



ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – VINTERHALVÅRET 2015/2016

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	8
3.3 PRISKORRELATION	9
3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL.....	10
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 faldende tendens i elpriserne i vinterhalvåret 2016, dvs. fra 4. kvartal 2015 til 1. kvartal 2016. Der har været relativt store udsving i spotpriserne i Danmark gennem vinterhalvåret 2016 med daglige spotpriser varierende mellem 3,7 og 88,1 EUR/MWh. Den gennemsnitlige daglige spotpris for hele vinterhalvåret 2016 var 23,3 EUR/MWh. Det danske marked oplevede de laveste spotpriser i Vestdanmark d. 28. marts 2016, hvor vindproduktionen bidrog med 72 pct. af el-produktionen.

2. Opgjort pr. time var de højeste spotpriser 214,3 EUR/MWh i vinterhalvåret 2016 og de laveste var -16,1 EUR/MWh. Der har således ikke været ekstreme priser i vinterhalvåret 2016 i forhold til prisloftet på 3.000 og -500 EUR/MWh.

3. Danmark har i vinterhalvåret 2016 været nettoimportør af elektricitet (1,8 TWh). Danmark har importeret mest elektricitet fra Norge (ca. 3,0 TWh) og eksporteret mest til Sverige (ca. 2,4 TWh).

4. Ca. 90,6 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i vinterhalvåret 2016, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool, mens ca. 2,5 pct. blev handlet på intradaymarkedet.

5. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I vinterhalvåret 2016 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været meget begrænset kapacitet til rådighed. Alene 5 pct. af den nominelle kapacitet var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 87 pct. af den nominelle kapacitet var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

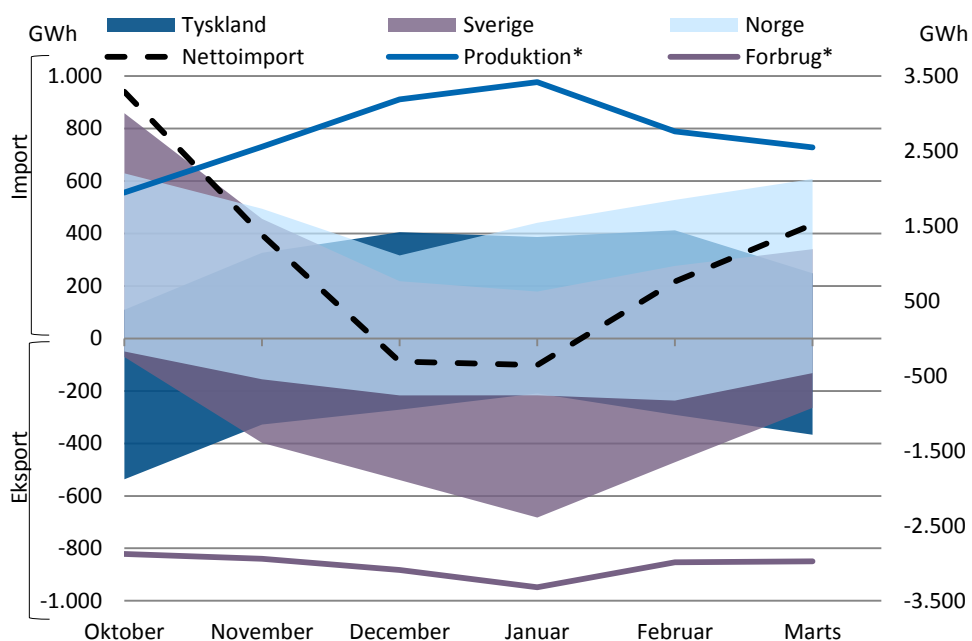
6. De danske overførselsforbindelser har i vinterhalvåret 2016 haft et korrekt flow i over 90 pct. af tiden med undtagelse af forbindelsen DK1-DE, hvor der i 30 pct. af tiden har været korrekt flow.

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

2. PRODUKTION OG FORBRUG

8. Danmark har i vinterhalvåret 2016 haft en negativ nettoeksport (dvs. en positiv nettoimport) på 1.798 GWh, hvilket er 1.628 GWh mere sammenlignet med samme periode sidste år. Både produktion og forbrug af elektricitet i vinterhalvåret 2016 var højere sammenlignet med samme periode sidste år. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Norge (3.018 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Sverige (2.427 GWh), jf. figur 1 (og figur 14 i appendiks for tidligere år).

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – VINTERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

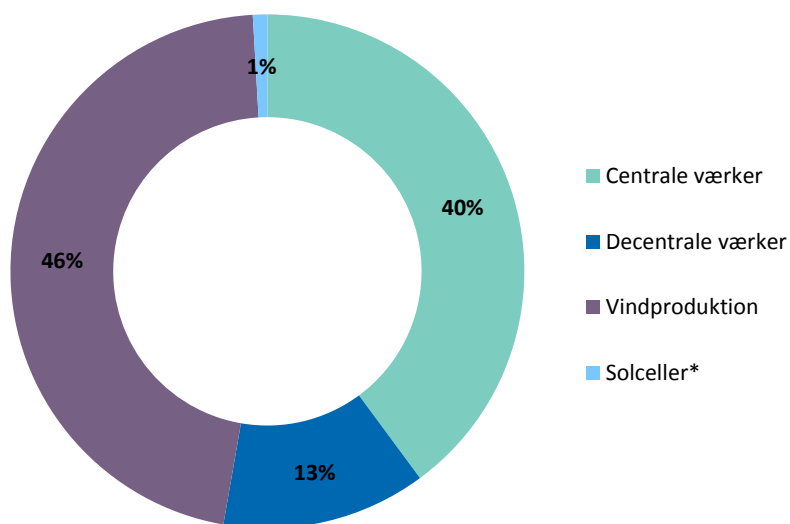
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoimporten er positiv, når der er mere import end eksport og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusiv transmissionstab.

9. 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 46 pct. og 40 pct. af den samlede danske produktion for vinterhalvåret 2016, mens decentrale værker og solceller udgjorde henholdsvis 13 pct. og 1 pct., jf. figur 2.

10. I forhold til sommerhalvåret 2015 udgør vindenergi, solceller og decentrale værker i vinterhalvåret 2016 henholdsvis 11, 3 og 1 procentpoint mindre end tidligere, mens de centrale værker modsat udgør 15 procentpoint mere.

11. Vindproduktionen har bidraget med mellem 2 pct. og optil 81 pct. af den daglige samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – VINTERHALVÅRET 2016

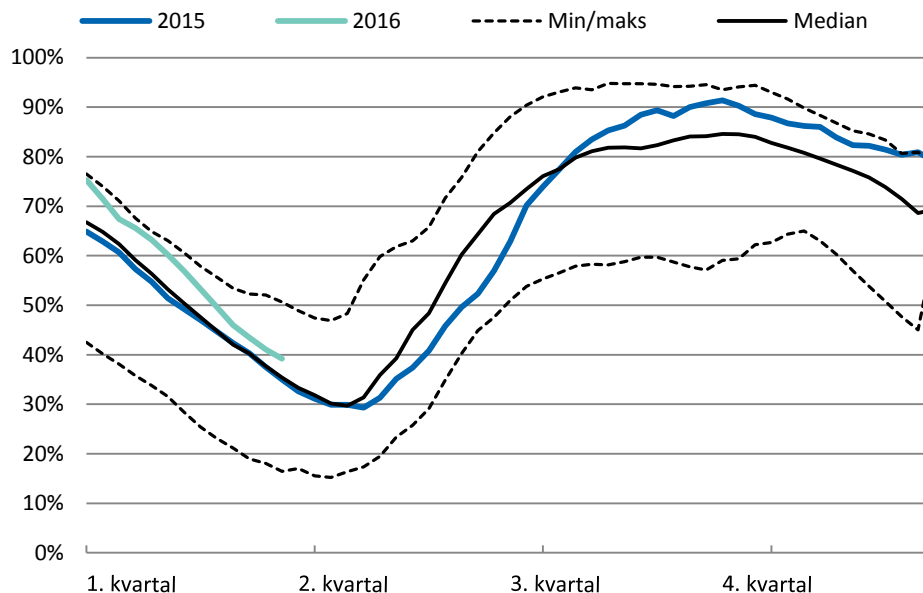


Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for vinterhalvåret 2016.

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

FIGUR 3 | PROCENTVIS FYLDNING AF ALLE VANDRESERVOIRER I NORDEN – 2015 – 2016



Kilde: Nord Pool

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

12. Et mildt og vådt efterår i Norden har medvirket til, at fyldningsgraden i de nordiske vandmagasiner har ligget over normalen siden starten af 3. kvartal 2015. Det har dog konvergeret mod normalen hen over vinteren og i starten af foråret grundet mere tørt og koldt vejr, jf. figur 2. I sidste uge af 2015 var der en fyldningsgrad på 80,9 pct., hvilket er 12,3 procentpoint højere end medianen for den pågældende periode og samtidig den højeste målte fyldningsgrad for den pågældende periode siden 1990. Fyldningsgraden toppede ved 91,4 pct. i starten af 4. kvartal 2015, hvilket er 16,2 procentpoint højere end for samme periode 2015.

13. Overordnet set følger fyldningen i de nordiske vandreservoirer det typiske sæsonmønster – fortsætter dette mønster, vil fyldningsgraden være faldende på vej ind mod 2. kvartal 2016.

3. BØRSPRISER

3.1 SPOTMARKED

14. 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

2015 blev 92,6 pct.¹ af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

15. 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 generelt faldet (jf. figur 15 i appendiks for den historiske prisudvikling).

16. Der har været større udsving i spotpriserne i Vest- og Østdanmark gennem vinterhalvåret 2016 med daglige spotpriser varierende mellem 3,7 og 51,9 EUR/MWh for Vestdanmark og 8,7 og 88,1 EUR/MWh for Østdanmark, jf. figur 4. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark igennem hele vinterhalvåret 2016 var 23,3 EUR/MWh, mens den gennemsnitlige spotpris for hhv. Vest- og Østdanmark lå på 22,5 og 24,1 EUR/MWh.

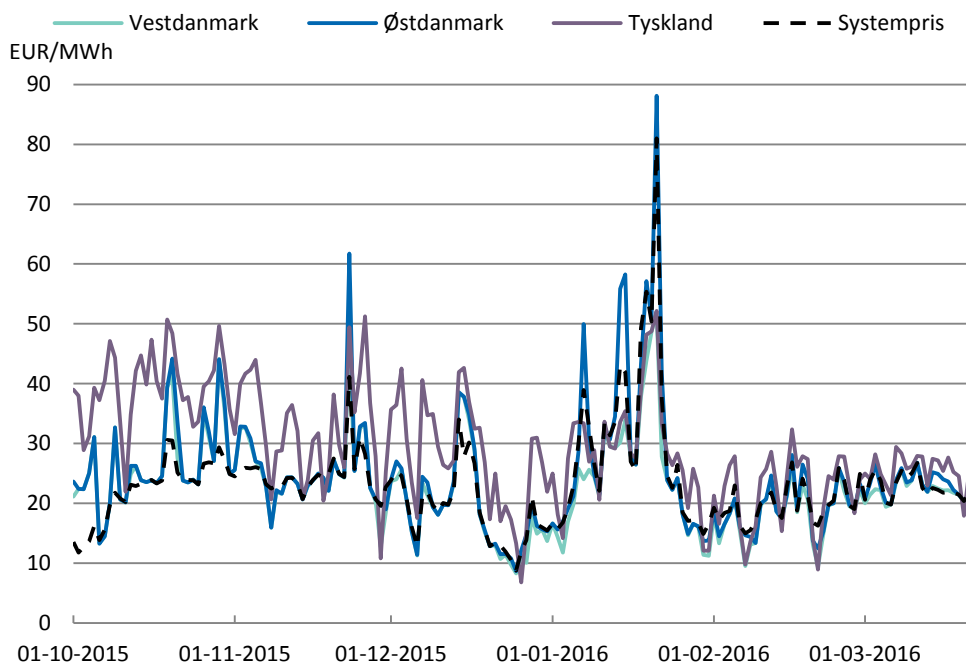
17. De laveste danske daglige spotpriser på 3,7 EUR/MWh var at finde i Vestdanmark d. 28. marts 2016, hvilket bl.a. var forårsaget af, at der var et betydeligt udbud af el, som følge af en stor vindproduktion, som denne dag udgjorde 72 pct. af den samlede produktion. Periodens højeste daglige spotpriser på 88,1 EUR/MWh i Østdanmark forekom den 21. januar 2016, hvilket bl.a. skyldtes en forholdsvis lav vindproduktion i Danmark, som kun udgjorde 10 pct. af den samlede produktion. Slutteligt var der høje daglige spotpriser på 61,7 EUR/MWh i Østdanmark d. 23. november 2015, bl.a. som følge af koldt vejr i det meste af Norden samt særdeles lav vindproduktion

18. På timebasis var den højeste danske spotpris den 21. januar 2016 kl. 9-10 på 214,3 EUR/MWh, omvendt var den laveste danske spotpris på -16,1 EUR/MWh den 8. november 2015 kl. 3-4.

19. På timebasis for Vest- og Østdanmark til sammen har der i vinterhalvåret 2016 været 61 timer med negative spotpriser. På dagsbasis har der ikke været nogen negative spotpriser.

¹ I denne beregning er der ikke taget højde for Litauens elforbrug og elhandel – data stammer fra Nord Pool.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk.

Note: Prisudviklingen på spotmarkedet for Vest- og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris for vinterhalvåret 2016. 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

20. 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 intradayhandelsplatformen Elbas. På intradaymarkedet har aktører mulighed for at handle sig i balance. Der kan eksempelvis være behov herfor, hvis en producent tvinges til driftstop, eller en vindmøllepark producerer mere eller mindre el end først antaget.

21. Andelen af den handlede mængde på intradaymarkedet målt i forhold til den samlede handlede mængde på Nord Pool er relativt 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 | HANDELT VOLUME I INTRADAYMARKEDET I FORHOLD TIL DEN SAMLEDE HANDELT VOLUME PÅ NORD POOL – VINTERHALVÅRET 2016

Handlet volumen i procent	4. kvartal 2016	1. kvartal 2016
Danmark	2,8 pct.	2,7 pct.
Norge	0,2 pct.	0,1 pct.
Sverige	1,2 pct.	1,1 pct.
Finland	1,4 pct.	1,0 pct.

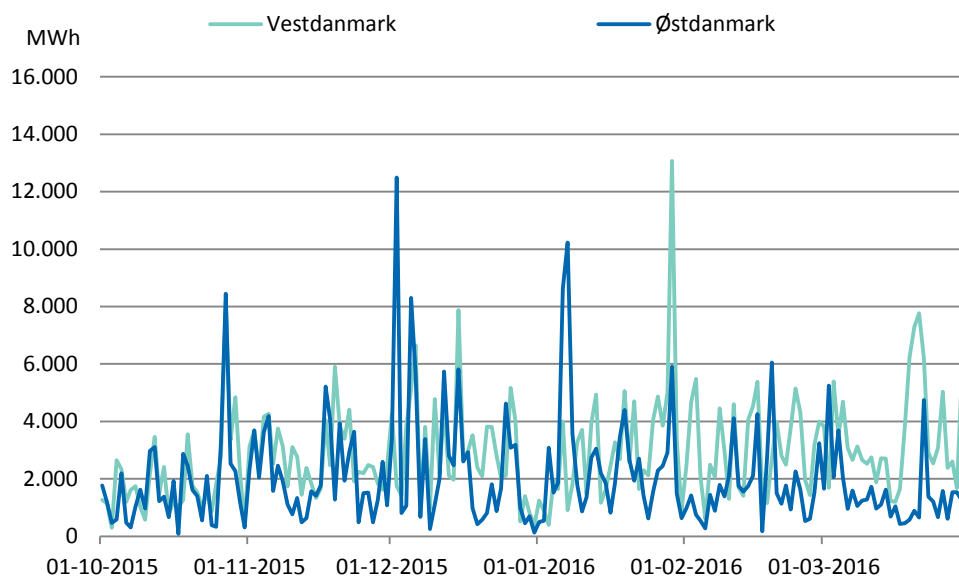
Kilde: Nord Pool og egne beregninger.

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

22. 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.

23. 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 | HANDELT VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – VINTERHALVÅRET 2016



Kilde: Nord Pool.

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

3.3 PRISKORRELATION

24. 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 kor-

relationskoefficient kan forklares ved flaskehalse. Flaskehalse bliver behandlet i kapitel 6.

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEM PRISOMRÅDER

Korrelationskoefficienter	Vinterhalvåret 2015	Sommerhalvåret 2015	Vinterhalvåret 2016
DK1 - DK2	0,88	0,89	0,83
DK1 - System	0,70	0,77	0,74
DK1 - DE	0,79	0,78	0,78
DK2 - System	0,75	0,82	0,90
DK2 - DE	0,75	0,65	0,64

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis.

25. Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er faldet i vinterhalvåret 2016 i forhold til tidligere, men er fortsat høj (0,83). Vinter- og sommerhalvåret 2015 viste ligeledes en høj priskorrelation på henholdsvis 0,88 og 0,89. DK1 og DK2's priskorrelation med Systemprisen i Norden er henholdsvis forværret og forbedret siden sommerhalvåret 2015 med DK1 på 0,74 og DK2 på 0,90 (en høj priskorrelation), mens priskorrelationen med den tyske børspris fortsat er uændret og relativ lav i forhold til den normale høje priskorrelation mellem DK1 og DK2, jf. tabel 2.

3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDET PÅ NORD POOL

26. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool målt i forhold til bruttoforbrug og -produktion har været mellem 91,7 og 94,3 pct. i vinterhalvåret 2016. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool, mens den resterende del handles bilateralt udenom Nord Pool. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 89,3 pct. i 4. kvartal 2015 og 91,8 pct. i 1. kvartal 2016. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 2,4 pct. i 4. kvartal 2015 og 2,6 pct. i 1. kvartal 2016, jf. tabel 3.

TABEL 3 | MARKEDSANDELE FOR EL HANDET I DANMARK PÅ NORD POOL – VINTERHALVÅRET 2016

Markedsandel i procent	4. kvartal 2015	1. kvartal 2016
Elsport volumen	89,3 pct.	91,8 pct.
Elbas volumen	2,4 pct.	2,6 pct.
Samlet børshandel	91,7 pct.	94,3 pct.

Kilde: Nord Pool, Energinet.dk og Energistyrelsen.

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

4. FINANSIELLE MARKEDER

27. 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.

28. 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.

29. 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

30. 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.

31. I tabel 4 og 5 er mængderne for årskontrakter fordelt ligeligt pr. kvartal i 2015 og 2016. Ydermere er månedskontrakter for de enkelte måneder i kvartalet lagt sammen. De prissikrede mængder er vurderet i forhold til bruttoforbruget i samme kvartal. Tabel 4 og 5 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 – VINTERHALVÅRET 2016

Mængder i MWh	4. kvartal	1. kvartal
Årskontrakter	429.240	283.284
Kvartalskontrakter	550.041	681.096
Månedskontrakter	563.113	696.161
Sum	1.542.394	1.660.541
Bruttoforbrug af elektricitet	5.369.975	5.538.355
Andel	28,7 pct.	30,0 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.

TABEL 5 | MÆNGDER OG ANDELE FOR EPAD-KONTRAKTER ØSTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2016

Mængder i MWh	4. kvartal	1. kvartal
Årskontrakter	494.940	430.416
Kvartalskontrakter	615.888	643.985
Månedskontrakter	505.704	660.321
Sum	1.616.532	1.734.722
Bruttoforbrug af elektricitet	3.083.186	3.728.095
Andel	50,8 pct.	46,5 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.

32. Det fremgår af tabel 4 og 5, at andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højest i Østdanmark, på nær for månedskontrakterne. I forhold til 3. kvartal 2015 er andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter for 4. kvartal 2015 og 1. kvartal 2016 faldet med henholdsvis 3,1 og 1,8 procentpoint i Vestdanmark. Tilsvarende er andelen steget i Østdanmark med henholdsvis 8,8 og 4,5 procentpoint.

4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

33. Det er muligt at købe en fysisk transmissionsrettighed (Physical Transmission Right – PTR) på den elektriske storebæltsforbindelse, 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).

34. 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 risikoafdække prisudsving mellem to prisområder. Auktionerne af PTR-rettigheder drives af selskabet JAO (Joint Allocation Office), 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.

35. 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.

36. De efterspurgte PTR mængder for månedsprodukter på de enkelte forbindelser for vinterhalvåret 2016 er flere gange større end de allokerede (udbudte) PTR mængder, jf. tabel 6. De efterspurgte mængder er defineret ved de mængder, som markedsaktører har indsendt et prisbud på i forbindelse med de afholdte auktioner hos JAO.

TABEL 6 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET MÅNEDSKAPACITET FOR PTR – VINTERHALVÅRET 2016

MW – Efterspurgt/allokeret	Oktober	November	December	Januar	Februar	Marts
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	700/120	-	907/119	765/120	840/120	811/120
DE → DK1	1.208/250	1.798/349	1.569/350	1.150/300	1.455/300	1.460/300
DE → DK2	745/119	889/120	873/120	760/120	769/120	771/120
DK1 → DK2	1.005/150	1.102/150	921/150	800/150	860/150	828/150
DK2 → DK1	905/148	1.010/148	984/147	735/150	850/150	784/150

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

37. I december 2015 var den efterspurgte mængde 907 MW på forbindelsen Øst-Danmark – Tyskland, mens den allokerede mængde var 119 MW. Efterspørgslen var således næsten 8 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. Det er en generel tendens, at de efterspurgte mængder er højere end de allokerede mængder. For forbindelsen Vestdanmark – Tyskland i eksportretningen er der ikke udbudt PTR-retigheder på månedsbasis for vinterhalvåret 2016, jf. kapitel 5 om kapacitet.

38. Når JAO 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 residualmængden, 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.

39. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE er faldet gennem 1. kvartal 2016 fra 4,21 til 2,65 EUR/MWh, omvendt forholder det sig for den modsatte retning DE til DK2, hvor priserne er steget fra 0,86

til 0,98 EUR/MWh. Prisen for den elektriske storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 er faldet fra 2,43 til 1,5 EUR/MWh, hvilket også er tilfældet i den modsatte retning DK2 til DK1, hvor prisen er faldet fra 0,05 til 0,04 EUR/MWh. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen været mere eller mindre stabil på 0,2 EUR/MWh, jf. tabel 7.

TABEL 7 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2016

EUR/MWh	Oktober	November	December	Januar	Februar	Marts
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	7,41	-	3,79	4,21	3,11	2,65
DE → DK1	0,18	0,19	0,54	0,2	0,23	0,2
DE → DK2	0,68	0,88	1,41	0,86	2,1	0,98
DK1 → DK2	1,87	1,92	3,13	2,43	3,68	1,5
DK2 → DK1	0,03	0,05	0,08	0,05	0,04	0,04

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

Efterspørgslen efter PTR årsprodukter er større end den allokerede mængde, jf. tabel 8, men som nævnt er efterspørgslen ikke nødvendigvis kun et ønske om pris-sikring, men kan også afspejle en mere spekulativ budgivning.

TABEL 8 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET SAMT PRISER FOR PTR ÅRSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2016

	Efterspurgt (MW)	Allokeret (MW)	Pris (EUR/MWh)
DK1 → DE	-	-	-
DK2 → DE	756	120	5,3
DE → DK1	805	150	0,51
DE → DK2	820	120	1,5

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

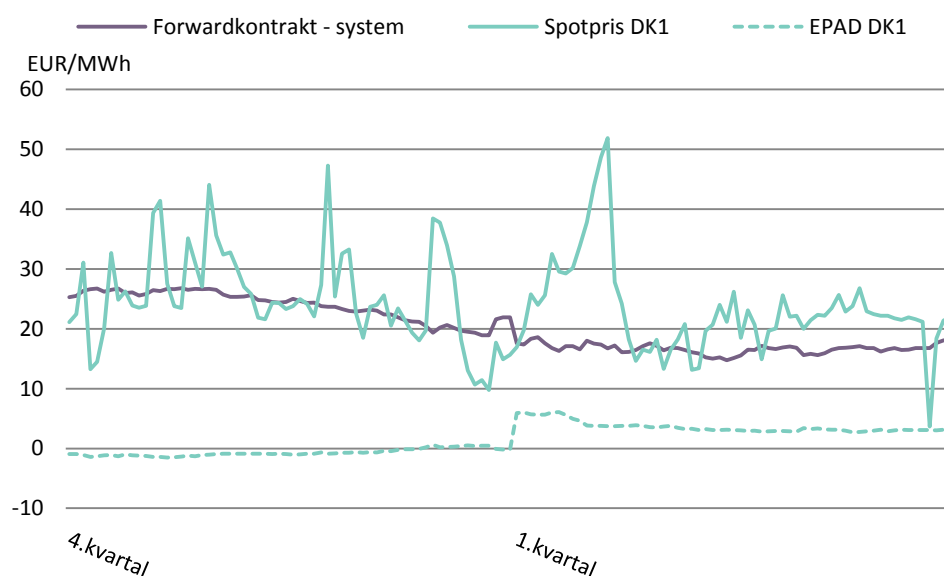
40. Der er ikke udbudt PTR-rettigeheder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland, jf. tabel 8. Prisen på PTR årsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har i vinterhalvåret 2016 ligget over prisen for et PTR månedsprodukt for månederne i 1. kvartal 2016. For forbindelsen i den modsatte retning har prisen for årsproduktet for vinterhalvåret 2016 været højere end prisen for et PTR månedsprodukt i hele perioden. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen på PTR årsproduktet været højere end prisen på månedsprodukterne for hver måned i 1. kvartal 2016, 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

41. 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 strukturelle ændringer vil påvirke forventningerne til de fremtidige spotpriser. Forwardkontrakten giver indehaveren ret til at indkøbe elektricitet på Nord Pool for en fremtidig periode til en fast pris fastlagt i forwardkontrakten, jf. figur 6 og 7 for børspriser i henholdsvis Vest- og Østdanmark, som er lavet på baggrund af kvartalskontrakter.

FIGUR 6 | BØRSPRISER VESTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2016



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

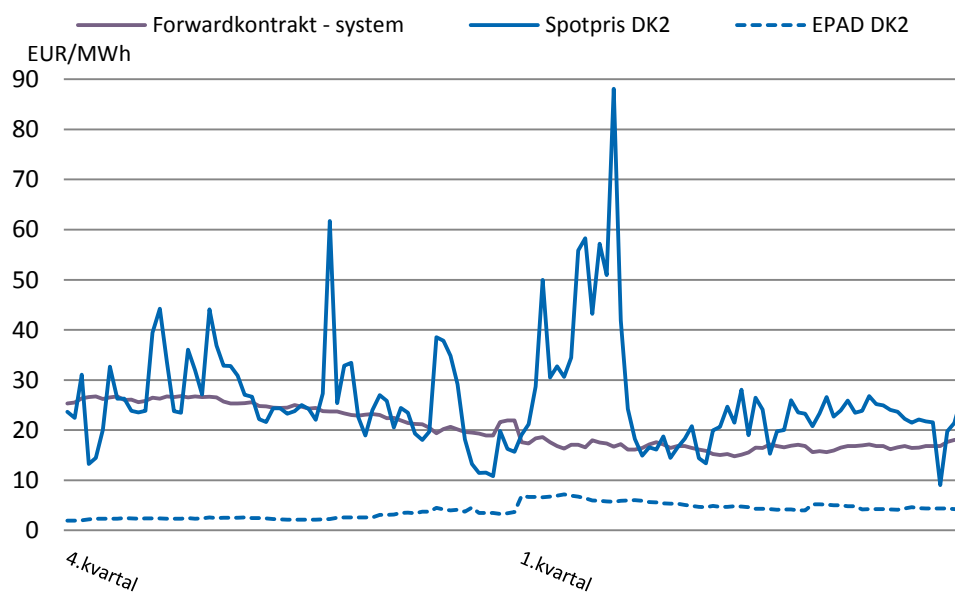
Note: Figuren viser spotpriser og priser for en forward- og en EPAD-kontrakt for den samme handelsdag. Leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Priserne for en given dag bliver vist, hvor leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for forward- og EPAD-kontrakter i 4. kvartal 2015 vist for kontrakter med leveringsperiode i 1. kvartal 2016. Prisen på en EPAD kontrakt er givet ved områdeprisen minus systemprisen. En positiv EPAD indebærer, at områdeprisen er større end systemprisen, mens en negativ EPAD pris modsat indebærer, at områdeprisen er lavere end systemprisen.

42. Prisen for system-forwardkontrakterne, som er blevet indgået i 4. kvartal 2015 med leveringsperiode i 1. kvartal 2016, er højere end de system-forwardkontrakter, som er blevet indgået i 1. kvartal 2016 med leveringsperiode i 2. kvartal 2016. Prisfaldet i forwardkontrakten for 4. kvartal 2015 kan skyldes en markedsforventning i 4. kvartal 2015 om, at systemprisen i 1. kvartal 2016 vil falde, så det ville være billigere at købe el på spotmarkedet til spotprisen i 1. kvartal 2016 end at købe en forwardkontrakt til 1. kvartal 2016.

43. Den let stigende pris på EPAD-kontrakten hen imod slutningen af 4. kvartal 2015 afspejler markedets forventning til en stigende prisdifference mellem område- og systemprisen i 1. kvartal, mellem systemprisen og henholdsvis DK1 og DK2, jf. figur 6 og 7. I forhold til sommerhalvåret 2015 er der en lavere prisdifference mellem område- og systemprisen, hvilket bl.a. afspejler et mindre volatil marked for vinterhalvåret 2016.

44. 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 2016



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 4. kvartal 2015 vist for kontrakter med leveringsperiode i 1. kvartal 2016. Prisen på en EPAD kontrakt er givet ved områdeprisen minus systemprisen. En positiv EPAD indebærer, at områdeprisen er større end systemprisen, mens en negativ EPAD pris modsat indebærer, at områdeprisen er lavere end systemprisen.

5. KAPACITET

45. 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.

46. 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 – VINTERHALVÅRET 2016

Forbindelse	Retning	Nominel kapacitet	Tilgængelig handelskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark)	DK1 → DK2	590 MW	98 pct.
	DK2 → DK1	600 MW	97 pct.
Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge)	DK1 → NO2	1.632 MW	89 pct.
	NO2 → DK1	1.632 MW	87 pct.
Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige)	DK1 → SE3	740 MW	90 pct.
	SE3 → DK1	680 MW	98 pct.
Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige)	DK2 → SE4	1.700 MW	93 pct.
	SE4 → DK2	1.300 MW	100 pct.
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW	5 pct.
	DE → DK1	1.500 MW	87 pct.
Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland)	DK2 → DE	585 MW	96 pct.
	DE → DK2	600 MW	96 pct.

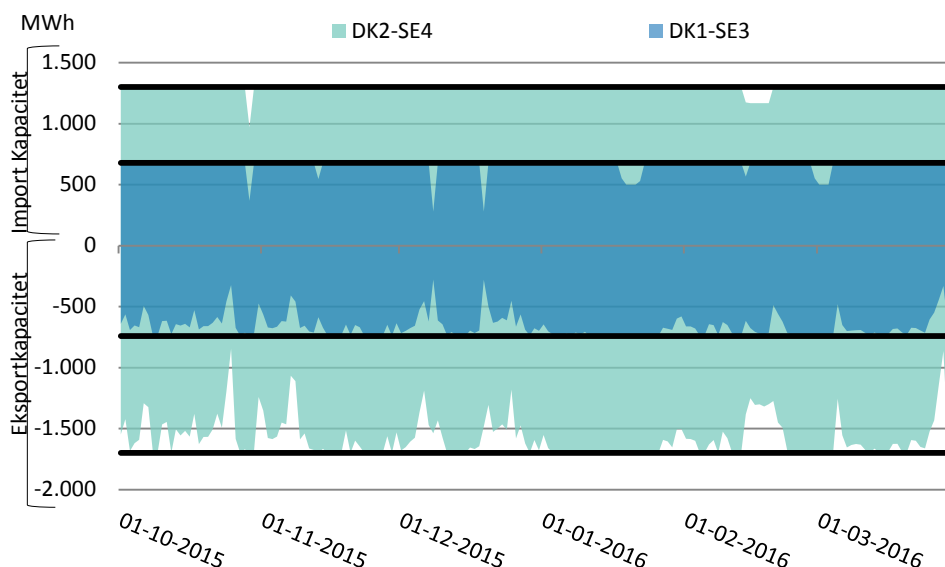
Kilde: Nord Pool og Energinet.dk.

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

47. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) var ca. 90 pct. af den samlede kapacitet for vinterhalvåret 2016 tilgængelig til Sverige og tilsvarende ca. 98 pct. i modsat retning, jf. figur 8, hvilket er en stigning på henholdsvis 11 procentpoint og 16 procentpoint i forhold til sommerhalvåret 2015.

48. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var gennemsnitlig 93 pct. af kapaciteten tilgængelig til Sverige, mens ca. 100 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 8.

FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETERNE PÅ DANSKE UDLANDSFORBINDELSER TIL SVERIGE – VINTERHALVÅRET 2016



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

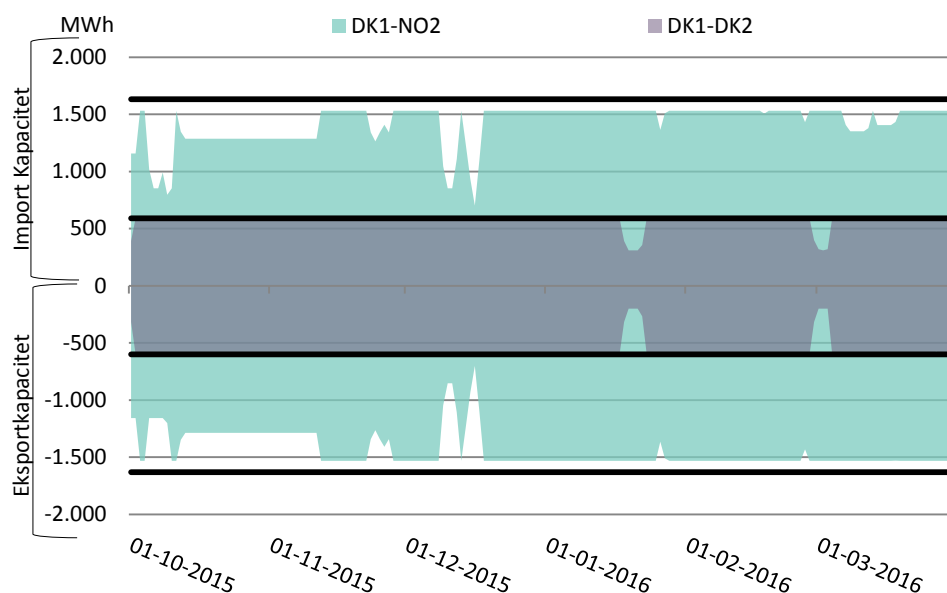
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (DK1) og Sverige (SE3) og Østdanmark (DK2) og Sverige (SE4). De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet, den fuldotrukne er for forbindelsen DK2 – SE4, mens den stiplede er for DK1 – SE3. Handelskapaciteten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

49. På den elektriske Storebæltsforbindelse har ca. 97 pct. af den nominelle kapacitet i gennemsnit været til rådighed for markedet, jf. figur 9, hvilket er en stigning på 2 procentpoint i forhold til sommerhalvåret 2015.

50. På Skagerrak-forbindelsen (DK1-NO2) var ca. 89 pct. af kapaciteten tilgængelig fra Danmark til Norge, mens 87 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 9. Mellem den 6. - 9. oktober var der fejl på forbindelsen, hvor den tilgængelige kapacitet blev reduceret i begge retninger, hvilket også var tilfældet for perioden 9. - 11. december. Den 16. december blev den tilgængelige kapacitet reduceret i begge retninger med 930 MW grundet planlagt vedligeholdelse. Fra den 12. oktober til og med den 11. november var der en reduktion på 345 MW på Skagerrak-forbindelsen grundet planlagt vedligehold.

51. 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 – VINTERHALVÅRET 2016



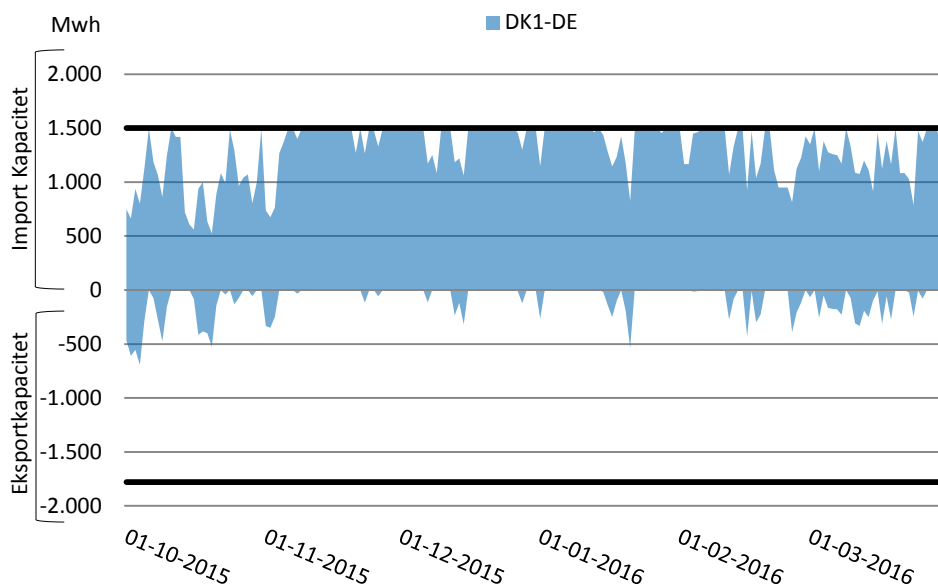
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool og Sekretariatet for Energitilsynet.

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.

52. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I vinterhalvåret 2016 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed, jf. figur 10. Kun ca. 5 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, hvilket er et fald på ca. 12 procentpoint i forhold til sommerhalvåret 2015. Ca. 87 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, hvilket er en stigning på ca. 39 procentpoint sammenlignet med sommerhalvåret 2015, jf. figur 10.

53. Sekretariatet finder, at det er utilfredsstillende, 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 i gang med at forstærke transmissionsnettet, som dog i udbygningsfasen vil være yderligere belastet.

FIGUR 10 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2016

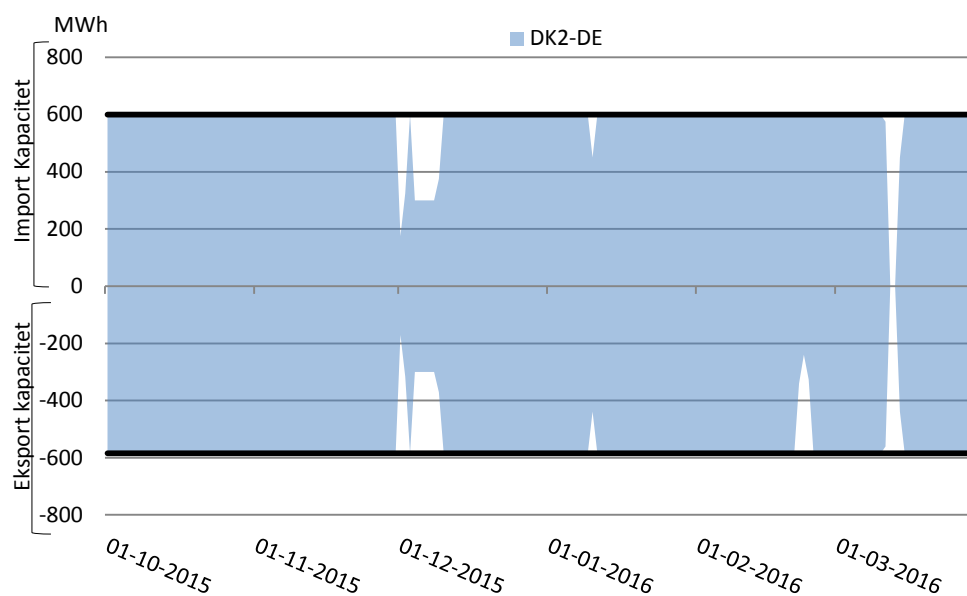


Kilde: Energinet.dk, Nord Pool og Sekretariatet for Energitilsynet.

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.

54. I vinterhalvåret 2016 har der kun været få perioder med begrænset handelskapacitet mellem Østdanmark og Tyskland på Kontek-forbindelsen. Ca. 96 pct. af den nominelle kapacitet var til rådighed i begge retninger, jf. figur 11. Den 1.-9. december var der fejl på forbindelsen, hvor kapaciteten blev kraftig reduceret i begge retninger.

FIGUR 11 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM ØSTDANMARK OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2016



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

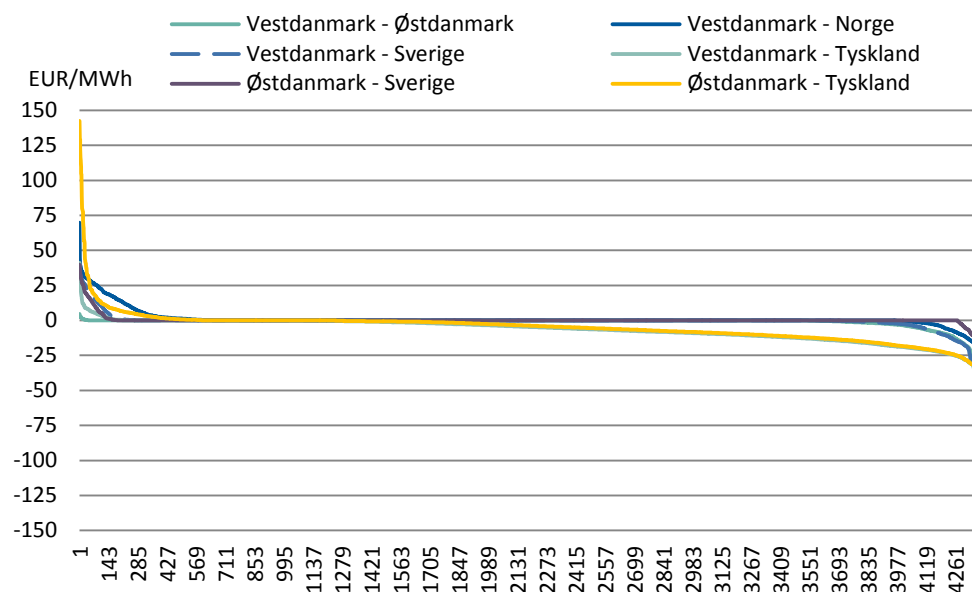
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Østdanmark (DK2) og Tyskland (DE). Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

6. FLASKEHALSE

55. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i vinterhalvåret 2016, jf. figur 12. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 184 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 123 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 7 pct. af tiden. I de resterende 4.085 timer (svarende til 93 pct. af tiden) har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4, hvilket er en klar forbedring i forhold til sommerhalvåret 2015, hvor der 80 pct. af tiden var ens spotpriser.

56. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 3.471 timer (svarende til 79 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 51 timer, jf. figur 12. Tilsvarende var spotprisen i Østdanmark højere end spotprisen i Vestdanmark i 870 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 21 pct. af tiden.

FIGUR 12 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEM PRISOMRÅDER – VINTERHALVÅRET 2016



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.

57. På Skagerrak-forbindelsen (DK1-NO2) var der ens spotpriser 75 pct. af tiden i vinterhalvåret 2016. I alt var der prisforskelle 25 pct. af tiden. I Vestdanmark var spotprisen højere end spotprisen i Norge i 672 timer, og i Norge var spotprisen højere end spotprisen i Vestdanmark i 434 timer, jf. figur 12.

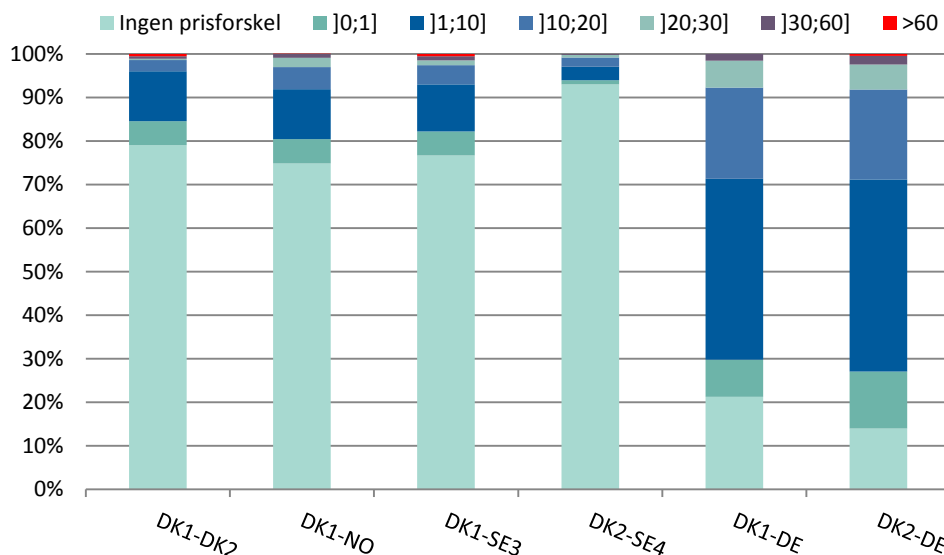
58. På Kontiskan-forbindelsen mellem Vestdanmark og Sverige (DK1-SE3) har der været ens spotpriser i 77 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen i Sverige hovedsageligt højere end spotprisen i Vestdanmark, jf. figur 12.

59. 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 14 pct. af tiden, hvilket er et fald på 7 procentpoint i forhold til vinterhalvåret 2015. 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 (3.459 timer) var spotprisen højest i Tyskland (94 pct. af tiden). I 212 timer (6 pct.) var den tyske spotpris lavest.

60. For at illustrere, 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.

61. 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 – VINTERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

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

62. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelserne med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne bestemmes ved at multiplicere forskellen i spotprisen mellem to områder med markedskob-

lingsstrømmen. Flaskehalsindtægterne for vinterhalvåret 2016 var i alt på 53,6 mio. EUR, mens flaskehalsindtægterne i sommerhalvåret 2015 var på 93,9 mio. EUR. I forhold til sommerhalvåret 2015 er flaskehalsindtægterne faldet med 29 pct.

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

64. Indtægterne for årsauktioner på forbindelsen mellem Tyskland og Vestdanmark har haft et stabilt niveau, mens der har været større udsving i indtægter på månedsauktionerne mellem Østdanmark og Tyskland jf. tabel 10. Fra 2015 var det ikke længere muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det presede nordtyske elnet. Det er dog stadig muligt at købe årskapacitet i modsat retning – fra Tyskland til Vestdanmark. Der har i vinterhalvåret 2016 været lidt færre flaskehalsindtægter på den elektriske Storebæltsforbindelse end i tidligere år.

65. 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 – VINTERHALVÅRET 2016

(1.000 EUR)	Okt.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Marts	Sum
DK1 – DK2	212	372	316	2.045	384	405	3.733
DK1 – NO2	4.249	2.221	1.212	710	1.425	937	10.755
DK1 – SE3	1.211	821	314	3.169	431	239	6.153
DK2 – SE4	1.941	660	59	151	539	239	3.589
DK2 – DE	5.513	3.657	3.307	3.481	1.634	1.398	18.990
DK1 – DE	1.629	719	493	195	565	667	4.269
DK1 – DE: Månedsauktion	13	48	141	45	48	41	335
DK1 – DE: Årsauktion	0	0	0	57	53	57	167
DK2 – DE: Månedsauktion	722	76	434	453	435	324	2.444
DK2 – DE: Årsauktion	451	436	451	607	568	606	3.119

Kilde: Energinet.dk og Nord Pool.

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

7. MARKEDSKOBLING

66. 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.

67. 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.

68. De danske overførselsforbindelser har i vinterhalvåret 2016 haft et korrekt flow i over 90 pct. af tiden med undtagelse af forbindelsen DK1-DE, hvor der i 30 pct. af tiden har været korrekt flow. Dvs. 30 pct. af tiden med prisforskelle mellem DK1 og DE har flowet af elektricitet været fra lav- til højprisområdet.

69. På den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) har der i vinterhalvåret 2016 været næsten 100 pct. korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. det har været planlagt via markedskoblingen, at elektriciteten skulle sendes fra lav- 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.

70. 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

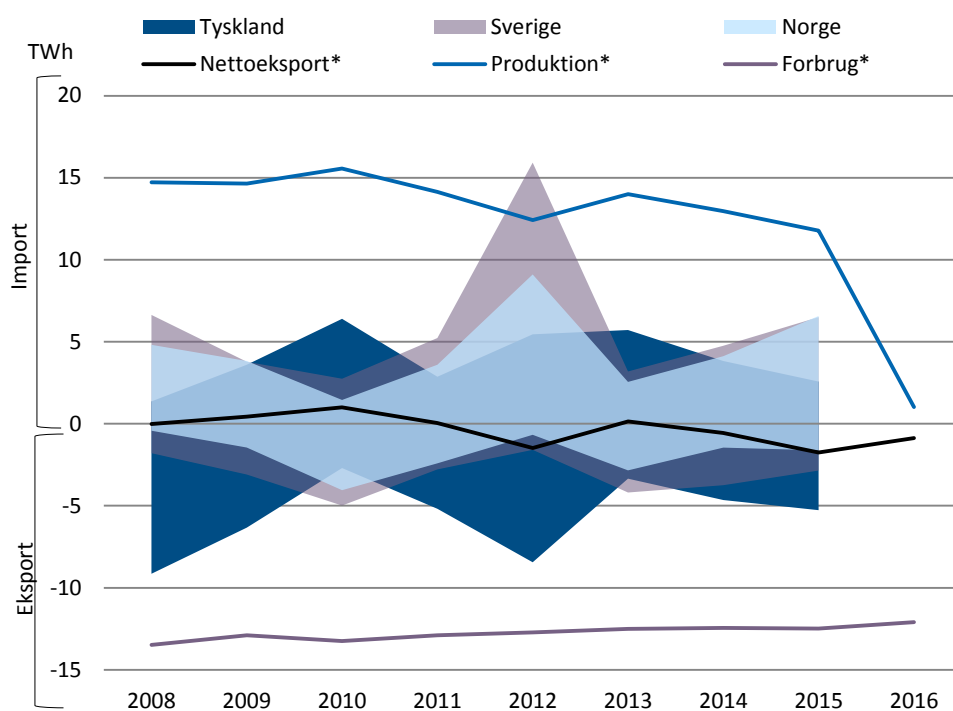
Forbindelse	Prisforskelle og flow	okt-15		nov-15		dec-15		jan-16		feb-16		mar-16	
		Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer
DK1-DK2	Timer med prisforskelle		42	80	184	281	167	167	167				
	Korrekt flow	100%	42	99%	79	100%	184	100%	281	100%	167	100%	167
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	1%	1	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
DK1-NO2	Timer med prisforskelle		250	217	141	122	202	174					
	Korrekt flow	99%	248	92%	200	80%	98	87%	175	89%	155		
	Forkert flow	1%	2	7%	15	19%	23	12%	25	9%	15		
	Manglende flow	0%	0	1%	2	1%	1	1%	2	2%	4		
DK1-SE3	Timer med prisforskelle		133	164	184	286	157	101					
	Korrekt flow	89%	119	87%	143	97%	277	85%	134	83%	84		
	Forkert flow	1%	1	12%	20	3%	9	12%	19	16%	16		
	Manglende flow	10%	13	1%	1	0%	0	3%	4	1%	1		
DK2-SE4	Timer med prisforskelle		105	85	11	18	58	30					
	Korrekt flow	100%	105	100%	85	100%	18	100%	58	100%	30		
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0		
	Manglende flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0		
DK1-DE	Timer med prisforskelle		657	583	635	490	521	573					
	Korrekt flow	39%	259	20%	114	12%	58	34%	178	58%	335		
	Forkert flow	0%	1	5%	30	7%	34	5%	26	4%	24		
	Manglende flow	60%	397	75%	439	81%	398	61%	317	37%	214		
DK2-DE	Timer med prisforskelle		658	630	678	594	600	617					
	Korrekt flow	100%	657	99%	624	98%	580	99%	592	91%	563		
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0		
	Manglende flow	0%	1	1%	6	2%	14	1%	8	9%	54		

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, 2008-2016



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

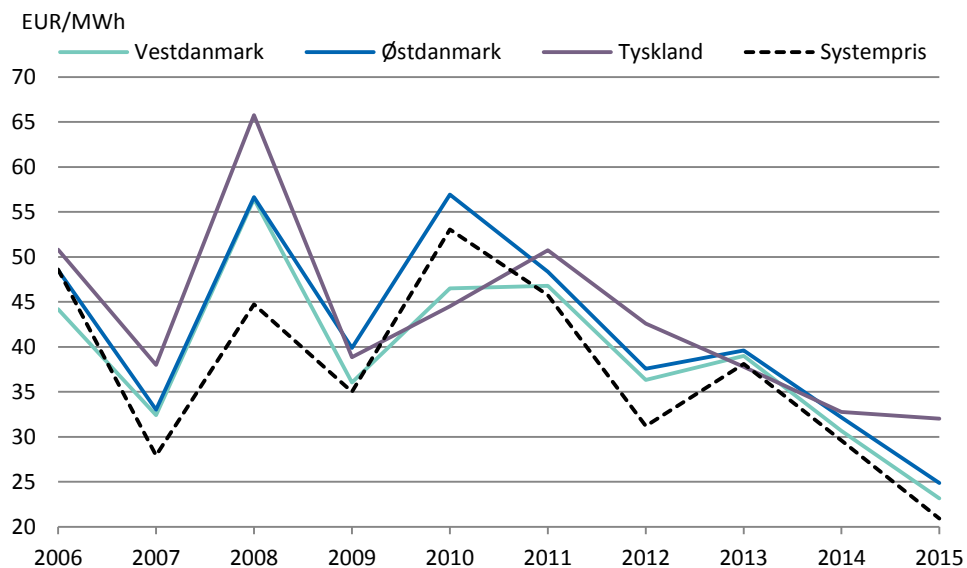
Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

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.

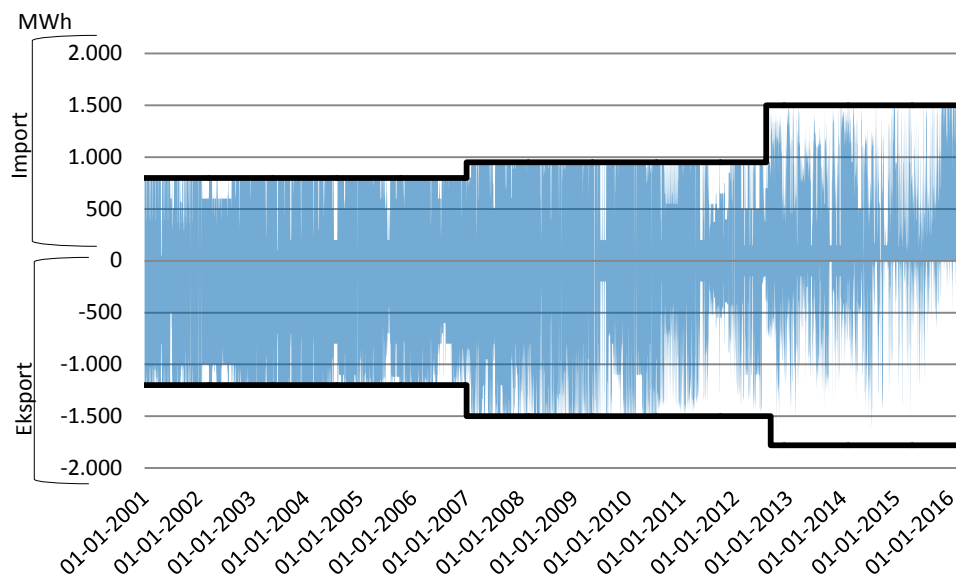
FIGUR 15 | ÅRLIGE PRISER FOR DANMARK OG TYSKLAND, 2006-2015



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.

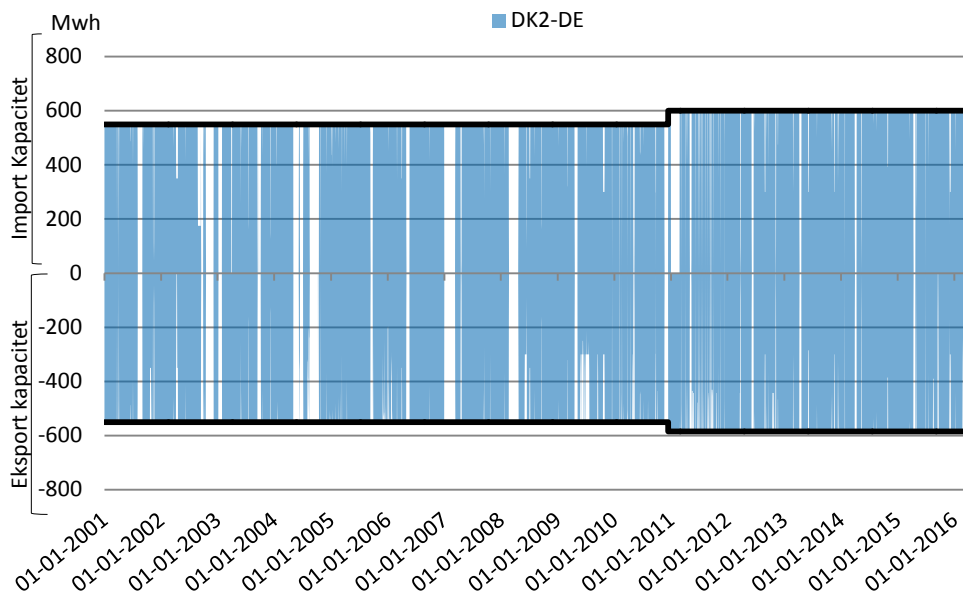
FIGUR 16 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2016



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

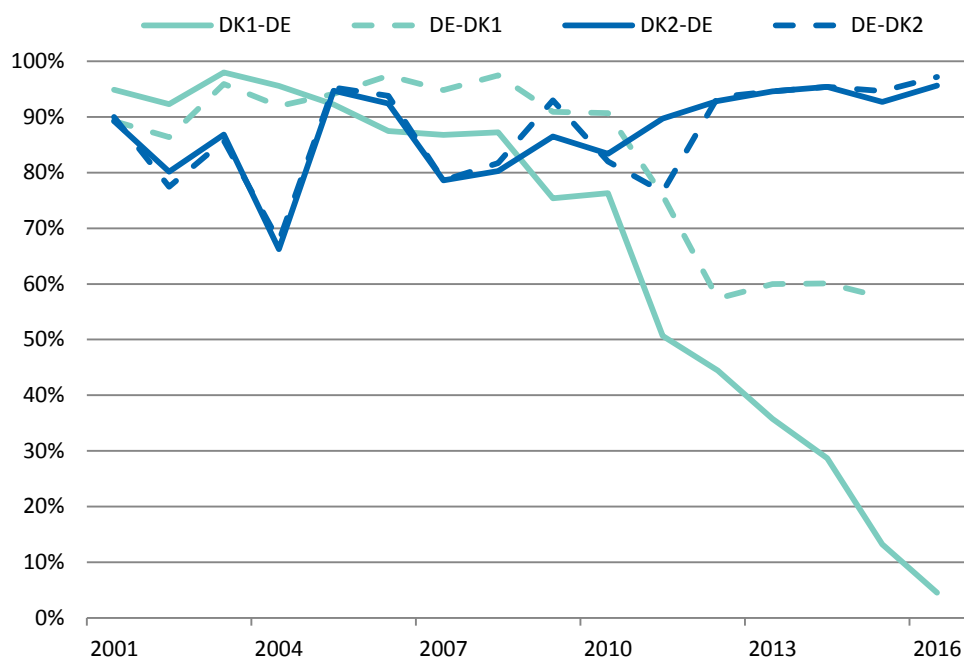
Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2016 tal er fra 1. januar til 31. marts.

FIGUR 17 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM ØSTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2016



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2016 tal er fra 1. januar til 31. marts.

FIGUR 18 | GENNEMSNITLIG TILGÆNDELIG HANDELSKAPACITET AF DEN NOMINELLE KAPACITET PÅ ÅRSBASIS, 2001-2016

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

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2016 tal er fra 1. januar til 31 marts.

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 i forhold til 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 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.
Elspot	Day-ahead marked drevet af Nord Pool.
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 forsyningsikkerheden.
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 forsyningsikkerheden.
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.
NP	[NP, Nord Pool] 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 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. 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 forsyningsikkerheden 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 forsyningsikkerhed. 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