



ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – VINTERHALVÅRET 2017/2018

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR ELEKTRI- CITET

INDHOLD

1.	SAMMENFATNING	3
2.	PRODUKTION OG FORBRUG.....	5
3.	BØRSPRISER	7
3.1	SPOTMARKED	7
3.2	INTRADAYMARKED	9
3.3	PRISKORRELATION	11
3.4	MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL	11
4.	FINANSIELLE MARKEDER.....	12
4.1	OPEN INTEREST.....	12
4.2	FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER	13
4.3	FORWARD KONTRAKTER	16
5.	KAPACITET	17
6.	FLASKEHALSE	22
7.	HISTORISK APPENDIKS	26
8.	ORDFORKLARING.....	29
8.1	ENHEDER.....	33

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. Den gennemsnitlige daglige spotpris for Danmark (DK1 og DK2) for hele Vinterhalvåret 2017/2018 var 33,7 EUR/MWh. De daglige spotpriser i Danmark har varieret mellem -8,4 og 93,1 EUR/MWh.

2. De laveste daglige spotpriser for henholdsvis Vest- og Østdanmark var på -8,4 og -5,94 EUR/MWh den 24. december 2017. De lave priser skyldes blandt andet et lavt elforbrug, høj vindproduktion samt lav tilgængelig eksportkapacitet fra Vestdanmark til Tyskland og fra Danmark til Sverige.

3. Opgjort pr. time var den højeste spotpris 255 EUR/MWh, mens den laveste spotpris var på -50 EUR/MWh. Der har således været en betydelig forskel mellem de højeste og laveste priser. Der har i vinterhalvåret 2017/2018 været 85 og 69 timer med negative priser for henholdsvis Vest- og Østdanmark.

4. Danmark har i vinterhalvåret 2017/2018 været nettoimportør af elektricitet (384 GWh). Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Tyskland (3.024 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Tyskland (2.720 GWh).

5. Ca. 96 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i vinterhalvåret 2017/2018, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool, mens ca. 6 pct. blev handlet på intradaymarkedet¹.

6. Energi- Forsynings- og Klimaministeriet (EFKM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) har den 14. juni 2017 udsendt en pressemeddelelse, hvor det fremgår, at der er indgået en aftale mellem EFKM/BMWi og hhv. dansk og tysk regulator om minimumskapacitet til handel. Aftalen indebærer, at minimumshandelskapaciteten er 700 MW i 2018, 900 MW i de første tre måneder af 2019, 1000 MW fra 1. april 2019 og 1100 MW fra 2020. Aftalen løber frem til udgangen af 2020.

7. Europa-Kommissionen har den 19. marts 2018 åbnet en undersøgelse af om den tyske transmissionssystemoperatørs (TenneT) praksis med at begrænse kapaciteten på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland (DK1-DE) er foreneligt med EU antitrust reglerne. I den forbindelse har TenneT afgivet en række tilsagn for at imødekomme de betænkeligheder, som Europa-Kommissionen har angående TenneT's praksis, bl.a. at der som minimum skal være 1.300 MW handelskapacitet til rådighed for markedet.

8. I gennemsnit var 46 pct. af den nominelle kapacitet tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 95 pct. af den nominelle kapacitet var tilgængelig for markedet i den modsatte retning i vinterhalvåret 2017/2018. De observerede minimumskapaciteter er i overensstemmelse med den indgåede aftale.

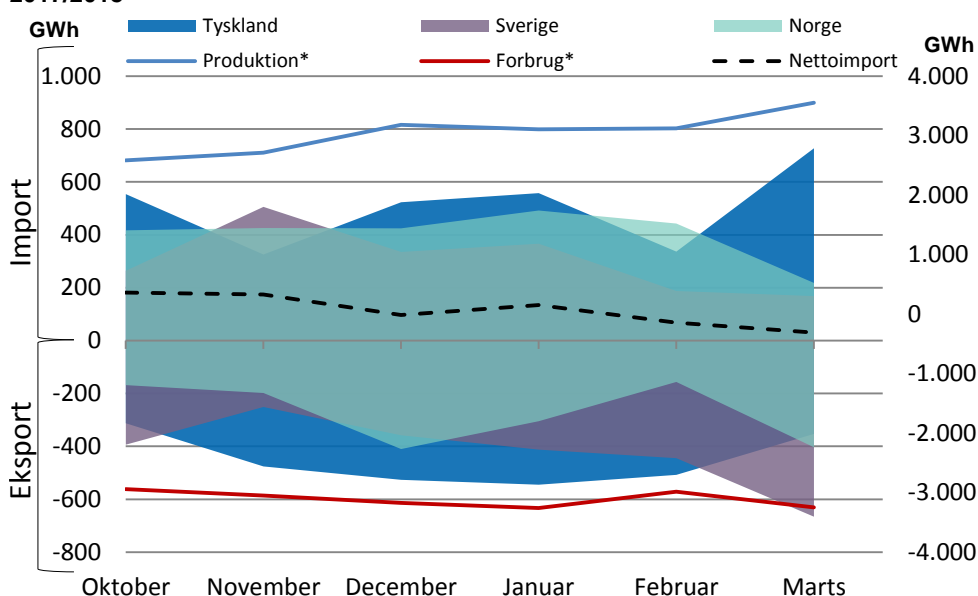
¹ Årsagen til at den handlede volumen overstiger 100 pct. forklares i afsnit 3.4.

9. Handelskapaciteter i Norden er for mange forbindelser i en periode faldet. For vinterhalvåret 2017/2018 er der for Danmarks vedkommende særlig tale om de nordiske forbindelser i eksportretningen. I forlængelse heraf udmeldte, foreningen af nordiske regulatorer, NordREG, i en pressemeddelelse d. 5. april 2018, at NordREG vil undersøge, hvordan overvågningen af den grænseoverskridende el-transmissionskapacitet i den Nordiske region kan koordineres mere systematisk. I den forbindelse vil NordREG inddrage de nordiske TSOer og markedsaktører i arbejdet.

2. PRODUKTION OG FORBRUG

10. Danmark har i vinterhalvåret 2017/2018 haft en positiv nettoimport på 384 GWh. Forbruget af elektricitet i vinterhalvåret 2017/2018 var på 18.652 GWh og ligger på et stabilt niveau, jf. figur 12 i appendiks. Produktionen er derimod steget med 6.749 GWh i forhold til sommerhalvåret 2017. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Tyskland (3.024 GWh), men også eksporteret mest elektricitet til Tyskland (2.720 GWh), jf. figur 1 (og figur 12 i appendiks for tidligere år).

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

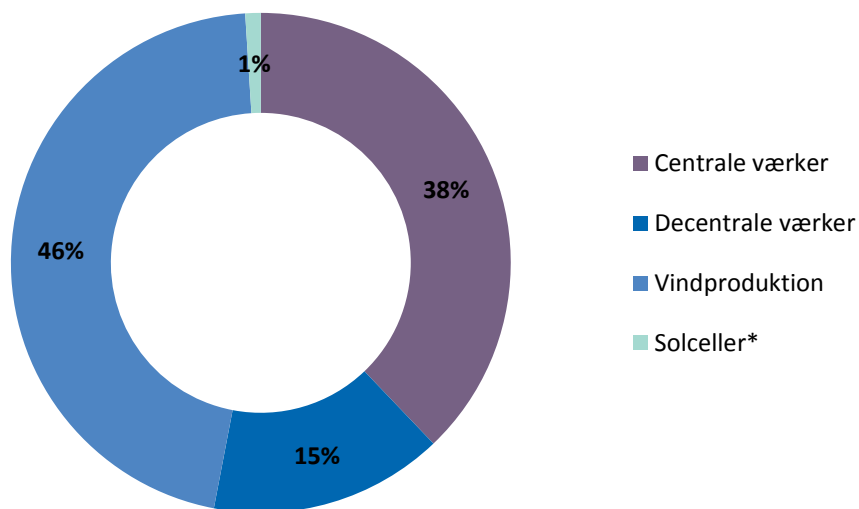
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoimporten er positiv, når der er mere import end eksport og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusive transmissionstab.

11. 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 38 pct. af den samlede danske produktion for vinterhalvåret 2017/2018, mens decentrale værker og solceller udgjorde henholdsvis 15 pct. og 1 pct., jf. figur 2.

12. I forhold til sommerhalvåret 2017 udgjorde vindproduktionen i vinterhalvåret 2017/2018 8,9 procentpoint mindre end tidligere, mens centrale værker modsat udgjorde 13,2 procentpoint mere.

13. Vindproduktionen har bidraget med 3 pct. til 82 pct. af den daglige samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for vinterhalvåret 2017/2018.

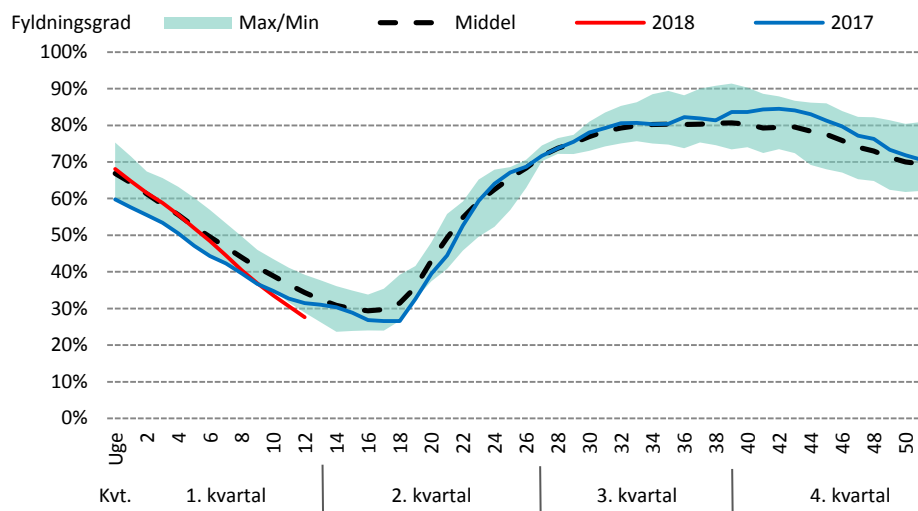
* Solcellers produktion er baseret på estimerede tal og er dermed ikke faktiske produktionstal.

14. Vejret var relativt vådt i Norden i starten af 4. kvartal 2017, hvilket bevirkede, at den nordiske hydrobalance² var i overskud på ca. 5 TWh i starten af vinteren. En våd og mild vejrudsigt de sidste par uger af 4. kvartal 2017 forøgede hydrobalancens overskud til 14,7 TWh ved udgangen af 4. kvartal 2017. Det kolde og tørre vejr der prægede Norden i 1. kvartal 2018 bevirkede sammen med et stigende forbrug af elektricitet, at den nordiske hydrobalance gik i underskud i midten af marts. Dette var medvirkende årsag til, at fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer lå under sæsongennemsnittet i den sidste halvdel af 1. kvartal 2018.

15. Overordnet set følger fyldningen i de nordiske vandreservoarer det typiske sæsonmønster – fortsætter dette mønster, vil fyldningsgraden være stigende på vej ind mod 2. kvartal 2018.

² Hydrobalancen dækker over den akkumulerede nedbør i Norden. Dette inkluderer vandet i vandreservoarerne (som vist i figur 2), 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 3 | FYLDNINGSGRAD AF ALLE VANDRESERVOIRER I NORDEN FOR 2017 SAMT 1. KVARTAL 2018



Kilde: Nord Pool

Note: Magasinfyldning af vandreservoirer i Norden (Norge, Sverige og Finland). Værdierne minimum, maksimum og middel er for de seneste fem år. Data er på ugebasis og er opgjort i pct. af det maksimale fyldningsniveau.

3. BØRSPRISER

3.1 SPOTMARKED

16. 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 vinterhalvåret 2017/2018 blev 92,9 pct.³ af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

17. 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. Skønt priserne i både Øst- og Vestdanmark er steget siden 2015, er priserne stadig på et lavt niveau i forhold til 2010 (jf. figur 13 i appendiks for den historiske prisudvikling).

³ I denne beregning er der ikke taget højde for Litauens elforbrug og elhandel – data stammer fra Nord Pool og er til og med 31. marts 2018..

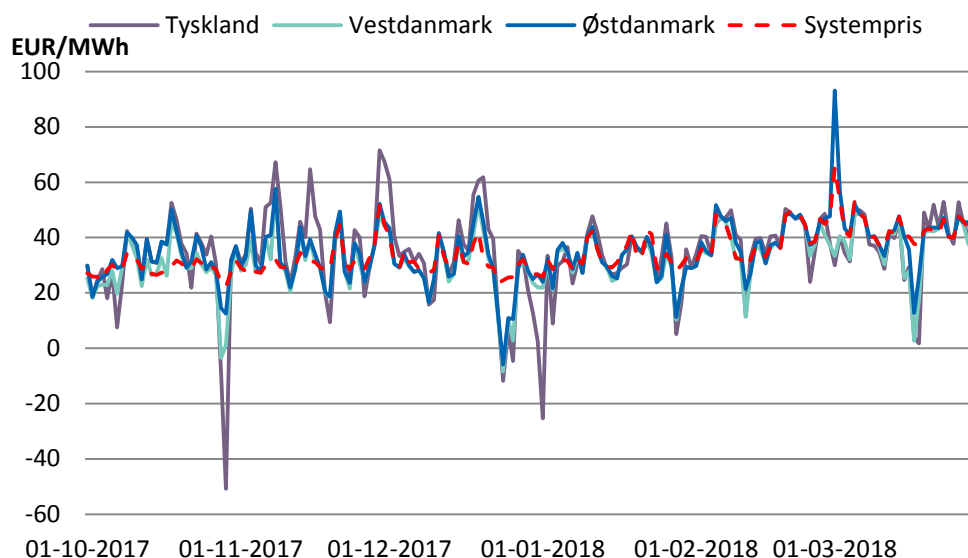
18. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark for hele vinterhalvåret 2017/2018 var 33,7 EUR/MWh. Sammenlignet med sommerhalvåret 2017 har spotpriserne i vinterhalvåret 2017/2018 været forholdsvis volatile målt på standardafvigelsen. De daglige spotpriser for Vestdanmark har i gennemsnit været 32,4 EUR/MWh og varieret mellem -8,4 og 56,8 EUR/MWh. For Østdanmark var gennemsnittet af de daglige spotpriser 35,0 EUR/MWh indenfor spændet -5,9 og 93,1 EUR/MWh, jf. figur 4.

19. De laveste danske daglige spotpriser på -8,4 og -5,9 EUR/MWh for henholdsvis Vest- og Østdanmark var at finde d. 24. december 2017. De lave priser skyldtes blandt andet et lavt elektricitetsforbrug, høj vindproduktion samt lav tilgængelig eksportkapacitet fra Vestdanmark til Tyskland og fra Danmark til Sverige. Periodens højeste daglige spotpris i Danmark var på 93,1 EUR/MWh og forekom i Østdanmark d. 1. marts 2018, hvilket bl.a. skyldtes vedvarende tørt og koldt vejr igennem en længere periode resulterende i højere forbrug og en svækkelse af hydrobalancen.

20. Den højeste danske spotpris på timebasis var d. 1. marts 2018 kl. 08-09 på 255,0 EUR/MWh, omvendt var den laveste danske spotpris på -50,0 EUR/MWh d. 24. december 2017 kl. 02-03.

21. Der har i vinterhalvåret 2017/2018 været henholdsvis 85 og 69 timer med negative priser for Vest- og Østdanmark. Negative priser er generelt et udtryk for en usædvanlig tilstand på elmarkedet, hvor det koster penge at komme af med elektricitet.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Energinet.dk.

Note: Prisudviklingen på spotmarkedet for Vest- og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris for vinterhalvåret 2017/2018. 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

22. 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.

23. 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 | HANDLET VOLUME I INTRADAYMARKEDET I FORHOLD TIL DEN SAMLEDE HANDLEDE VOLUME PÅ NORD POOL – VINTERHALVÅRET 2017/2018

Handlet volumen i pct.	4. kvartal 2017	1. kvartal 2018
Danmark	10,0 pct.	7,8 pct.
Norge	2,3 pct.	2,0 pct.
Sverige	3,2 pct.	2,8 pct.
Finland	2,1 pct.	1,8 pct.

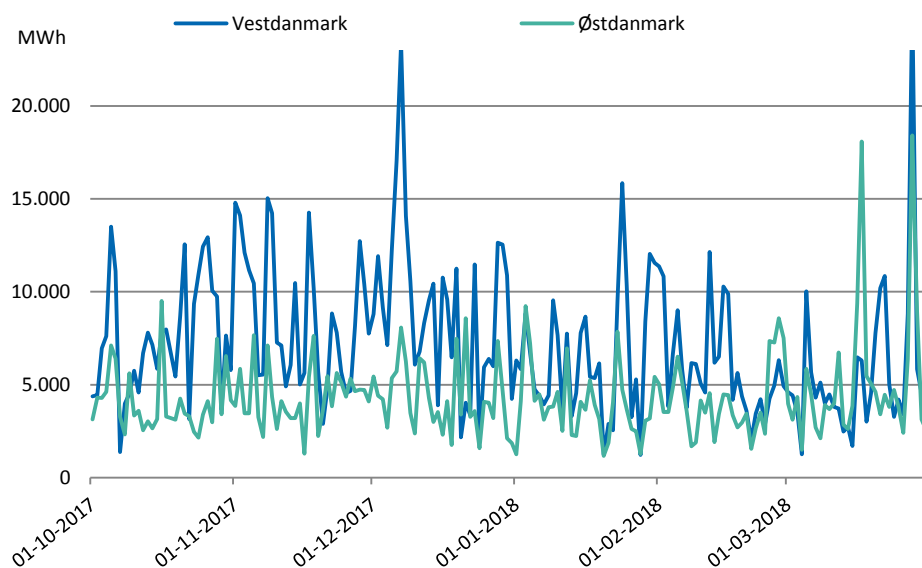
Kilde: Nord Pool og egne beregninger.

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

24. Den handlede volumen på intradaymarkedet er karakteriseret ved at være meget svingende, jf. figur 5. Variationen kan bl.a. tilskrives fluktuerende vind- og solproduktion, uventede driftsforhold såsom driftsstop af kraftværker eller udnyttelse af opståede arbitragemuligheder.

25. 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 7. december 2017 og d. 28 marts 2018 sluttede intradayhandlen i Vestdanmark med en høj volumen på henholdsvis 23,4 og 25,7 GWh. Intradayhandlen i Østdanmark sluttede med en høj volumen d. 17. marts og d. 28. marts 2018 på henholdsvis 18,1 og 18,4 GWh.

FIGUR 5 | HANDLET VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Nord Pool.

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

3.3 PRISKORRELATION

26. 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 markedskoblingen mellem prisområderne er velfungerende, hvorimod en lav korrelationskoefficient kan forklares ved flaskehalse. Flaskehalse omtales i afsnit 6.

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEML PRISOMRÅDER

Korrelationskoefficienter	Vinterhalvåret 2016/2017	Sommerhalvåret 2017	Vinterhalvåret 2017/2018
DK1 - DK2	0,88	0,89	0,83
DK1 - System	0,77	0,64	0,69
DK1 - DE	0,66	0,71	0,83
DK2 - System	0,80	0,71	0,78
DK2 - DE	0,69	0,67	0,71

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis.

27. Priskorrelationen mellem systemprisen og prisområderne i henholdsvis DK1 og DK2 er forbedret siden sommerhalvåret 2017, men ligger dog stadig på et lavere niveau end vinterhalvåret 2016/2017.

28. Priskorrelationskoefficienterne er generelt høje. Den laveste er dog korrelationen mellem DK1 og systemprisen. Den lave priskorrelation mellem DK1 og systemprisen kan blandt andet forklares ved lav tilgængelig handelskapacitet på Kontiskan og Skagerrak forbindelserne for vinterhalvåret 2017/2018. Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er forværret siden sommerhalvåret 2017.

29. Priskorrelationen mellem DK1 og DE er væsentlig forbedret. Forbedringen kan blandt andet skyldes aftalen om minimumskapacitet på denne forbindelse se afsnit 5., da den giver bedre mulighed for prisudjævning mellem områderne samt samvariation i priserne. Priskorrelationen mellem DK2 og DE er ligeledes forbedret siden sommerhalvåret 2017, jf. tabel 2.

30. Alle priskorrelationer er forbedret siden sommerhalvåret 2017 på nær priskorrelationen mellem DK1 og DK2.

3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDET PÅ NORD POOL

31. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool målt i forhold til forbrug og produktion har været henholdsvis 101,2 pct. og 103,3 pct. for 4. kvartal 2017 og 1. kvartal 2018. Årsagen til, at den handlede volumen overstiger summen af produktion og forbrug, skyldes, at aktørerne kan købe/sælge tilbage i intraday

markedet, hvad de købte/solgte i dayahead markedet. Det betyder, at den samme volumen handles flere gange, men på forskellige markeder og indgår dermed mere end én gang.

32. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool (for vinterhalvåret 2017/2018 blev der i Danmark handlet for 37.464 GWh på Nord Pool), mens den resterende del handles bilateralt udenom Nord Pool. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 94 pct. i 4. kvartal 2017 og 98 pct. i 1. kvartal 2018. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 7 pct. i 4. kvartal 2017 og 5 pct. i 1. kvartal 2018, jf. tabel 3.

TABEL 3 | MARKEDSANDELE FOR EL HANDET I DANMARK PÅ NORD POOL – VINTERHALVÅRET 2017/2018

Markedsandel i pct.	4. kvartal 2017	1. kvartal 2018
Elspot volumen	94,3 pct.	98,3 pct.
Elbas volumen	6,9 pct.	5,0 pct.
Samlet børshandel	101,2 pct.	103,3 pct.

Kilde: Nord Pool, Energinet.dk og Energistyrelsen.

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

4. FINANSIELLE MARKEDER

33. 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.

34. 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.

35. 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

36. 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 (både for futures og DS futures/forwards) umiddelbart før den periode, hvor de træder i kraft.

37. I tabel 4 og 5 er mængderne for årskontrakter fordelt ligeligt pr. kvartal i 2017 og 2018. 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 2017/2018.

Mængder i MWh	4. kvartal 2017	1. kvartal 2018
Årskontrakter	685.470	659.190
Kvartalskontrakter	1.267.966	978.027
Månedskontrakter	1.289.811	751.818
Sum	3.243.247	2.389.035
Bruttoforbrug af elektricitet	5.568.922	5.742.843
Andel	58,2 pct.	41,6 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 2017/2018.

Mængder i MWh	4. kvartal 2017	1. kvartal 2018
Årskontrakter	477.420	317.550
Kvartalskontrakter	812.691	671.449
Månedskontrakter	867.821	412.648
Sum	2.157.932	1.401.647
Bruttoforbrug af elektricitet	3.592.440	3.744.831
Andel	60,1 pct.	37,4 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.

38. Det fremgår af tabel 4 og 5, at andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højere i Øst end i Vestdanmark for 4. kvartal 2017 og 1. kvartal 2018. Fra 4. kvartal 2017 til 1. kvartal 2018 er den prissikrede andel af bruttoforbruget faldet markant for både Vest- og Østdanmark.

4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

39. 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 børserne den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne.

40. En køber af en PTR-rettinghed 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-rettinghed kan på denne måde bruges til at risikofædække prisudsving mellem to prisområder.

41. Auktionerne af PTR-rettingheder 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.

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

43. 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 6 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET MÅNEDSKAPACITET FOR PTR – VINTERHALVÅRET 2017/2018

MW – Efterspurgt/alokeret	Oktober	November	December	Januar	Februar	Marts
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	1249/120	845/120	907/120	803/122	1079/122	778/120
DE → DK1	3020/350	2968/350	2696/350	845/100	1032/100	2175/349
DE → DK2	1251/120	996/120	1075/120	935/120	1118/120	842/120
DK1 → DK2	1473/150	1111/150	1052/150	1003/150	1297/150	1238/150
DK2 → DK1	1361/150	1194/150	1019/149	1072/149	1302/148	1314/146

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

44. I oktober 2017 var den efterspurgte mængde 1.249 MW på forbindelsen Øst-danmark - Tyskland, mens den allokerede mængde var 120 MW. Oktober måneds efterspørgsel var således 10,4 gange større end udbuddet, hvilket er den største

månedlige forskel mellem udbud og efterspørgsel på tværs af alle forbindelserne for hele vinterhalvåret 2017/2018. 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 efterspurte mængder er højere end de allokerede mængder.

45. For forbindelsen Vestdanmark – Tyskland i eksportretningen er der ikke udbudt PTR-rettigheeder på månedsbasis for vinterhalvåret 2017/2018, jf. afsnit 5 om kapacitet.

46. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har været svingende i 4. kvartal 2017 og faldende i 1. kvartal 2018 med priser på 7,55 EUR/MWh i januar 2018 og 2,42 EUR/MWh i marts 2018. For den modsatte retning DE til DK2 er udsvingene i priserne mindre med laveste pris på 0,74 EUR/MWh i december 2017 og højeste pris på 1,8 EUR/MWh i marts 2018.

47. Priserne på PTR på forbindelsen DE-DK1 var relative stabile i perioden oktober 2017 til marts 2018, men steg væsentligt i februar fra 0,61 EUR/MWh i januar 2018 til 1,25 EUR/MWh, i februar 2018. Der har ikke været afholdt noget udbud i den modsatte retning.

48. Prisen for den elektriske Storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 har varieret mellem 1,7 EUR/MWh og 4,11 EUR/MWh. Prisen i den modsatte retning DK2 til DK1 er omvendt mere stabil og har varieret mellem 0,2 EUR/MWh og 0,3 EUR/MWh i perioden, jf. tabel 7.

TABEL 7 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2017/2018

EUR/MWh	Oktober	November	December	Januar	Februar	Marts
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	2,11	7,14	5,87	7,55	4,58	2,42
DE → DK1	0,56	0,53	0,91	0,61	1,25	0,81
DE → DK2	1,73	0,74	1,36	1,21	1,71	1,8
DK1 → DK2	4,11	2,65	3,25	2,19	1,7	2,03
DK2 → DK1	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03

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 prissikring, men kan også afspejle en mere speculativ budgivning.

TABEL 8 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET SAMT PRISER FOR PTR ÅRSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2017/2018

	Efterspurgt (MW)	Allokeret (MW)	Pris (EUR/MWh)
DK1 → DE	-	-	-
DK2 → DE	819	120	4,98
DE → DK1	2651	450	0,78
DE → DK2	809	120	1,88

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

49. Der er ikke udbudt PTR-rettigheder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland (DK1 til DE).

50. Prisen på PTR årsprodukter pr. måned for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har i vinterhalvåret 2017/2018 ligget over prisen for et PTR månedsprodukt i månederne november, december og oktober. For forbindelsen i den modsatte retning har prisen for årsproduktet for vinterhalvåret 2017/2018 været højere end prisen for et PTR månedsprodukt i alle måneder. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen på PTR årsproduktet for vinterhalvåret 2017/2018 været højere end prisen på månedsprodukterne på nær december og marts, 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 FORWARDKONTRAKTER

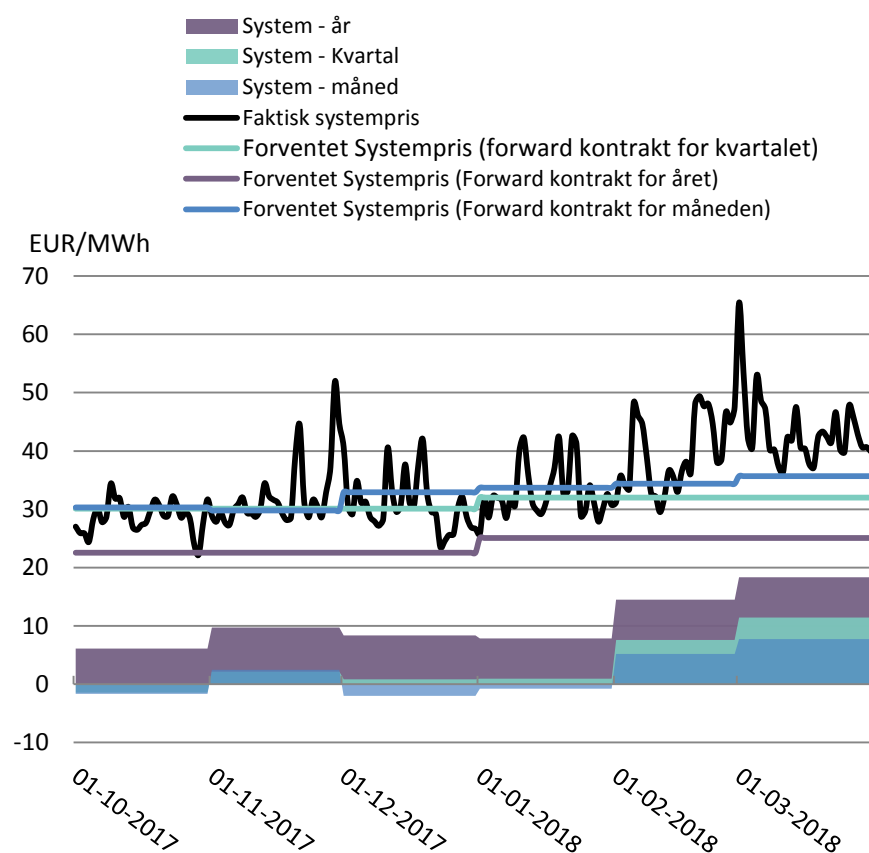
51. En forwardkontrakt giver indehaveren ret til at indkøbe elektricitet på Nord-Pool for en fremtidig periode til en fast pris fastlagt i forwardkontrakten. Forwardkontrakten afspejler dermed *forventningen* til den fremtidige systempris.

52. Forskellen mellem prisen på en forwardkontrakt og den faktiske systempris fortæller, om den forventede systempris har været højere eller lavere end den faktiske systempris. En positiv difference viser, at den faktiske systempris har været højere end den forventede systempris, dvs. at prisen på el har været højere end forventet. Det er bl.a. muligt, at handle måneds-, kvartals- og årsforwardkontrakter via Nasdaq, hvilket betyder, at en køber eller sælger kan "fastlåse" elprisen i de tilsvarende perioder.

53. Den forventede systempris for årsforwardkontrakterne, er i figur 6, defineret som gennemsnitsprisen for sidste års forventning. Tilsvarende er gjort for den forventede systempris for henholdsvis kvartals- og månedsforwardkontrakterne, altså henholdsvis gennemsnitsprisen af forventningen i sidste kvartal og måned. Forskellen mellem den faktiske systempris og den forventede systempris er, i figur

6, defineret, som månedlig gennemsnit af den faktiske systempris minus den forventede systempris for henholdsvis års-, kvartals- og månedsforwardkontrakter. Den gennemsnitlige forskel angiver dermed, hvor meget forwardkontrakterne i gennemsnit lå over eller under den faktiske systempris for den pågældende måned. I vinterhalvåret har den faktiske systempris i gennemsnit været højere end forventet i alle måneder for års-, kvartals- og månedsforwardkontrakterne, på nær for kvartalsforwardkontrakten i oktober 2017, og for månedsforwardkontrakterne i oktober 2017, december 2017 og januar 2018, jf. figur 6.

FIGUR 6 | FORVENTET OG FAKTISK SYSTEMPRIS – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

5. KAPACITET

54. 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.

55. 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 2017/2018**

Forbindelse	Retning	Nominel kapacitet	Tilgængelig handelskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark)	DK1 → DK2	590 MW	99 pct.
	DK2 → DK1	600 MW	99 pct.
Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge)	DK1 → NO2	1.632 MW	77 pct.
	NO2 → DK1	1.632 MW	79 pct.
Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige)	DK1 → SE3	740 MW	79 pct.
	SE3 → DK1	680 MW	97 pct.
Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige)	DK2 → SE4	1.700 MW	67 pct.
	SE4 → DK2	1.300 MW	86 pct.
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW	46 pct.
	DE → DK1	1.500 MW	95 pct.
Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland)	DK2 → DE	585 MW	98 pct.
	DE → DK2	600 MW	98 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.

56. Alle forbindelser, på nær DK2-SE4 og DK1-DE, har haft en tilgængelig handelskapacitet på over 70 pct. for vinterhalvåret 2017/2018. Herunder har særligt DK1-DK2 forbindelsen haft en høj handelskapacitet på 99 pct.

57. Energi- Forsynings- og Klimaministeriet (EFKM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) har den 14. juni 2017 udsendt en pressemeddelelse, hvor det fremgår, at der er indgået en aftale mellem EFKM/BMWi og hhv. dansk og tysk regulator, om at handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland over en årrække frem mod udgangen af 2020 skal stige væsentligt.

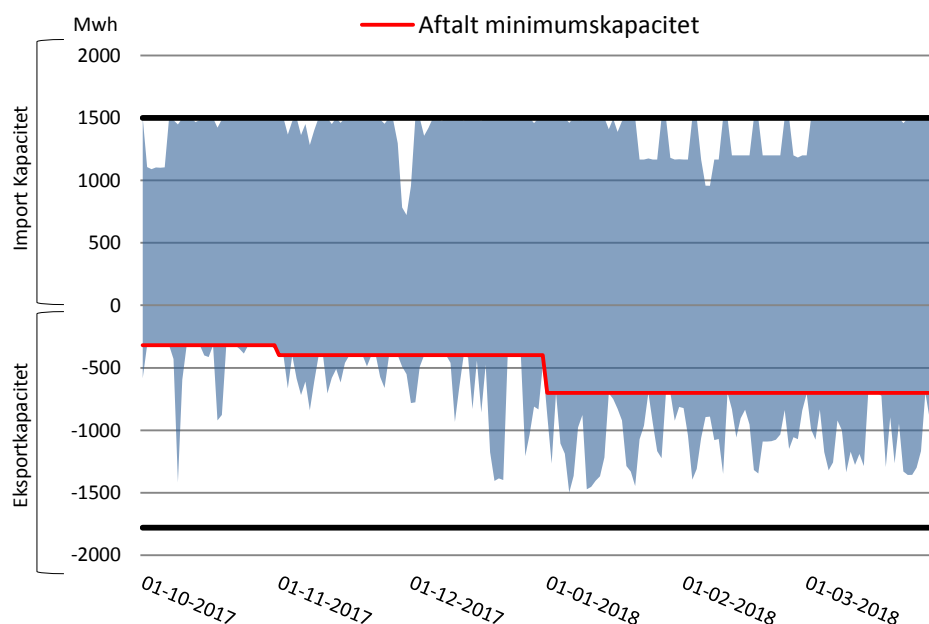
58. Aftalen skal implementeres per 1. december 2017, men er påbegyndt med en pilotfase allerede fra juli 2017, som løber til udgangen af november 2017. I pilotfasen skal den minimale tilgængelige kapacitet udgøre 80 MW i juli, 160 MW i august, 240 MW i september, 320 MW i oktober og 400 MW i november. Den minimale tilgængelige kapacitet skal efter pilotfasens udløb udgøre 400 MW pr. 1. december 2017. Minimumskapaciteten vil derefter stige til 700 MW i 2018, 900 MW i de første tre måneder af 2019, 1000 MW fra 1. april 2019 og 1100 MW fra 2020. Aftalen løber frem til udgangen af 2020.

59. Energitilsynet overvåger løbende implementeringen af aftalen, herunder om minimumsniveauet overholdes. Energitilsynet kan konstatere, at den minimale tilgængelige kapacitet har overholdt de aftalte niveauer for vinterhalvåret 2017/2018.

60. Sammenlignet med sommerhalvåret 2017 har der været en stigning på ca. 10 procentpoint i udnyttelsen af kapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland, således at ca. 46 pct. af kapaciteten i gennemsnit var tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland for vinterhalvåret 2017/2018. Ca. 95 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, hvilket er en stigning på ca. 4 procentpoint sammenlignet med sommerhalvåret 2017, jf. figur 7.

61. Foruden aftalen mellem EFKM/BMWi og de nationale regulatorer, Bundesnetzagentur og Energitilsynet har Europa-Kommissionen den 19. marts 2018 åbnet en undersøgelse af om den tyske transmissionssystemoperatørs (TenneT) praksis med at begrænse kapaciteten på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland (DK1-DE) er foreneligt med EU antitrust reglerne. I den forbindelse har TenneT afgivet en række tilsagn for at imødekomme de betænkeligheder, som Europa-Kommissionen har angående TenneT's praksis. De af TenneT afgivne tilsagn vedrører bl.a. at der som minimum skal være 1300 MW handelskapacitet til rådighed for markedet. TenneT kan i nogle nærmere angivne tilfælde begrænse kapaciteten til 500 MW. TenneT har tilbudt at minimumshandelskapaciteten øges gradvist indtil 1300 MW når 6 måneder efter Kommissionens beslutning. TenneTs tilsagn har været sendt i offentlig høring. Hvis Kommissionen finder, at TenneTs tilsagn imødekommer dens betænkeligheder, gør Kommissionen disse tilsagn bindende for TenneT ved beslutning.

FIGUR 7 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2017/2018



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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem ovenstående forbindelser. Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen, den røde kurve angiver den aftalte minimumskapacitet. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

62. Handelskapaciteten på forbindelserne DK1-SE3 og DK2-SE4 for vinterhalvåret 2017/2018 har haft et varierende omfang, hvor den tilgængelige handelskapacitet relativt ofte har været begrænset, jf. figur 8. Kapacitetsudnyttelsen for DK1 med retning mod SE3 og DK2 med retningen mod SE4 var på henholdsvis 79 pct. og 67 pct. for vinterhalvåret 2017/2018. Sammenlignet med sommerhalvåret 2017 er dette en stigning på 6 procentpoint for DK1-SE3 og et fald på 11 procentpoint for DK2-SE4. En medvirkende årsag til den nedsatte kapacitet på DK2-SE4 var planlagt vedligeholdelse i perioden 11. november 2017 – 9. februar 2018.⁴

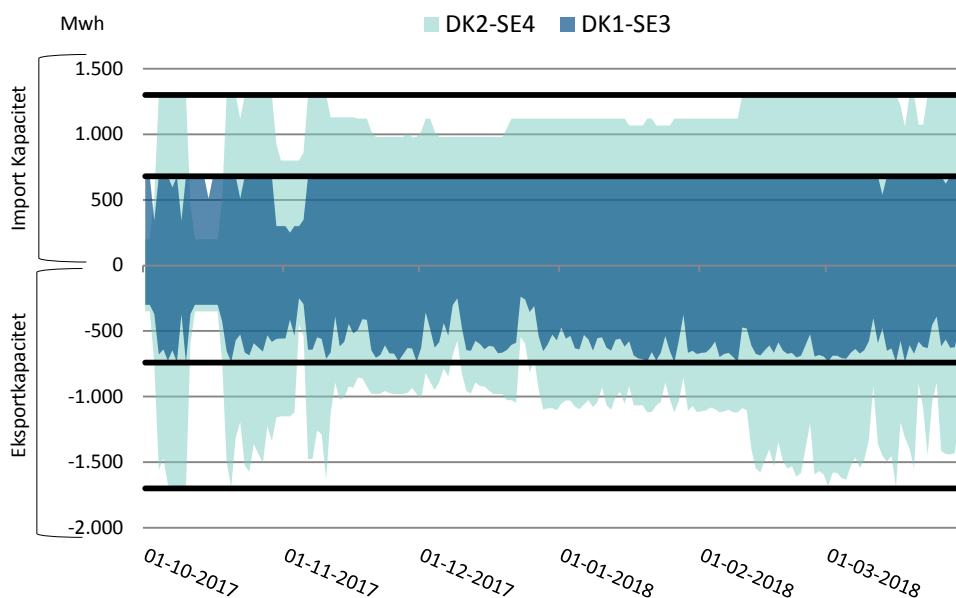
63. Svenska Kraftnät offentliggjorde d. 13. december 2016⁵, at importkapaciteten til Sverige på bestemte interkonnektorer fra d. 15. december 2016 vil kunne blive reduceret for at håndtere eventuelle forventede flaskehalse ved Vestkyst korridoren (West Coast Corridor) – for Danmarks vedkommende omfatter det Kontiskan- og Øresundsforbindelsen, som i den anledning ifølge Svenska Statkraft er blevet reduceret i henholdsvis 1722 og 1461 timer i vinterhalvåret 2017/2018.

64. Handelskapaciteter i Norden er for mange forbindelser i en periode faldet. I forlængelse heraf udmeldte, foreningen af nordiske regulatorer, NordREG, i en pressemeddelelse d. 5. april 2018, at NordREG vil undersøge, hvordan overvågningen af den grænseoverskridende eltransmissionskapacitet i den Nordiske region kan koordineres mere systematisk. I den forbindelse vil NordREG inddrage de nordiske TSOer og markedsaktører i arbejdet, og opfordrer TSOerne til at overveje, hvordan man yderligere kan øge gennemsigtigheden ved at videreudvikle den eksisterende rapportering omkring kapaciteterne.

⁴ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/60424f30-5e59-41cb-b306-65807fb87ccb/3>

⁵ <http://www.nordpoolspot.com/message-center-container/newsroom/tso-news/2016/q4/no.-332016---updated-routine-for-congestion-management-for-the-west-coast-corridor-in-sweden/>

FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM DANMARK OG SVERIGE – VINTERHALVÅRET 2017/2018

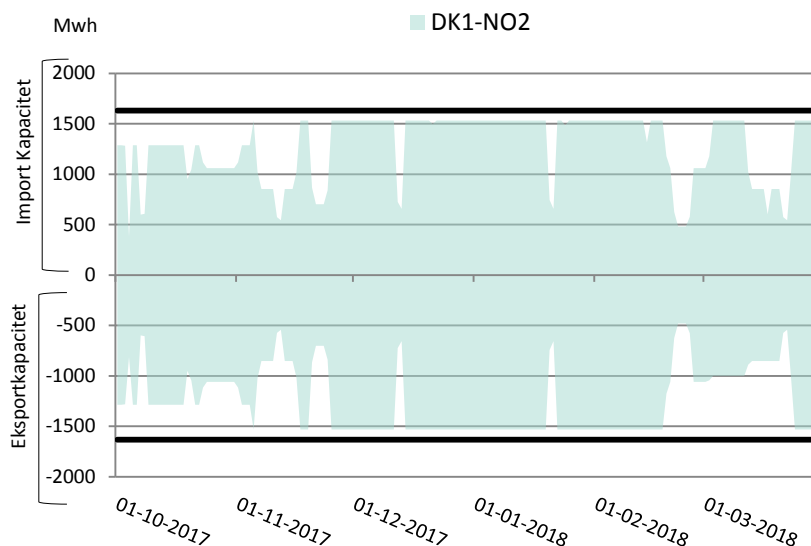


Kilde: Energinet.dk, Nord Pool og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem ovenstående forbindelser. De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelserne. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

65. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-NO2 har haft varierende omfang i begge retninger i vinterhalvåret 2017/2018, hvor den tilgængelige handelskapacitet relativt ofte har været begrænset, jf. figur 9. Kapacitetsudnyttelsen for DK1 med retning mod NO2 og modsatte vej var på henholdsvis 77 pct. og 79 pct. for vinterhalvåret 2017/2018. Sammenlignet med sommerhalvåret 2017 er dette en stigning på henholdsvis 8 og 9 procentpoint.

FIGUR 9 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN TIL NORGE – VINTERHALVÅRET 2017/2018



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

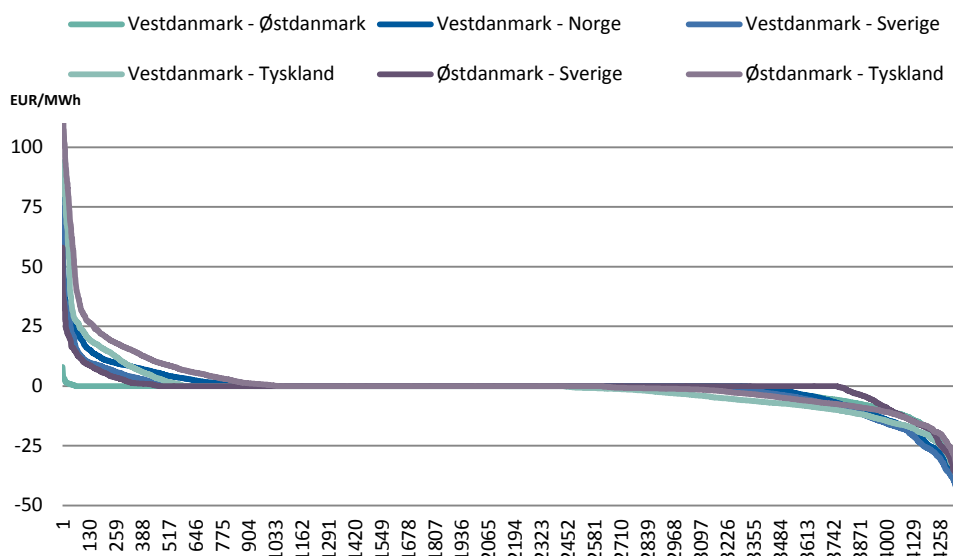
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem ovenstående forbindelser. De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelserne. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

6. FLASKEHALSE

66. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i vinterhalvåret 2017/2018, jf. figur 10. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 472 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 611 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 24,8 pct. af tiden. I de resterende 3.285 timer (svarende til 75,2 pct. af tiden) i vinterhalvåret 2017/2018 har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4.

67. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 3.096 timer (svarende til 70,9 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 63 timer, jf. figur 11. Derimod var spotprisen i Østdanmark højere end spotprisen i Vestdanmark i 1.209 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 29,1 pct. af tiden, hvilket er 3,3 procentpoint højere i forhold til sommerhalvåret 2017, hvor der var ens spotpriser i 74,2 pct. af tiden.

FIGUR 10 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEM PRISOMRÅDER – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Varighedskurve for antal timer med prisforskelle mellem prisområderne for sommerhalvåret 2018 opgjort i EUR/MWh. Eksempel på aflæsning: I 1990 timer har spotprisen været højere i Vestdanmark i forhold til Norge. Hvis der ikke var nogen prisforskelle ville graferne være helt flade.

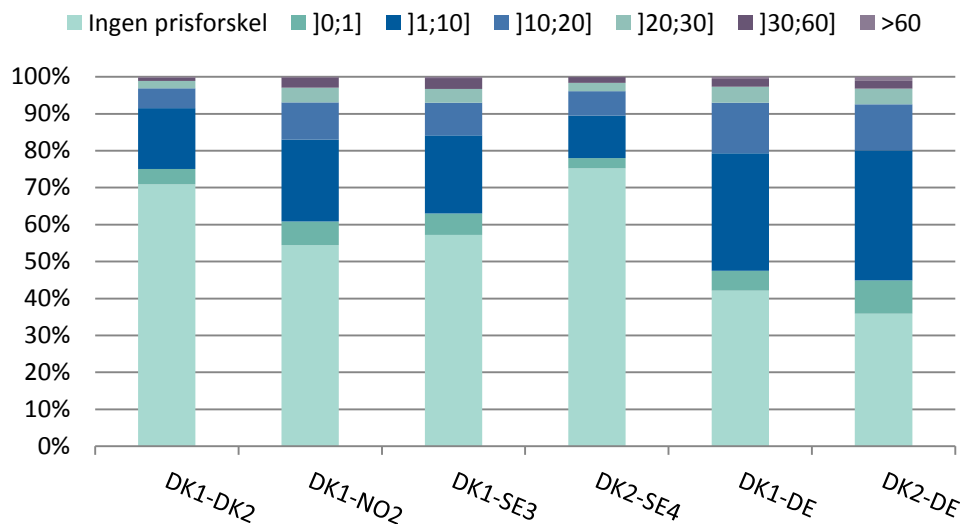
68. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. På DK2-DE var der ens spotpriser 35,9 pct. af tiden I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Tyskland, jf. figur 10.

69. På forbindelsen mellem DK1-DE var spotpriserne ens 42,1 pct. af tiden, hvilket er et fald på 7,3 procentpoint i forhold til sommerhalvåret 2017. I den resterende tid var spotprisen primært højest i Tyskland (44,4 pct. af tiden). I 591 timer (13,5 pct.) var den tyske spotpris lavest.

70. 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 11.

71. Det fremgår af figur 11, at prisforskellene er lavest mellem DK2 og SE4. En af grundene til, at prisudligningen mellem de danske og tyske prisområder ikke foregår optimalt skyldes bl.a. begrænsninger på forbindelsen mellem prisområderne, jf. tabel 9.

FIGUR 11 | ANDEL AF TIMER MED PRISFORSKELLE (EUR/MWH) MELLEM PRIS-OMRÅDER – VINTERHALVÅRET 2017/2018



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Figuren viser fordelingen af prisforskelle for sommerhalvåret 2017 for forskellige prisområder.

72. 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 vinterhalvåret 2017/2018 var i alt på 97,3 mio. EUR, hvilket er en stigning på 35,3 mio. EUR sammenlignet med sommerhalvåret 2017, hvor flaskehalsindtægterne var på 62,0 mio. EUR, jf. tabel 10.

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

74. Indtægterne for års- og månedsauktioner på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har for hele vinterhalvåret 2017/2018 henholdsvis været på ca. 662.000 og ca. 788.000 EUR.

75. For forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland har års- og månedsauktioner for hele vinterhalvåret 2017/2018 givet en indtægt på henholdsvis ca. 3,0 og 3,4 mio. EUR jf. tabel 10. Fra 2015 har det ikke været muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det pressede nordtyske elnet. Det er fortsat muligt at købe årskapacitet i modsat retning – fra Tyskland til Vestdanmark.

76. Flaskehals- og auktionsindtægterne på udlandsforbindelserne deles som udgangspunkt mellem de to landes TSO'er⁶. Energinet.dk får alle flaskehalsindtægterne for Storebæltsforbindelsen, som er en indenrigsforbindelse, jf. figur 10.

TABEL 10 | FORBINDELSERNES FLASKEHALS- OG AUKTIONSINDTÆGTER – VINTERHALVÅRET 2017/2018

(1.000 EUR)	Okt.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Sum
DK1 – DK2	1.864	721	638	369	893	2.079	6.564
DK1 – NO2	4.367	3.730	5.900	3.681	1.564	3.163	22.406
DK1 – SE3	1.799	1.780	1.196	969	844	3.522	10.109
DK2 – SE4	1.350	2.315	1.622	1.752	390	1.597	9.026
DK2 – DE	2.845	3.124	3.065	2.456	1.343	3.534	16.366
DK1 – DE	4.430	3.623	5.523	5.466	2.503	3.420	24.965
DK1 – DE:							
Månedsauktion	146	126	234	45	41	196	788
DK1 – DE:							
Årsauktion	113	109	113	113	102	113	662
DK2 – DE:							
Månedsauktion	343	681	645	793	513	380	3.356
DK2 – DE:							
Årsauktion	513	497	513	513	464	513	3.014
Sum	17.769	16.707	19.449	16.157	8.657	18.518	97.257

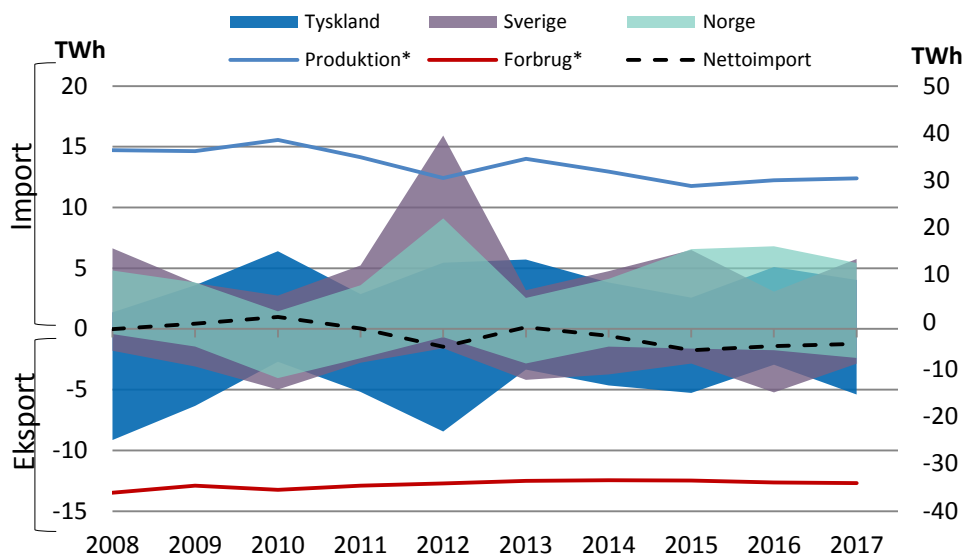
Kilde: Energinet.dk og Nord Pool.

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

⁶ Som udgangspunkt deles flaskehalsindtægterne ligeligt mellem landenes TSO'er.

7. HISTORISK APPENDIKS

FIGUR 12 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOIMPORT, 2008-2017



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

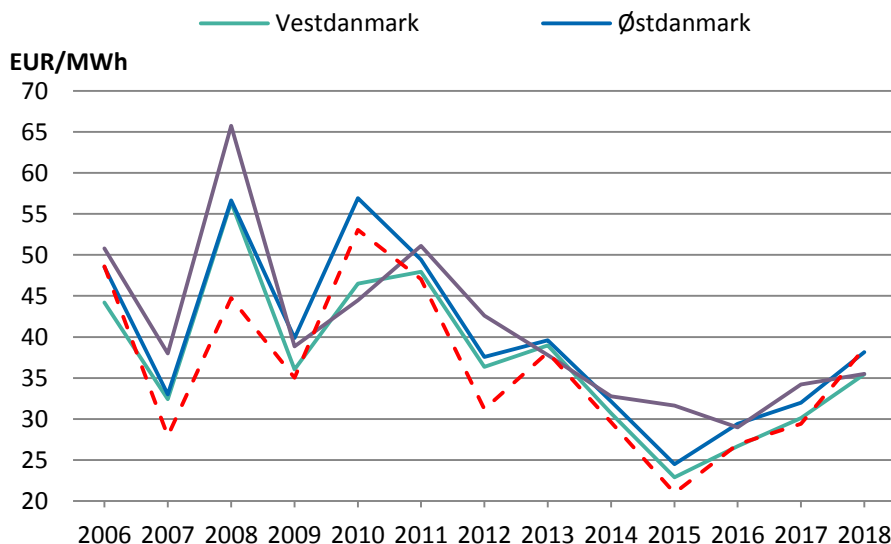
Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

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.

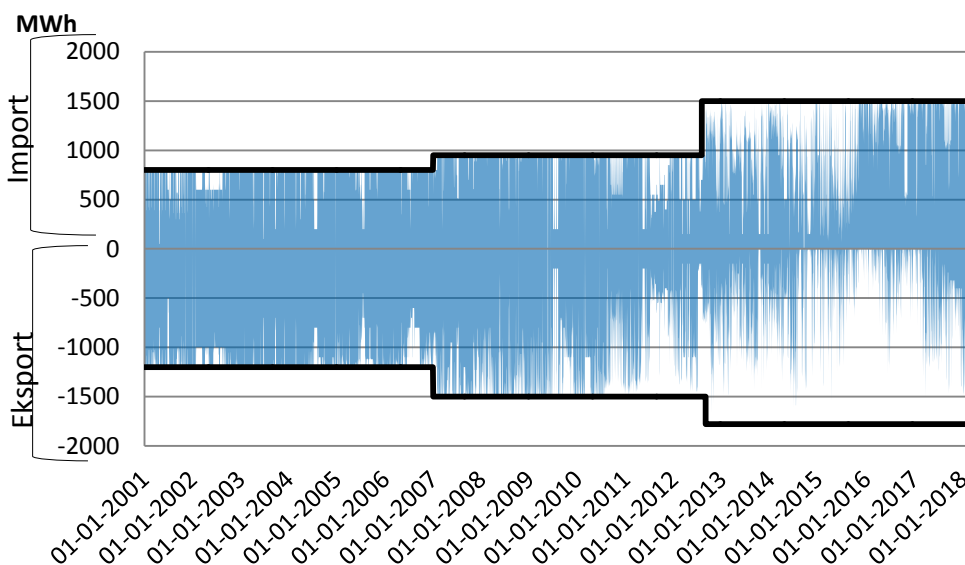
FIGUR 13 | ÅRLIGE PRISER FOR DANMARK OG TYSKLAND, 2006-2018



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 2018 er til og med 31.marts.

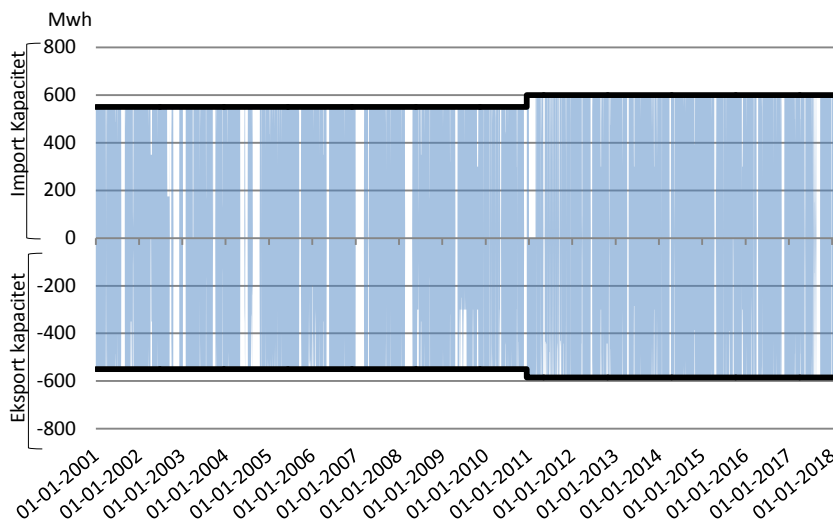
FIGUR 14 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLE M VESTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2018



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. 2018 tal er fra 1. januar til og med 31. marts.

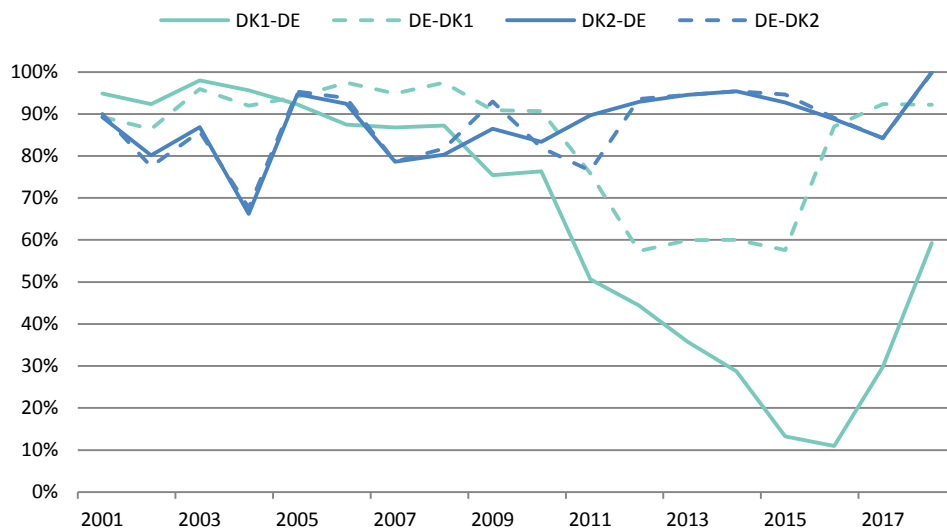
FIGUR 15 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM ØSTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2018



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. 2018 tal er fra 1. januar til og med 31. marts.

FIGUR 16 | GENNEMSNITLIG TILGÆNGLIG HANDELSKAPACITET AF DEN NOMINELLE KAPACITET PÅ ÅRSBASIS, 2001-2018



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

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2018 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2018 tal er fra 1. januar til og med 31. marts.

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.
Blokud	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	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 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 regulær-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 opererer spotbørsen EPEX Spot, som opereres af Schweiz.
Spread	Forskellen mellem den pris, som en køber tilbyder (bid price), og den, som en sælger forlanger (ask price) ved handel. Begrebet bruges ved kontinuert 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.
Velfærds-kriteriet	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