



ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – SOMMERHALVÅRET 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	10
3.4	MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL.....	11
4.	FINANSIELLE MARKEDER.....	12
4.1	FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER	12
5.	KAPACITET	15
6.	FLASKEHALSE	17
7.	HISTORISK APPENDIKS	21
8.	ORDFORKLARING.....	26
8.1	ENHEDER.....	30

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 stigende tendens i elpriserne i sommerhalvåret 2016, dvs. fra 2. kvartal til 3. kvartal 2016. Der har været relativt få store udsving i spotpriserne i Danmark gennem sommerhalvåret 2016 med daglige spotpriser varierende mellem 15,9 og 78,3 EUR/MWh. Den gennemsnitlige daglige spotpris for hele sommerhalvåret 2016 var 27,3 EUR/MWh. Både Vest- og Østdanmark oplevede de laveste daglige spotpriser den 8. maj 2016 på 15,9 EUR/MWh. De lave priser skyldes bl.a., at vindproduktionen udgjorde 68 pct. af den samlede produktion. Opgjort pr. time var de højeste spotpriser 167,9 EUR/MWh i sommerhalvåret 2016 og de laveste var 6,0 EUR/MWh. Der har således ikke været ekstreme priser i sommerhalvåret 2016 i forhold til prisloftet på 3.000 og prisbunden på -500 EUR/MWh.

2. Danmark har i sommerhalvåret 2016 været nettoimportør af elektricitet (4,7 TWh). Danmark har importeret mest elektricitet fra Norge (ca. 3,9 TWh) og eksporteret mest til Sverige (ca. 2,7 TWh).

3. Ca. 92,6 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i sommerhalvåret 2016, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool, mens ca. 3,6 pct. blev handlet på intradaymarkedet.

4. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I sommerhalvåret 2016 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været meget 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. 89 pct. af den nominelle kapacitet var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

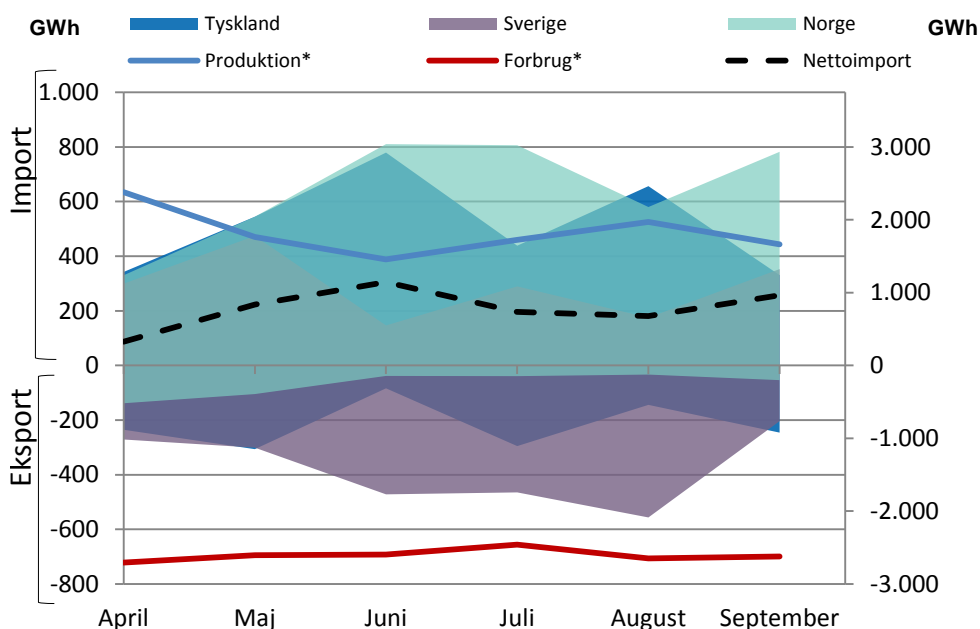
5. De danske overførselsforbindelser har i sommerhalvåret 2016 haft et korrekt flow (el-flowet løber fra lavprisområder mod højprisområder) i over 90 pct. af tiden med undtagelse af forbindelsen DK1-DE, hvor der i 62 pct. af tiden har været korrekt flow.

6. Sekretariatet finder, at det er utilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland er så relativt 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

7. Danmark har i sommerhalvåret 2016 haft en positiv nettoimport på 4.682 GWh, hvilket svarer til samme niveau som i sommerhalvåret 2015. Produktion og forbrug af elektricitet i sommerhalvåret 2016, ligger omtrent på samme niveau som i sommerhalvåret 2015. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Norge (3.854 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Sverige (2.269 GWh), jf. figur 1 (og figur 9 i appendiks for tidligere år).

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – SOMMERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

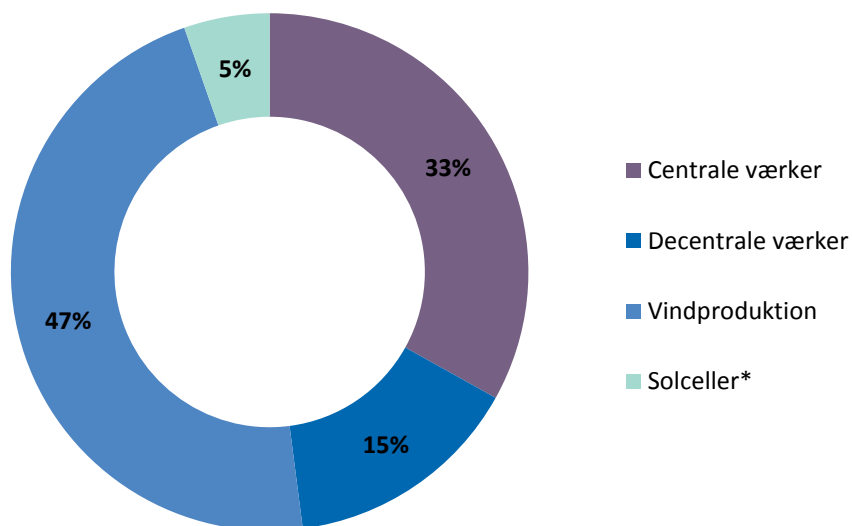
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoimporten er positiv, når der er mere import end eksport og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusiv transmissionstab.

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 47 pct. og 33 pct. af den samlede danske produktion for sommerhalvåret 2016, mens decentrale værker og solceller udgjorde henholdsvis 15 pct. og 5 pct., jf. figur 2.

9. I forhold til sommerhalvåret 2015 udgør solceller, centrale og decentrale værker i sommerhalvåret 2016 henholdsvis 0,9, 8,4 og 0,5 procentpoint mere end tidligere, mens vindproduktionen modsat udgør 9,6 procentpoint mindre.

10. Vindproduktionen har bidraget med mellem 3 pct. og op til 83 pct. af den daglige samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – SOMMERHALVÅRET 2016

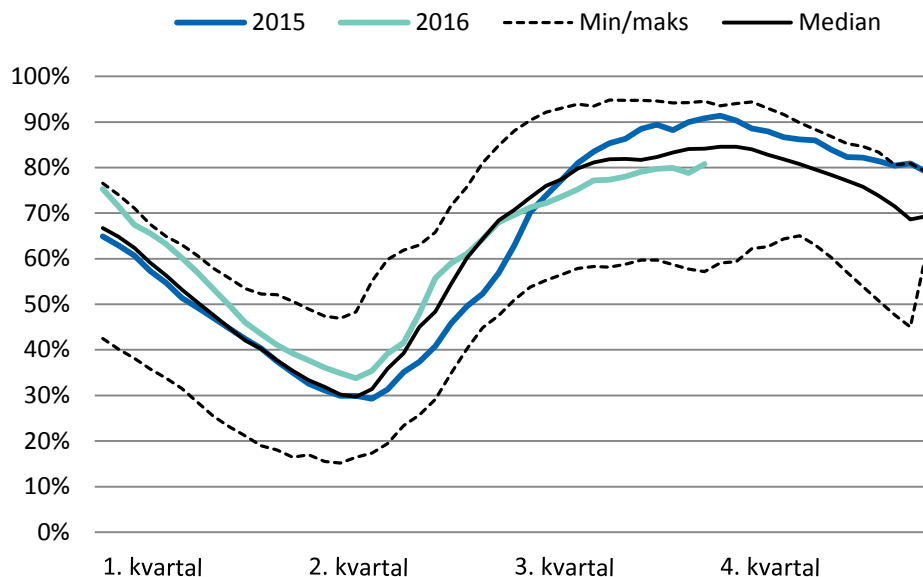


Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for sommerhalvåret 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 2016. Data er på ugebasis og er opgjort i pct. af det maksimale fyldningsniveau.

En mild og våd start på foråret i Norden har medvirket til, at fyldningsgraden i de nordiske vandmagasiner har ligget over normalen siden starten af 2. kvartal 2016. Henimod slutningen af 2. kvartal 2016 har fyldningsgraden dog konvergeret mod normalen, jf. figur 3. En særdeles tør og varm sensommer har medvirket til, at fyldningsgraden i de nordiske vandreservoirer har ligget et stykke under normalen i 3. kvartal 2016. De nordiske vandreservoirer havde en fyldningsgrad, som var 7,4 procentpoint højere end medianen i uge 22, mens fyldningsgraden var 5,3 procentpoint lavere end normalen i uge 38.

11. Overordnet set følger fyldningen i de nordiske vandreservoirer det typiske sæsonmønster – fortsætter dette mønster, vil fyldningsgraden være faldende på vej ind mod 4. kvartal 2016.

3. BØRSPRISER

3.1 SPOTMARKED

12. El-leverandører og producenter kan handle i spotmarkedet for at sælge produktion og dække 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 89,7 pct.¹ af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

13. 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 10 i appendiks for den historiske prisudvikling).

14. Der har været større udsving i spotpriserne i Vest- og Østdanmark gennem sommerhalvåret 2016 med daglige spotpriser varierende mellem 15,9 og 36,8 EUR/MWh for Vestdanmark og 15,9 og 78,3 EUR/MWh for Østdanmark, jf. figur 4. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark igennem hele sommerhalvåret 2016 var 27,3 EUR/MWh, mens den gennemsnitlige spotpris for hhv. Vest- og Østdanmark lå på 26,1 og 28,5 EUR/MWh.

15. De laveste danske daglige spotpriser på 15,9 EUR/MWh var at finde i både Vest- og Østdanmark d. 8. maj 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 68 pct. af den samlede produktion. Periodens højeste daglige spotpriser på 78,3 EUR/MWh i Østdanmark forekom den 28. juni 2016, hvilket bl.a. skyldtes et stort underskud på hydrobalancen², lav vindproduktion samt vedligeholdelse af flere af de nordiske kernekraftreaktorer.

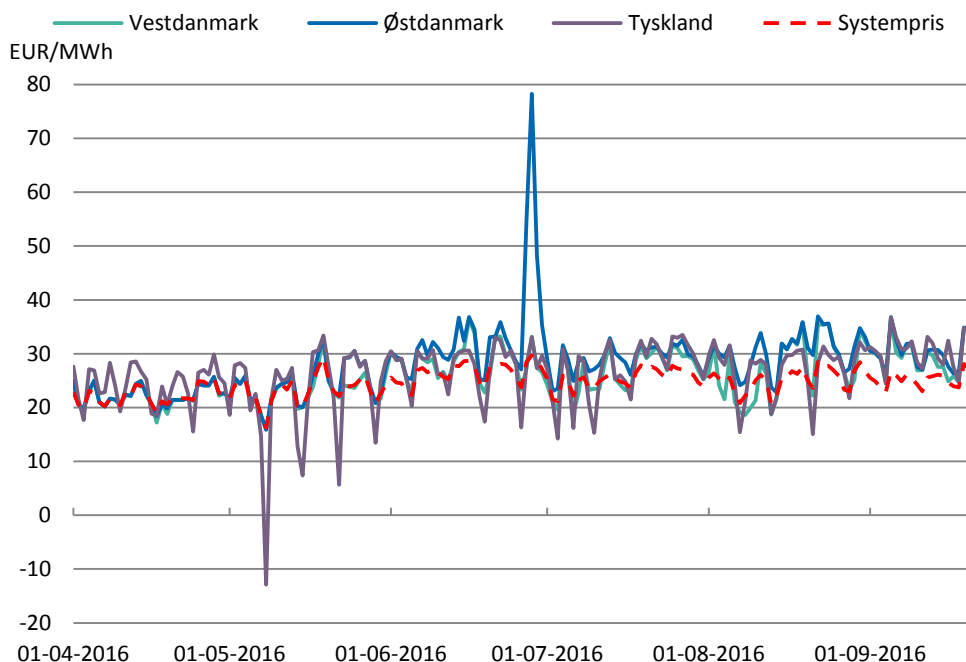
16. På timebasis var den højeste danske spotpris den 28. juni 2016 kl. 11-12 på 167,9 EUR/MWh, omvendt var den laveste danske spotpris på 6,0 EUR/MWh den 8. maj 2015 kl. 5-6.

17. Der har i sommerhalvåret 2016 ikke været nogen negative spotpriser for Vest- og Østdanmark.

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

² Hydrobalancen dækker over den akkumulerede nedbør i Norden. Dette inkluderer vandet i vandreservoarerne (som vist i figur 3), men også nedbøren i fjeldene typisk i form af usmeltet sne. Tallet for hydrobalancen er ift. en normal, dvs. er tallet 14 TWh, er hydrobalancen 14 TWh over den normale akkumulerede mængde nedbør. Omvendt forholder det sig, hvis hydrobalancen er negativ.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk.

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

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 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.

19. Andelen af den handlede mængde på intradaymarkedet målt i forhold til den samlede handlede mængde på Nord Pool er relativt beskedent. 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 – SOMMERHALVÅRET 2016

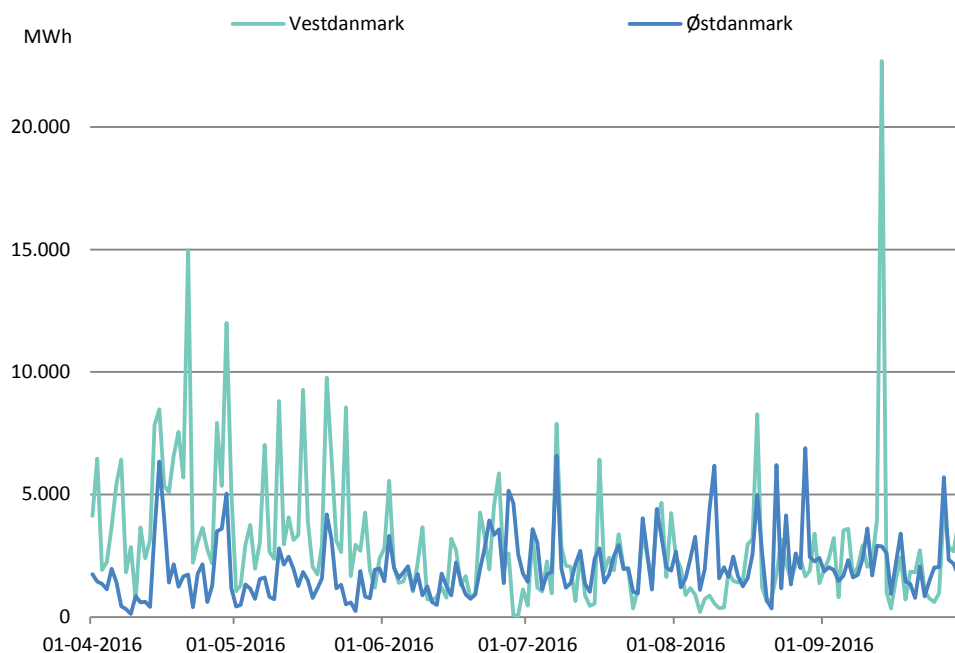
Handlet volumen i pct.	2. kvartal 2016	3. kvartal 2016
Danmark	3,5 pct.	3,5 pct.
Norge	0,2 pct.	0,2 pct.
Sverige	1,4 pct.	1,7 pct.
Finland	1,4 pct.	1,6 pct.

Kilde: Nord Pool og egne beregninger.

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

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

21. Den handlede volumen på intradaymarkedet er mere varierende i Vestdanmark end i Østdanmark, da bl.a. vindproduktionen spiller en større rolle i Vest- end i Østdanmark, jf. figur 5. Den 13. september 2013 sluttede intradayhandlen i Vestdanmark med en anormal høj volumen på 22,7 GWh. Årsagen til den høje volumen kan bl.a. tilskrives, at der var opstået stor prisforskel mellem DK1 (samt NO2 i det sydlige Norge) og NL (Holland), idet NordNed forbindelsen efter planlagt vedligeholdelse blev åbnet tidligere end ventet, hvilket markedet har reageret på. Markedsaktører har ved den tidlige åbning af NordNed forbindelsen kunne udnytte arbitragen mellem lav prisområdet DK1 og høj prisområdet NL via intradaymarkedet.

FIGUR 5 | HANDLET VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – SOMMERHALVÅRET 2016

Kilde: Nord Pool.

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 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 omtales i afsnit 6.

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEML PRISOMRÅDER

Korrelationskoefficienter	Sommerhalvåret 2015	Vinterhalvåret 2015	Sommerhalvåret 2016
DK1 - DK2	0,89	0,83	0,67
DK1 - System	0,77	0,74	0,84
DK1 - DE	0,78	0,78	0,65
DK2 - System	0,82	0,90	0,75
DK2 - DE	0,65	0,64	0,52

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis.

23. Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er faldet markant i sommerhalvåret 2016 i forhold til tidligere. Vinter- og sommerhalvåret 2015 viste en høj priskorrelation på henholdsvis 0,88 og 0,89. DK1's priskorrelation med Systemprisen i Norden er forbedret siden sommerhalvåret 2015, mens DK2's priskorrelation med Systemprisen i Norden er forværret. Priskorrelationen med den tyske børspris er faldet i forhold til tidligere, jf. tabel 2. Alle priskorrelationer er faldet på nær priskorrelationen mellem DK1 og systemprisen.

3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDET PÅ NORD POOL

24. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool målt i forhold til forbrug og produktion har været mellem 95,8 og 96,6 pct. i sommerhalvåret 2016. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool (for sommerhalvåret 2016 blev der i Danmark handlet for 26,5 GWh på Nord Pool), mens den resterende del handles bilateralt udenom Nord Pool. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 91,1 pct. i 2. kvartal 2016 og 93,1 pct. i 3. kvartal 2016. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 3,7 pct. i 2. kvartal 2016 og 3,4 pct. i 3. kvartal 2016, jf. tabel 3.

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

Markedsandel i pct.	2. kvartal 2016	3. kvartal 2016
Elspot volumen	92,1 pct.	93,1 pct.
Elbas volumen	3,7 pct.	3,4 pct.
Samlet børshandel	95,8 pct.	96,6 pct.

Kilde: Nord Pool, Energinet.dk og Energistyrelsen.

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 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

28. 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). I forbindelse med fastsættelsen af områdepriserne beregner børsene den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne.

29. 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 risikoforsikre 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.

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

31. De efterspurgte PTR mængder for månedsprodukter på de enkelte forbindelser 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 4 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET MÅNEDSKAPACITET FOR PTR – SOMMERHALVÅRET 2016

MW – Efterspurgt/alokeret	April	Maj	Jun	Juli	August	September
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	724/120	838/120	1.068/120	1.072/120	1.067/120	842/130
DE → DK1	1.518/300	2.350/300	2.147/300	2.330/300	2.444/299	1.811/300
DE → DK2	718/120	892/120	1.009/120	1.038/120	980/120	887/130
DK1 → DK2	819/150	1148/149	1.174/150	1.474/150	1.286/149	1.094/150
DK2 → DK1	834/149	1049/149	1.100/149	1.339/148	1.040/150	1.014/147

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

32. I juli 2016 var den efterspurgte mængde 1.072 MW på forbindelsen Østdanmark – Tyskland, mens den allokerede mængde var 120 MW. Efterspørgslen var således næsten 9 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 sommerhalvåret 2016, jf. afsnit 5 om kapacitet.

33. 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.

34. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE er faldet for sommerhalvåret 2016 fra 2,98 EUR/MWh i april til 0,29 EUR/MWh i september. For retningen DE til DK2 er priserne steget fra 0,67 EUR/MWh i april til 2,47 EUR/MWh i september. Prisen for den elektriske storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 er steget fra 0,88 EUR/MWh i april til 3,37 EUR/MWh i september, hvor prisen i den modsatte retning DK2 til DK1 er stabil. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen været stigende fra 0,16 EUR/MWh i april til 0,53 EUR/MWh i september, jf. tabel 7.

TABEL 5 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – SOMMERHALVÅRET 2016

EUR/MWh	April	Maj	Juni	Juli	August	September
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	2,98	1,75	1,13	2,16	0,62	0,29
DE → DK1	0,16	0,05	1,19	0,34	0,62	0,53
DE → DK2	0,67	1,25	2,89	1,06	2,63	2,47
DK1 → DK2	0,88	0,90	1,76	0,82	1,92	3,37
DK2 → DK1	0,03	0,03	0,01	0,02	0,02	0,02

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 6 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET SAMT PRISER FOR PTR ÅRSPRODUKTER – SOMMERHALVÅRET 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

35. Der er ikke udbudt PTR-rettigheeder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland (DK1 til DE), jf. tabel 8. Prisen på PTR årsprodukter for Kontekforbindelsen i retningen DK2 til DE har i sommerhalvåret 2016 ligget over prisen for et PTR månedsprodukt for månederne i 2. og 3. kvartal 2016. For forbindelsen i den modsatte retning har prisen for årsproduktet for sommerhalvåret 2016 været højere end prisen for et PTR månedsprodukt i april, maj og juni. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen på PTR årsproduktet været højere end prisen på månedsprodukterne på nær for månederne juni, august og september, 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.

5. KAPACITET

36. 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.

37. 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 7 | NOMINEL TRANSMISSIONSKAPACITET – SOMMERHALVÅRET 2016

Forbindelse	Retning	Nominel kapacitet	Tilgængelig handelskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark)	DK1 → DK2	590 MW	95 pct.
	DK2 → DK1	600 MW	97 pct.
Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge)	DK1 → NO2	1.632 MW	88 pct.
	NO2 → DK1	1.632 MW	81 pct.
Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige)	DK1 → SE3	740 MW	86 pct.
	SE3 → DK1	680 MW	86 pct.
Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige)	DK2 → SE4	1.700 MW	96 pct.
	SE4 → DK2	1.300 MW	95 pct.
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW	17 pct.
	DE → DK1	1.500 MW	89 pct.
Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland)	DK2 → DE	585 MW	92 pct.
	DE → DK2	600 MW	92 pct.

Kilde: Nord Pool og Energinet.dk.

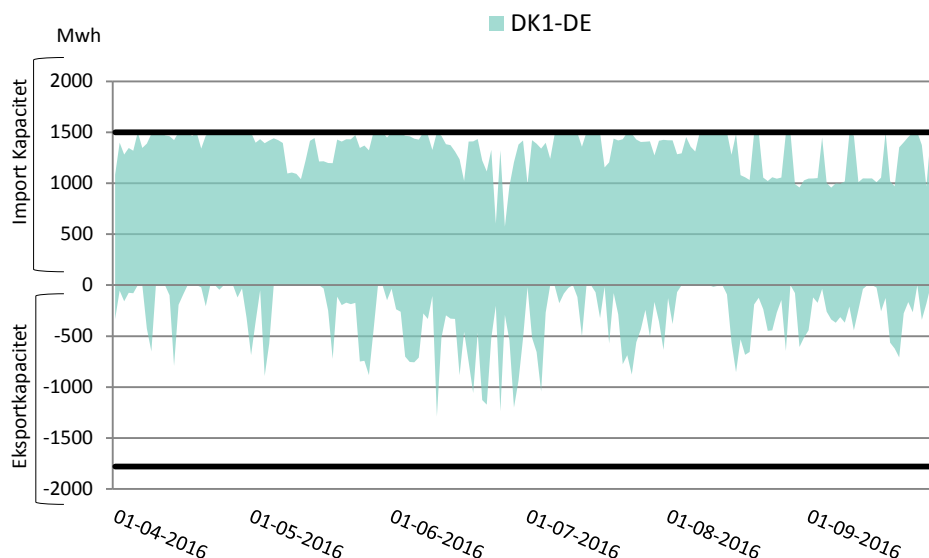
Note: Nominel transmissionskapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Handelskapaciteten er den kapacitet, som stilles til rådighed for spotmarkedet.

38. Følgende forbindelser har alle haft en tilgængelig handelskapacitet på over 80 pct. for sommerhalvåret 2016, hvoraf en del af redueringen bl.a. skyldes planlagt vedligeholdelse: Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3), Øresundsforbindelsen (DK2-SE4), den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2), Skagerrak-forbindelsen (DK1-NO2) samt Kontek-forbindelsen (DK2-DE).

39. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I sommerhalvåret 2016 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed, jf. figur 6. Sammenlignet med vinterhalvåret 2016 har der dog været en stigning på ca. 12 procentpoint, således at ca. 17 pct. af kapaciteten i gennemsnit var tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland for sommerhalvåret 2016. Ca. 89 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, hvilket er en stigning på ca. 2 procentpoint sammenlignet med sommerhalvåret 2015, jf. figur 6.

40. Sekretariatet finder, at det er utilfredsstillende, at handelskapaciteten i retningen Vestdanmark til Tyskland fortsat er så lav sammenlignet med de øvrige udlandsforbindelser (jf. figur 11-13 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 6 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2016



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

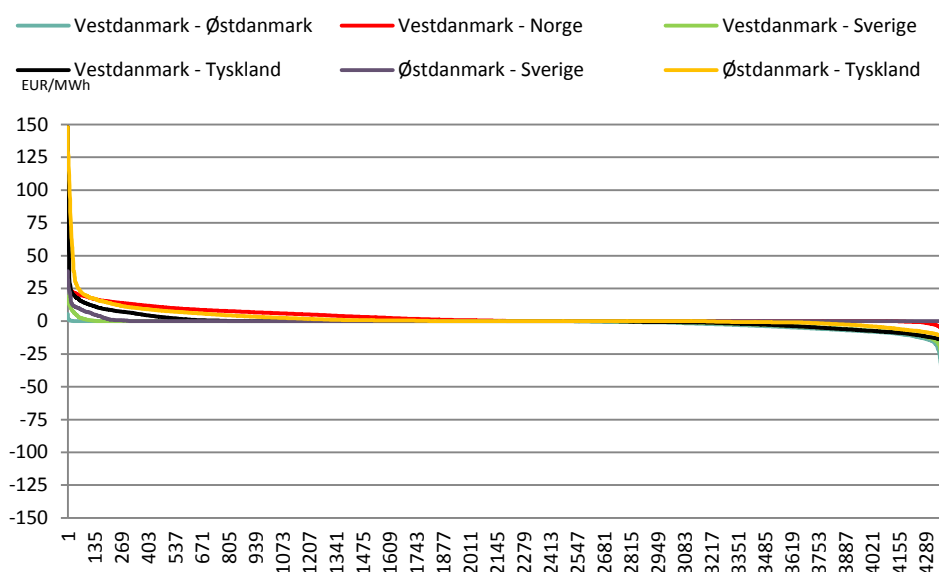
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem Vestdanmark (DK1) og Tyskland (DE). Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

6. FLASKEHALSE

42. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i sommerhalvåret 2016, jf. figur 7. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 314 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 15 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 7 pct. af tiden. I de resterende 4.063 timer (svarende til 93 pct. af tiden) har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4, hvilket er samme niveau i forhold til vinterhalvåret 2016.

43. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 2.489 timer (svarende til 57 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 31 timer, jf. figur 7. Tilsvarende var spotprisen i Østdanmark højere end spotprisen i Vestdanmark i 1872 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 43 pct. af tiden, hvilket er en forværring i forhold til vinterhalvåret 2016, hvor der 79 pct. af tiden var ens spotpriser.

FIGUR 7 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEML PRISOMRÅDER – SOMMERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Varighedskurve for antal timer med prisforskelle mellem prisområderne for sommerhalvåret 2016 opgjort i EUR/MWh. Eksempel på aflæsning: I 1590 timer har spotprisen været højere i Vestdanmark i forhold til Norge.

44. På Skagerrak-forbindelsen (DK1-NO2) var der ens spotpriser 43 pct. af tiden i vinterhalvåret 2016, hvilket er væsentlig lavere i forhold til vinterhalvåret 2016, hvor der 75 pct. af tiden var ens spotpriser. I Vestdanmark var spotprisen højere end spotprisen i Norge i 2248 timer, og i Norge var spotprisen højere end spotprisen i Vestdanmark i 244 timer, jf. figur 7.

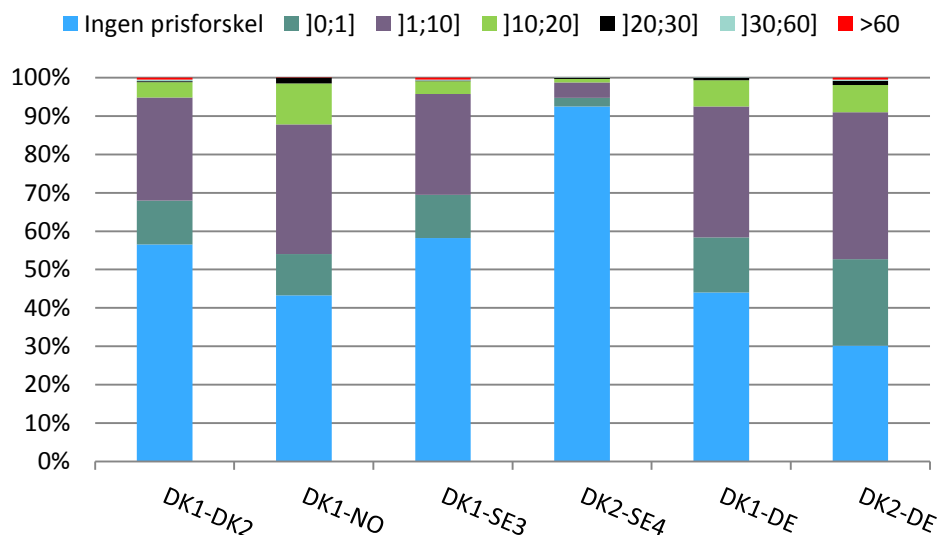
45. På Kontiskan-forbindelsen mellem Vestdanmark og Sverige (DK1-SE3) har der været ens spotpriser i 58 pct. af tiden, hvilket er væsentlig lavere i forhold til vinterhalvåret 2016, hvor der 77 pct. af tiden var ens spotpriser. I den resterende tid var spotprisen i Sverige hovedsageligt højere end spotprisen i Vestdanmark, jf. figur 7.

46. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. Der var flest antal timer med prisforskelle på udlandsforbindelsen mellem DK2-DE, hvor der kun var ens spotpriser 30 pct. af tiden, hvilket dog er en stigning på 16 procentpoint i forhold til vinterhalvåret 2016. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Østdanmark, jf. figur 7. På forbindelsen mellem DK1-DE var spotpriserne ens 44 pct. af tiden, hvilket er en stigning på 23 procentpoint i forhold til vinterhalvåret 2016. I den resterende tid (1.641 timer) var spotprisen højest i Tyskland (37 pct. af tiden). I 819 timer (19 pct.) var den tyske spotpris lavest.

47. 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 8.

48. Det fremgår af figur 8, 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 8 | ANDEL AF TIMER MED PRISFORSKELLE (EUR/MWH) MELLEM PRISOMRÅDER – SOMMERHALVÅRET 2016



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Figuren viser fordelingen af prisforskelle for sommerhalvåret 2016 for forskellige prisområder.

49. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelserne med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne til de transmissionsselskaber, som ejer forbindelserne, bestemmes ved at multiplicere forskellen i spotprisen mellem to områder med markedskoblingsstrømmen. Flaskehalsindtægterne for sommerhalvåret 2016 var i alt på 51,7 mio. EUR, hvilket er omtrent samme niveau sammenlignet med vinterhalvåret 2016, hvor flaskehalsindtægterne var på 53,6 mio. EUR.

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

51. Indtægterne for årsauktioner på forbindelsen mellem Tyskland og Vestdanmark har haft et stabilt niveau, hvilket også gælder for månedsauktionerne mellem Østdanmark og Tyskland 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. Der har i sommerhalvåret 2016 været lidt færre flaskehalsindtægter på den elektriske Storebæltsforbindelse end i tidligere år.

52. Flaskehalsindtægterne på udlandsforbindelserne deles mellem de to landes TSO'er³. Energinet.dk får flaskehalsindtægterne for Storebæltsforbindelsen, som er en indenrigsforbindelse.

³ Som udgangspunkt deles flaskehalsindtægterne ligeligt mellem landenes TSO'er.

TABEL 8 | FLASKEHALS- OG AUKTIONSINDTÆGTER – SOMMERHALVÅRET 2016

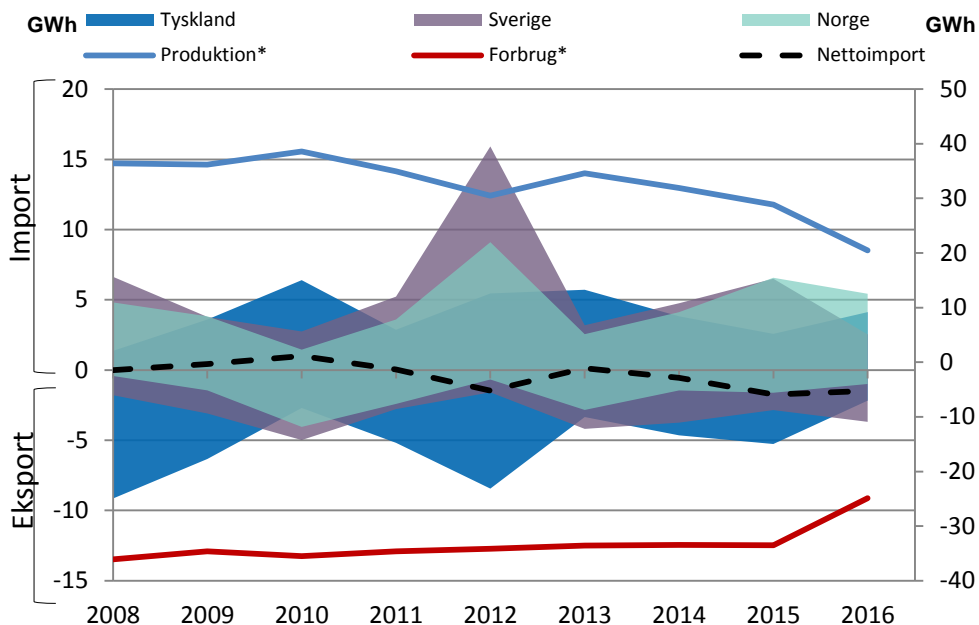
(1.000 EUR)	Apr.	Maj.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Sum
DK1 – DK2	77	160	2.236	1.007	1.355	1.013	5.848
DK1 – NO2	334	887	4.345	3.617	3.535	5.087	17.804
DK1 – SE3	58	161	1.753	941	1.679	318	4.909
DK2 – SE4	8	721	18	8	39	389	1.183
DK2 – DE	752	1.595	2.641	1.253	1.591	861	8.692
DK1 – DE	774	3.326	876	928	1.272	230	7.407
DK1 – DE: Månedsauktion	31	112	251	76	138	114	722
DK1 – DE: Årsauktion	55	57	55	57	57	55	336
DK2 – DE: Månedsauktion	168	239	272	287	288	256	1.511
DK2 – DE: Årsauktion	255	607	588	607	607	588	3.119
Sum	2.512	7.865	13.035	8.781	10.561	8.911	51.665

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. HISTORISK APPENDIKS

FIGUR 9 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOIMPORT, 2008-2016



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

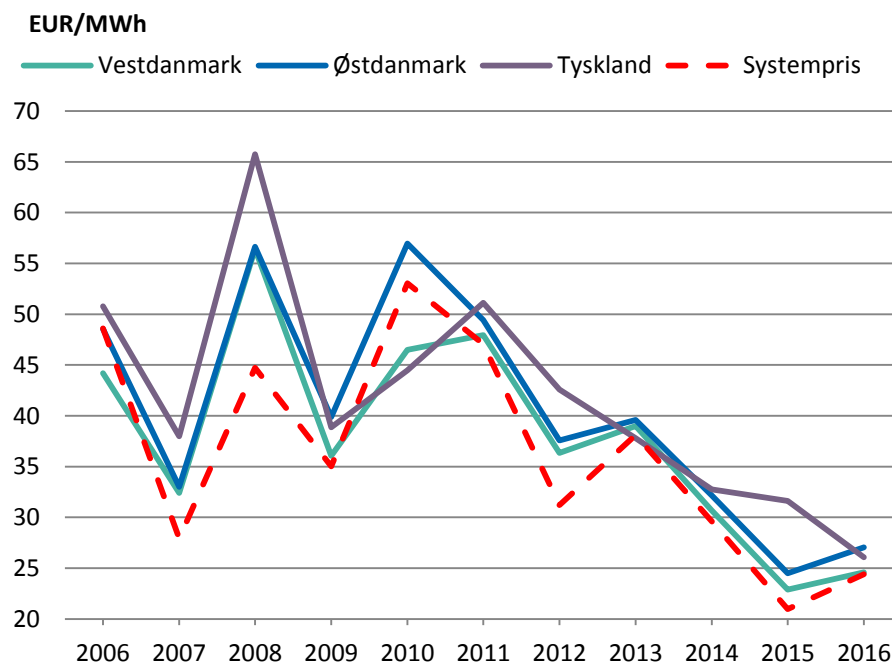
Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

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.

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

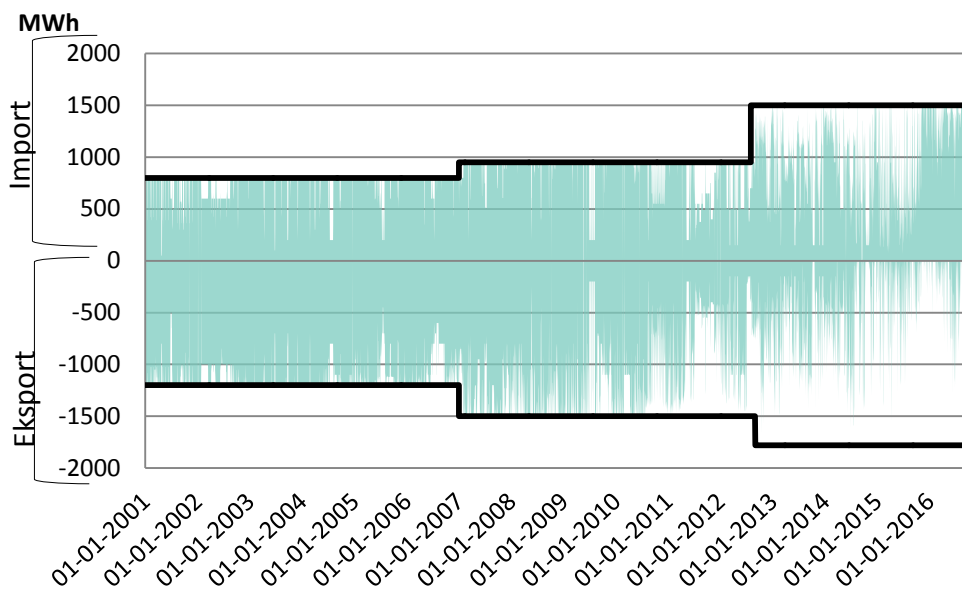
FIGUR 10 | ÅRLIGE PRISER FOR DANMARK OG TYSKLAND, 2006-2016



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 2016 udgør til og med september.

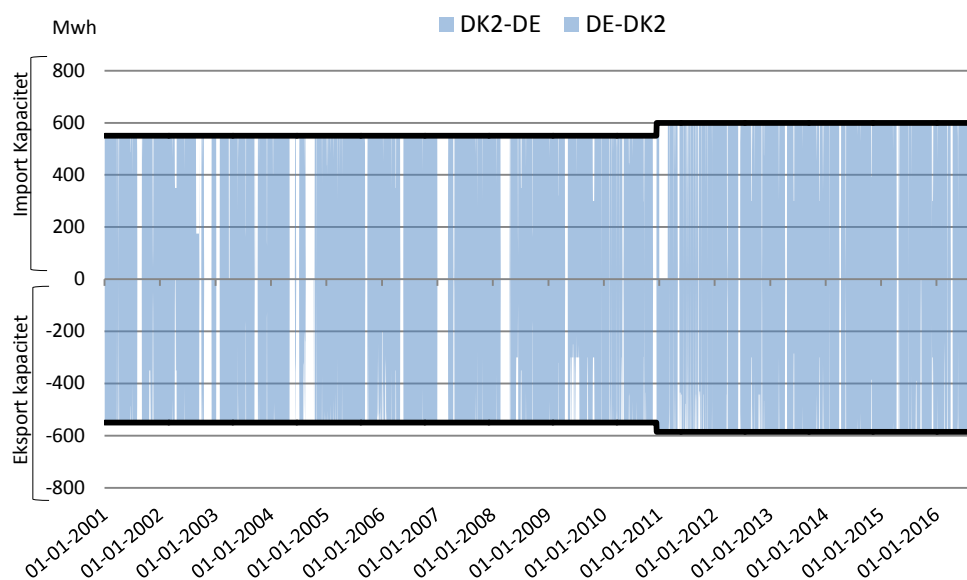
FIGUR 11 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2016



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

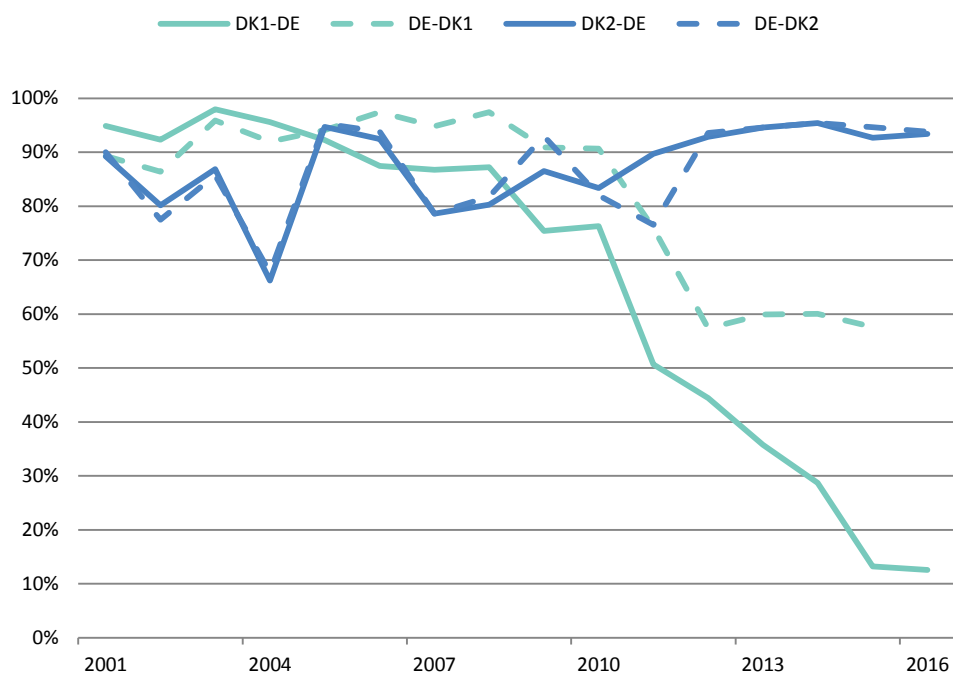
Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2016 tal er fra 1. januar til 30. september.

FIGUR 12 | 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 30. september.

FIGUR 13 | 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 30. september.

8. 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 forsyningssikkerheden.
Forward	Terminskontrakt. 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 market 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 markeds splitting). 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.

8.1 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