



ENERGITILSYNET



---

HALVÅRSRAPPORT – SOMMERHALVÅRET 2015

---

# OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR ELEKTRI- CITET

---

---

# INDHOLD

1. SAMMENFATNING .....	3
2. PRODUKTION OG FORBRUG.....	4
3. BØRSPRISER .....	6
3.1 SPOTMARKED .....	6
3.2 INTRADAYMARKED .....	7
3.3 PRISKORRELATION .....	9
3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL SPOT .....	9
4. FINANSIELLE MARKEDER.....	11
4.1 OPEN INTEREST.....	11
4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER .....	12
4.3 SAMMENLIGNING MED SPOT- OG FORWARDPRISER .....	15
5. KAPACITET .....	17
6. FLASKEHALSE .....	22
7. MARKEDSKOBLING .....	25
8. HISTORISK APPENDIKS .....	27
9. ORDFORKLARING.....	32
9.1 ENHEDER.....	36

## Forsidebilleder

Avedøreværket (billedet øverst til højre) og Anholt offshore vindmøllepark (billedet nederst til højre) er udlånt af DONG Energy A/S.

Kentish Flats offshore vindmøllepark (billedet til venstre) er fotograferet af Chris Laurens og udlånt af Vattenfall.

---

## 1. SAMMENFATNING

1. Der har generelt set været en svag stigning i elpriserne i sommerhalvåret 2015, dvs. fra 2. kvartal 2015 til 3. kvartal 2015. Der har været relativt store udsving i spotpriserne i Danmark gennem sommerhalvåret 2015 med daglige spotpriser varierende mellem 3,1 EUR/MWh og 42,9 EUR/MWh. Den gennemsnitlige daglige spotpris for hele sommerhalvåret var 21,5 EUR/MWh. Det danske marked oplevede de laveste spotpriser i Vestdanmark d. 26. juli 2015, hvor vindproduktionen bidrog med 83 pct. af el-produktionen.

2. Opgjort pr. time var de højeste spotpriser 77,1 EUR/MWh i sommerhalvåret 2015 og de laveste var -13,4 EUR/MWh. Engrosprisen har ikke vist ekstreme priser i sommerhalvåret 2015, i forhold til prisloftet på 3.000 og -500 EUR/MWh, og kan derfor anses for ikke at have været særlig presset i perioden.

3. Danmark har i sommerhalvåret 2015 været nettoimportør af elektricitet (4,7 TWh). Danmark har importeret mest elektricitet fra Sverige (ca. 3,7 TWh) og eksporteret mest til Tyskland (ca. 2,8 TWh).

4. Ca. 94 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i sommerhalvåret 2015, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool Spot, mens ca. 4 pct. blev handlet på intradaymarkedet.

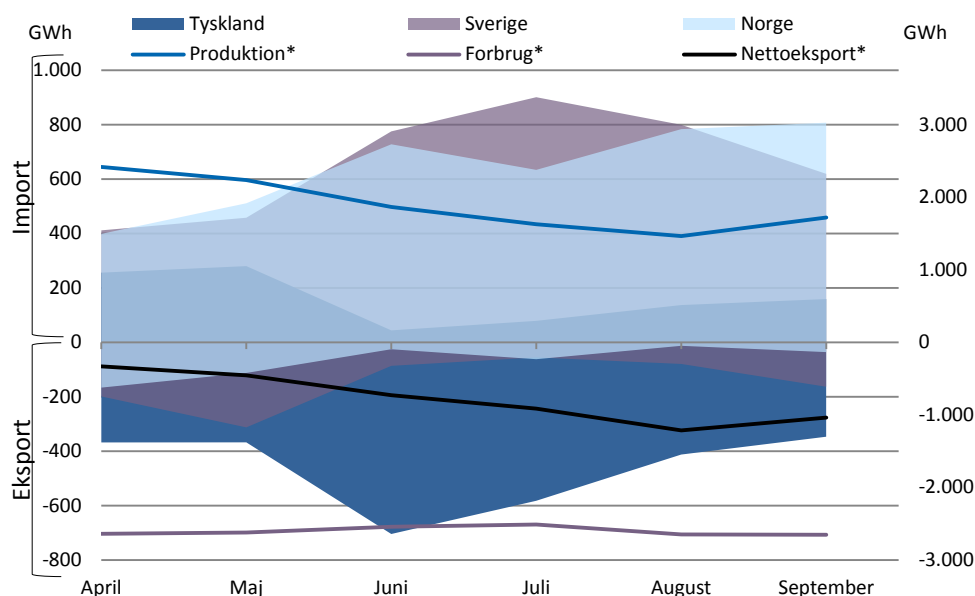
5. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I sommerhalvåret 2015 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed. Alene 17 pct. af den nominelle kapacitet var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 48 pct. af den nominelle kapacitet var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

6. Sekretariatet finder ikke, at det er tilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland fortsat er så relativ lav sammenlignet med øvrige udlandsforbindelser. Den reducerede handelskapacitet kan tilskrives en stigende vindindfødning i Nordtyskland samt udfordringer i det tyske transmissionsnet. Den tyske TSO er gået i gang med at forstærke transmissionsnettet, som i udbygningsfasen vil være yderligere belastet.

## 2. PRODUKTION OG FORBRUG

7. Danmark har i sommerhalvåret 2015 haft en negativ nettoeksport (dvs. en positiv nettoimport) på 4686 GWh, hvilket udgør 164 pct. af sidste års nettoeksport på 2.855 GWh for samme periode. Både produktion og forbrug af elektricitet for Danmark i sommerhalvåret 2015 er højere sammenlignet med samme periode sidste år. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Sverige (3.695 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Tyskland (2.783 GWh), jf. figur 1 (og figur 14 i appendiks for tidligere år).

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – SOMMERHALVÅRET 2015



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: \* Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

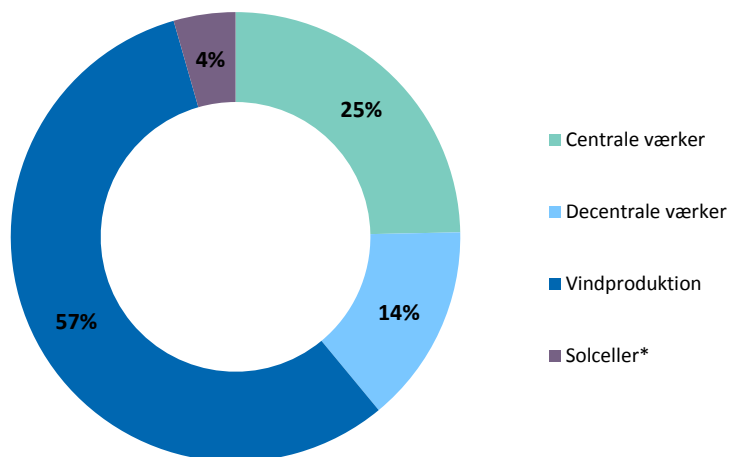
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoeksporten er positiv, når der er mere eksport end import og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusiv transmissionstab

8. Produktion af elektricitet kan opgøres på følgende fire produktionsformer; centrale og decentrale værker samt sol- og vindenergi. Vindproduktionen og centrale værker udgjorde hver for sig henholdsvis 57 pct. og 25 pct. af den samlede danske produktion for sommerhalvåret 2015, mens decentrale værker og solceller udgjorde henholdsvis 14 pct. og 4 pct., jf. figur 2.

9. I forhold til de tre første kvartaler i 2014 udgør vindenergi, solceller og decentrale værker i sommerhalvåret 2015 henholdsvis 14, 3 og 1 procentpoint mere end tidligere, mens de centrale værker modsat udgør 18 procentpoint mindre.

10. Vindproduktionen har enkelte dage i perioden bidraget med mellem 3 pct. og op til 87 pct. af den samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – SOMMERHALVÅRET 2015

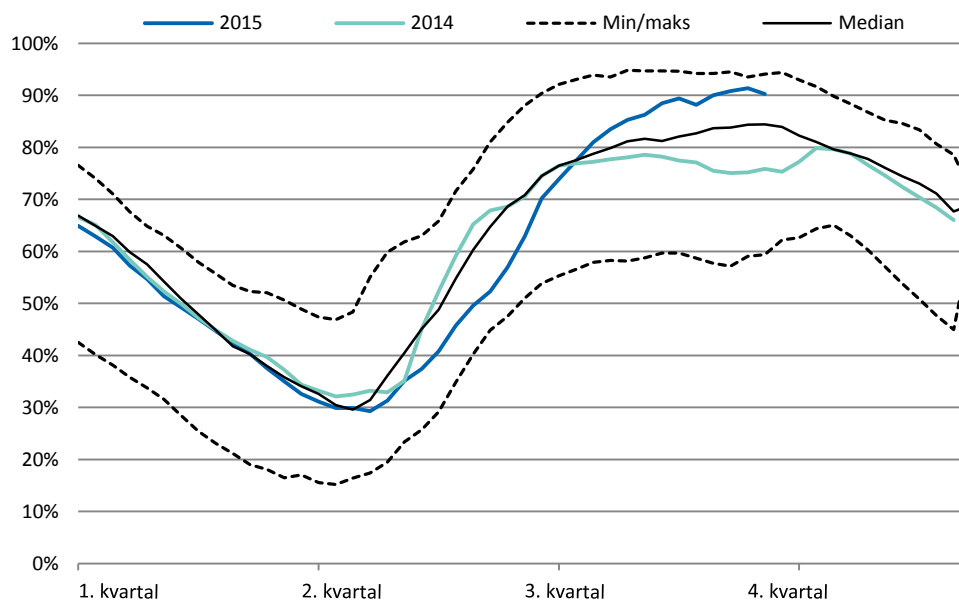


Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for vinterhalvåret 2014.

\* Solcellers produktion er baseret på estimeret tal og dermed ikke faktiske produktionstal.

FIGUR 3 | PROCENTVIS FYLDNING AF ALLE VANDRESERVOIRER I NORDEN - 2015



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Magasinfyldning af vandreservoarer i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2014 til 1. kvartal 2015. Værdierne minimum, maksimum og median er for perioden 1990 til 2014. Data er på ugebasis og er opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau.

11. En koldere forsommer end normalt i Norden har medvirket til, at fyldningsgraden i de nordiske vandmagasiner har ligget under normalen fra midten af 2. kvartal 2015 til starten af 3. kvartal 2015, jf. figur 2. I starten af 3. kvartal 2015 var beholdningen 62,9 pct., hvilket er under årsmedianen på 70,8 pct. Hen mod slutningen af 3. kvartal 2015 steg fyldningsgraden, hvilket bl.a. skyldes en koncentreret snesmeltning. Den forsinkede snesmeltning overfyldte næsten vandmagasinerne - fyldningsgraden toppede ved 90,0 pct., hvilket er 15 procentpoint højere end 2014 og 5,9 procentpoint højere end normalen.

12. Overordnet set følger fyldningen i de nordiske vandreservoirer det typiske sæsonmønster – fortsætter dette mønster, vil fyldningsgraden være faldende i 4. kvartal 2015.

### 3. BØRSPRISER

#### 3.1 SPOTMARKED

13. El-leverandører og producenter kan handle i spotmarkedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn. Handelen for det følgende døgn lukkes kl. 12:00 dagen inden driftsdøgnet. Dette marked er det største i Norden, og for 2014 blev 91 pct.<sup>1</sup> af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

14. Spotpriserne for elektricitet i Vest- og Østdanmark er typisk forskellige, og som oftest er prisniveauet højest i Østdanmark. De højere priser i Østdanmark hænger sammen med, at spotprisen i Østdanmark i højere grad følger udviklingen på det svenske og tyske marked, hvorimod Vestdanmark har en større vindproduktion samt mulighed for import af elektricitet fra Norge. Begge faktorer medvirker til en afvigende og lavere udvikling i priserne i Vestdanmark end i Østdanmark. Siden 2010 er priserne i både Øst- og Vestdanmark dog generelt faldet (jf. figur 15 i appendiks for den historiske prisudvikling).

15. Der har været større udsving i spotpriserne i Vest- og Østdanmark gennem sommerhalvåret 2015 med daglige spotpriser varierende mellem 2,7 og 42,6 EUR/MWh for Vestdanmark og 3,5 og 43,2 EUR/MWh for Østdanmark, jf. figur 4. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark igennem hele sommerhalvåret var 21,5 EUR/MWh.

16. De laveste danske daglige spotpriser på 2,7 EUR/MWh var at finde i Vestdanmark d. 26. juli 2015, hvilket bl.a. var forårsaget af, at vindproduktionen udgjorde 83 pct. af den samlede produktion. Periodens højeste daglige spotpriser i Danmark forekom den 10. august 2015, hvilket bl.a. skyldtes en forholdsvis lav vindproduktion i Danmark, som kun udgjorde 16 pct. af den samlede produktion. Slutteligt var der lave daglige spotpriser på 5,2 EUR/MWh i Vestdanmark søndag

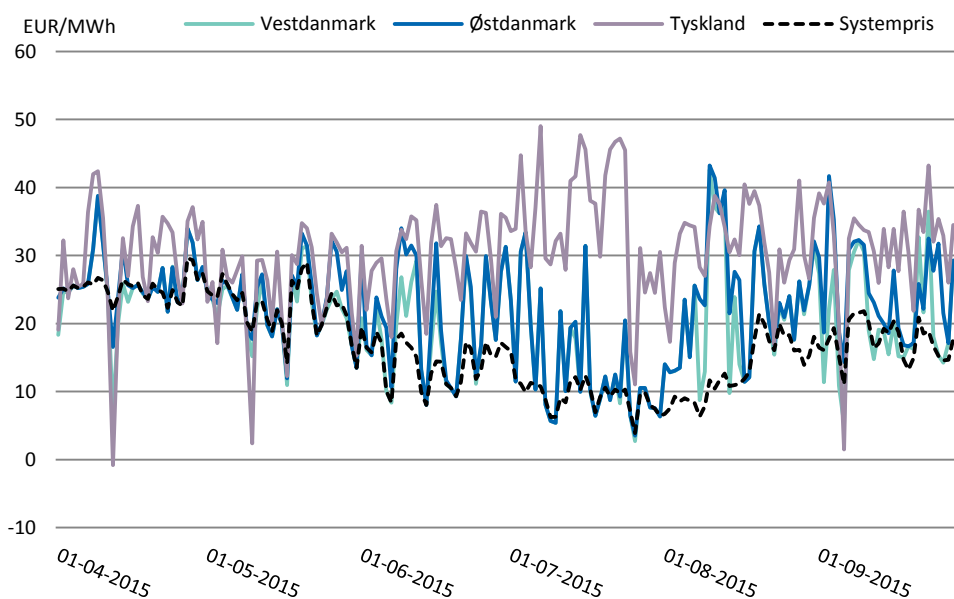
---

<sup>1</sup> I denne beregning er der ikke taget højde for Litauens elforbrug og el handel.

d. 6. september 2015, bl.a. som følge af en høj vindproduktion på 84 pct. af den samlede produktion samtidig med et lavt energiforbrug.

17. På timebasis var den højeste danske spotpris den 13. august 2015 kl. 11-12 på 77,05 EUR/MWh, omvendt var den laveste danske spotpris på -13,4. EUR/MWh den 12. april 2015 kl. 02.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2015



Kilde: Energinet.dk.

Note: Prisudviklingen på spotmarkedet for Vest- og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris for sommerhalvåret 2015. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh. Systemprisen er den ubegrænsede ligevægtspris på det nordiske elmarked, hvor der ikke tages hensyn til kapacitetsbegrænsninger.

### 3.2 INTRADAYMARKED

18. Spotmarkedet lukker kl. 12:00 dagen inden driftsdøgnet. I Norden og Baltikum kan aktørerne på intradaymarkedet handle fra kl. 14:00 dagen før og frem til en time før driftstimen. I Norden og Baltikum driver Nord Pool Spot intradayhandelsplatformen Elbas. På intradaymarkedet har aktører mulighed for at handle sig i balance. Der kan eksempelvis være behov herfor, hvis en producent tvinges til driftsstop, eller en vindmøllepark producerer mere eller mindre el end først antaget.

19. Andelen af den handlede mængde på intradaymarkedet målt i forhold til den samlede handlede mængde på Nord Pool Spot er relativ beskeden. De handlede mængder på intradaymarkedet er væsentligt lavere end på spotmarkedet, jf. tabel 1. Det forventes, at de handlede mængder på intradaymarkedet vil stige i takt med, at en større andel af vedvarende energi skal indpasses i nettet.

**TABEL 1 | HANDLET VOLUME I INTRADAYMARKEDET I FORHOLD TIL DEN SAMLEDE HANDLEDE VOLUME PÅ NORD POOL SPOT – SOMMERHALVÅRET 2015**

Handlet volumen i procent	2. kvartal 2015	3. kvartal 2015
Danmark	4,1 pct.	4,2 pct.
Norge	0,3 pct.	0,3 pct.
Sverige	1,7 pct.	1,3 pct.
Finland	1,7 pct.	1,5 pct.

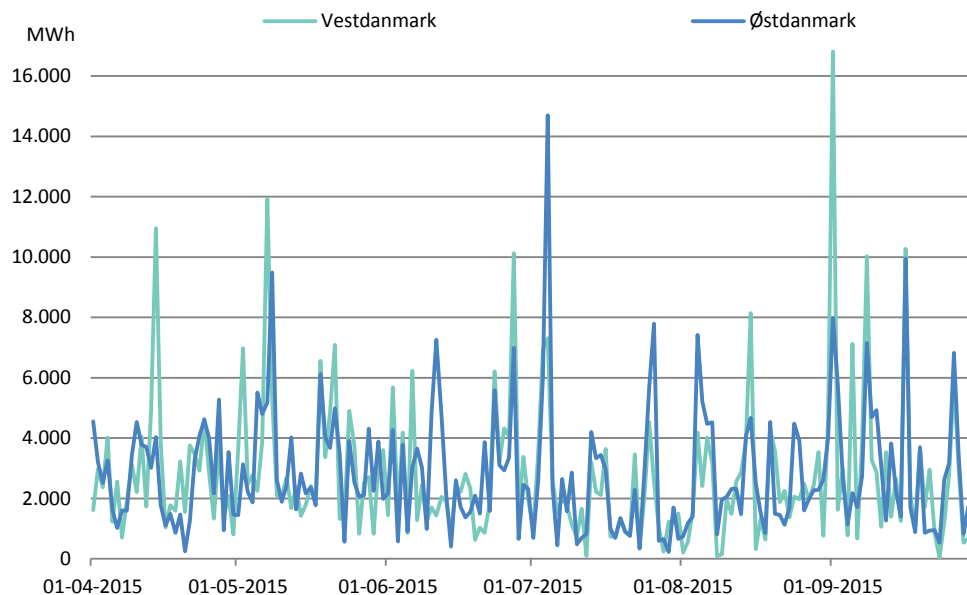
Kilde: Nord Pool Spot og egne beregninger.

Note: Forholdet mellem Elbas volumen og den samlede volumen på både Elbas og Elspot.

20. Den handlede volumen på intradaymarkedet er karakteriseret ved at være meget varierende, jf. figur 5. Variationen kan bl.a. tilskrives fluktuerende vind- og solproduktion eller driftsstop af kraftværker.

21. Vestdanmarks handlede volumen på intradaymarkedet er mere varierende end Østdanmarks handlede volumen, idet vindproduktionen spiller en større rolle i Vestdanmark end i Østdanmark, jf. figur 5.

**FIGUR 5 | HANDLET VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – SOMMERHALVÅRET 2015**



Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Volumen, som bliver handlet på intradaymarkedet, målt i MWh.



### 3.3 PRISKORRELATION

22. Ved at beregne en korrelationskoefficient mellem priser for to forskellige prisområder kan det undersøges, i hvilken grad priserne samvarierer. Beregningen af korrelationskoefficienterne tager udgangspunkt i prisområderne Vest- og Østdanmark (henholdsvis DK1 og DK2) i forhold til to typer af benchmark af elpriser: Systemprisen i Norden og den tyske spotpris. En høj korrelationskoefficient indikerer, at koblingen mellem prisområderne er velfungerende, hvorimod en lav korrelationskoefficient kan forklares ved flaskehalse. Flaskehalse bliver behandlet i kapitel 6.

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEML PRISOMRÅDER

Korrelationskoefficienter	1.-3. kvartal 2014	Vinterhalvåret 2014	Sommerhalvåret 2015
DK1 - DK2	0,90	0,88	0,89
DK1 - System	0,62	0,70	0,77
DK1 - DE	0,74	0,79	0,78
DK2 - System	0,67	0,75	0,82
DK2 - DE	0,71	0,75	0,65

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis for vinterhalvåret 2014.

23. Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er fortsat høj (0,89). De tre første kvartaler i 2014 og sommerhalvåret 2015 viste ligeledes en høj korrelation på henholdsvis 0,88 og 0,90. De danske prisområders priskorrelation med Systemprisen i Norden og den tyske børspris er relativ lav i forhold til korrelationen mellem DK1 og DK 2, men set over perioden 1. kvartal 2014 til og med sommerhalvåret 2015 er priskorrelationen mellem de danske prisområder og Systemprisen steget. Modsat er priskorrelationen mellem de danske prisområder og den tyske børspris mere svingende. jf. tabel 2.

### 3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL SPOT

24. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool Spot målt i forhold til bruttoforbrug og -produktion har været mellem 97,5 og 98,2 pct. i sommerhalvåret 2015. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool Spot. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 93,6 pct. i 2. kvartal 2015 og 94,1 pct. i 3. kvartal 2015. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 3,9 pct. i 2. kvartal 2015 og 4,1 pct. i 3. kvartal 2015, jf. tabel 3.

---

**TABEL 3 | MARKEDSANDELE FOR EL HANDLET I DANMARK PÅ NORD POOL SPOT  
– VINTERHALVÅRET 2014**

<b>Markedsandel i procent</b>	<b>2. kvartal 2015</b>	<b>3. kvartal 2015</b>
Elspot volumen	93,6 pct.	94,1 pct.
Elbas volumen	3,9 pct.	4,1 pct.
Samlet børshandel	97,5 pct.	98,2 pct.

Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Markedsandelene er målt i forhold til bruttoforbrug og –produktion af el.

## 4. FINANSIELLE MARKEDER

25. Finansielle kontrakter for el i Norden bliver handlet på den finansielle el-børs, Nasdaq OMX. Det er muligt for el-leverandørerne både at købe en forwardkontrakt for systemprisen og en såkaldt EPAD (Electricity Price Area Differential)-kontrakt (tidligere CfD, Contract for Difference) og derved låse prisen på indkøbet af elektricitet.

26. Systemprisen er den teoretiske pris, som ville skabe ligevægt mellem udbud og efterspørgsel af elektricitet, såfremt der ikke eksisterede flaskehalse mellem prisområderne i Norden. Systemprisen gælder for hele Norden, mens prisen på EPAD'en er givet af de enkelte prisområder.

27. Prisen på en EPAD er et udtryk for forskellen mellem spot- og systemprisen i et prisområde. En EPAD-kontrakt er et finansielt produkt, som kan handles på Nasdaq OMX for at afdække prisrisikoen på forskellen mellem område- og systemprisen.

### 4.1 OPEN INTEREST

28. En EPAD-kontrakt kan købes på måneds-, kvartals- eller årsbasis. Tabel 4 og 5 viser open interest – dvs. de endeligt opgjorte mængder, som er prissikrede med EPAD-kontrakter umiddelbart før den periode, hvor de træder i kraft.

29. I tabel 4 og 5 er mængderne for årskontrakter fordelt ligeligt pr. kvartal i 2015. Ydermere er månedskontrakter for de enkelte måneder i kvartalet lagt sammen. De prissikrede mængder er vurderet i forhold til bruttoforbruget i samme kvartal. Tabel 5 og 6 viser de mængder, som er prissikret med EPAD-kontrakter samt den andel af bruttoforbruget, som de prissikrede mængder udgør.

**TABEL 4 | MÆNGDER OG ANDELE FOR EPAD-KONTRAKTER VESTDANMARK – SOMMERHALVÅRET 2015**

Mængder i MWh	2. kvartal	3. kvartal
Årskontrakter	429.240	429.240
Kvartalskontrakter	867.048	437.184
Månedskontrakter	652.848	654.960
Sum	1.949.136	1.521.384
Bruttoforbrug	4.722.038	4.790.709
Andel	41,3 pct.	31,8 pct.

Kilde: Nasdaq, Energinet.dk og egne beregninger

Note: Nettopositionen for en EPAD-kontrakt for den næstsidste handelsdag i kvartalet er medtaget. Forklaringen på, at nettopositionen for den næstsidste handelsdag er medtaget og ikke den sidste handelsdag, skyldes en børsteknisk foranstaltning.

**TABEL 5 | MÆNGDER OG ANDELE FOR EPAD-KONTRAKTER ØSTDANMARK – SOMMERHALVÅRET 2015**

Mængder i MWh	2. kvartal	3. kvartal
Årskontrakter	494.940	494.940
Kvartalskontrakter	615.888	324.576
Månedskontrakter	505.704	447.816
Sum	1.616.532	1.267.332
Bruttoforbrug	3.083.186	3.017.261
Andel	52,4 pct.	42,0 pct.

Kilde: Nasdaq, Energinet.dk og egne beregninger

Note: Nettopositionen for en EPAD-kontrakt for den næstsidste handelsdag i kvartalet er medtaget. Forklaringen på, at nettopositionen for den næstsidste handelsdag er medtaget og ikke den sidste handelsdag, skyldes en børsteknisk foranstaltning.

30. Det fremgår af tabel 4 og 5, at andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højest i Østdanmark. I forhold til 2. og 3. kvartal 2014 er andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter steget med 4,1 procentpoint i 2. kvartal 2014 og uændret i 3. kvartal 2015 for Vestdanmark. Tilsvarende er andelen faldet i Østdanmark med hhv. 2,6 og 4 procentpoint i 2. og 3. kvartal 2015.

## 4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

31. Det er muligt at købe en fysisk transmissionsrettighed (Physical Transmission Right – PTR) på den elektriske storebæltsforbindelse (fra juni 2014 til juli 2015), forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland samt forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland. På de øvrige forbindelser er der såkaldte implicitte auktioner. Implicitte auktioner indebærer, at el-handlere alene køber og sælger elektricitet, hvor reservation af kapacitet til transporten allerede er inkluderet i prisen, og derfor skal el-handlere ikke bekymre sig om at reservere kapacitet til transporten (her forholder det sig modsat med eksplicitte auktioner, hvor der købes kapacitet via en PTR).

32. I forbindelse med fastsættelsen af områdepriserne beregner børserne den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne. En køber af en PTR-rettighed kan vælge selv at bruge den købte kapacitet fysisk eller alternativt at lade den købte kapacitet gå tilbage til spotmarkedet mod at få udbetalt de indtægter, som den tilbageleverede kapacitet genererer ved en prisforskel mellem to områder. En PTR-rettighed kan på denne måde bruges til at risikofordække prisudsving mellem to prisområder. Auktionerne af PTR-rettigheder drives af selskabet CASC (Capacity Allocating Service Company), som er ejet af en række europæiske TSO'ere. Prisen på en PTR afspejler forventninger til de relevante områdepriser, som den pågældende forbindelse dækker over. Dvs. prisen på en PTR bør afspejle den forventede flaskehalsindtægt på den pågældende forbindelse, hvilket afhænger af prisforskellen mellem de to forbundne områder.

33. Det er kun en del af den samlede kapacitet for de enkelte forbindelser, som bliver udbudt som PTR-retigheder. En PTR-retighed er et alternativ til de eksisterende muligheder for prissikring med finansielle produkter på det nordiske finansielle marked mod den nordiske systempris. PTR-retigheder bliver solgt på måneds- og årsbasis.

34. De efterspurgte PTR mængder for månedsprodukter på de enkelte forbindelser for sommerhalvåret 2015 er flere gange større end de allokerede (udbudte) PTR mængder, jf. tabel 4. De efterspurgte mængder er defineret ved de mængder, som markedsaktører har indsendt et prisbud på i forbindelse med de afholdte auktioner hos CASC.

**TABEL 6 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET MÅNEDSKAPACITET FOR PTR – SOMMERHALVÅRET 2015**

MW – Efterspurgt/allokeret	April	Maj	Juni	Juli	August	September
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	850/120	1.006/120	806/120	789/120	873/120	827/120
DE → DK1	1.125/199	1.250/250	-1.460/2.449	-	-	1.750/249
DE → DK2	922/120	1.025/119	899/120	890/120	885/120	811/120
DK1 → DK2	909/149	975/150	1.075/150	865/150	980/150	800/150
DK2 → DK1	824/149	745/150	924/149	745/150	950/148	800/149

Kilde: [www.casc.eu](http://www.casc.eu).

35. I april 2015 var den efterspurgte mængde 850 MW på forbindelsen Østdanmark – Tyskland, mens den allokerede mængde var 120 MW. Efterspørgslen var således 7 gange større end udbuddet. Efterspørgslen afspejler forventeligt ikke udelukkende et ønske om prissikring, da det ikke kan afvises, at efterspørgslen også inkluderer rent spekulative bud, dvs. købsbud langt under den forventede pris, jf. tabel 6. Det er en generel tendens, at de efterspurgte mængder er højere end de allokerede mængder. For forbindelsen Vestdanmark – Tyskland i eksport retningen er der ikke udbudt PTR-retigheder på månedsbasis for sommerhalvåret 2015, jf. kapitel 5 om kapacitet.

36. Når CASC har modtaget bud fra aktørerne med både en pris og en efterspurgt mængde, bliver buddene sorteret med det højeste prisbud først. Hvis den efterspurgte mængde for det højeste prisbud ikke overstiger den allokerede mængde, bliver buddet accepteret. Herefter bliver residual mængden, dvs. forskellen mellem den allokerede mængde og den efterspurgte mængde, fordelt til det næsthøjeste prisbud. Sådan fortsætter processen, til den efterspurgte mængde svarer til den allokerede mængde. Det prisbud, som er det sidst accepterede, således at der ikke længere kan allokeres en mængde ud over den fastsatte grænse, sætter marginalprisen, jf. tabel 7 for PTR priserne på månedsbasis.

37. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE er steget gennem sommerhalvåret 2015 fra 3,7 til 5,9 EUR/MWh, omvendt forholdet det sig for den modsatte retning DE til DK2, hvor priserne er faldet fra

0,8 til 0,55 EUR/MWh. Prisen for den elektriske storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 er steget fra 0,8 til 1,5 EUR/MWh, hvilket ikke er tilfældet i den modsatte retning DK2 til DK1, hvor prisen er faldet fra 0,11 til 0,05 EUR/MWh, jf. tabel 7.

TABEL 7 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2014

EUR/MWh	April	Maj	Juni	Juli	August	September
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	3,72	1,89	3,88	8,1	7,43	5,93
DE → DK1	0,45	0,75	-	0,09	-	0,31
DE → DK2	0,8	2,58	1,11	0,22	0,18	0,55
DK1 → DK2	0,8	1,16	0,91	2,51	2,14	1,54
DK2 → DK1	0,11	0,11	0,09	0,08	0,09	0,05

Kilde: [www.casc.eu](http://www.casc.eu).

Efterspørgslen efter PTR årsprodukter er større end den allokerede mængde, jf. tabel 8 og den tidligere bemærkning om, at efterspørgslen ikke nødvendigvis kun er et ønske om prissikring, men også kan afspejle en mere spekulativ budgivning.

TABEL 8 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET SAMT PRISER FOR PTR ÅRSPRODUKTER – SOMMERHALVÅRET 2015

	Efterspurgt (MW)	Allokeret (MW)	Pris (EUR/MWh)
DK1 → DE	-	-	-
DK2 → DE	761	120	2,4
DE → DK1	-	-	-
DE → DK2	707	120	2,65

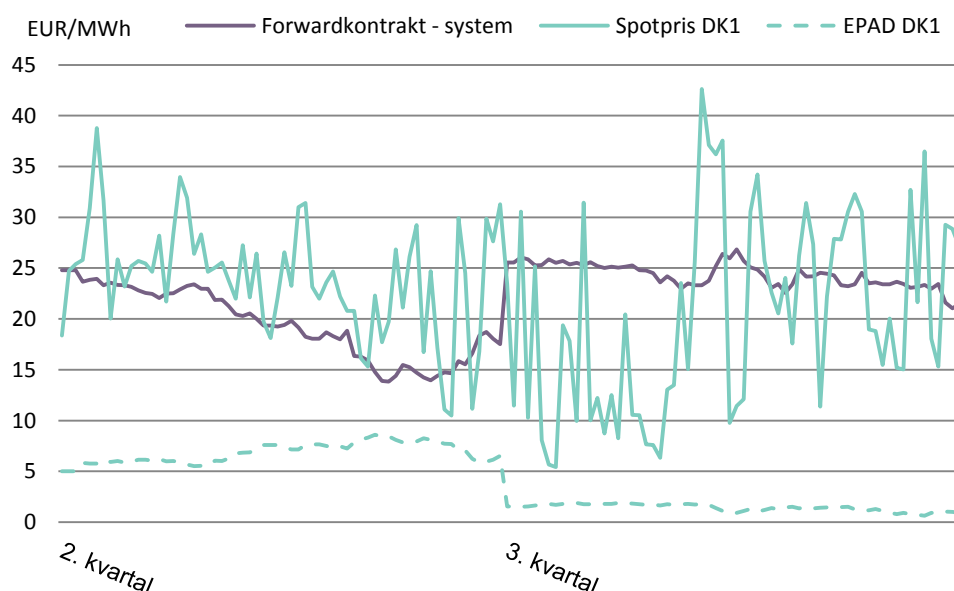
Kilde: [www.casc.eu](http://www.casc.eu).

38. Der er ikke udbudt PTR-rettigheder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland, jf. tabel 8. Prisen på PTR årsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har i sommerhalvåret 2015 ligget under prisen for et PTR månedsprodukt undtagen for maj måned, hvor prisen for et årsprodukt har været større. For forbindelsen i den modsatte retning har prisen for årsproduktet for sommerhalvåret 2015 været højere end prisen for et PTR månedsprodukt i hele perioden, jf. tabel 8. Prisen på årsproduktet vil som udgangspunkt være lig gennemsnittet af priserne på månedsauktionerne, hvis der ses bort fra, at der ikke er lige mange timer i de enkelte måneder. Men der kan være forskelle, og forskellene hænger blandt andet sammen med, at der i løbet af året kan komme ny information, som påvirker priserne på månedsauktionerne. Det kan for eksempel være forventninger om større vindproduktion eller annoncerede reparationer af en forbindelse.

### 4.3 SAMMENLIGNING MED SPOT- OG FORWARDPRISER

39. En ændring i spotpriserne i dag kan tænkes at påvirke forventningerne til fremtidige spotpriser og derved påvirke prisen på en forwardkontrakt i dag. Det er forventningen, at en strukturel ændring vil påvirke forventningerne til de fremtidige spotpriser. Forwardkontrakten giver indehaveren ret til at indkøbe elektricitet på Nord Pool Spot for en fremtidig periode til en fast pris, jf. figur 6 og 7 for børspriser i henholdsvis Vest- og Østdanmark som er lavet på baggrund af kvartalskontrakter.

FIGUR 6 | BØRSPRISER VESTDANMARK – SOMMERHALVÅRET 2015



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

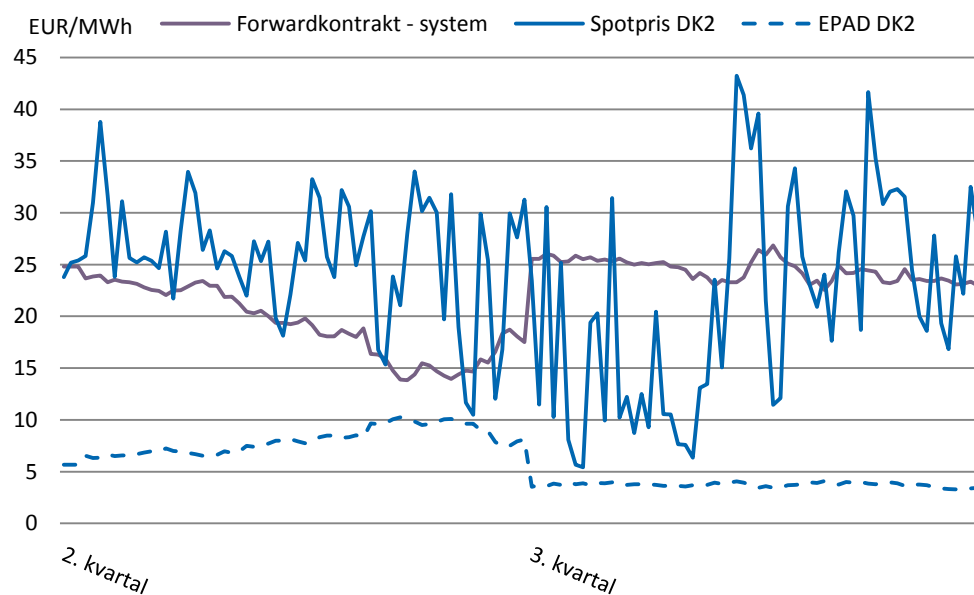
Note: Figuren viser spotpriser og priser for en forward- og en EPAD-kontrakt for den samme handelsdag. Leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Priserne for en given dag bliver vist, hvor leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for forward- og EPAD-kontrakter i 2. kvartal 2015 vist for kontrakter med leveringsperiode i 3. kvartal 2015.

40. Prisen for system-forwardkontrakterne, som er blevet indgået i 2. kvartal 2015 med leveringsperiode i 3. kvartal 2015, er markant lavere end de system-forwardkontrakter, som er blevet indgået i 3. kvartal med leveringsperiode i 4. kvartal 2015. Prisfaldet i forwardkontrakten for 2. kvartal kan skyldes en markedsforventning i 2. kvartal om, at systemprisen i 3. kvartal vil falde så det ville være billigere at prissikre sig i 3. kvartal via køb til spotprisen end at købe en forwardkontrakt til 3. kvartal.

41. Den let stigende pris på EPAD-kontrakten i 2. kvartal afspejler markedets forventning til en stigende prisdifference mellem område- og systemprisen i 3. kvartal, mellem systemprisen og henholdsvis DK1 og DK2, jf. figur 6 og 7.

42. For både Øst- og Vestdanmark forholder det sig således, at der er en tydelig negativ sammenhæng mellem udviklingen i prisen på forward- og EPAD-kontrakter, idet EPAD kontrakten er defineret ved områdepris minus systempris, jf. figur 6 og 7. Det betyder, alt andet lige, at en ændring i det pågældende områdes spotpris nødvendigvis må påvirke prisen på EPAD-kontrakten i Øst- eller Vestdanmark i den betragtede periode.

FIGUR 7 | BØRSPRISER ØSTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2014



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

Note: Figuren viser spotpriser og priser for en forward- og en EPAD-kontrakt for den samme handelsdag. Leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Priserne for en given dag bliver vist, hvor leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for forward- og EPAD-kontrakter i 2. kvartal 2014 vist for kontrakter med leveringsperiode i 3. kvartal 2015.



## 5. KAPACITET

43. Et væsentligt element i funktionen af elmarkedet på tværs af landene er den transmissionskapacitet, som er til rådighed mellem landene. Den tilgængelige kapacitet har betydning for prisforskellene mellem landene (eller de forskellige prisområder i landene) og antallet af timer med prisforskelle.

44. Den nominelle transmissionskapacitet er den kapacitet, som maksimalt kan udveksles mellem to prisområder. Den tilgængelige kapacitet for spotmarkedet, benævnt handelskapacitet, er ofte lavere end den nominelle transmissionskapacitet. Det kan hænge sammen med tilbageholdelse af reserver, revision, havari eller administration af forbindelsen. Den nominelle transmissionskapacitet er forskellig for de enkelte overførselsforbindelser, jf. tabel 9.

TABEL 9 | NOMINEL TRANSMISSIONSKAPACITET – SOMMERHALVÅRET 2014

Forbindelse	Retning	Nominel kapacitet	Tilgængelig handelskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark)	DK1 → DK2	590 MW	95 pct.
	DK2 → DK1	600 MW	95 pct.
Skagerak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge)	DK1 → NO2	1.632 MW	86 pct.
	NO2 → DK1	1.632 MW	80 pct.
Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige)	DK1 → SE3	740 MW	79 pct.
	SE3 → DK1	680 MW	82 pct.
Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige)	DK2 → SE4	1.700 MW	89 pct.
	SE4 → DK2	1.300 MW	94 pct.
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW	17 pct.
	DE → DK1	1.500 MW	48 pct.
Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland)	DK2 → DE	585 MW	88 pct.
	DE → DK2	600 MW	92 pct.

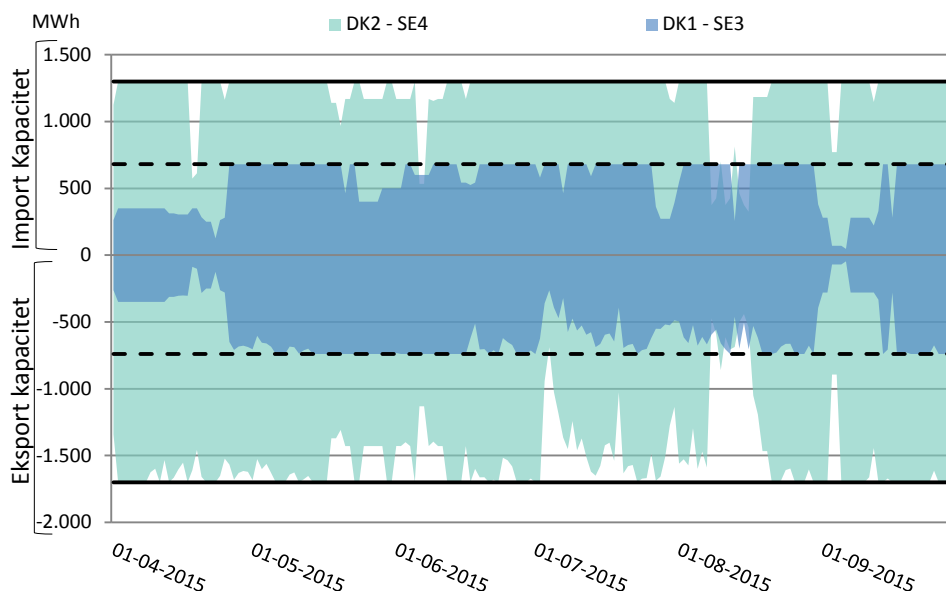
Kilde: Nord Pool Spot og Energinet.dk.

Note: Nominel transmissionskapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Handelskapaciteten er den kapacitet, som stilles til rådighed for spotmarkedet.

45. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) var ca. 79 pct. af den samlede kapacitet for sommerhalvåret tilgængelig til Sverige og tilsvarende ca. 82 pct. i modsat retning, jf. figur 8.

46. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var gennemsnitlig 89 pct. af kapaciteten tilgængelig til Sverige, mens ca. 94 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 8.

**FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETERNE PÅ DANSKE UDLANDSFORBINDELSER TIL SVERIGE – SOMMERHALVÅRET 2015**



Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot og Sekretariatet for Energitilsynet.

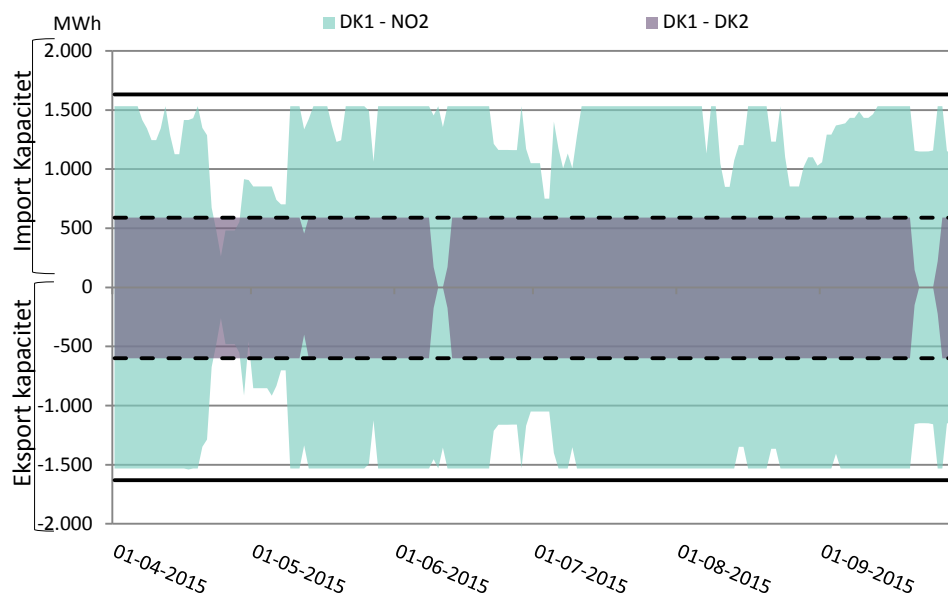
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (DK1) og Sverige (SE3) og Østdanmark (DK2) og Sverige (SE4). De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet, den fuldotrukne er for forbindelsen DK2 – SE4, mens den stiplede er for DK1 – SE3. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

47. På den elektriske Storebæltsforbindelse har 95 pct. af den nominelle kapacitet i gennemsnit været til rådighed for markedet, jf. figur 9, hvilket er et fald på 4 procentpoint ift. vinterhalvåret 2014..

48. På Skagerak-forbindelsen (DK1-NO2) var ca. 86 pct. af kapaciteten tilgængelig fra Danmark til Norge, mens omkring 80 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 9. Mellem den 20.-22. april var der planlagt vedligeholdelse af forbindelsen, hvor den tilgængelige kapacitet blev reduceret i begge retninger.

49. I 2010 besluttede Energinet.dk og Statnett at etablere et fjerde søkabel og dermed udvide den nominelle kapacitet mellem landene med 700 MW. Den 15. december 2014 blev forbindelsen øget fra 1.000 MW til 1.632 MW i begge retninger.

**FIGUR 9 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET TIL NORGE OG PÅ STOREBÆLT-FORBINDELSEN – SOMMERHALVÅRET 2015**



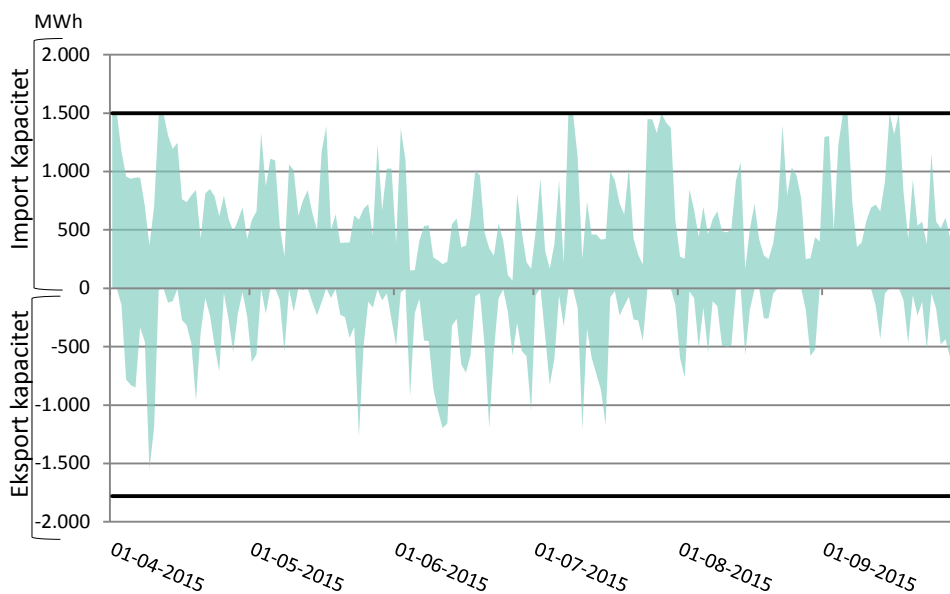
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (DK1) og Norge (NO2) og for den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1 – DK2). De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet, den fuldotrukne er for forbindelsen DK1 – NO2, mens den stiplede er for DK1 – DK2. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

50. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I sommerhalvåret 2015 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed, jf. figur 10. Kun 17 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 48 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, jf. figur 10.

51. Sekretariatet finder ikke, at det er tilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland fortsat er så lav sammenlignet med de øvrige udlandsforbindelser (jf. figur 16-18 i appendiks for den historiske udvikling). Den reducerede handelskapacitet kan tilskrives en stigende vindindføring i Nordtyskland samt udfordringer i det tyske transmissionsnet. Den tyske TSO er gået i gang med at forstærke transmissionsnettet, som dog i udbygningsfasen vil være yderligere belastet.

**FIGUR 10 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2015**

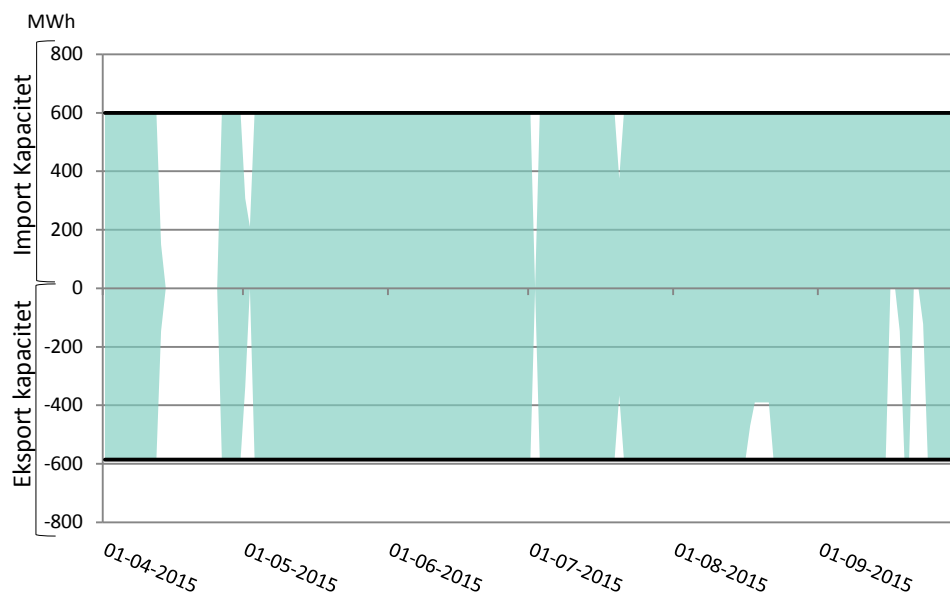


Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem Vestdanmark (DK1) og Tyskland (DE). Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

52. I sommerhalvåret 2015 har der kun været få perioder med begrænset handelskapacitet mellem Østdanmark og Tyskland på Kontek-forbindelsen. 88 pct. af den nominelle kapacitet var til rådighed til Tyskland, mens ca. 92 pct. var tilgængelig i modsat retning, jf. figur 11. Den 13.-26. april var der planlagt vedligeholdelse af forbindelsen, hvor kapaciteten blev reduceret til 0 MW i begge retninger.

FIGUR 11 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM ØSTDANMARK OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2015



Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot og Sekretariatet for Energitilsynet.

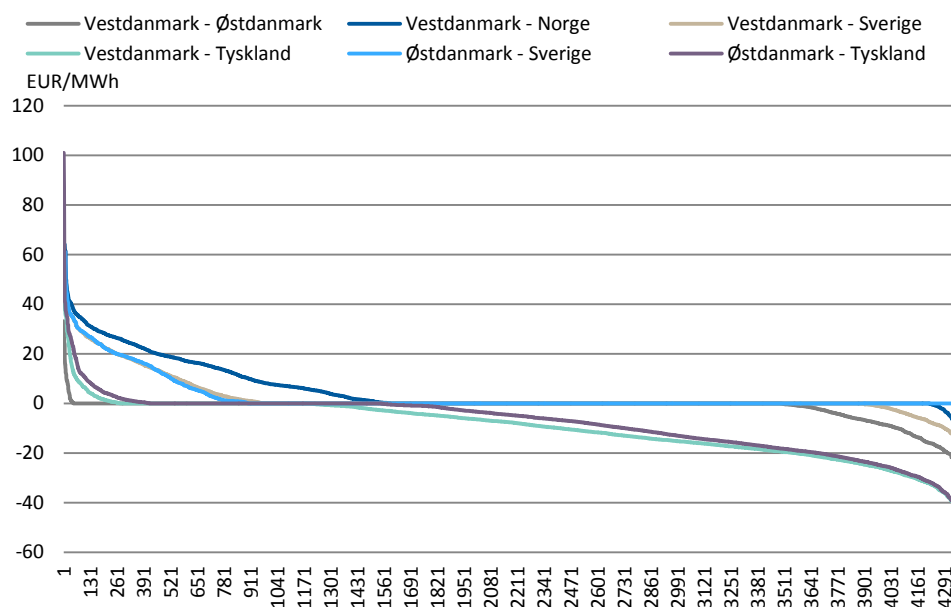
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Østdanmark (DK2) og Tyskland (DE). Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

## 6. FLASKEHALSE

53. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i sommerhalvåret 2015, jf. figur 12. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 897 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 17 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 20 pct. af tiden. I den resterende tid (3.478 timer, hvilket svarer til 80 pct. af tiden) har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4.

54. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 3.442 timer (svarende til 80 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 47 timer, jf. figur 12. Tilsvarende var spotprisen i Østdanmark højere end spotprisen i Vestdanmark i 903 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 22 pct. af tiden.

FIGUR 12 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEML PRISOMRÅDER – SOMMERHALVÅRET 2015



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Varighedskurve for flaskehalse mellem prisområderne for sommerhalvåret 2015 opgjort i EUR/MWh. Eksempel på aflæsning: I 1590 timer har spotprisen været højere i Vestdanmark i forhold til Norge.

55. På Skagerak-forbindelsen (DK1-NO2) var der ens spotpriser 60 pct. af tiden i sommerhalvåret 2015. I alt var der prisforskelle 40 pct. af tiden. I Vestdanmark var spotprisen højere end spotprisen i Norge i 1.590 timer, og i Norge var spotprisen højere end spotprisen i Vestdanmark i 174 timer, jf. figur 12.

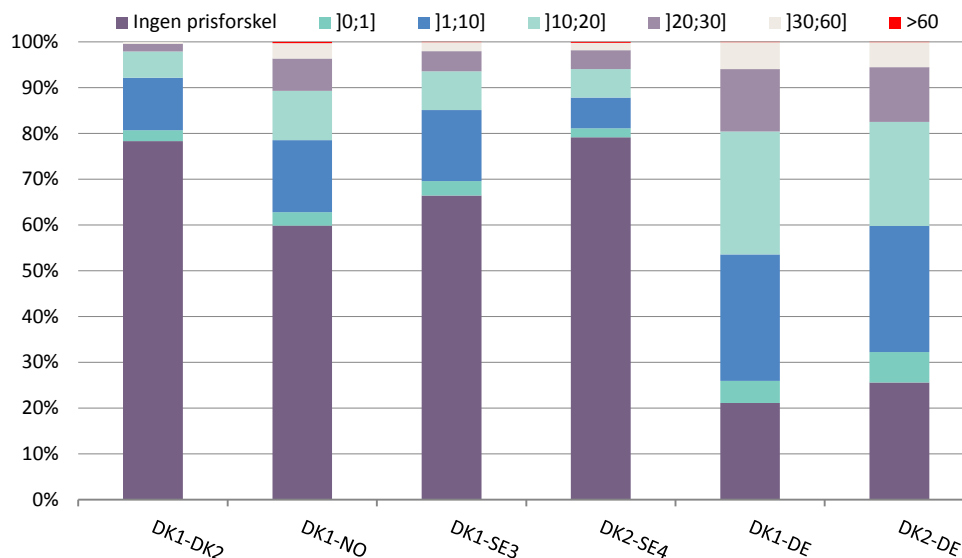
56. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) har der været ens spotpriser i 34 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen i Vestdanmark hovedsageligt højere end spotprisen i Sverige, jf. figur 12.

57. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. Der var flest flaskehalse på udlandsforbindelsen mellem DK2-DE, hvor der kun var ens spotpriser 26 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Tyskland, jf. figur 12. På forbindelsen mellem DK1-DE var spotpriserne ens 21 pct. af tiden. I den resterende tid (3.465 timer) var spotprisen højest i Tyskland (92 pct. af tiden). I 274 timer (8 pct.) var den tyske spotpris lavest.

58. For at illustrere yderligere, hvordan prisforskellene er fordelt mellem Danmark og de respektive prisområder, er prisforskellene blevet opdelt i følgende prisintervaller: ]0;1]; ]1;10]; ]10;20]; ]20;30]; ]30;60] og over 60 EUR/MWh, jf. figur 13.

59. Det fremgår af figur 13, at prisforskellene er lavest mellem Danmark og de Nordiske prisområder. En af grundene til, at prisudligningen mellem de danske og tyske prisområder ikke foregår optimalt skyldes bl.a. begrænsninger på forbindelsen mellem prisområderne.

**FIGUR 13 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE (EUR/MWH) MELLEM PRISOMRÅDER – SOMMERHALVÅRET 2014**



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Figur 13 viser fordelingen af prisforskelle for sommerhalvåret 2015 for forskellige prisområder.

60. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelserne med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne bestemmes ved at multiplicere forskellen i spotprisen mellem to områder med markedskobningsstrømmen. Der har i sommerhalvåret 2015 været lidt færre flaskehalsindtæg-

ter på den elektriske Storebæltsforbindelse end i tidligere år. Flaskehalsindtægterne for sommerhalvåret var på 93,9 mio. EUR, mens flaskehalsindtægterne for 1.-3. kvartal 2014 var på 96,0 mio. EUR. I forhold til vinterhalvåret 2014 er flaskehalsindtægterne steget med 36 procent.

61. De største flaskehalsindtægter kommer fra Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark og Norge) og udlandsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland, jf. tabel 10. De høje flaskehalsindtægter skyldes primært de store prisforskelle ved flaskehalse mellem prisområderne.

62. Indtægterne for årsauktioner på forbindelsen mellem Tyskland og Vestdanmark har haft et stabilt niveau, mens der har været større udsving i indtægter på månedsauktionerne, jf. tabel 10. Fra 2015 var det ikke længere muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det pressede nordtyske elnet. Det er dog stadig muligt at købe årskapacitet i modsat retning – fra Tyskland til Vestdanmark.

63. Flaskehalsindtægterne på udlandsforbindelserne deles mellem de to landes TSO'ere. Energinet.dk får flaskehalsindtægterne for Storebæltsforbindelsen, som er en indenrigsforbindelse.

TABEL 10 | FLASKEHALS- OG AUKTIONSINDTÆGTER – SOMMERHALVÅRET 2015

(1.000 EUR)	April.	Maj	Juni.	Juli	Aug.	Sep.	Sum
DK1 – DK2	405	634	697	64	894	1.363	4.057
DK1 – NO2	2.086	928	4.895	4.248	8.472	7.368	27.998
DK1 – SE3	631	319	1.878	2.100	2.680	1.562	9.170
DK2 – SE4	1.094	196	1.002	4.449	2.746	3.014	12.502
DK2 – DE	1.538	1.743	3.662	8.737	4.014	2.540	22.232
DK1 – DE	2.064	1.282	2.765	4.017	1.104	1.112	12.345
DK1 – DE: Månedsauktion	37	59	0	17	0	22	134
DK1 – DE: Årsauktion	0	0	0	0	0	0	0
DK2 – DE: Månedsauktion	208	399	431	743	679	560	3.021
DK2 – DE: Årsauktion	218	451	436	451	451	436	2.443

Kilde: Energinet.dk og Nord Pool Spot.

Note: Flaskehalsindtægter per overførselsforbindelse er opgjort i tusinde EUR. De røde markeringer viser den største flaskehalsindtægt per måned.



## 7. MARKEDSKOBLING

64. Ved prisforskelle mellem to prisområder ønskes der et flow af elektricitet fra lav- til højprisområdet for at minimere prisforskellen mellem områderne. I visse tilfælde løber flowet ikke som planlagt, hvilket resulterer i, at elektriciteten løber modsat – altså fra høj- til lavprisområdet.

65. For at vurdere markedskoblingen for de danske overførselsforbindelser sammenlignes spotpriserne med markedskoblingens planlagte udveksling af elektricitet. I selve driftstimen kan der forekomme ændringer af flowets retning grundet intradayhandel eller Energinet.dk's udveksling af regulerkraft mellem prisområder.

66. På den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) har der i sommerhalvåret 2015 været næsten 100 pct. korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. det har været planlagt via markedskoblingen, at elektriciteten skulle sendes fra lavprisområdet til højprisområdet, jf. tabel 11. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i Østdanmark, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet Vestdanmark til højprisområdet Østdanmark.

Der har ligeledes været planlagt korrekt flow ved flaskehalse på Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i hele perioden, jf. tabel 11.

TABEL 11 | PLANLAGT HANDEL PÅ OVERFØRSELSFORBINDELSERNE – SOMMERHALVÅRET 2015

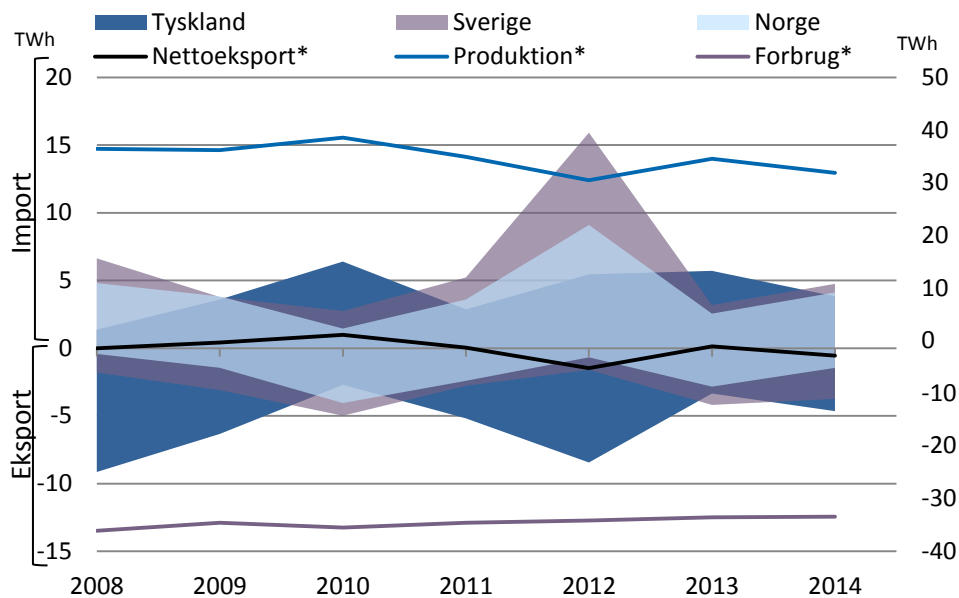
Forbindelse	Prisforskelle og flow	apr-15		maj-15		jun-15		jul-15		aug-15		sep-15	
		Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer
DK1-DK2	Timer med prisforskelle		125		172		173		15		113		352
	Korrekt flow	100%	125	100%	172	73%	126	100%	15	100%	113	75%	265
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	0%	0	27%	47	0%	0	0%	0	25%	87
DK1-NO2	Timer med prisforskelle		231		176		263		191		451		452
	Korrekt flow	86%	198	91%	160	98%	257	98%	187	99%	446	99%	446
	Forkert flow	10%	23	7%	13	2%	6	2%	4	1%	5	1%	6
	Manglende flow	4%	10	2%	3	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
DK1-SE3	Timer med prisforskelle		236		126		222		188		314		388
	Korrekt flow	91%	214	93%	117	97%	216	98%	184	98%	308	80%	309
	Forkert flow	2%	4	6%	7	2%	5	2%	3	0%	1	1%	5
	Manglende flow	8%	18	2%	2	0%	1	1%	1	2%	5	19%	74
DK2-SE4	Timer med prisforskelle		108		46		109		180		312		471
	Korrekt flow	100%	108	100%	46	100%	109	100%	180	100%	312	100%	471
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
DK1-DE	Timer med prisforskelle		540		591		567		652		549		566
	Korrekt flow	74%	397	59%	347	70%	395	46%	297	50%	275	30%	168
	Forkert flow	6%	33	4%	26	3%	16	2%	13	2%	12	5%	26
	Manglende flow	20%	110	37%	218	28%	156	52%	342	48%	262	66%	372
DK2-DE	Timer med prisforskelle		586		527		477		657		481		539
	Korrekt flow	52%	306	98%	516	100%	477	95%	623	97%	466	77%	415
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	48%	280	2%	11	0%	0	5%	34	3%	15	23%	124

Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

Note: Viser flowets planlagte retning ved prisforskelle mellem to prisområder. Korrekt flow viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra lavpris- til højprisområdet. Forkert flow viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra højpris- til lavprisområdet. Manglende flow viser antallet af timer, hvor der ikke har været planlagt et flow på forbindelsen, hvilket ofte skyldes vedligeholdelse af forbindelsen. På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 pct.

## 8. HISTORISK APPENDIKS

FIGUR 14 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT, 2008-2014



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

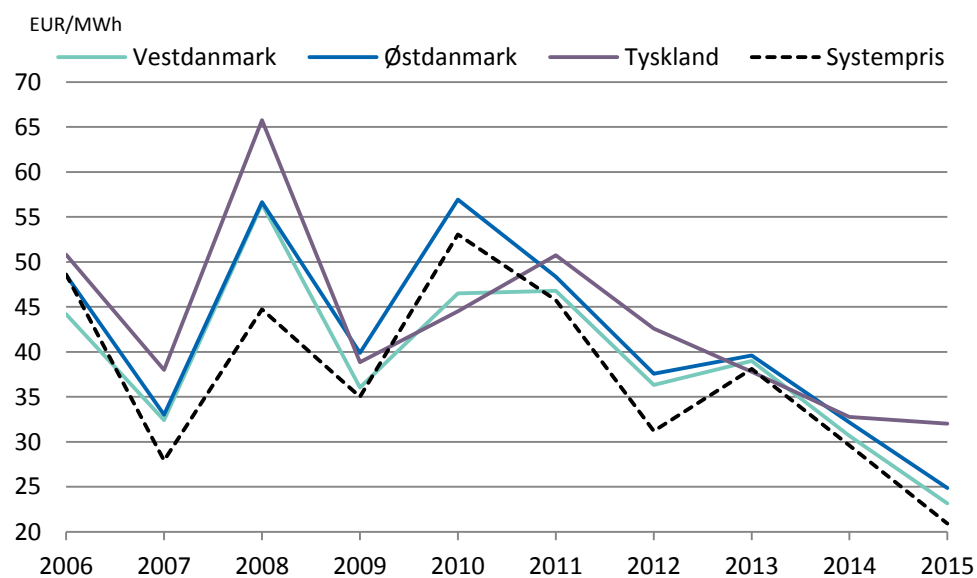
Note: \* Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet.

Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet.

Nettoeksporten er positiv, når der er mere eksport end import og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusiv transmissionstab.

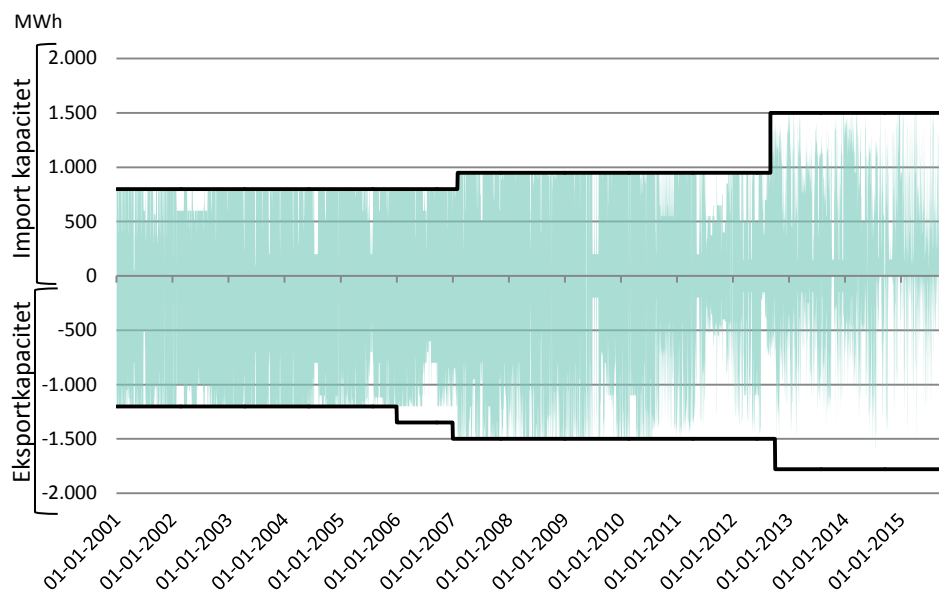
FIGUR 15 | ÅRLIGE PRISER FOR DANMARK OG TYSKLAND, 2006-2015



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

Note: Historisk prisudvikling i Danmark og Tyskland fra 2006. Priserne er års gennemsnit for det pågældende år. Data for 2015 udgør til og med september.

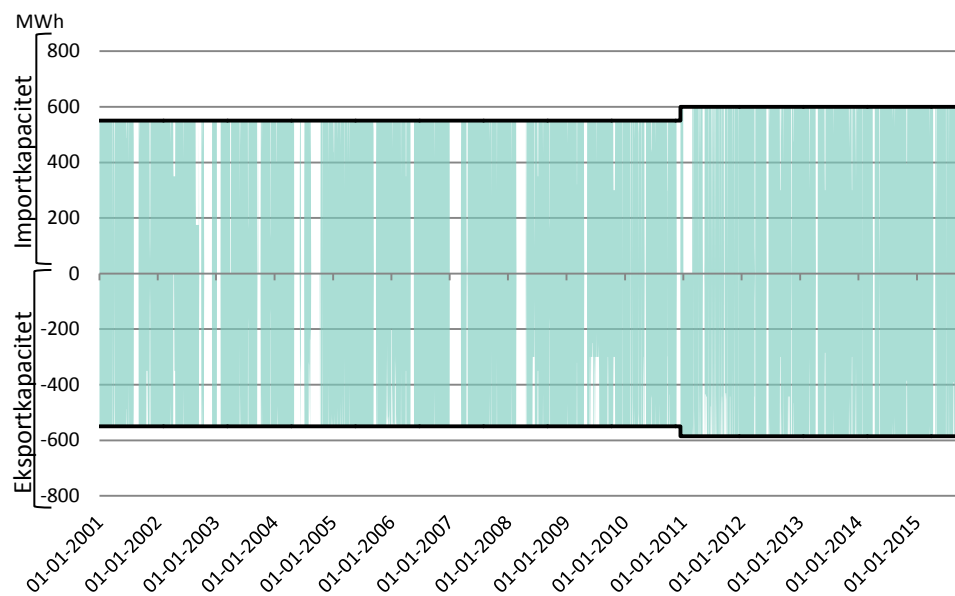
FIGUR 16 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2015



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

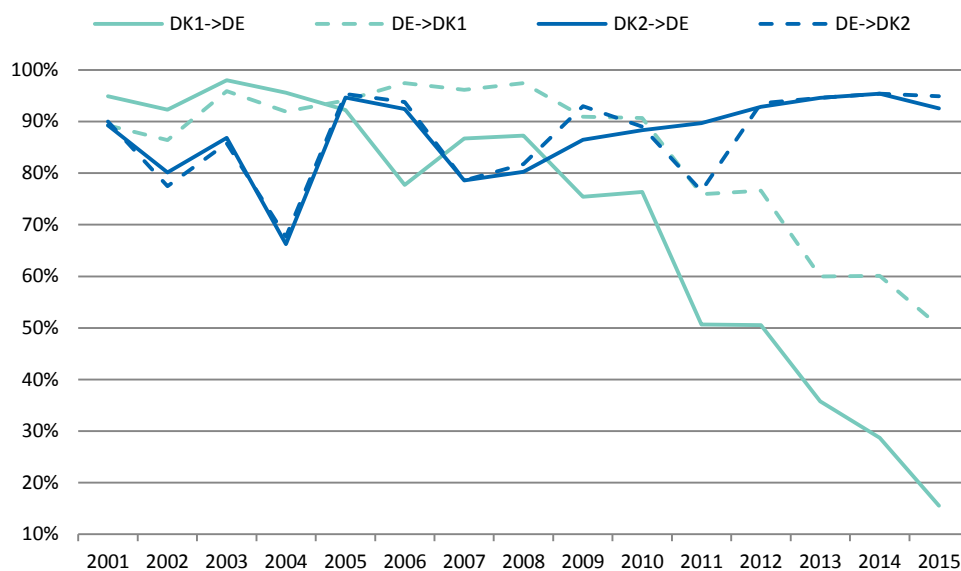
Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2006 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2015 tal er fra 1. januar til 1. november.

FIGUR 17 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM ØSTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2015



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2006 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2015 tal er fra 1. januar til 1. november.

**FIGUR 18 | GENNEMSNITLIG TILGÆNDELIG HANDELSKAPACITET AF DEN NOMINELLE KAPACITET PÅ ÅRSBASIS, 2001-2015**

Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2006 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2015 tal er fra 1. januar til 1. november.

## 9. ORDFORKLARING

Forkortelse/begreb	Forklaring
Adverse flows	Når markedskoblingsstrømmen løber fra en priszone med høj spotpris mod en priszone med lav spotpris.
Afbrydelig kapacitet	Kunden kan ikke være sikker på at modtage kapacitet, da den er købt på afbrydelige vilkår. Kunden nedprioriteres ift. Kunder med uafbrydelig kapacitet.
Bilateral kontrakt	Kontrakter, der indgås direkte mellem køber og sælger uden mellemvirken af en børs. Det samme som OTC.
Blokbud	Et bud på salg eller køb af el, der består af en mængde, en pris og et tidsinterval bestående af et antal sammenhængende timer (hos Nord Pool Spot må et blok bud række over mindst 3 timer). Et blok-bud er fill-or-kill: Aktøren vil enten handle hele den angivne mængde per time – eller ikke handle noget af det angivne volumen overhovedet.
Bundesnetzagentur	Regulator i Tyskland for el, gas, telekommunikation, post og jernbane (Den tyske pendant til Energitilsynet).
Børskontrakt	En kontrakt, en aktør har med en børs. For energibørserne er det en kontrakt, hvor aktører køber energi fra børsen eller sælger energi til børsen. For en finansiel energibørs er det en kontrakt, en aktør har med børsens clearingshus. For elmarkedet er det underliggende aktiv for den finansielle kontrakt som regel en spotpris.
CASC	Capacity Allocating Service Company er en auktionsplatform for transmissionskapacitet, som faciliterer køb og salg af transmissionskapacitet på en enkelt auktionsplatform på tværs af grænserne for det Centrale Vesteuropa, Italien, det nordlige Schweiz og dele af Skandinavien.
CfD	[CfD, Contract for difference] En finansiel forwardkontrakt. CfD kontrakten sikrede mod risikoen for, der var forskel mellem en områdepris og systemprisen. For en CfD kontrakt var det underliggende aktiv dermed områdepris – systempris. Navnet CfD blev per september 2013 erstattet af navnet EPAD. Bortset fra navnet er CfD og EPAD kontrakterne ens.
Day ahead	Produkt med levering af el næste dag.
DK1	Danmark vest for Storebælt. DK1 er et prisområde.
DK2	Danmark øst for Storebælt. DK2 er et prisområde.
Driftsdøgnet	Det døgn hvor den elektriske energi bliver produceret og forbrugt.
Driftstimen	Den time hvor den elektriske energi bliver produceret og forbrugt.
EksPLICIT auktion	To systemansvarlige har på hver sin side af grænsen et fælles auktionssystem til køb af kapacitet.
Elbas	Intradaymarked drevet af Nord Pool Spot.
Elspot	Day-ahead marked drevet af Nord Pool Spot.
EMCC	[EMCC, European Market Coupling Company] Indtil 4. marts 2014 beregnede EMCC markedskoblingsflowet for forbindelserne mellem de nordiske lande og Kontinentaleuropa. EMCC ejes i fællesskab af elbørser og TSO'er.
ENTSO-E	[ENTSO-E, European Network of Transmissions System Operators for Electricity] Europæisk samarbejde for TSO'er på elmarkedet.



EPAD	Forkortelse af Electricity Price Area Differential. En finansiel forward kontrakt. En EPAD kontrakt sikrer mod risikoen for, der er forskel mellem en områdepris og systemprisen. For en EPAD kontrakt er det underliggende aktiv dermed områdepris – systempris. Navnet EPAD erstattede 30. september 2013 navnet CfD. Bortset fra navnet er CfD og EPAD kontrakterne ens.
EPEX Spot	[EPEX, European Power Exchange] Elbørs for spothandel i Frankrig, Tyskland, Østrig og Schweiz. Grundlagt af den tyske børs EEX og den franske børs Powernext i 2008.
Flaskehals	Når der eksisterer prisforskel mellem to prisområder. En flaskehals skabes, når efterspørgslen i et område er så høj, at den ønskede import fra naboområdet overstiger importhandelskapaciteten på forbindelsen.
FNR	[FNR, Frekvensstyret normaldriftsreserve] Reserve i DK2. Bruges af Energinet.dk til at varetage forsyningssikkerheden.
Forward	Terminkontrakt. En fysisk forward er en bindende aftale om fremtidig levering af en vare (fx el) til en på forhånd aftalt pris. På elmarkedet er en finansiel forward en kontrakt, der normalt har en spotpris som underliggende aktiv.
Futures	En fysisk future en bindende aftale om fremtidig levering af en vare (fx el) til en på forhånd aftalt pris. På elmarkedet er en finansiel future en kontrakt, der normalt har en spotpris som underliggende aktiv.
Handelskapacitet	Den tilgængelige kapacitet for spotmarkedet. Er ofte lavere end den nominelle transmissionskapacitet, grundet tilbageholdelse af reserver, revision, havari eller administration af forbindelse.
HVDC-forbindelse	[HVDC, High Voltage Direct Current] En jævnstrømsforbindelse, der drives ved høj spænding (normalt 100.000 V eller højere). Anvendes bl.a. på Storebæltsforbindelsen mellem DK1 og DK2.
Implicit auktion	Fælles betegnelse for marked splitting og market coupling.
Intraday	Produkt med levering af el samme dag som kontrakten indgås. Handel med el efter kl. 12 (centraleuropæisk tid) kaldes dog også intradayhandel, dersom leveringstidspunktet er den følgende dag.
ITVC	[ITVC, Interim Tight Volume Coupling] ITVC var en midlertidig markedskoblingsløsning på alle forbindelser mellem Norden og det centrale Vesteuropa. ITVC var baseret på volumenkobling og gennemførtes af EMCC. Den 4. marts 2014 blev ITVC erstattet af PCR.
Kontek	Forbindelsen mellem DK2 og Tyskland.
Konti-Skan	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og SE3.
LFC	[LFC, Load Frequency Control] Sekundær reserve i DK1. Symmetrisk ydelse, der købes månedligt. Bruges af Energinet.dk til at sikre forsyningssikkerheden.
Markedsandel	Den mængde el som sælges på et marked i forhold til den samlede produktion og forbrug.
Markedskoblingsstrøm	For elmarkedet fastsætter spotbørserne ikke alene spotpriserne for den følgende dag. Spotbørserne beregner også planerne for den næste dags energistrømme over elnettets flaskehalse (for de områder, hvor der er markedskobling eller markedssplitting). Disse planlagte energistrømme kan senere ændres af grænseoverskridende intra-day handel eller af TSO'ernes grænseoverskridende udveksling af regulér-energi.
Market coupling/markedskobling	Når to børser håndterer strømmen henover den grænse, hvor de to børser mødes.
Market splitting/markedssplitting	Når en børs håndterer strømmene over flaskehalsene i børsens eget område.
Nasdaq OMX commodities	Finansiel børs hvor der bl.a. handles med nordiske finansielle kontrakter

	til sikring mod prisudsving ved handel med elektricitet (dvs. de finansielle kontrakter har nordiske spotpriser som det underliggende aktiv).
NO2	[NO2, Kristiansand] Et prisområde i Norge (den sydligste priszone i Norge).
NOIS	[NOIS, Nordic Operation Information System] (Nordic Operation Information System) En fællesnordisk liste vedligeholdt af de nordiske systemansvarlige. Listen rummer de tilbud om køb og salg af regulér-energi, kommercielle aktører har sendt til de nordiske TSO'er.
Nominal transmissionskapacitet	Den kapacitet, der maksimalt kan udveksles mellem to prisområder.
NordREG	Sammenslutningen af de fem nordiske energiregulatorer fra Norge, Sverige, Finland, Island og Danmark. Etableret i 2002.
NPS	[NPS, Nord Pool Spot] Elbørs i Norden.
Områdepris	[Områdepris, priszone] Spotpris for et givet prisområde. Da der er begrænset transmissionskapacitet mellem områderne, vil der undertiden opstå flaskehalse. Markedskobling/splitting flytter mest mulig strøm fra overskudsområder til underskudsområder, men som følge af flaskehalse i elnettet vil områdepriserne ofte blive forskellige.
Options	En rettighed til køb af (call option) eller salg af (put option) et underliggende aktiv på et på forhånd aftalt tidspunkt og til en på forhånd fastsat aftalekurs.
OTC-kontrakt	[OTC, Over-The-Counter] En handel mellem to parter, hvor der ikke har været en børs involveret i handlen. Se også bilateral handel.
Priskobling	Markedskobleren beregner både morgendagens priser og alle planer for flowet mellem budområderne.
Priskorrelationskoefficient	Måler i hvor høj grad to spotpriser samvarierer over en given periode. Måler hermed f.eks. hvordan en prisstigning i område A falder sammen med en tilsvarende prisstigning i område B. Tallet 1 angiver, de to spotpriser bevæger sig i perfekt takt. Tallet 0 (nul) angiver, der ikke er nogen grad af samvariation mellem de to spotpriser overhovedet.
Priszone/prisområde	Et geografisk område indenfor hvilket aktørerne kan handle strøm med hinanden og med den lokale spotbørs uden at bekymre sig om flaskehalse i elnettet indenfor priszonen. På grund af fraværet af flaskehalse vil spotbørsen altid for hver driftstime fastsætte én spotpris for hele priszonen.
PTR	Rettigheden til fysisk at overføre en bestemt mængde el på en overførselsforbindelse på et bestemt tidspunkt.
Ramping-betingelse	De systemansvarlige har bestemt, markedskoblingsstrømmen på en HVDC forbindelse maksimalt kan ændre sig med 600 MW fra en time til den næste. Denne begrænsning på ændringer i markedskoblingsstrømmen kaldes ramping. Er indlagt for at sikre en sikker drift af elsystemet.
Regulerkraft/regulereenergi	Elektrisk energi som balanceansvarlige markedsaktører tilbyder at handle med Energinet.dk i driftstimen.
SE3	[SE3, Stockholm] Et prisområde i Sverige. Området rummer bl.a. Stockholm.
SE4	[SE4, Malmö] Det sydligste prisområde i Sverige. Området rummer bl.a. Malmö.
SESAM	Det IT-system Nord Pool Spot indtil 4. marts 2014 brugte til at beregne spotpriser i Baltikum og Norden.
SET	[SET, Sekretariatet for Energitilsynet].
Skagerrak	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og NO2.
Spotkontrakt	En kontrakt, hvor en aktør handler elektrisk energi med en spotbørs.

Spotpris	En elpris for en gros markedet fastsat af en spotbørs. Efter kl. 12 (central-europæisk tid) fastsætter spotbørserne en spotpris for hver time for den følgende dag. Spotpriserne for den følgende dag publiceres normalt kort før kl. 13 (centraleuropæisk tid). Eksempler på spotbørser: I Baltikum og Norden har vi spotbørsen Nord Pool Spot. I Tyskland, Frankrig, Østrig og Schweiz Schweiz opererer spotbørsen EPEX Spot.
Spread	Forskellen mellem den pris, som en køber tilbyder (bid price), og den, som en sælger forlanger (ask price) ved handel. Begrebet bruges ved kontinuerlig handel.
Storebæltsforbindelsen	Elforbindelsen mellem DK1 og DK2.
Systemansvarlig transmissionsvirksomhed	Energinet.dk er systemansvarlig transmissionsvirksomhed for det danske el- og gassystem, og skal sikre balance mellem forbrug og produktion.
Systempris	En virtuel spotpris. Systemprisen er den fælles spotpris, der ville være mellem Danmark, Finland, Norge og Sverige, hvis der ikke var flaskehalse i det elnet, der dækker de fire lande.
Systemydelse	For at vedligeholde forsynings sikkerheden handler Energinet.dk med systemydelser for elmarkedet i form af reserver og regulerkraft.
TenneT GmbH	Hollandsk ejet netselskab, der ejer en del af transmissionsnettet i Tyskland. TenneT GmbH ejer bl.a. transmissionsnettet i Slesvig-Holsten.
ToP-kontrakt	[ToP, Take-or-Pay] Kendetegnet ved komplekse bilaterale forhandlinger på et uorganiseret marked. Er ikke forpligtet til at aftage en fast mængde hver dag, men i stedet aftage en mængde indenfor en på forhånd fastsat ramme.
TSO/Transmissionssystemoperatør	[TSO, Transmissionssystemoperatør] Virksomhed, der er ikke-kommerciel, neutral og uafhængig af markedsaktørerne. Den danske TSO er Energinet.dk, der ejer og driver transmissionsnettene i Danmark. Generelt er en TSO en aktør der ejer højspændingsnettet i sit område og er ansvarlig for områdets forsynings sikkerhed. De fleste EU-lande har kun én TSO. I Tyskland er der dog 4 TSO'er.
Uafbrydelig kapacitet	Kunden er sikker på at modtage sin kapacitet, da den er købt på uafbrydelige vilkår. Kunden prioriteres fremfor kunder med afbrydelig kapacitet
UIOLI	[UIOLI, Use-It-Or-Lose-It] En aktør, der ikke kan/vil bruge sin grænseoverskridende kapacitet, kan ikke gensælge kapaciteten.
UIOSI	[ITOSI, Use-It-Or-Sell-It] En aktør, der ikke kan/vil bruge sin grænseoverskridende kapacitet, kan sælge den igen. Alternativt kan aktøren give kapaciteten til markedskoblingen og til gengæld få den flaskehalsindtægt, kapaciteten genererer.
Uorganiseret marked	Hvor handlen ikke forekommer på børser, men foretages bilateralt.
Velfærdskriteriet	Et kriterium der anvendes ved beregning af markedskoblingsflow og spotpriser. Kriteriet siger, at blandt de mulige løsninger skal algoritmen vælge den løsning, der maksimerer værdien af spothandlen.
Volumenkobling	Markedskobleren beregner kun morgendagens planer for flowet mellem to børser.
Øresund	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK2 og SE4.

## 9.1 ENHEDER

Enhed	Definition
GW	Gigawatt, en måleenhed for el. 1 GW svarer til 1.000 MW.
GWh	Gigawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 GW.
J	Joule, en energimåleenhed. 1 J svarer til produktionen eller forbruget af 1 W på et sekund.
kV	Kilovolt, en spændingsenhed i et elektricitetsnet. 1 kV svarer til 1.000 V.
kW	Kilowatt, en måleenhed for el. 1 kW svarer til 1.000 W.
kWh	Kilowatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 kW.
M3	En kubikmeter.
MJ	Megajoule, en energimåleenhed. 1 MJ svarer til 1.000.000 J.
MW	Megawatt, en måleenhed for el. 1 MW svarer til 1.000 kW.
MWh	Megawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 MW.
TJ	Terajoule, en energimåleenhed. 1 Tj svarer til 1.000 GJ.
TW	Terawatt, en måleenhed. 1 TW svarer til 1.000 GW.
TWh	Terawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 TW. 1 TWh svarer til 1.000 GWh.
V	Volt, en spændingsenhed.
Watt	Watt (W), en måleenhed. 1 W svarer til produktionen eller forbruget af 1 J pr. sekund.
Wh	Watttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 MW.
Omregning	1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh = 1.000.000.000 Wh