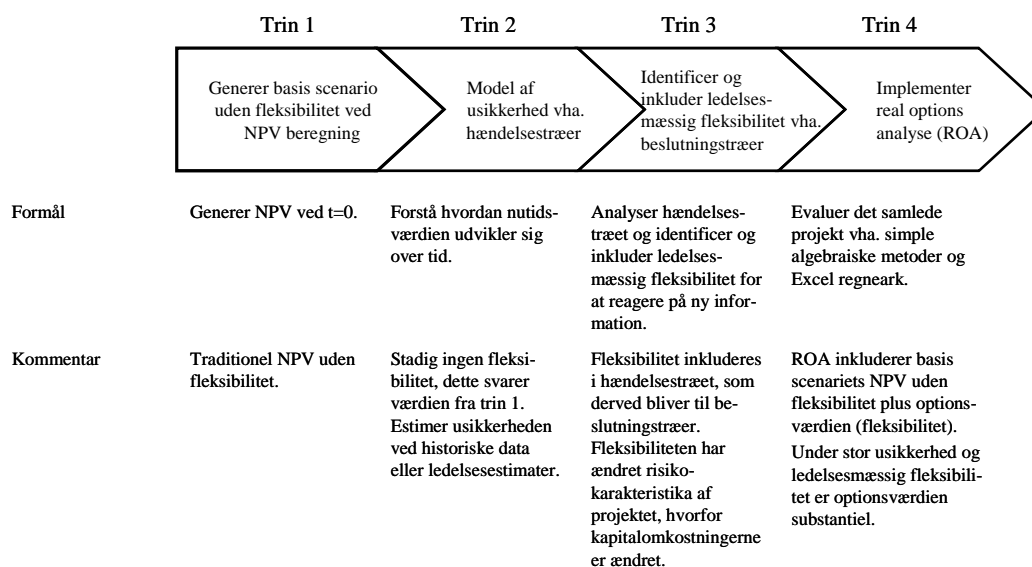
I dette projekt er modelleringen af investeringsbeslutninger bygget op omkring to hovedhjørneste i moderne investeringsteori:

- Justering for *risiko (diffus)*
- Justering for *fleksibilitet (specifik)*

Investorer er generelt set risikoaverse og vil derfor kræve en kompensation for usikkerheden forbundet med realiseringen af de fremtidige indtægter og udgifter (dækningsbidrag). En sådan risiko kan eksempelvis være forbundet med udsving i fremtidige brændselspriser, som man i et vist omfang kan forsikre sig imod (afdække). Således er det på det nordiske elmarked, NordPool, muligt at afdække risikoen på elprisen op til tre år frem i tiden. Også gennem besiddelse af en portefølje af forskellige anlæg har investorer mulighed for at reducere deres risiko.

Justering for fleksibilitet omfatter investorens mulighed for at påvirke investeringen undervejs set i lyset af tilkomsten af ny information (optioner). Disse optioner omfatter bl.a. mulighederne for at planlægge konstruktionen tidsmæssigt (evt. at udsætte dele af den), at ændre på størrelsen af anlægget, at lukke (dele af) anlægget ned og endelig at skifte til et andet brændsel eller et andet produkt. Der er således større fleksibilitet i et kulfyret kraftværk end i et vindkraftanlæg, idet der kun er begrænsede udgifter at spare ved at lukke sidstnævnte ned, mens lukning af et kulkraftværk sparer en betydelig udgift til brændslet.

Begge disse hjørneste i moderne investeringsteori er indbygget i det modelværktøj, der anvendes til beregningerne i dette projekt. Fremgangsmåden for investeringsanalyse ved brug af realoptionsteorien kan illustreres ved et fire-trins forløb, som vist i Figur 67 (Copeland og Antikarov, 2001).



Figur 67: Overordnet metode i fire trin (Oversat fra Copeland og Antikarov, 2001)

- Trin 1 i dette forløb er en standard NPV analyse udført med helt traditionelle teknikker.
- Trin 2 handler om at forstå, hvordan forskellige hændelser kan påvirke udfaldet NPV for investeringen. Dette gøres ved hjælp af hændelsestræer, som udelukkende illustrerer udefra kommende hændelser og derved ikke inkluderer beslutningsmæssige faktorer.
- Trin 3 handler om at kombinere mulige hændelser med fleksibiliteten i et beslutningstræ, hvilket svarer til at undersøge, hvilken beslutningsmæssig betydning de forskellige hændelser kan have for den givne investering. Beslutningstræet viser profitten for de optimale beslutninger betinget af de forskellige hændelsesudfald. Det bliver derved disse værdier som angiver værdierne af optionerne (fleksibiliteten).
- Trin 4 er den endelige værdifastsættelse af projektet, hvor dette gøres ved anvendelse af realoptionsteori. Dette udføres på baggrund af beslutningstræet opstillet under trin 3 ved brug af enten risikoneutrale sandsynligheder eller konstruktion af en portefølje ved hjælp af andre produkter, som har samme afkast som optionen (arbitrage argumenter).

I denne rapport følges ovenstående trin 1-3 i analyser af investeringer på det danske elmarked. Dette gøres ved at anvende el- og varmepriser beregnet i Balmorel-modellen til beregning af de forskellige NPV-værdier i trin 1 og 3 (Balmorel-modellen er beskrevet i bilagsrapporten). Disse prisserier er genereret af Balmorel for hele den periode, der omfatter levetiden på de givne investeringsmuligheder (hvor levetiderne er afkortet pga. behov for begrænsning af Balmorelberegningernes omfang). Endvidere er prisserierne bestemt for hver enkelt hændelse, hvorfor også disse hændelsers påvirkning af den generelle markedspris er medtaget. Det bør dog understreges, at modelleringen kun omfatter Nord Pool's Elspotmarked og ikke medtager reguleringsmarkedet, som også giver en række indtjeningsmuligheder for aktører på elmarkedet.

Det fjerde trin udføres ikke i denne rapport, idet det kræver estimering af risikoneutrale sandsynligheder til brug i konstruktion af risiko-justerede cash flows, eller konstruktion af en portefølje af aktiver værdisat på markedet, som matcher investeringsmulighedens indtjening i alle situationer. Dette har ikke været muligt under den givne tidsramme. I stedet er de endelige analyser foretaget ved baglæns induktion på beslutningstræet med konstant diskonteringsrente. Denne forenkling af investeringsproblemet medfører, at man får afspejlet risikoen i problemet en anelse forkert, idet markedsrisiko er afhængig af udfaldet af de givne hændelser, hvorfor diskonteringsrenten burde være faldende igennem beslutningstræet. Resultaterne i denne analyse er dog stadig yderst relevante, men kan forbedres ved tilføjelse af trin 4.

3.1.2 Eksempel på simpel investeringsbetragtning

For at lette forståelsen af den anvendte metode præsenteres først et simpelt eksempel på anvendelse af metoden. Vi ser på en enkelt investor, som har mulighed for at investere i et elværk. Han kan vælge at investere enten i 2006 eller 2013.

Investeringsmuligheden er en gasturbine (combined cycle), hvor der kan installeres 500 MW i Østdanmark eller Vestdanmark. Ved denne teknologi inkluderes varmeproduktion. Data er beskrevet i Tabel 13.

Investeringsomkostning	4.32	MNOK03/MW
Faste omkostninger	8000	NOK03/MW/år
Variable omkostninger (ekskl. brændselsomkostninger)	12	NOK03/MWh
Brændseffektivitet	0.6	MWh_el/MWh_fuel

Tabel 13: Data for gasturbine (combined cycle) taget fra side 29 i (Eltra, Elkraft, and Danish Energy Authority, 2004).

Efter den traditionelle NPV metode (trin 1) skal der foretages et valg, som indikerer om der skal investeres eller ej. Den traditionelle NPV formel, forudsat at der investeres i dag, er givet ved:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Idet der skal vælges mellem at investere i 2006 eller 2013, er det en fordel at annuisere investeringsomkostningen. Nutidsværdien af investeringen med x som investeringsår, y som indexår og en konstant diskonteringsrente r i hele perioden bliver:

$$NPV_{y,x} = \sum_{t=x-y}^{x-y+T-1} \frac{-\alpha + CF_t}{(1+r)^t}, \text{ hvor } \alpha = -I \cdot \frac{r}{1+r - \frac{1}{(1+r)^{T-1}}}$$

hvor CF_t er cash flow i år t forstået som indtjening gennem salg af el og varme minus variable og årlige driftsomkostninger. α er annuiteten, dvs. investeringsomkostningen I_0 annuiseret over investeringens økonomiske levetid T^{29} . Tælleren i ovennævnte udtryk udtrykker investeringens nettobenefit i år t . Hvis nettobenefit er positiv, tjener investeringen nok i år t til at dække annuiteten, dvs. investeringen lever op til forrentningskravet (renten), der indgår i beregningen af annuiteten. Kriteriet for om investeringen skal foretages i år x eller udskydes til år $x+s$ bliver derfor, at investeringen foretages i år x , hvis summen af nettobenefit i perioden x til $x+s-1$ er positiv:

$$\sum_{t=x-y}^{x-y+s-1} \frac{-\alpha + CF_t}{(1+r)^t} > 0$$

Herudover skal yderligere gælde, at investeringen over hele sin økonomiske levetid skal have en positiv nutidsværdi.

$$NPV_{y,x} > 0$$

Den forventede indtjening for teknologien over dens levetid på 10 år bliver som følgende, med udgangspunkt i år 2006 som investeringsår og en diskonteringsrente på 10 % i hele perioden:

$$\alpha = 4,32 \cdot 500 \cdot 0,25 \cdot \frac{0,10}{1 + 0,10 - \frac{1}{(1 + 0,10)^{25-1}}} = 54,08$$

²⁹ I projektet betragter vi annuitet og cash flows i perioden $x-y$ til $x-y+T-1$, dvs. hvis $x=y$ i perioden 0 til $T-1$. Endvidere forudsættes, at investeringsomkostningen er konstant over tid, således at annuiteten er den samme hvad enten investeringen foretages i det ene eller andet år.

Værdien for investeringsomkostningen er her angivet med en skalering af investeringsomkostningerne til at modsvare de simulerede repræsentative 13 uger³⁰.

$$NPV_{2006,2006} = \sum_{t=2006}^{2022} \frac{-54 + CF_t}{(1 - 0,10)^{t-2006}} = 256 \text{ MNOK}03$$

Indtjeningen fra investeringen er beregnet vha. simuleringer i Balmorel, som summen af hvert års samlede indtjening minus samlede omkostninger for hvert år.

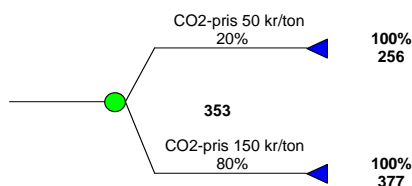
Da NPV-værdien er positiv vil man i dette tilfælde umiddelbart bare vælge at investere med det samme, men hvorfor gøres dette så ikke altid? Hvis vi i stedet beregner værdien af at vente med at investere til år 2013 fås følgende:

$$NPV_{2006,2013} = \sum_{t=2013}^{2022} \frac{-54 + CF_t}{1,10^{t-2006}} = 280 \text{ MNOK}03$$

Denne NPV-værdi er højere end de foregående 256 MNOK. Der er derved en positiv værdi ved at vente med at investere indtil 2013, hvorfor vi foretager en mere hensigtsmæssig beslutning ved at udskyde investeringsbeslutningen indtil 2013. Dette modsvarer at der er en positiv optionsværdi på investeringen.

I dette eksempel er der derfor en værdi i at inkludere værdien af fleksibilitet i vurderingen, men dette resultat kan ændre sig yderligere ved at inkludere forskellige hændelser i beslutningsprocessen (vurderet ud fra trin 2 vist i Figur 67).

Lad derfor vores investor være klar over, at hans indtjening i NPV-beregningen påvirkes af ændringer i elmarkedet. En af de ting han er mest bekymret for er udviklingen i CO₂-markedet, som han derfor gerne vil tage hensyn til i sine beregninger. Dette gøres ved at vurdere indtjeningen i forskellige scenarier af CO₂-prisen. Dette opstilles i følgende hændelsestræ, som er vist på Figur 68.



Figur 68: Hændelsestræ for eksempel med combined cycle gasturbine ved investering i 2006.

Det ses, at der kan indtræffe to forskellige udfald, hvor hvert alternativ fører til forskellig NPV-værdi for projektet afhængigt af hændelsens udfald ved investering i 2006:

30 Alle værdier er taget med udgangspunkt i de kommende analyser. Teknologi, underliggende antagelser m.v. vil derved være det samme. Der er lavet en trunkering af investeringsbeslutningen i 2022, hvorfor der implicit er inkluderet en mulighed for geninvestering i beregningen. Desuden er der foretaget en beregning ved hjælp af 13 repræsentative uger, hvorved faste omkostninger bliver skaleret med $13/52 = 0,25 = 25\%$.

$$NPV_{2006,2006,CO2lav} = \sum_{t=2006}^{2022} \frac{-54 + CF_t}{(1-0,10)^{t-2006}} = 256 \text{ MNOK03}$$

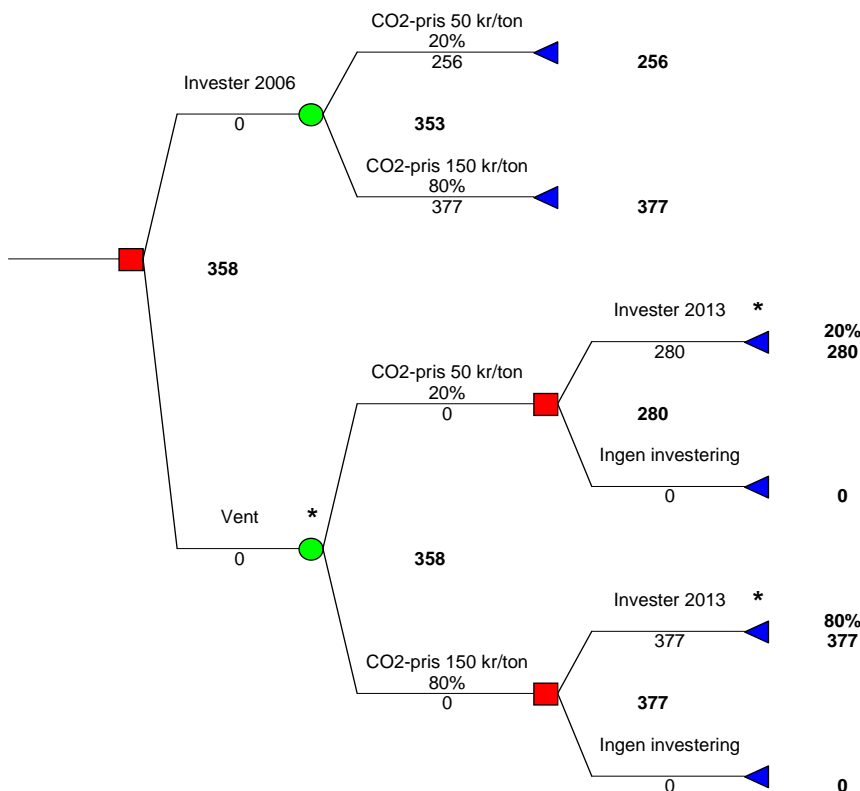
$$NPV_{2006,2006,CO2høj} = \sum_{t=2006}^{2022} \frac{-54 + CF_t}{(1-0,10)^{t-2006}} = 377 \text{ MNOK03}$$

hvor den højeste værdi er tilknyttet hændelsen med den høje CO₂-pris. Det ses herved, at investeringen kan blive endnu bedre end forventet, da det forventede afkast er større ved en CO₂-pris på 150 kr/ton CO₂. Dog er det samlede forventede afkast ved en vurdering af sandsynligheden for de forskellige priser (eksempelvis 80 % for lav kvotepris og 20 % for høj kvotepris) givet ved (også vist på Figur 68):

$$NPV_{2006,2006,CO2} = 0,80 \cdot 256 + 0,20 \cdot 377 = 353$$

Således svarer dette trin 2 til en traditionel følsomhedsanalyse, hvor man inddrager usikkerhed på den fremtidige CO₂-pris gennem vægtning af NPV-værdien ved de to givne hændelser.

Nu kan man også inkludere usikkerhed omkring fremtidige hændelser i fleksibilitetsvurderingen, og derved forsøge at inkludere fleksibiliteten i hændelsestræet (trin 3). Dette gøres ved at kombinere fleksibiliteten for at udskyde investeringsbeslutningen med hændelsen. Et beslutningstræ i dette eksempel består derved af at kombinere hændelsestræet med de mulige investeringsbeslutninger, som kan tages/ændres undervejs i forløbet (trin 3). Et sådant beslutningstræ er illustreret i Figur 69.



Figur 69: Beslutningstræ for eksempel med combined cycle gasturbine.

Af dette beslutningstræ fås et meget mere nuanceret billede af beslutningsprocessen, idet det giver mulighed for at se de enkelte beslutninger som afhængige af hinanden. Træet er

opbygget kronologisk ud fra både beslutninger og hændelser, og kan læses på følgende måde: I 2006 kan man vælge at investere eller vente med at tage beslutningen. Vælger man at investere, er der ikke flere aktive beslutninger, som skal tages, og det er kun muligt at observere udfaldet af den hændelse, som kan påvirke den forventede indtjening. Dette er også grunden til, at værdierne ved investering svarer til de tidligere beregnede værdier.

Vælger man at vente med at investere til 2013 har man mulighed for at vente med at tage en beslutning til man ved, hvilket niveau CO₂-prisen kommer til at ligge på. Dette er illustreret ved, at investor ved de to forskellige udfald af CO₂-prisen har anledning til at træffe beslutningen efter udfaldet. Det er således angivet med en stjerne (*) yderst til højre i Figur 69, hvad man vælger givet det enkelte udfald. NPV-værdier for de forskellige hændelser ved investering i hhv. 2006 og 2013 er angivet til venstre for de blå trekanter.

Efterfølgende kan man ved hjælp af baglæns induktion finde den mest optimale strategi. Dette gøres ved at finde de beslutningskuder (røde firkantede felter), og ved hver af disse finde den højeste værdi. Eksempelvis vil man ved den nederste beslutningsknode vælge at investere, idet $377 > 0$. Ved de grønne runde felter sker der en afsløring af hændelsesudfaldet, hvorfor de optimale NPV-værdier under foregående beslutningsnode vægtes med de sandsynligheder man knytter til udfaldene. Endeligt når vi til den beslutningsknode længst til venstre, som er den kronologisk første beslutningsknode. Her beslutes det, om man skal vente med at foretage investeringsbeslutningen eller investere i dag. Dette beslutes ved at vurdere den vægtede NPV-værdi ved at vente mod den vægtede værdi ved at investere i 2006. Idet $358 > 353$ er det mest optimalt at vente med at tage investeringsbeslutningen, idet der er en positiv optionsværdi i at vente. Der er således kommet en ændring i beslutningsprocessen ved inkludering af muligheden for at udskyde investeringen i beregningerne.

Den samlede værdi af projektet er således givet ved tallet yderst til venstre på 358 MNOK. Alle værdierne, som indgår i beregningen af denne værdi stammer fra at gå baglæns i beslutningstræet, og inkluderer derved også optionsværdierne ved fleksibilitet og usikkerhed i det beskrevne beslutningsproblem.

I denne investeringsbetragtning har der været anvendt en konstant diskonteringsrente, som ikke har taget hensyn til usikkerhedskarakteristika ned gennem beslutningstræet, idet risikoen i cash-flowet ændrer sig ud fra de hændelser som indtræffer. Denne begrænsning giver et resultat, som har en tendens til ikke altid at give den rigtige vægtning af investeringsmulighederne, eftersom det kan have højere eller lavere risiko. Dette skal korrigeres i trin 4, som vi ikke udfører i denne analyse. Resultaterne er dog stadig yderst anvendelige, og formår stadig at give et langt bedre beslutningsgrundlag end den traditionelle NPV-metode. Renten som anvendes i denne metode vil derfor også inkludere vurdering i forhold til den risiko, som ikke er medtaget i hændelsesbetragtningerne gennem beslutningstræet.

3.2 Antagelser i investeringsbetragtningerne

Modellen til vurdering af investeringer er bygget op omkring to hovedpunkter givet fra Figur 67:

- Hændelser
- Beslutninger

Det vil sige, de beslutninger, som investor kan influere, og de hændelser, som udefra påvirker investeringsbeslutningen, og derfor blot kan tages som givne.

3.2.1 Hændelser

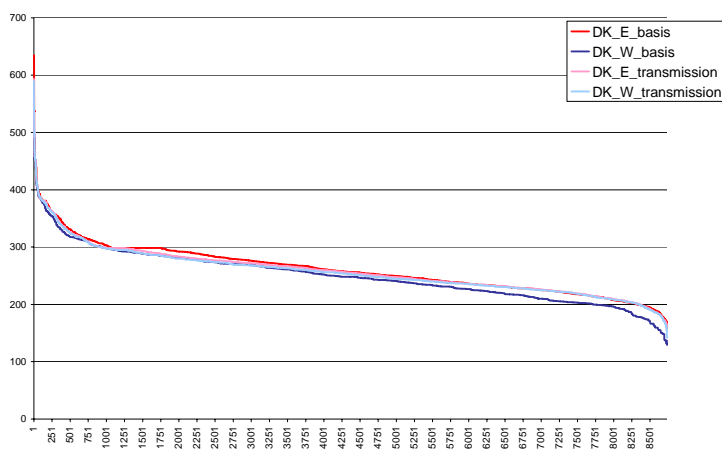
De udefra givne hændelser indbefatter forskellige hændelser, som investoren forventer, kan påvirke udfaldet af investeringens rentabilitet, såsom eksemplet ovenfor med CO₂-priser. Så længe hændelserne endnu ikke er indtruffet er der knyttet en for investoren subjektiv sandsynlighed til de forskellige udfaldsmuligheder. De udvalgte hændelser skal påvirke investeringsbeslutningen for at være interessante. Det må derfor ligeledes forventes, at hændelserne påvirker elprisniveauet sammenlignet med det grundlæggende scenario uden hændelser. Til analysen er der udvalgt blot tre mulige hændelser:

- Udbygning af transmissionskapacitet
- Udbygning med vindkraft
- Indførelse af et EU CO₂-marked i to tempi

I det følgende vil disse tre hændelser blive beskrevet i større detaljeringsgrad

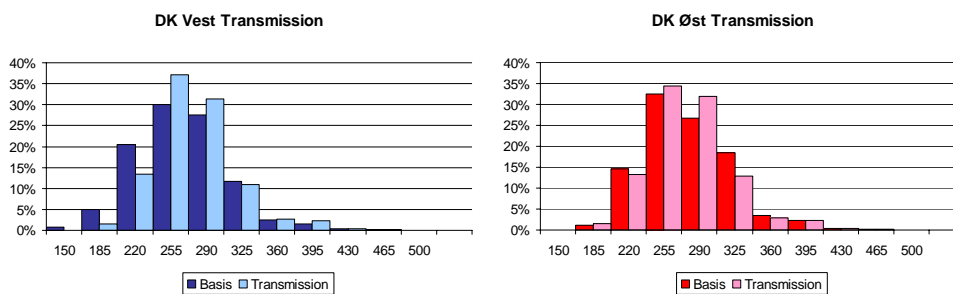
Udbygning af transmissionskapacitet: Vi laver en samlet udbygning med to forbindelser, henholdsvis Skagerak på 600 MW og Storebælt ligeledes på 600 MW (Prioriterede Snit, Nordel, 2004), som vil blive etableret i 2008. Hændelsen, og derved også usikkerheden, omhandler derved om der udbygges eller ej. Af praktiske grunde har vi kun inkluderet situationen, hvor begge forbindelser etableres. Udfaldet kendes år 2008, dvs. der er ikke inkluderet nogen byggetid.

Hændelsen med udbygning af transmissionskapacitet vil komme til at påvirke prisdannelsen i såvel det østdanske som det vestdanske system, som det fremgår af Figur 70.



Figur 70: Varighedskurver for 2015 med Danmark-Øst og Danmark-Vest ved hhv. basisscenario og transmissionskapacitetsudbygning (Skagerrak og Storebælt) (mørke kurver er basisscenario).

Det ses af varighedskurverne for denne hændelse, at udbygning af transmissionskapacitet har en meget lille effekt over hele varighedskurven. Efter udbygning med transmissionskapacitet bliver varighedskurverne for de to områder næsten sammenfaldende.

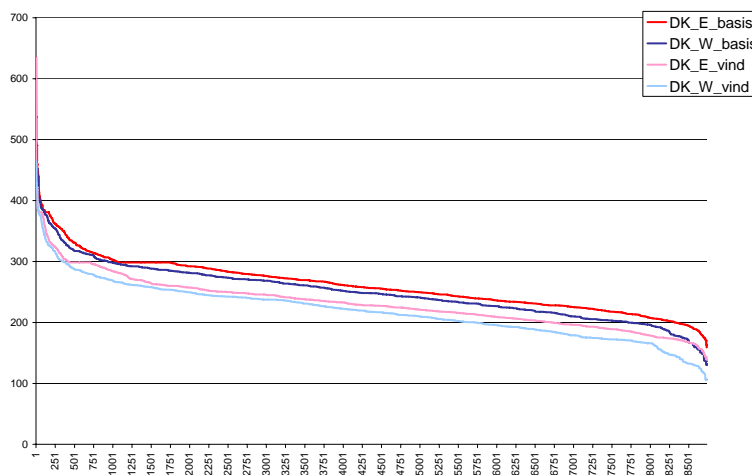


Figur 71: Fordeling over priser i 2015 for Danmark-Vest (blå) og Danmark-Øst (rød) ved ekstra transmissionskapacitet.

De tilhørende histogrammer over priserne viser, at yderpunkterne med høje og lave priser er blevet mindre, hvorved vi har fået en anelse mindre variation inden for prisniveauet ved indførelse af mere transmissionskapacitet. Den største effekt ses i Vestdanmark, hvor forbindelsen til Norge får større betydning, idet prisforskellene mellem de to områder er større end mellem Øst- og Vestdanmark. Det skal bemærkes, at ekstra transmissionskapacitet har væsentlig større indflydelse på priserne i mere ekstreme situationer såsom et tørtår (se Figur 37).

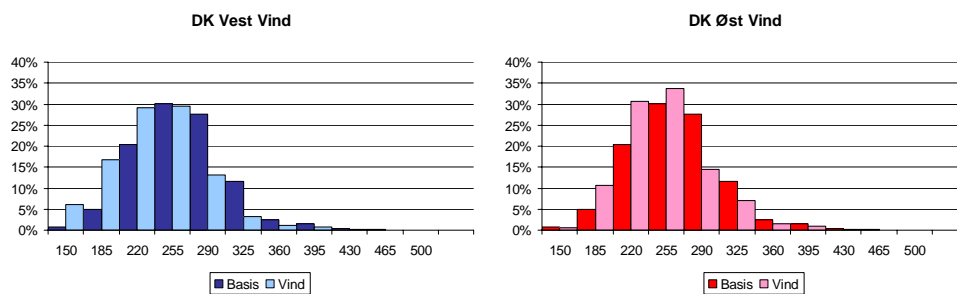
Udbygning med vindkraft: Der bliver mulighed for at udbygge den danske produktion af el fra havvindmølleparker til et niveau på 35 % af forbruget i 2015. Det modelleres således, at det bliver kendt i 2010, hvilken udbygningsplan der kommer til at gælde i de kommende år. Den konkrete udbygning på i alt 822 MW i både Øst- og Vestdanmark, udover basisscenariet, finder sted i perioden 2011 – 2015. Hændelsen omhandler i denne situation om udbygningen kommer eller ej.

Prissammenligningen for vindhændelsen sker med udgangspunkt i 2015, som er det årstal, hvor udbygningen er færdig.



Figur 72: Varighedskurver for 2015 med Danmark-Øst og Danmark-Vest ved hhv. basisscenario og vindkapacitetsudbygning (mørke kurver er basisscenario).

For både Danmark-Øst og Danmark-Vest får den ekstra kapacitet betydning for priserne over hele varighedskurven.



Figur 73: Fordeling over priser i 2015 for Danmark-Vest (blå) og Danmark-Vest (rød) ved ekstra vindkapacitet.

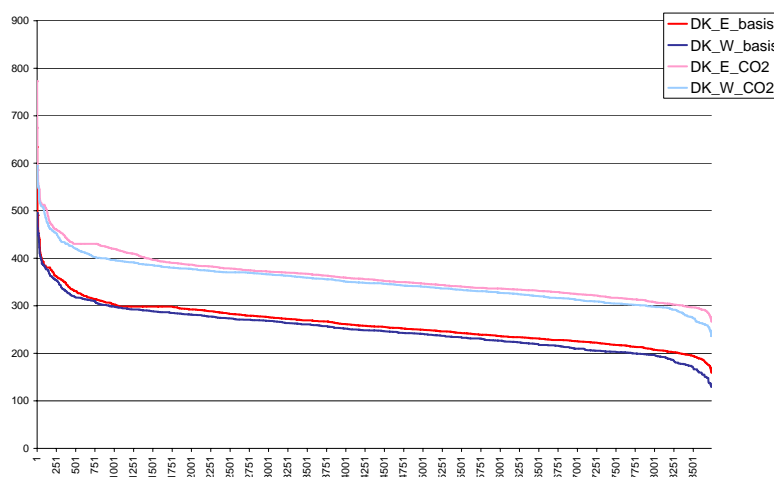
Det ses på fordelingen af priser for de to områder (se Figur 73), at begge områder bliver påvirket - som ventet - idet der kommer ekstra kapacitet i både øst og vest.

Indførelse af et EU CO₂-marked i to tempi: Den første etape omfatter perioden 2005-2012 (Kyoto-perioden) med en pris på 50 kr./t CO₂. Anden etape omfatter perioden efter 2012, hvor det afgørende er om USA kommer med eller ej. Udfaldet kendes år 2012. Hvis USA kommer med vil prisen stige til 150 kr./t CO₂, hvorimod prisen uden USA vil holde sig på 50 kr./t CO₂. Således er der efter 2012 to mulige udfald:

- USA kommer ikke med, hvorfor prisen holder sig på 50 kr/t CO₂.
- USA kommer med, hvorefter prisen bliver 150 kr/t CO₂.

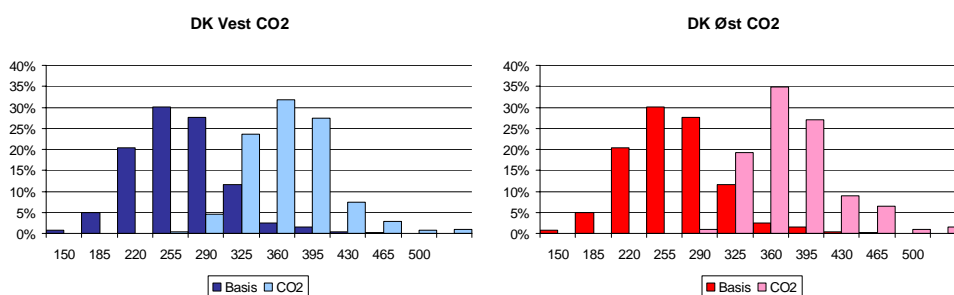
Ved vurdering af priseffekten af denne hændelse, analyseres kun en effekt af en høj CO₂-pris på 150 kr/ton CO₂.

Selvom vi analyserer niveauer af CO₂-priser er allokering af CO₂-kvoter til nye værker ikke medtaget. Denne allokering kan betragtes som et investeringstilskud for nyinvesteringer, dvs. inddragelsen af CO₂-kvote allokering vil gøre investeringen mere profitabel.



Figur 74: Varighedskurver for 2015 med Danmark-Øst og Danmark-Vest ved hhv. basisscenario og CO₂-skat på 150 kr/ton CO₂ (mørke kurver er basisscenario).

Varighedskurverne (Figur 74) for høj CO₂-pris giver, som ventet, en stigning i varighedskurverne nogenlunde jævnt henover kurven.



Figur 75: Fordeling over priser i 2015 for Danmark-Vest (blå) og Danmark-Øst (rød) ved CO₂-pris på 150 kr/ton CO₂.

Dette er også illustreret på Figur 75, hvor den høje CO₂-pris medfører et skift mod venstre i histogrammerne og dermed mod højere priser.

Samlet set får vi derved følgende hændelser inkluderet i vores analyser:

<i>Hændelse</i>	<i>Afklares</i>	<i>Udfald 1</i>	<i>Udfald 2</i>
Transmission	2008	Ingen ændring	Udbygning med Skagerak (600 MW) og Storebælt (600 MW).
Vind	2010	Ingen ændring	Udbygning med godt 800 MW ialt i både øst og vest i perioden 2011-2015.
CO ₂ kvotepris	2012	50 kr/ton	150 kr/ton

Tabel 14: Oversigt over de tre hændelser.

Ifølge trin 2 i Figur 67 skal de givne hændelser opstilles i et hændelsestræ, for at illustrere de forskellige tilfælde man kan havne i med investeringen, dvs. hvilke kombinationer af hændelser kan der indtræffe. Dette hændelsestræ er illustreret i bilagsrapporten.

3.2.2 Investeringsoptioner

Investeringsmuligheden er en gasturbine (combined cycle), hvor der kan installeres 500 MW i Østdanmark eller Vestdanmark. Ved denne teknologi inkluderes varmeproduktion. Data er beskrevet i Tabel 13. Det er muligt at inkludere fleksibilitet veda at kunne vælge andre teknologier alt afhængigt af hændelsesudfald, men i denne analyser er der kun indbygget følgende mulighed, som investor har for at påvirke sin investering (optioner):

- **Timing af investeringen** ("deferral" option): Grundantagelsen er, at investoren ejer investeringsmuligheden i 8 år, dvs. investeringen skal foretages indenfor 8 år, ellers går muligheden tabt. Investoren har mulighed for at investere i 2006, 2008, 2010 eller 2013, dvs. før udfaldet af nogle af hændelserne kendes (2006), efter udfaldet af transmissions-hændelsen kendes (2008), efter udfaldet af transmissions- og vindudbygnings-hændelserne kendes (2010) og endelig efter udfaldene af alle tre hændelser er kendt (2013).

Der er i disse analyser ikke inkluderet flere optionsmuligheder for at gøre analyserne mere forståelige. Vi har derfor et simpelt tilfælde, hvor investeringen kan betragtes som en amerikansk put option, hvor investoren har ret til udskyde opstarten af projektet, og exercise prisen er investeringsomkostningen. I denne del af analysen har optionsmuligheden ingen omkostninger, hvilket kan fortolkes som en antagelse om monopol på investeringsområdet.

De tre forskellige hændelser kan følgende kombineres med investorens egen påvirkningsmuligheder og udmøntes i et beslutningstræ (trin 3 i Figur 67), hvor alle hændelser hver især vil have en effekt på optionsværdierne for investoren med hensyn til valg af investeringstidspunkt. Også dette beslutningstræ er illustreret i bilagsrapporten.

Resultaterne fra analyserne er opdelt på forskellige typer af kapacitets-basisscenarier. En gruppe foretages udelukkende med allerede planlagte udbygninger, hvilket resulterer i basisscenariet fra afsnit 2.3. Det andet basisscenario antager en udbygning som basisscenariet indtil 2015, hvorefter priser fastholdes svarende til niveauet for 2015. Det vil sige en mere moderat prisudvikling.

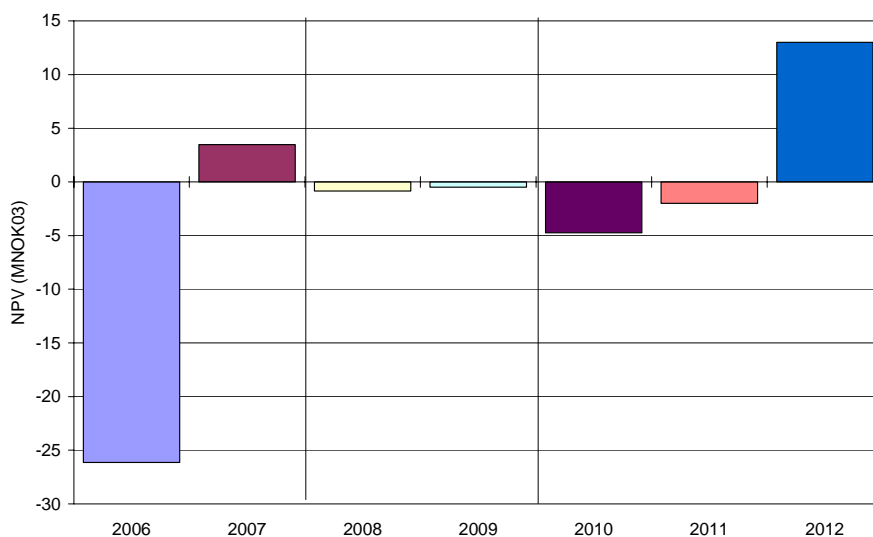
3.3 En enkelt investor uden en kraftværksportefølje

Første del af analyserne handler om at undersøge, hvorledes en enkelt investor vil reagere ved inkludering af risiko og fleksibilitet i beslutningsprocessen, når denne står over for muligheden for at investere i en combined cycle gasturbine i Østdanmark på 500 MW. Vi har valgt at starte med en investor uden egen kraftværksportefølje fx en international investeringsfond eller lignende. Bemærk at denne investor er alene på banen, altså han har ingen konkurrenter.

3.3.1 Investering ud fra prisudvikling i basisscenariet

Det første scenario illustrerer den situation, at en given investor har et investeringsmonopol. Han vælger selv, hvornår det bedst kan betale sig at investere uden at bekymre sig om konkurrenter går ind i markedet og investerer i stedet for ham. I denne første analyse anvendes basisscenariet som grundlag for NPV-beregningerne, som omfatter en fremskrivning af den nuværende situation, samt allerede planlagte kapacitetsudvidelser, hvilket efter år 2010 resulterer i meget stigende priser. Yderligere beskrivelse af investeringerne m.v. af basisscenariet i afsnit 2.3 og bilagsrapporten.

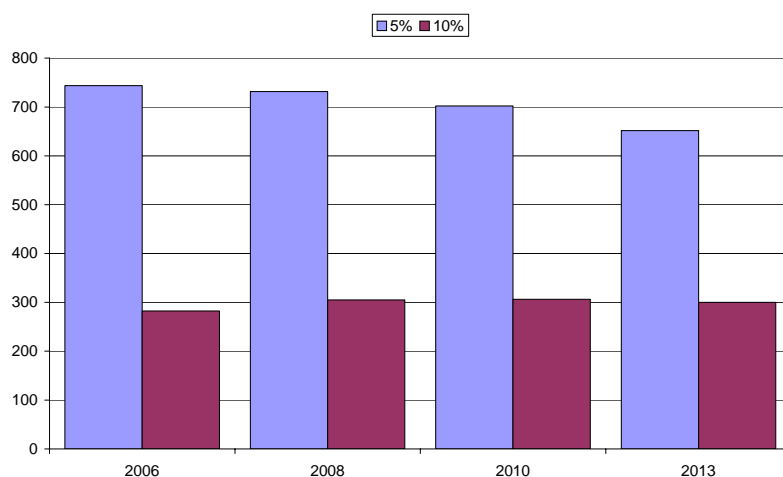
Analyserne viser, at anlæggets indtjening ikke kan dække den annuierede investeringsomkostning i de første år af investeringsperioden (2006-2010) (Figur 76). Derfor vil en investor, der ikke ejer elproduktionsanlæg, udskyde investeringen til 2010 under forudsætning af en diskonteringsrente på 10 % og lige hændelsessandsynligheder.



Figur 76: NPV for hvert enkelt år incl. annuiserende investeringsomkostning for combined cycle ved gennemsnit over hændelserne. Lodrette linier angiver mulige investeringstidspunkter.

Den optionsværdi investoren har fået tildelt svarer herved til, at man kan undgå ubehagelige år i løbet af optionsperioden. Dette ses af Figur 76, hvor man ved investering i 2010 undgår både det dårlige år i 2006 samt 2008 og 2009. Grunden at investor ikke undgår 2010 og 2011 er, at indtjeningen i 2012 kompenserer for de to dårlige år, og eftersom der ikke er mulighed for at investere i 2012 vælges 2010.

Resultatet er meget følsomt over for den forudsatte diskonteringsrente, dvs. hvilken risikopræmie investoren kræver. For at få en fornemmelse for, hvor følsomt resultaterne er overfor risikopræmien foretages følgende en kort analyse af dennes betydning for beslutningen. Figur 77 illustrerer de gennemsnitlige værdier for NPV over alle hændelser illustreret for hhv. 5 og 10 % i diskonteringsrente. Det ses af denne figur, at der ved de to diskonteringsrenter er en forskellig trend i de to serier. Dette betyder, at man ved lav rente foretrækker at investere tidligere end man vil med en høj rente.



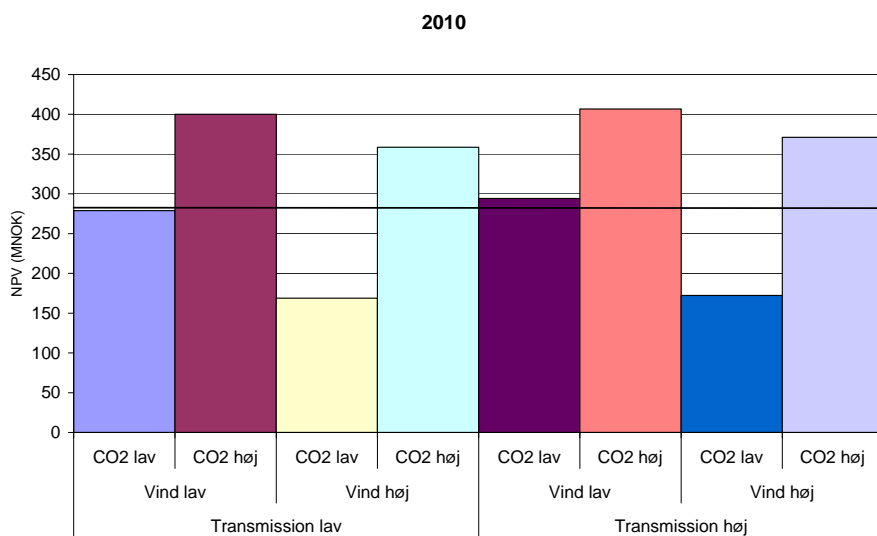
Figur 77: Gennemsnitlig NPV ved diskonteringsrente på hhv. 5 og 10 %.

Dette ses endvidere ved analyse af den optimale beslutning for forskellige risikopræmier, hvilket er illustreret på Tabel 15.

		Combined Cycle		
		Investeringsværdi	Optionsværdi	Optimalt investeringsår
Diskonterings- rente	0.0%	1597	0	2006
	2.5%	1103	0	2006
	5.0%	743	0	2006
	7.5%	484	5	2008
	10.0%	306	24	2010
	12.5%	200	65	2013
15.0%	130	108	2013	

Tabel 15: Optimal investeringsbeslutning ved forskellige diskonteringsrenter (alle hændelsessandsynligheder er 50 %). Bemærk at man ved positiv optionsværdi vælger at udskyde beslutningen.

Som angivet på Tabel 15 viser denne sensitivitetsanalyse, at diskonteringsrenten har stor betydning for det optimale investeringstidspunkt. En rente på 6 % fører til investering i 2006, 8 % til investering i 2008, og renter højere end 12 % fører til investering i 2013. Dvs. i intervallet 5 – 12.5 % ændres beslutningen fra 2006 til 2013, hvilket svarer til de to yderpunkter for investeringstidspunktet.



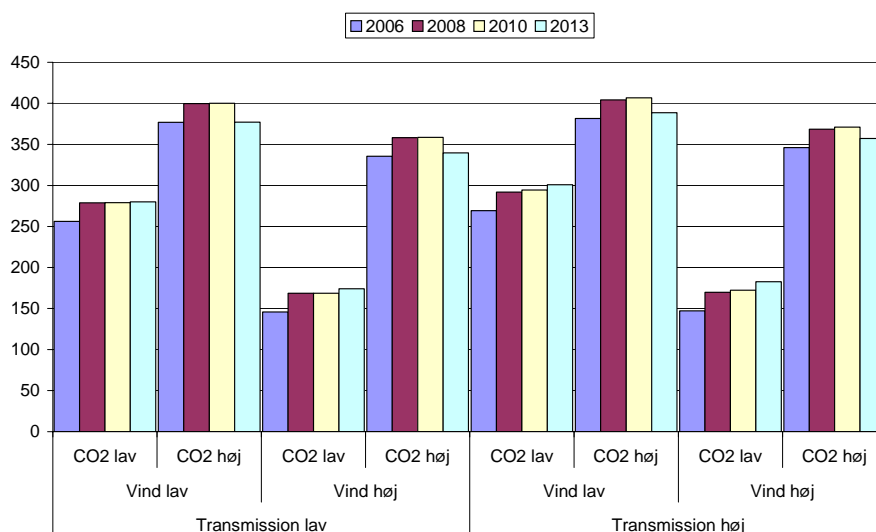
Figur 78: NPV for combined cycle ved investering i 2013 for de 8 forskellige kombinationer af hændelserne.

På Figur 78 er det muligt at gå en lille smule dybere i analysen ved at se på effekten af hændelserne. Figuren beskriver NPV-værdien for hver af de otte hændelses-kombinationer (x-aksen). Således kan første søjle fra venstre betragtes som en basis, hvor der ikke ændres i antagelserne i forhold til analyserne af basisscenariet i kapitel 2.

Transmissionskapacitetsudbygning har en mindre positiv effekt for investeringen, ved sammenligning af de fire søjler til venstre med de fire til højre. Ekstra vindkapacitet i systemet har tværtimod en betydelig negativ effekt på indtjeningen for combined cycle, hvilket se ved at sammenligne hver anden søjle. Endelig ses det, at CO₂-prisen bidrager positivt til den samlede indtjening. Grunden til at højere CO₂-pris bliver en fordel for

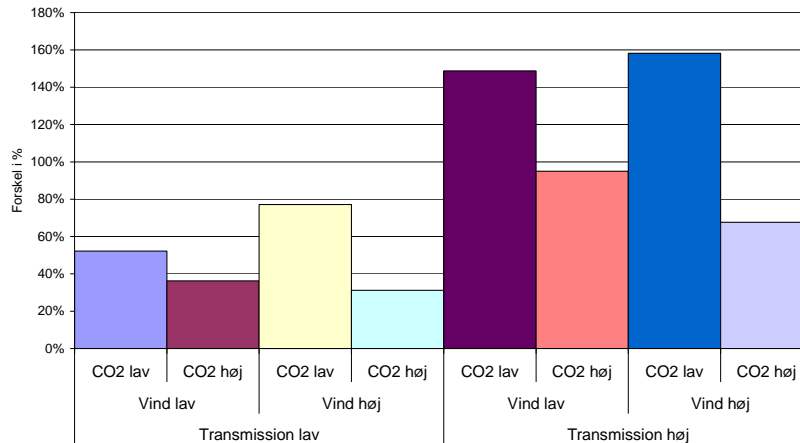
denne type værk er, at det marginale prissættende værk oftest overvælter CO₂-prisen i elprisen, og for combined cycle værket med en høj CO₂-effektivitet giver dette en nettogevinst. Hvis combined cycle værket er marginalt vil forskellen mellem høj og lav CO₂-pris være nul, idet hele omkostningen føres over i elprisen. Dette ses også på varighedskurven (Figur 74), hvor en højere CO₂-pris giver en højere pris, som i dette tilfælde ikke svarer til den omkostning, som det naturgasfyrede værk står overfor.

Endvidere kan der foretages en sensitivitetsanalyse på hændelsessandsynlighederne ved en diskonteringsrente på 10 %, hvorved der ændres på den subjektive opfattelse af chancerne for hvert enkelt hændelsesudfald. Dvs. vægtes søjlerne i Figur 79 anderledes, kan vi få ændringer i beslutningen, således at man vælger at investere i 2013 i stedet for 2010. Dette fremgår eksempelvis af de fire søjler udfor transmission høj, vind høj og CO₂ lav i Figur 79, hvor den højeste søjle er udfor investering 2013. Dette skyldes, at indtjeningen i året 2012 nu ikke længere er nok til at dække underskuddet i 2010 og 2011. Ud af dette kan vi konkludere, at når en lav CO₂ kvotepris er skadelig for anlæggets indtjening relativt til en høj CO₂ kvotepris vil sikker viden om at CO₂ kvoteprisen bliver lav derfor føre til udskydelse af investeringen fra 2010 til 2013 i begge prisscenarier.



Figur 79: Illustration af alle NPV-værdier for hver hændelseskombination ved en diskonteringsrente på 10 %.

Alle beregningerne i disse analyser foretages på normal-årspriser, hvilket betyder, at værkerne ikke får forhøjet indtjening i perioder med eksempelvis tørtår. Der er derfor her foretaget en simpel sammenligning af værdier, hvis der for hver investering regnes med to tørtår på en periode på ti år, dvs. tørtår hvert femte år. Dette er gjort ved at definere årene 2010, 2015 og 2020 som tørtår, hvorved hver investering får to års tørtår i levetiden. Denne situation er illustreret på Figur 80.



Figur 80: Forskel i % på NPV-værdier ved beregning på normalår (0 tørår på en 10 års periode) og med 2 tørår på en 10 års periode ved diskonteringsrente på 10 % og hændelsessandsynligheder på 50 % ved investering i 2006.

Det ses af Figur 80, at situationen bedres betydeligt i alle hændelseskombinationer ved inddragelse af tørår og indtjening øges på mellem 25 – 160 %. Det ses ydermere, at hændelsen med transmission nu får langt større betydning end tidligere med væsentlig højere indtjeningsforøgelse i tilfældet med øget transmissionskapacitet (fire søjler til højre er højere end de fire til venstre). Samtidig ses det, at fordelene ved øget transmission mindskes af både ekstra vindkapacitet og en høj CO₂-prisen. Bemærk at høj CO₂-pris her er mindre fordelagtigt (men stadig bedre end lav CO₂-pris), hvilket skyldes at det CO₂-effektive værk i dette scenarie i flere tilfælde er marginalt på elmarkedet og derfor producerer mindre.

Selvom vi indfører tørår i beregningerne er ændringerne ved hændelserne dog ikke store nok til at få indflydelse på investeringsvalget. Altså vælger investoren stadig at investere i 2013, uanset udfaldet af hændelserne, hvilket svaret til at ændringen i NPV mellem hændelserne stadig ikke er nok til at fjerne dominansen fra pristrenden ved en diskonteringsrente på 10 %.

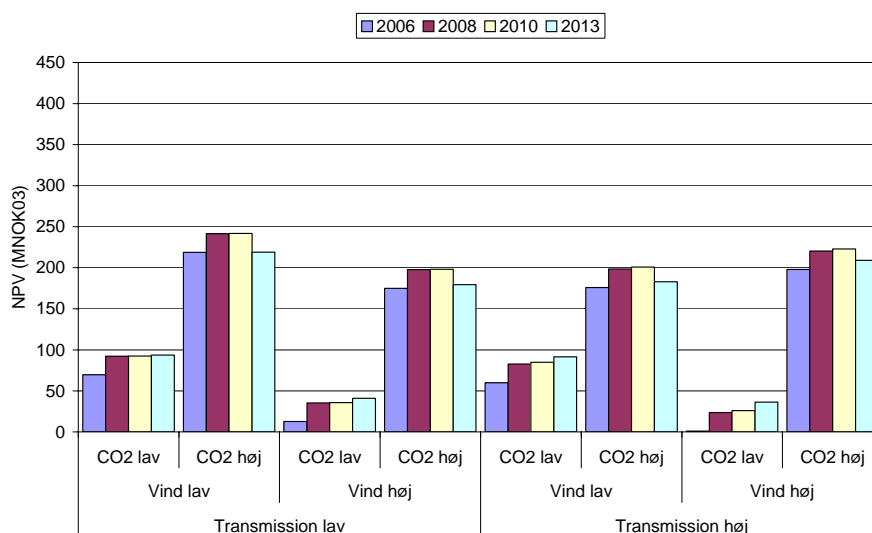
Fra denne analyse med én investor kan vi med udgangspunkt i antagelsen om markedsbarrierer (ingen investeringer på markedet udover det den analyserede investor kan bygge) konkludere, at elpriserne i Norden indenfor ca. 5 år når et niveau, som kan retfærdiggøre nyinvestering i elproduktionsanlæg. Endvidere viser resultaterne, at størrelsen af den fremtidige vindkraftudbygning og niveauet af den fremtidige CO₂ kvotepris har stor påvirkning af investeringens profitabilitet. Indregningen af de specifikke usikkerheder i beregningen viser, at der i visse tilfælde kan være en fordel ved at udskyde investeringen til et senere tidspunkt, selv om investeringen er rentabel i udgangspunktet. Herved opnås der i analysen positive optionsværdier, hvorved det er forventeligt, at investorerne venter til 2010 eller 2013 før de investerer i det nordiske elmarked under forudsætning af en diskonteringsrente på 10 %.

3.3.2 Investering i det mere moderate forløb

I denne analyse anvendes en baseline, som omfatter en fremskrivning svarende til basisscenariet indtil 2015, hvorefter prisforløbet fastfryses til niveauet for år 2015, hvilket svarer til en situation med konkurrerende investorer. Dette viser sig ved, at andre

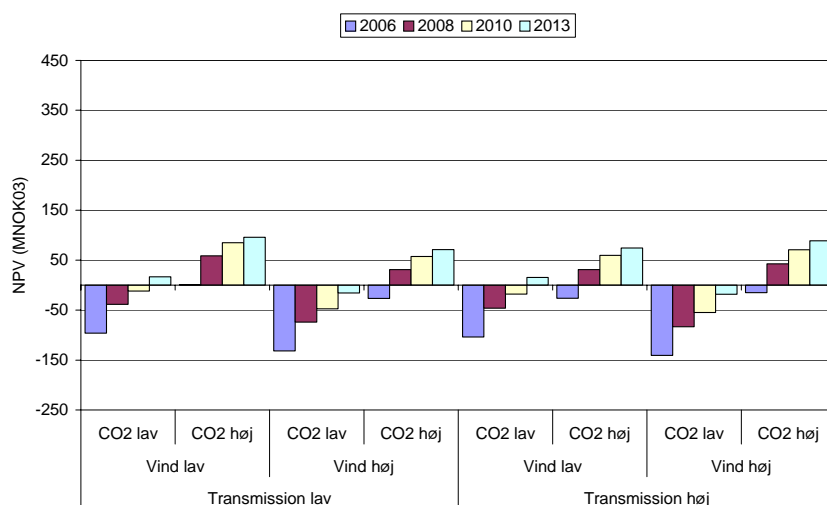
investorer forventes at etablere nye anlæg, der for den enkelte investor giver sig udslag i, at den gennemsnitlige elpris stabiliseres på det givne niveau.

Konklusionerne bliver ikke så meget anderledes i denne analyse. Dette kan blandt andet ses af Figur 81, hvor det fremgår, at man vælger at investere i 2010 eller 2013 alt afhængigt af hændessandsynligheden for CO₂ kvoteprisen. Dette skyldes, at vi ved sammenligning af de forskellige beslutningsmuligheder udelukkende fokuserer på forskellen i indtjening i årene 2006 – 2013.



Figur 81: Illustration af alle NPV-værdier for hver hændelseskombination ved en diskonteringsrente på 10 %.

Den eneste ændring, der kan forekomme ved dette mere balancerede prisscenario, er derved, at en given hændelseskombination decideret kan gøre investeringen uprofitabel set over hele levetiden, hvorved man kan ende med slet ikke at investere overhovedet. Denne situation kan observeres, hvis investoren kræver en meget høj risikopræmie (15% diskonteringsrente), hvor han i visse hændelsesudfald helt vil undlade at investere. Dette gælder ved en kombination af høj vindkraftudbygning og lav CO₂ kvotepris (Figur 82).



Figur 82: Illustration af alle NPV-værdier for hver hændelseskombination ved en diskonteringsrente på 15 %.

Opsummerende kan siges, at for en enkelt investor med det prisscenario, som illustrerer en situation, hvor der er konkurrence, vil ændring af det bagvedliggende kapacitetsudbygningsscenario fra et worst-case scenario til en mere stabil udbygning på basis af langsigtede marginalomkostninger, påvirke investeringsbeslutningen på følgende måde: Investeringen vil ikke ske hurtigere, fordi man har samme situation i begyndelsen af perioden (2006 – 2013). Men der kan opstå tilfælde, hvor en høj risikopræmien kan føre til at der ikke investeres overhovedet.

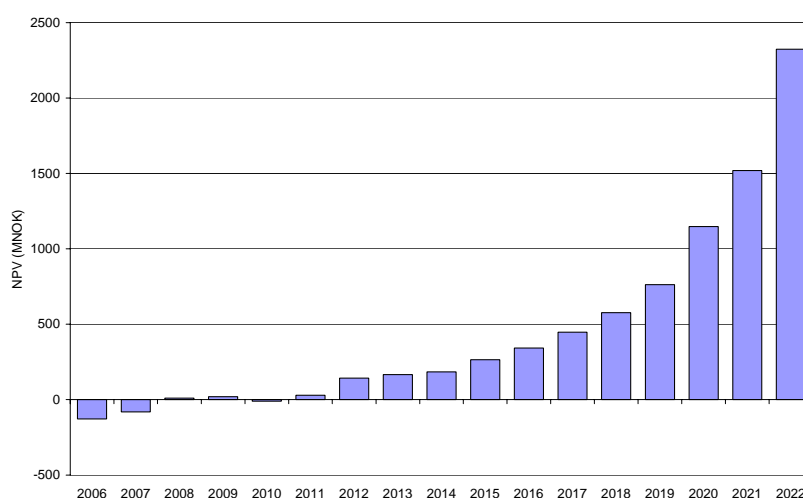
3.4 En enkelt investor med en kraftværksportefølje

Elmarkedet er præget af store aktører, som ejer en række elværker. Det er derfor relevant at supplere den foregående analyse af en uafhængig investor med en analyse af, hvordan investeringsbeslutningen påvirkes af ejerskabet af en række eksisterende værker på elmarkedet. Dette svarer til at investoren skal tage stilling til både rentabiliteten i det nye anlæg og prisvirkningen af det nye anlæg på de andre elproduktionsanlæg, som investoren ejer.

Kraftværksporteføljen er modelleret som en gruppering af større værker i Østdanmark (se bilag), hvorved denne kan illustrere en stor aktør i Østdanmark.

3.4.1 Investering ud fra prisudvikling i basisscenario

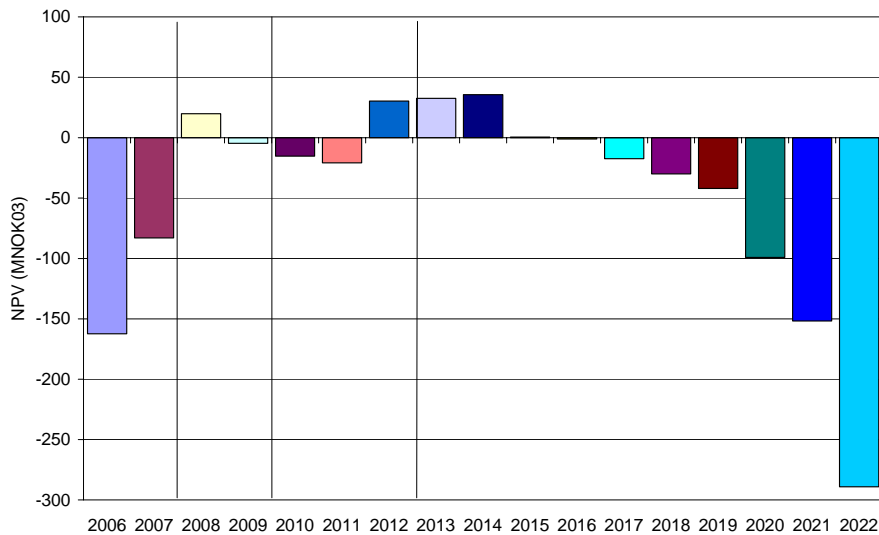
I denne første analyse anvendes basisscenariet som grundlag for NPV-beregningerne. Porteføljens samlede indtjening eksklusiv nye investeringer er i dette tilfælde illustreret i Figur 83, hvor det ses, at der er en meget kraftig gevinst ved den dominerende pristrend.



Figur 83: Kraftværksporteføljeindtjening (NPV) for hvert simuleringsår uden diskontering.

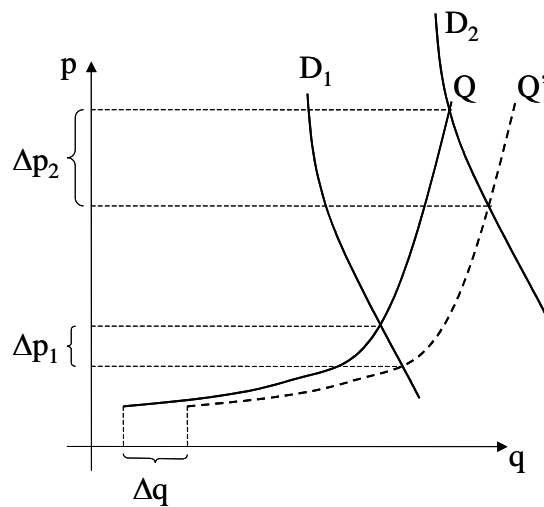
Investeringsbeslutningen afhænger af ændringen i den samlede porteføljeindtjening som følge af nyinvesteringen, dvs. den øgede konkurrence for de eksisterende værker fra det nye værk medregnes i beslutningsprocessen. For at analysere investeringsstrategien starter vi igen med en vurdering af NPV-værdierne i de første år af investeringens levetid, dvs. perioden indeholdende investeringsmulighederne.

Som det fremgår af Figur 84 viser analyserne, at anlæggets indtjening, set i sammenligning med porteføljens mistede indtjening, ikke altid kan dække den annuierede investeringsomkostning i de første år af investeringsperioden (2006-2010).



Figur 84: Forskel mellem NPV-værdi for porteføljen med en combined cycle gasturbine og for porteføljen uden gasturbinen for hvert enkelt år incl. annuiserende investeringsomkostning for combined cycle ved gennemsnit over hændelserne. Lodrette linier angiver mulige investeringstidspunkter.

Det ses endvidere af Figur 84, at påvirkningen af indtjeningen i hvert år falder drastisk. Dette skyldes det valgte prisscenario, som ligger til grund for analysen, idet man ved højere priser får en mere negativ effekt på den resterende del af porteføljen.

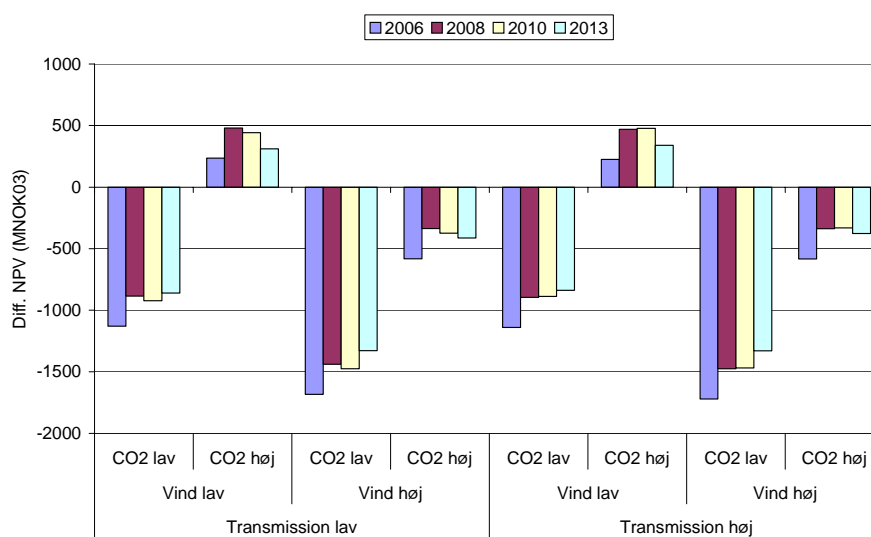


Figur 85: Illustration af effekt fra øgning i kapacitet ved høje og lave priser, hvor Δq er mængden som tilføjes til systemet, og Δp_1 og Δp_2 er de prisændringer, som denne tilføjelse medfører.

Denne effekt for den resterende del af porteføljen kan illustreres i Figur 85, hvor samme mængde kapacitet (Δq), som tilføjes på udbudskurven med lavere marginalomkostninger end prisen i markedet (p_1 eller p_2) kan have meget stor forskel på prisdannelsen. En tilføjelse af mængden Δq kan således have lille prismæssig effekt ved lave elpriser, mens effekten vokser ved højere priser, hvor kapacitetsbalancen er strammere. Den konkurrencemæssige betydning af en ny investering øges derfor jo mere stram

kapacitetsbalance er, og jo højere elprisen er. Kapacitetsbalancen bliver netop strammere i basisscenariet, hvilket forklarer, hvorfor der på Figur 84 forefindes positive værdier i den første del af perioden og ikke i den sidste. Denne effekt påvirker også den optimale beslutning i denne analyse, idet der kommer langt flere negative værdier for det samlede projekt, når hele indtjeningsperioden betragtes. Derved får hver enkelt hændelse ekstra stor betydning i denne analyse.

For at analysere investeringsstrategien starter vi igen med en vurdering af NPV-værdierne for hvert enkelt scenario, for at undersøge om der er en dominerende strategi. Dette er illustreret i Figur 86, som angiver forskellen i NPV for hele porteføljen med investering i hhv. 2006, 2008, 2010 eller 2013 i forhold til NPV for hele porteføljen uden investeringen. Dvs. positive værdier angiver et samlet positivt bidrag til porteføljeindtjeningen, mens en negativ værdi fortæller, at man trods en positiv indtjening på den enkelte investering stadig får et samlet fradrag, når porteføljen vurderes samlet.



Figur 86: Forskel mellem NPV-værdi for porteføljen med en combined cycle gasturbine og for porteføljen uden gasturbinen for investoren i Østdanmark ved de 8 forskellige kombinationer af hændelserne og for hvert af de fire investeringsår.

Som det fremgår af Figur 86 er billedet ved en porteføljebetragtning meget anderledes, end når investeringen betragtes alene. Først og fremmest er der nu en meget dominerende negativ effekt af den nye investering, selvom investeringen i sig selv er rentabel. Faktisk er den ikke rentabel i trefjededele af hændelsesudfaldene, hvorfor vægtning af disse kan få stor betydning for den endelige beslutning. Således ses, at investering kun finder sted ved den hændelseskombinationer, hvor vind er lav og CO₂ kvoteprisen er høj. Dvs. selvom indtjeningen på gasturbinen isoleret set ved investering er høj (se Figur 78) reducerer tilføjelsen af ekstra kapacitet elpriserne så meget, at investeringen bliver urentabel ud fra en porteføljemæssig betragtning.

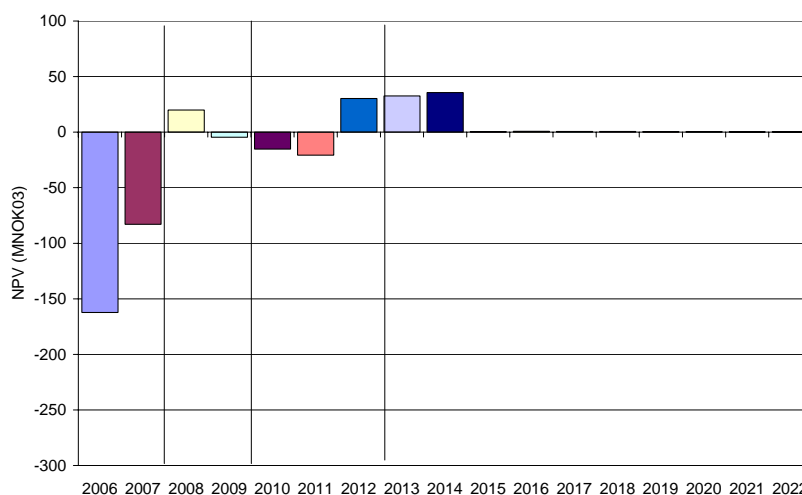
Den optimale beslutning for investering bliver, med en diskonteringsrente på 10 % og hændessandsynligheder på 50 %, at vente med at beslutte sig til 2013, hvorefter man investerer, hvis vind er lav og CO₂ er høj. Er dette ikke tilfældet investerer man slet ikke. Man kan i analysen ikke finde en dominerende strategi uafhængigt af hændessandsynlighederne, idet man eksempelvis ved garanti for vind lav og CO₂ høj vil vælge at investere i 2008, som det fremgår af Figur 86 kolonne 4 - 8.

Resultaterne af denne analyse viser, at ejerskabet af eksisterende anlæg i de fleste tilfælde vil være en hæmsko mod at en investor investerer i et nyt anlæg. For investoren, der ikke har eksisterende anlæg, vil tilskyndelsen til at investere i et nyt anlæg blive større jo højere elprisen er. Hvis investoren ejer eksisterende anlæg vil det forholde sig omvendt. Jo højere elprisen er på markedet, jo mere vil et nyt anlæg mindske indtjeningen på de eksisterende produktionsanlæg og dermed mindske den samlede profitabilitet af investorens samlede portefølje af produktionsanlæg. Tendensen er derfor - alt andet lige - at ejerskabet af eksisterende anlæg bevirker, at tilskyndelsen til at foretage nyinvesteringer bliver mindre.

3.4.2 Investering i det mere moderate forløb

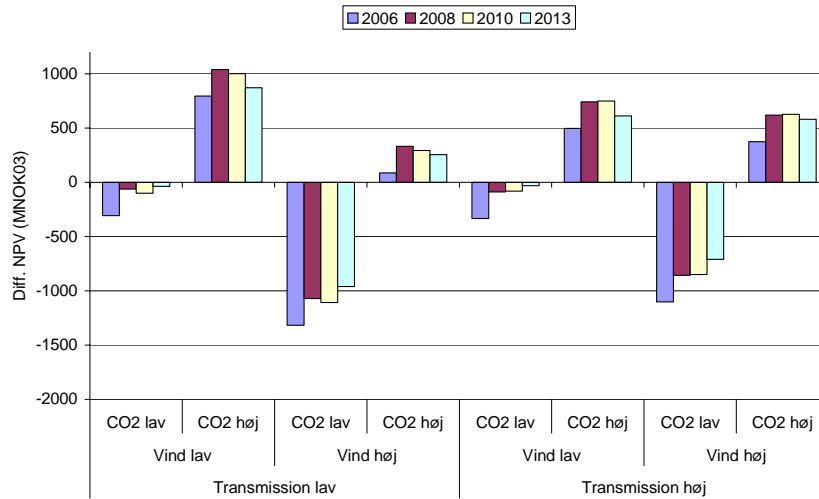
Foretages analysen af investorer med eksisterende anlæg i porteføljen ved anvendelse af den baseline, som omfatter en fremskrivning svarende til basisscenaariets indtil 2015, hvorefter prisforløbet fastfryses til niveauet for år 2015 får vi igen kun en modificering i resultaterne. Igen er det de første år, som er betydende for, hvornår investoren, mens de resterende års indtjening er med til at afgøre, om projektet i sig selv er rentabelt.

Ved basisscenaariets prisforløb viste vi, at den stigende pristrend var med til at gøre projektet urentabelt i de fleste hændelseskombinationer. I denne case forsvinder en del af den negative effekt, når vi laver gennemsnitsbetragtninger (Figur 87). Vi får derved, at langt flere hændelseskombinationer medfører investering.



Figur 87: Forskel mellem NPV-værdi for porteføljen med en combined cycle gasturbine og for porteføljen uden gasturbinen for hvert enkelt år incl. annuiserende investeringsomkostning for combined cycle ved gennemsnit over hændelserne. Lodrette linier angiver mulige investeringstidspunkter.

Dette resultat fremgår af Figur 88, hvor der nu kun er negative cashflows i halvdelen af hændelseskombinationerne. Det bestemmes nu udelukkende af CO₂ kvoteprisen, om man vælger at investere eller ikke at investere. Ved høj CO₂ kvotepris investeres og ved lav kvotepris investeres ikke.



Figur 88: Forskel mellem NPV-værdi for porteføljen med en combined cycle gasturbine og for porteføljen uden gasturbinen for investoren i Østdanmark ved de 8 forskellige kombinationer af hændelserne og for hvert af de fire investeringsår.

Figur 88 illustrerer desuden effekten af hændelserne i de forskellige investeringsår ved en diskonteringsrente på 10 %. Vær opmærksom på, at figuren ikke viser, hvorledes porteføljen påvirkes af hændelserne, men hvorledes ændringen påvirker rentabiliteten af investeringen set ud fra en porteføljemæssig betragtning. Det ses ud fra figuren, at høj CO₂-pris entydigt er godt for denne investering for en porteføljeinvestor, idet øgningen af elpriserne er højere end ekstra omkostningerne ved køb af CO₂-kvoter for mange af værkerne i porteføljen. Også høj udbygning med vindkraft er entydigt godt for porteføljeinvestor, hvilket skyldes at vindkraftudbygning reducerer elpriserne i kombination med den samme effekt som forklaret i foregående afsnit: jo lavere elpris i udgangspunktet, jo mindre reduceres elprisen af introduktion af ny kapacitet. Endelig ses, at når den dominerende pristrend bliver reduceret, er det stadig optimalt at investere i 2008, hvis hændelsessandsynligheden med sikkerhed tilsiger høj CO₂ kvotepris. Hvorimod hvis der er usikkerhed om den høje CO₂ kvotepris, så er det optimalt at vente med at investere til 2013 og helt at undlade at investere hvis CO₂ kvoteprisen bliver lav.

Opsummerende på analysen af investor med kraftværksportefølje kan det siges, at indtjeningen på porteføljen i situationer med stram kapacitetsbalance er meget stor, men falder kraftigt når der introduceres ny kapacitet. Derfor foretrækker investor at undlade investeringer i denne situation. Begiver fremtidens elpriser sig således på himmelflugt, vil det være endnu mere relevant at sikre konkurrence omkring investeringer i elmarkedet med specielt fokus på sikring af adgang for nye markedsaktører.

3.5 To investorer uden kraftværksportefølje

Foregående analyser har taget udgangspunkt i en antagelse om, at der ikke var direkte konkurrence mellem investorer, altså en antagelse om markedsbarrierer for nye investorer. Konkurrence mellem potentielle investorer er klart en af de faktorer, som må forventes at påvirke tilingen af investeringsbeslutningen, hvorfor vi i følgende analyse vil forsøge at indføre konkurrence mellem to investorer (duopol).

Vi udvider analysen til at omfatte to investorer, der hver især har mulighed for at investere i 1000 MW combined cycle gasturbiner, altså større blokke end i den første analyse, hvorfor resultaterne ikke er helt sammenlignelige. Størrelsen er valgt for, at det

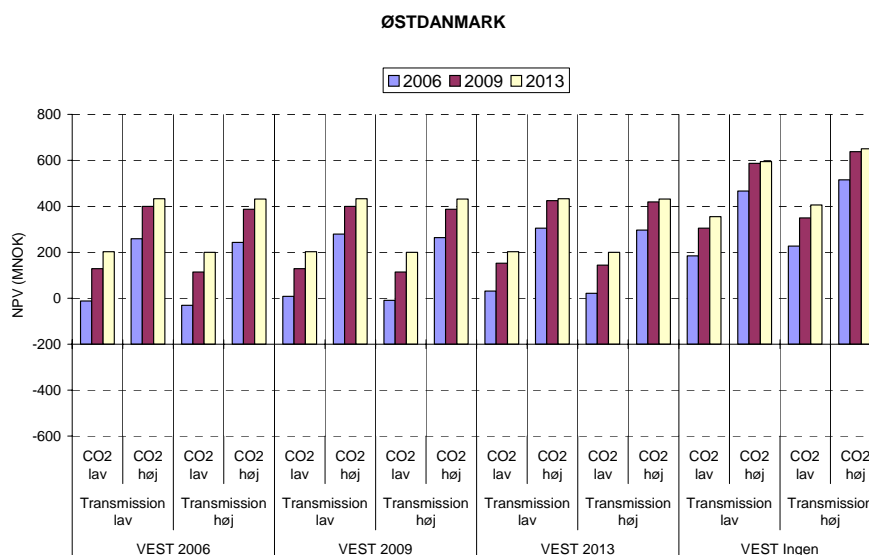
virkelig skal betyde noget at komme først. Den ene investor kan investere i Vestdanmark og den anden i Østdanmark. Udover lokaliteten af værker er der ingen forskel i karakteristika af investeringerne, men vi har valgt at reducere antallet af hændelser til to (transmission og CO₂) for ikke at gøre denne analyse alt for kompliceret. Dette fører ydermere til, at det kun er relevant at betragte investeringstidspunkterne 2006, 2009 og 2013.

I denne analyse af mere spilteoretisk karakter kan begge gasturbiner komme i spil samtidigt afhængigt af, hvad den anden investor gør. Analysen minder derfor om det klassiske prisoners dilemma i spilteori, hvor man kan risikere en suboptimal³¹ løsning grundet manglende samarbejde mellem investorerne (Fudenberg og Tirole, 1996). En væsentlig forskel til tidligere delanalyser bliver derfor, at timingen af investeringen nu afhænger af, hvad konkurrenten foretager sig på markedet med offentlig viden om tekniske forhold i markedet. Det skal dog bemærkes, at man udnytter en forudsætning om, at de hver især har kendskab til den andens investeringskarakteristika, således at de kan danne en forventning om den andens handlemønster.

3.5.1 Investering udfra prisudvikling i basisscenario

I denne første analyse med to investorer anvendes basisscenariet igen som grundlag for NPV-beregninger.

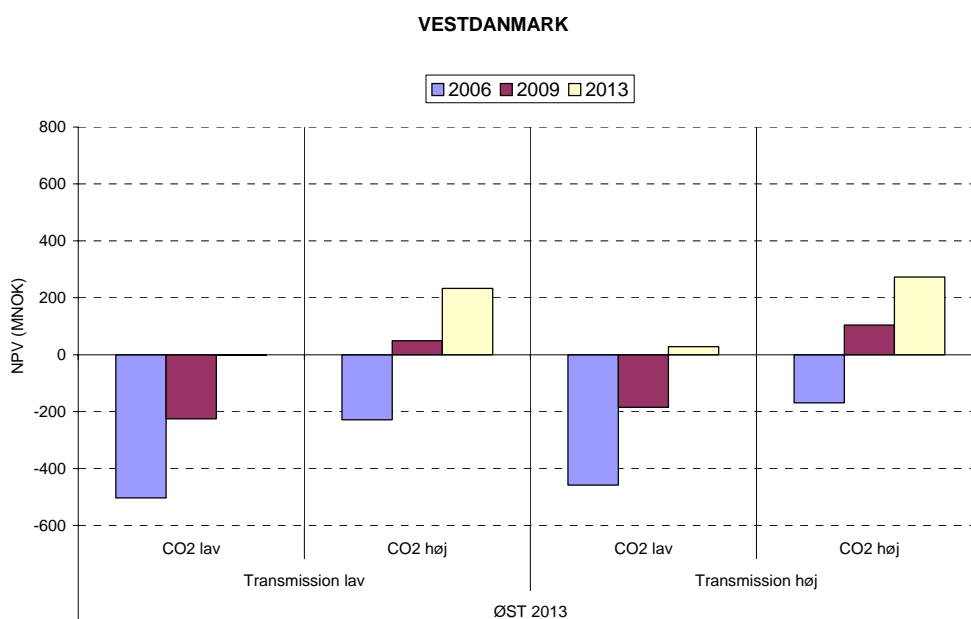
Investeringsbeslutningen for hver enkelt investor er nu afhængig af den anden investors beslutning. Hvis vi først ser på investoren i Østdanmark kan vi betragte investoren i Vestdanmarks beslutning som en hændelse. Dette er illustreret i Figur 89, hvor den nederste linie angiver de forskellige situationer, man kan observere investoren i Vestdanmark har. Investoren i øst skal herefter undersøge, hvilken investeringsstrategi det er optimalt at følge givet de forskellige hændelser inkl. den anden investors handlinger.



Figur 89: NPV-værdier for investoren i Østdanmark ved diskonteringsrente på 10 % (Beslutningen fra investoren i Vest er angivet ved VEST efterfulgt af det årstal der kan investeres i).

31 Hvis elmarkedet kan aflønne investeringen i netop en enkelt ny blok, så er det en suboptimal løsning, hvis der ingen blokke etableres, eller hvis der etableres hele to blokke.

Det bemærkes at det naturligvis er mest fordelagtigt for Øst-investoren, hvis Vest-investoren undlader at investere (kolonnen VEST Ingen i Figur 89). Idet det i alle kombinationer er optimalt at vente med at investere til 2013, bliver denne strategi dominerende uanset, hvad investoren i Vestdanmark vælger at gøre. Vi ved derfor at investoren i øst altid investerer i 2013 uanset hændelser, og eftersom fuld information omkring tekniske karakteristika i markedet eksisterer, er det også muligt for investoren i Vest at fremkomme med samme konklusion. Således vil investoren i Vestdanmark finde den optimale strategi ved udelukkende at se på den hændelseskombination, hvor investoren i øst investerer i 2013. Dette er illustreret i Figur 90.



Figur 90: NPV-værdier for investoren i Vestdanmark ved diskonteringsrente på 10 % (Beslutningen fra investoren i øst er angivet ved ØST efterfulgt af årstallet 2013).

Af denne figur ses det, at Vest-investoren i alle fire kombinationer vælger at investere i 2013. En ændring i hændelsessandsynlighederne får i denne analyse ikke betydning for det optimale valg, idet der i alle tilfælde ventes, til man kan observere udfaldet af den sidste hændelse. Ændring i hændelsessandsynligheder får dog værdien af investeringen til at ændre sig, da denne beregnes via vægtning af NPV-værdier gennem beslutningstræet.

Ved at se nærmere på NPV-værdierne (Figur 89 og Figur 90) for investering for de to investorer, alt afhængigt af den anden investors beslutning, kan vi se, at den marginale fordel for investoren i Østdanmark har betydning, når den optimale beslutning opgøres, idet der kan observeres langt højere værdier for øst.

Det ses endvidere, at for begge investorer er det en klar fordel med en høj CO₂-pris frem for en lav. For investoren i Vestdanmark er dette tillige et vendepunkt for den samlede rentabilitet i investeringen, da lav CO₂-pris giver negative NPV-værdier.

Renten har samme overordnede effekt for investoren i vest, som for investoren i øst, men grundet forskellen på de to investorer, vil investoren i vest være lettere at påvirke til ikke at investere. Dette kan ses ved, at han veksler mellem investering i 2013 eller ikke at investere overhovedet. Beslutningen om at investere eller ikke investere afhænger for investoren i Vestdanmark af udfaldet af CO₂-hændelsen. Ved en diskonteringsrente på

15 % vil han således vælge at investere ved udfald på høj CO₂-pris og slet ikke at investere, hvis udfaldet er en lav CO₂-pris.

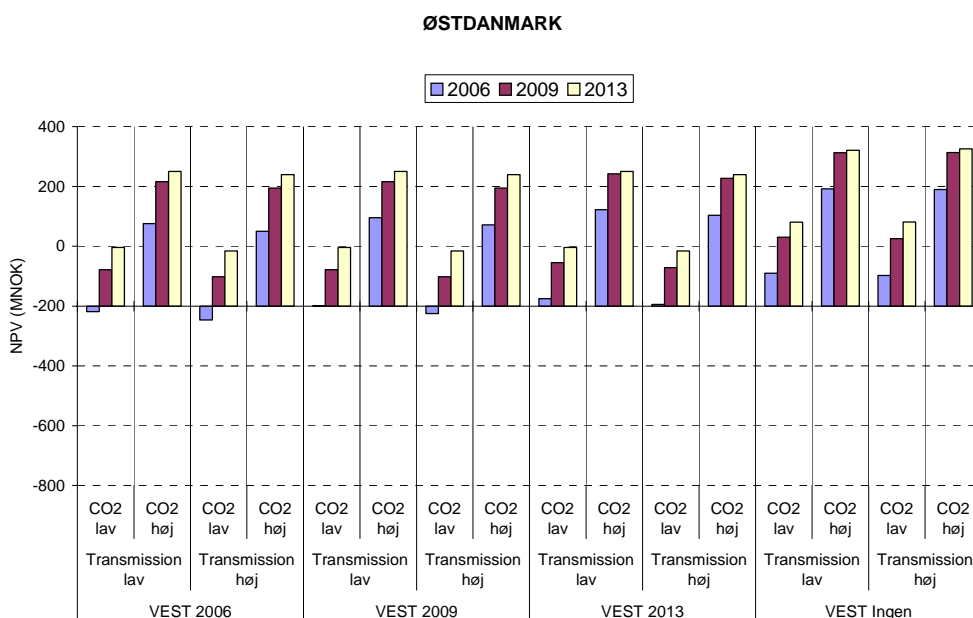
Diskonterings- rente		Combined cycle					
		Østdanmark			Vestdanmark		
		Investeringsværdi	Betingelse	Investeringsår	Investeringsværdi	Betingelse	Investeringsår
0%	2074	-	2013	1291		2013	
5%	868	-	2013	494		2013	
10%	355	-	2013	134	-	2013	
15%	149	-	2013	28	CO2 lav	-	
		-	2013		CO2 høj	2013	
20%	37	-	2013	0	-	-	

Tabel 16: Optimale investeringsbeslutninger ved forskellige diskonteringsrenter. Betingelsen angiver om der eksisterer en betingelse om hændelserne i forhold til beslutningen.

3.5.2 Investering i det mere moderate forløb

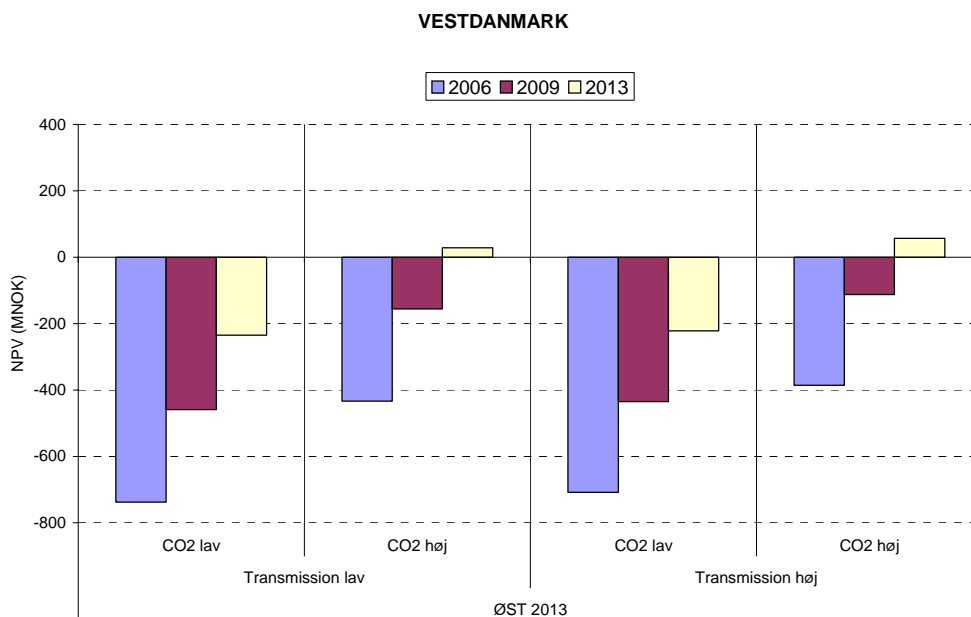
De videre analyser er for det mere moderate prisforløb med balancerende pristrend (mere konkurrence i resten af norden) og tager stadig udgangspunkt i analysen med to investorer og et spilteoretisk element, hvor det også vil have værdi at komme først på markedet. Først kan det bemærkes ud fra Figur 91 og Figur 92, at indtjeningen som forventet er blevet betydeligt lavere for begge investorer.

For i dette tilfælde at gennemgå strategierne for de to investorer vil vi starte med investoren i Østdanmark som i foregående situation. Det ses ved samtlige mulige hændelseskombinationer (Figur 91), at investoren i øst investerer i 2013, hvorfor der er fuldstændig samme strategi som ved basisscenariet.



Figur 91: NPV-værdier for investoren i Østdanmark ved diskonteringsrente på 10 % (Beslutningen fra investoren i Vest er angivet ved VEST efterfulgt af det årstal der kan investeres i).

Ved vurdering af strategien for investoren i vest er der igen mulighed for kun at se på de tilfælde, hvor investoren i øst investerer, hvorfor diagrammet for vest kan reduceres til Figur 92.



Figur 92: NPV-værdier for investoren i Vestdanmark ved diskonteringsrente på 10 % (Beslutningen fra investoren i øst er angivet ved ØST efterfulgt af det årstal, der kan investeres i).

Af Figur 92 ses, at der i denne situation bliver investeret i Vestdanmark ved høj CO₂-pris og mens der ikke investeres overhovedet ved lav CO₂-pris. Ved 10% diskonteringsrente opstår altså en situation i dette scenarie, der stort set er identisk med situationen i basisscenariet ved 15%’s diskonteringsrente.

Analyser af sensitivitet overfor renten fører derfor overordnet til samme konklusioner som i ovenstående analyser, hvor vi dog får flyttet niveauet for, hvornår investoren i øst bliver alene på markedet. I ovenstående analyse var investoren i øst helt alene ved en diskonteringsrente på 20 %, hvor det her flyttes ned til 15 %.

Grunden til at resultaterne ikke ændrer sig væsentligt i dette scenario er, at det simpelthen ikke er muligt at få dækket de annuierede investeringsomkostninger før omkring 2012. Derfor vil vi ikke kunne flytte investeringsbeslutningen hen før dette tidspunkt. Derfor indikerer denne analyse, at et 1000 MW ikke er rentabelt før i 2013, hvor det i enkelt investor analysen var rentabelt at investere i et 500 MW værk omkring 2010.

Opsummerende viser analyserne af to investorer uden kraftværksportefølje følgende:

- Den marginale fordel til Øst-investor pga. lidt højere elpriser i Øst-danmark og lidt bedre varmegrundlag fører til en substantiel fordel i spillet. Dette ses særligt tydeligt i basisscenariet, hvor Vest-investor må afvente Øst-investors investeringsbeslutning, før han kan foretage sin egen.
- Både Øst- og Vest-investor venter til 2013 med at investere for at undgå dårlige år i begyndelse af perioden, som det også var tilfældet med den enkelte investor.

- Vest-investor afventer ofte udfaldet af CO₂-hændelsen, hvor lav CO₂ kvotepris fører til ingen investering, og høj CO₂ kvotepris fører til investering i 2013. Introduktion af konkurrence fremrykker dermed investeringen i visse tilfælde.

4 Konklusion

Udgangspunktet for dette projektarbejde har været den nordiske elmarkedsmodel og dennes evne til at håndtere udbygningen af den nødvendige kapacitet på længere sigt. Centralt i projektet har været en kvantitativ analyse af, hvorledes priserne kan se ud på det nordiske elmarked i fremtiden afhængigt af omfanget af foretagne nyinvesteringer i elproduktionskapacitet. Ved hjælp af en elmarkedsmodel er der opstillet et basisscenarie frem til 2020, som kun indeholder de allerede i dag vedtagne beslutninger om udbygning med ny elkapacitet. Frem til 2010 kan dette basisscenarie betragtes som et sandsynligt forløb. Men for perioden 2010-20 er der tale om et "worst case", hvor beregningerne primært kan betragtes som illustrationer af, hvordan elpriserne kan udvikle sig, såfremt der ikke foretages yderligere investeringer. I forhold til basisscenariet er der yderligere gennemregnet en række forskellige cases for året 2015, bl.a. konsekvenserne for elspotprisen af våd- og tørår, når der opstår vindstille i en længere periode og en usædvanlig kold vinteruge.

Endvidere er det i projektet analyseret hvorledes prisudviklingen på elmarkedet påvirker profitabiliteten i nye investeringer i elkapacitet. I disse analyser er det blevet undersøgt, hvorledes profitabiliteten påvirkes af forventningerne til og usikkerheden forbundet med udviklingen i nøgleparametre, såsom etablering af et CO₂-marked og tilføjelse af en stor mængde vindkraft i Danmark som konkurrerende kapacitet. Konklusioner for disse to delområder vil i det følgende blive givet separat.

Analyserne af prisudviklingen på det nordiske marked er udført med elmarkedsmodellen Balmorel, som i projektet anvendes i to versioner: Balmorel-årsmodellen, der simulerer fordelingen af vandkraftproduktionen inden for året, og Balmorel- timemodellen, som på basis af udbud og efterspørgsel efter el i det nordiske område for hver time i et år beregner elprisen på markedet. Bestemmelse af elprisen kræver – såvel i modellen som på det virkelige elmarked – at efterspørgselen er lig med udbuddet af el. I ekstreme situationer, hvor al produktionskapacitet er taget i brug og udbuddet af el derfor ikke kan blive større, er det nødvendigt at efterspørgselen tilpasser sig udbuddet. Dette opnås i modellen ved at gøre efterspørgselen priselastisk, hvilket vil sige, at når elprisen bliver høj nok, så vil forbrugerne skruer ned for deres elforbrug. De meget høje elpriser, der beregnes af modellen i situationer med kapacitetsknaphed, skal således primært ses som en indikation af denne kapacitetsknaphed ("vi hæver et advarselsflag"), hvor den eksakte højde af elpriserne er bestemt af antagelser i beregningerne.

Investeringsanalyserne er udført på et investeringsmodul, der er udviklet specielt til dette formål. Investeringsmodulet regner videre på de prisserier, der er etableret i Balmorelmodellen, og giver en vurdering af rentabiliteten i nyinvesteringer i kraftproduktionsanlæg afhængigt af etableringstidspunkt og konkurrencesituation.

4.1 Prisdannelsen på det fremtidige nordiske elmarked

I det nordiske område forventes efterspørgselen efter el at stige jævnt i de kommende år, dvs. en forbrugsstigning på mellem 0,4-1,7 % p.a. afhængigt af land og tidspunkt. Med hensyn til udbuddet af el forventes det inden for de næste 5-6 år, at der foretages nyinvesteringer i et finsk kernekraftværk på 1600 MW, samt i henholdsvis svensk og norsk naturgasbaserede kraftvarmeværker på 670 og 600 MW. Herudover forudsættes

der mindre renoveringer og opgraderinger af eksisterende anlæg, samt i et vist omfang en fortsat udbygning med støttede vedvarende anlæg, herunder vindkraft. De antagne nyinvesteringer i produktionskapacitet på det nordiske elmarked afspejler således stort set kun de i dag vedtagne beslutninger. Endelig forventes der en gradvis skrotning af ældre anlæg.

De beregnede prisforløb kan således *ikke* betragtes som en prognose for en fremtidig udvikling i elpriserne på det nordiske marked, men udelukkende som en illustration af, hvorledes elpriserne kan udvikle sig, såfremt der ikke investeres yderligere i nye anlæg. Under disse antagelser³² har simuleringer med Balmorel-modellen givet følgende konklusioner.

I et normalår

- Frem til 2015 vil det generelle prisniveau på det nordiske marked gradvist forøges. De absolutte variationer vil blive større, men den relative variabilitet vil stort set blive som i dag. Indtil 2015 vil de nordiske delområder prismæssigt i vidt omfang følges ad
- Efter 2015 vil prisniveau'et i Norge-syd (og delvist i Oslo-området) eskalere i forhold til de øvrige områder af det nordiske elmarked. Priserne vil stige markant i alle områder, men den tiltagende kapacitetsknaphed i Norge vil medføre så høje priser, at det priselastiske elforbrug aktiveres.
- I et normalår vil der i 2015 opstå flere spidser i det danske elprisbillede, men der vil ikke ske en aktivering af det priselastiske forbrug. Prisspidserne vil altså være genereret af de dyrere spidslastværker på forsyningsiden og typisk nå niveau'er på 400-500 NOK/MWh. Disse spidser vil over tiden tiltage i omfang for i 2020 at være markant højere med prisniveau'er på 600-700 NOK/MWh.
- Forskellen mellem Vest- og Øst-Danmark vil forøges. Således vil der i 2015 være markant flere lavpristimer i Danmark-vest og tilsvarende flere højpristimer i Danmark-øst. Der er ikke i basisscenariet etableret forbindelse under Storebælt.

Men et normalår vil typisk heller ikke føre til et anstrengt elsystem, hvilket specielt sker i forbindelse med mere ekstreme hændelser. Derfor er der for året 2015 foretaget en del følsomhedsanalyser i forhold til basisscenariet, hvor de ekstreme tilfælde er nøjere analyseret. Konklusionerne fra disse følsomhedsanalyserne er angivet i det følgende.

Prisdannelsen i mere ekstreme situationer

Vandkraft har en dominerende position i det nordiske elsystem, og derfor har de *hydrologiske forhold*, det vil sige tilstrømningen af vand til magasinerne (vådår og tørår), stor betydning for prisdannelsen på det nordiske elmarked.

- I et tørår vil det generelle prisniveau stige markant i hele det nordiske område. Norge-syd vil blive endog meget presset med høje priser til følge og i en meget stor del af timerne vil det priselastiske elforbrug blive aktiveret. Disse høje priser vil delvist blive overført til de øvrige områder primært med et højt

³² Modellen kan i sin nuværende version ikke håndtere markedsmagt, hvorfor effekterne af denne ikke er medtaget i de generelle prisudviklinger. En række kørsler er gennemført med Eltra's Mars-model og separate konklusioner fra denne del er angivet senere i konklusionsafsnittet.

prisniveau til følge, men der vil ikke ske en aktivering af det priselastiske forbrug.

- Såfremt der ikke kan trækkes på Tyskland og Polen gennem en forøget import af el, vil tøråret falde endnu mere drastisk ud. Generelt er det antaget, at vi kan netto-importere 10 TWh fra Tyskland og Polen i et tørår. Et bortfald af denne import forøger det generelle prisniveau med ca. 200 NOK/MWh. Et bortfald af importen har i denne situation altså lige så store konsekvenser som tøråret i sig selv. Det skal derfor understreges, at forbindelsen til Tyskland og Polen har endog meget stor betydning for funktionen af det nordisk marked.
- I et vådårs-situation vil priserne naturligvis generelt blive lavere med Norge-syd, som det område med de laveste priser. Forskellen mellem Øst- og Vest-Danmark forøges med et større antal lavpristimer i Vest. Bemærk at prisdannelsen er asymmetrisk omkring våd- og tørår. Elpriserne stiger således markant mere i et tørår end de falder i et vådår.

En meget kold vinter – 10-års vinteren - fører til et meget anstrengt elsystem i år 2015. Med et stort træk på elvarmen i de nordiske lande, fører en hård vinter allerede i basisscenariet til knaphed på kapacitet og dermed til aktivering af det priselastiske elforbrug.

- I en hård vinteruge i 2015³³ vil det priselastiske elforbrug træde i funktion adskillige gange, specielt i Øst-Danmark, men også i Vest. Herudover opstår der også markante prisspidser forårsaget af de dyreste elproduktionsenheder. Situationen bliver værre i Norge-syd end i Danmark.
- I den ekstreme kombination af hård vinteruge og tørår forværres elsystemets kapacitetsmæssige situation. Ud over et stort antal timer med prisspidser op til niveau'et givet af det priselastiske elforbrug, fører tøråret også til et generelt højere prisniveau. I denne ekstreme situation aktiveres det priselastiske elforbrug i stort set alle timer i Norge-syd. Dette kan selv sagt ikke accepteres politisk i en virkelig situation, hvorfor beregningerne også primært illustrerer den markante knaphed på tilgængelig effekt i Norge-syd området.
- Også i en ekstrem vinteruge er det afgørende, at der er muligheder for at trække på netto-import fra Tyskland og Polen.

Udbygning af de danske transmissionsforbindelser vil specielt i tørår have en betydelig indflydelse på prisdannelsen på det nordiske elmarked.

- I et normalår vil en udbygning af transmissionsnettet med en forbindelse under Storebælt og en forstærket forbindelse til Norge fra Jylland kun medføre små ændringer for de danske områder. Dog vil kablet under Storebælt medføre at varighedskurverne i Øst og Vest bliver så godt som identiske.
- I et vådår vil de udbyggede forbindelser medføre lidt lavere elpriser, men det vil ikke have nogen stor ekstra effekt.
- I et tørår vil de bedre transmissionsforbindelser føre til en mindre aktivering af det priselastiske elforbrug i Norge og de høje priser fra det norske område vil i endnu højere grad blive overført til danske områder end tilfældet er for en tørårs situation uden udbygning af forbindelserne.

33 I beregningerne af 10-års vinteren er uge 5 konsekvent valgt til illustration af konsekvenserne.

- I øvrigt er der for de danske områder en udpræget pris-asymmetri mellem våd- og tørår, idet et vådår sænker priserne betydeligt mindre end et tørår forøger dem. For begge danske områder importeres denne pris-asymmetri nordfra og derfor bliver den endnu mere udpræget ved udbygning af transmissionsforbindelserne.

En forøgelse af priselasticiteten i elforbruget har stor betydning i situationer med høje prisspidser på elmarkedet. Den væsentligste funktion af priselasticitet er at få efterspørgsel og udbud til at mødes i en situation med kapacitetsknaphed. Er al elproduktionskapacitet i sving, og det alligevel ikke er nok til at dække efterspørgselen ved en elpris givet af de dyreste anlæg, er det vigtigt, at en endnu højere elpris kan presse efterspørgselen ned og hermed opnå balance i elsystemet. Herudover vil en øget priselasticitet typisk medføre færre af de allerhøjeste prisspidser, men også en mere gradvis stigning i elpriserne i situationer med kapacitetsknaphed.

- I et normalår 2015 vil en højere priselasticitet normalt ikke have nogen effekt, da priserne sjældent når de højder, hvor det priselastiske elforbrug sætter ind (ved 500 NOK/MWh).
- En større priselasticitet vil have en meget stor betydning i et tørår, specielt for Norge-syd området, hvor det priselastiske forbrug aktiveres rigtigt mange gange i et tørår. Såvel i Danmark-øst som –vest området vil priselasticiteten moderere de højeste priser og dermed modvirke kapacitetsmangel.
- Jo mere ekstreme situationer, jo større betydning får en øget priselasticitet i elforbruget. I en 10 års vinter vil en øget priselasticitet således medføre markant færre af de allerhøjeste prisspidser, men også moderere elpriserne i området 500-1000 NOK/MWh.
- I de ekstreme situationer, gennemregnet i denne rapport, ville det ikke være muligt at opnå balance på elmarkedet, hvis ikke der eksisterede et priselastisk elforbrug.

Vindstille perioder kan have en stor betydning for effektbalancen i elsystemet. Hvis vindkraften i perioder med hård kulde, eksempelvis i 10 års vinteren år 2015, ikke producerer, betyder dette, at el'en skal leveres af andre enheder, hvilket kan føre til et anstrengt system.

- Selv i et normalår i 2015 kan bortfaldet af vindkraftproduktionen i en vinteruge medføre prisspidser op til omkring 600 NOK/MWh.
- En uge med vindstille i en 10 års vinter kan føre til en markant aktivering af det priselastiske elforbrug, såvel i Øst- som i Vest-Danmark. Dette indikerer, at bortfald af selv en mindre mængde elkapacitet kan være udslagsgivende i en situation, hvor efterspørgselen på el er over normalen (10 års vinter). Dette er understreget af, at selv i et vådår med en vindstille uge med hård kulde vil der opstå kapacitetsknaphed.

Hvornår opstår der kapacitetsknaphed i det nordiske system i mere ekstreme situationer?

I et normalår opstår der ikke markante kapacitetsknaphed prisspiser i det nordiske elsystem før omkring år 2015. Men som omtalt i ovenstående er der en række mere ekstreme situationer, der kan bringe systemet på kanten af kapacitetsknaphed. De vanskeligste tilfælde for elsystemet at håndtere uden at skulle aktivere det priselastiske elforbrug har vist sig at være en kold vinteruge (10 års vinteruge), eventuelt suppleret med vindstille i den pågældende uge.

- Under antagelse om en 10-års vinter men ellers et normalår træder det priselastiske elforbrug i funktion i Sverige-syd allerede i år 2007, om end det er en begrænset mængde. Det høje syd-svenske prisbillede overføres til Danmark-øst men ikke til Danmark-vest i 2007. Situationen i Norden bliver gradvist værre med flere timer med aktivering af det priselastiske elforbrug og med større mængder aktiveret. Dette indikerer, at der opstår direkte kapacitetsmangel i det nordiske elsystem. Først fra 2011 overføres de høje prisspidser fra det nordiske system også til Danmark-vest. I det danske system aktiveres det priselastiske elforbrug først direkte fra 2013.
- Hvis 10 års vinterugen kombineres med vindstille bliver situationen endnu mere alvorlig. Det priselastiske elforbrug bliver aktiveret i såvel Norge-syd som Sverige-syd allerede i 2007 og de høje prisbilleder overføres til såvel Øst- som Vest-Danmark. Antallet af timer med aktivering af priselasticiteten i det nordiske område bliver gradvist øget de følgende år for i 2015 at have et endog meget betydeligt omfang.

Betydningen af markedsmagt

Betydningen af markedsmagt er blevet undersøgt med Mars-modellen. De væsentligste konklusioner fra denne del af projektet er:

- Den fremtidige stramning af effektbalancen, inden der investeres i ny produktionskapacitet, vil medføre højere priser i Norden. Selv ved fuldkommen konkurrence vil der kunne forekomme meget høje priser i timer, hvor efterspørgslen når op på produktionskapaciteten plus importkapaciteten. Dette gælder for Norden som helhed og for det enkelte prisområde.
- Simuleringer af markedsmagt viser, at der forekommer prisstigninger alene som følge af markedsmagt i et stort antal timer uanset, om der regnes med en forøgelse af efterspørgslen. Større efterspørgsel resulterer imidlertid typisk i større prisstigninger. En række prisspidser, der forekommer ved fuldkommen konkurrence, når efterspørgslen er stor, og elasticiteten er lav, bliver markant højere ved simulering af markedsmagt. Markedsmagt kan desuden medføre et større antal prisspidser.
- Simuleringer af et helt år viser tydeligt årstidsvariationer af priserne, der forekommer uanset, om producenterne udøver markedsmagt eller ej. Forskellen mellem sommer og vinter er imidlertid størst i markedsmagtsimuleringen sammenlignet med fuldkommen konkurrence.

4.2 Det nordiske elmarkeds evne til at fremdrive nye investeringer i elproduktionskapacitet

Hvorledes vil udviklingen af elpriserne på elspotmarkedet påvirke profitabiliteten i nye investeringer i elkapacitet afhængigt af en række eksogene hændelser, som udbygning af transmissionsforbindelserne, etablering af mere vindkraft og prisen på CO₂-markedet? Dette spørgsmål er søgt besvaret i projektet ved at analysere rentabiliteten i et nyt værk, placeret enten i Øst- eller Vestdanmark. Analyserne er blevet gennemført for tre situationer: 1) For en enkelt investor uden konkurrence på investeringssiden og uden besiddelse af andre elanlæg, 2) For en enkelt investor ligeledes uden konkurrence på investeringssiden men med en egen portefølje af elproduktionsanlæg, hvorfor et nyt anlæg vil konkurrere med ham selv og, endelig, 3) For to konkurrerende investorer, der investerer i det samme kendte anlæg, henholdsvis i Øst- og Vest-Danmark. I alle tilfælde investeres i et naturgas-fyret combined cycle anlæg med levering af både el og varme. Herudover er investorens egen mulighed for tidsmæssigt at "time" sin investering søgt kvantificeret i beregningerne, altså hvornår er det optimalt for ham at investere.

En enkelt investor (500 MW combined cycle i Østdanmark)

Den første og mest simple analyse handler om at undersøge, hvorledes en enkelt investor vil reagere ved inkludering af risiko og fleksibilitet i beslutningsprocessen, når denne står over for muligheden for at investere i en combined cycle gasturbine i Østdanmark på 500 MW. De væsentligste resultater fra denne analyse er:

- Elpriserne i Norden vil indenfor ca. 5 år nå et niveau, som kan retfærdiggøre nyinvestering i elproduktionsanlæg.
- Transmissionskapacitetsudbygning har stort set ingen indflydelse på værdien af investeringen, hvilket til dels skyldes, at vi ikke i denne analyse har inddraget tørår, hvorfor import/eksport af el ikke får den store betydning. Dette skyldes, at der i normalår ikke er den store prisforskel mellem områderne i modsætning til f.eks. tørår, hvor der importeres høje priser fra Norge.
- En stigning i CO₂-prisen giver en klar indtjeningsfordel til en combined cycle gasturbine i Østdanmark. Årsagen hertil er, at det marginale værk fører CO₂-prisen med over i elprisen, samtidig med at CO₂-effektiviteten i combined cycle værket er tilstrækkelig høj til at sikre, at dette værk ikke bliver marginalt. Derfor får combined cycle-værket en ekstragevinst svarende til den mere effektive udnyttelse af brændslet.
- Udbygning med vindkraft fører til et større udbud af el og medfører derfor alt andet lige en lavere elpris på markedet. Derfor giver en øget udbygning med vindkraft et lavere afkast af en nyinvestering i et kraftværk, da vindkraften lægger en dæmper på udviklingen i elprisen.
- Indregningen af de specifikke usikkerheder i beregningen viser, at der i visse tilfælde kan være en fordel ved at udskyde investeringen til et senere tidspunkt, selv om investeringen er rentabel i udgangspunktet. Herved opnås der i analysen positive optionsværdier, hvorfor det er forventeligt, at investorerne venter til 2010 eller 2013 før de investerer i nye anlæg på det nordiske elmarked under forudsætning af en diskonteringsrente på 10 %.
- I det mere moderate prisscenarie indføres der øget investeringskonkurrence på elmarkedet fra 2015. Men da udviklingen i elpriserne er de samme som i

basisscenariet frem til 2015 fører det generelt ikke til ændrede resultater. Ved en ekstrem høj risikopræmie kan der dog i det moderate prisscenarie opstå tilfælde, hvor der ikke investeres overhovedet.

Én investor med portefølje (combined cycle i Østdanmark)

I den foregående analyse blev investeringen vurderet isoleret fra investors andre aktiver. Men når der investeres i et nyt anlæg, som påvirker prisdannelsen på elmarkedet, vil dette naturligvis påvirke rentabiliteten af allerede eksisterende anlæg. Såfremt investor ejer flere elproduktionsanlæg, kommer han i et vist omfang til at konkurrere med sig selv. I denne analyse er porteføljen af anlæg sammensat som en stor investor i Danmark-øst, dvs. med kul-, naturgas- og biomasseanlæg. Resultaterne af denne analyse kan summeres som følger:

- I de fleste tilfælde vil en eksisterende portefølje være en hæmsko mod at en investor investerer i et nyt anlæg. Jo højere elprisen er på markedet, jo mere vil et nyt anlæg mindske indtjeningen på de gamle produktionsanlæg og dermed mindske den samlede profitabilitet i porteføljen. Der kan således være tilfælde, hvor der til trods for at den pågældende investering er rentabel isoleret set ikke vil blive investeret pga. den negative effekt på den øvrige portefølje.
- Analysen viser, at mangel på konkurrence omkring nye investeringer kan være u hensigtsmæssigt, idet en enkelt investor ikke behøver at slå til lige så snart den forventede nutidsværdi af investeringen er positiv, men derimod roligt kan vente på at værdien stiger. Det er derfor vigtigt at sikre den nødvendige konkurrence for at presse investorerne til nye investeringer. I princippet er denne form for langsigtet adfærd også en form for markedsmagt, idet der kan holdes kapacitetsinvesteringer tilbage for at sikre højere investeringer på eksisterende værker.

To investorer (1000 MW combined cycle i Vestdanmark og 1000 MW i Østdanmark)

Ved at gennemføre analyserne med konkurrence om investeringen forsøger vi at ændre på det forhold, at det er en fordel for investor at udsætte sine investeringer. Analysen er koncentreret omkring to investorer uden eksisterende kraftværksportefølje, der hver især har mulighed for at investere i 1000 MW combined cycle gasturbiner. Den ene investor kan investere i Vestdanmark og den anden i Østdanmark, altså hver sin placering, men det samme anlæg og stort set det samme marked, om end varmemarkedet er lidt større i Øst-Danmark. En væsentlig forskel i denne delanalyse bliver derfor, at den optimale timing af investeringen kommer til at afhænge af, hvad konkurrenten foretager sig på markedet. Samlet kan resultaterne opsummeres som følger:

- Der investeres her i et 1000 MW combined cycle kraftværk, som ikke opnår samme høje benyttelsestid som 500 MW anlægget i enkelt-investor analysen. Rentabiliteten bliver derfor lidt mindre end i 500 MW anlægget og både Øst- og Vest-investor venter til 2013 med at investere for at undgå dårlige år i begyndelsen af perioden, som det dog også var tilfældet med den enkelte investor.
- Grundet en lidt højere elpris og et lidt større varmegrundlag i Østdanmark får den østdanske investering en afkastfordel, der er så stor, at en investering er rentabel i 2013 uanset, hvad der sker både med hændelserne og investeringer i Vestdanmark.

- CO₂-hændelsen har stadig positiv effekt for rentabiliteten af anlæggene for begge investeringer og er endda bestemmende for om investoren i Vestdanmark investerer.
- Transmissionshændelsen har stadig stort set ingen betydning i et normalår.

5 Referencer

Copeland og Antikarov (2001), "Real Options: A Practitioners Guide", W. W. Norton & Company, New York, 2001

Elkraft System, Eltra, Energistyrelsen (2002) "Virkemidler for sikring af effekt i elmarkedet", juni 2002.

Elkraft System, Eltra, Energistyrelsen (2004) "Technology data for electricity and heat generating plants", marts 2004.

Eltra (2004). *Modelling of Demand Response and Market Power*. Paper presented at the Nordic Energy Research Conference on Demand Response in Energy Markets, November 26, 2004, Risø, Denmark. Doc. No.: 209653.

Nordel & Nordic Council of Ministers (2002), Action Plan – Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market.

Tirole, J og Fudenberg, D (1996), *Game Theory*, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press

Mission

At fremme en værdiskabende og miljømæssigt forsvarlig teknologisk udvikling inden for energi, industriel teknologi og bioproduktion gennem forskning, undervisning, innovation og rådgivning.

Vision

Risøs forskning **flytter grænser** for forståelsen af naturens processer og sammenhænge helt ned til den molekulære nanoskala.

Resultaterne **sætter trend** for udviklingen af bæredygtige teknologier inden for energi, industri og bioteknologi.

Indsatsen **gavner** det danske samfund og fører frem til nye industrier i milliardklassen.