



ENERGITILSYNET

Sekretariatet for Energitilsynet

Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og gas

Kvartalsrapport - 4.kvartal 2012

Indholdsfortegnelse

1. Forord	2
Det danske engrosmarked for naturgas	
2 Produktion, forbrug og eksport.....	3
3 Lager.....	4
4 Nord Pool Gas	5
5 Day-ahead prisudvikling	8
5.1 Prisudvikling i Danmark	8
5.2 Prisudvikling i Europa.....	8
6 Ellund	9
6.1 Flow i Ellund.....	9
6.2 Flaskehalse i Ellund	10
6.3 Afbrud i Ellund	10
7 To prisregimer	11
Det danske engrosmarked for elektricitet	
8 Produktion, forbrug og eksport.....	12
9 Day-ahead prisudvikling	15
9.1 Prisudvikling i Danmark	15
9.2 Prisudvikling i Europa.....	16
9.3 Følger danske spotpriser de højeste priser?.....	17
10 Kapacitet.....	18
11 Flaskehalse	20
12 Markedskobling.....	22

1. Forord

Som en del af Sekretariatet for Energitilsynets markedsovervågning af engrosmarkederne for elektricitet og naturgas udarbejdes markedsrapporter, der på baggrund af en række indikatorer beskriver udviklingen på engrosmarkederne. Overvågningen foretages med udgangspunkt i bekendtgørelse nr. 1002 af 20. oktober 2011 om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas m.v. Overvågningen har til formål at overvåge graden og effektiviteten af markedsåbning og konkurrence på engrosmarkedet, herunder elektricitets- og gasbørser, markedsudviklingen og strukturelle problemer.

Der henvises til *"Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og naturgas – 1. kvartal 2012"* for markedsbeskrivelser og historisk udvikling i de forskellige indikatorer for elektricitet og naturgas i Danmark.

Fremadrettet vil markedsrapporterne udgives som halvårslige rapporter fremfor – som det har været tilfældet i 2012 - kvartalsvise rapporter. Alt efter behov vil der fremadrettet blive inddraget mindre ad hoc analyser i markedsrapporterne.

Tidligere skrevne rapporter findes på Energitilsynets hjemmeside under publikationer.

Det danske engrosmarked for naturgas

2 Produktion, forbrug og eksport

Den danske produktion af naturgas har i 4. kvartal 2012 været lavere end de foregående år, og forbruget har nogenlunde svaret til niveauet i 2011. I 4. kvartal 2012 har især december været koldere end normalåret, hvilket har medført et større behov for at anvende lagrene, samt import fra Tyskland. Danmark var fortsat nettoeksportør i 4. kvartal 2012, men nettoeksporten har været nedadgående gennem året, jævnfør tabel 1. Eksporten har især været til det hollandske og svenske marked, mens der blev importeret naturgas fra det tyske marked.

Tabel 1: Produktion, forbrug og nettoeksport, 2012

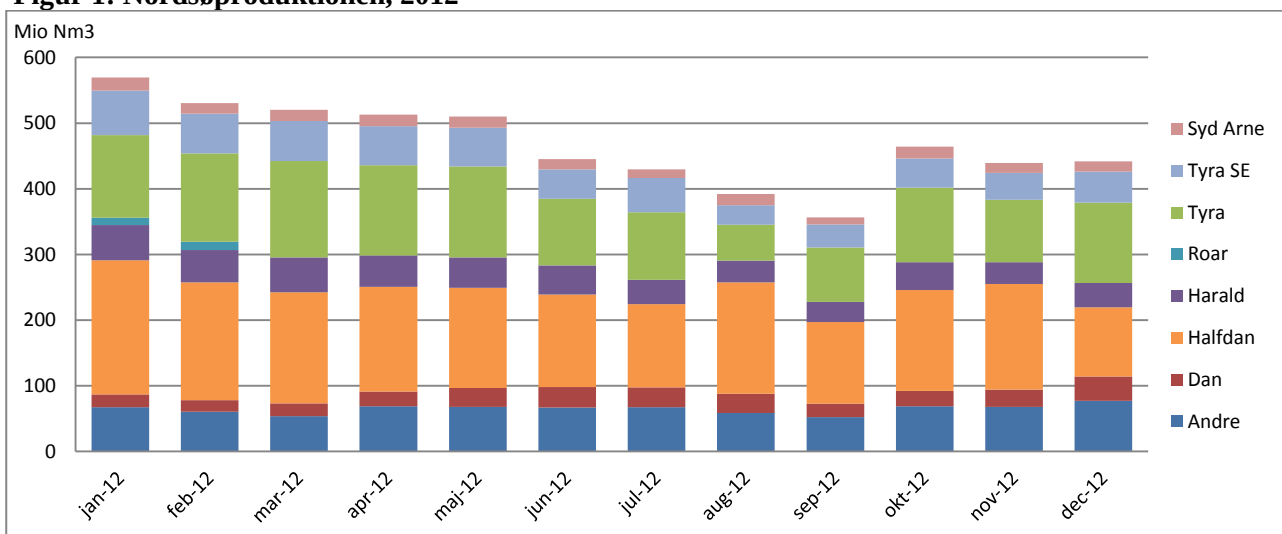
Måned	Produktion	Forbrug	Lagertræk	Import	Nettoeksport	Eksport			Graddage (normalår)
				Tyskland		Holland	Sverige	Tyskland	
Januar	567	417	85	18	235	95	154	4	446 (519)
Februar	521	453	196	5	261	88	158	20	482 (486)
Marts	491	299	-15	7	178	84	101	0	327 (444)
April	506	261	-16	0	229	88	70	71	290 (311)
Maj	503	174	-40	0	292	84	51	156	124 (154)
Juni	433	149	-4	0	283	87	48	148	87 (58)
Juli	407	99	-55	0	257	41	42	174	20 (22)
August	360	118	-59	0	186	54	45	86	8 (18)
September	341	143	-35	11	166	33	53	91	88 (91)
Oktober	460	241	-31	10	189	111	74	14	242 (207)
November	429	285	7	53	151	114	90	0	307 (341)
December	436	429	156	136	164	116	184	0	497 (461)

Kilde: Energistyrelsen, Teknologisk Institut.

Note: Viser produktion, forbrug, nettoeksport, import og eksport i 2012, opgjort i mio. Nm³. Feltet *Produktion* indeholder kun salgsgas. Feltet *Forbrug* er fratrukket eget forbrug og offshore, og består derfor af forbrug i Jylland, på Fyn og Sjælland. Feltet *Lagertræk* viser udtrækket fra gaslagrene i Danmark. Positiv værdi er et udtræk fra gaslagrene, mens en negativ værdi er lagring af gas. Feltet *Nettoeksport* er eksport til Tyskland, Holland og Sverige fratrukket import fra Tyskland. Feltet *Graddage* viser hvor koldt det har været. Der er inddraget EMO-graddage (skyggegraddage), hvilke er uafhængig af fyringssæsonen. Normalåret har 3112 EMO-graddage, og tallene i parentes viser månedens antal af graddage for et normalår.

Den danske produktion af naturgas i Nordsøen var faldende gennem de tre første kvartaler af 2012, hvorimod der var en stigning i produktion af naturgas i 4. kvartal 2012, jævnfør figur 1. Det skyldes hovedsageligt en stigning i gasproduktionen ved felterne Tyra, Tyra SE og Valdemar. I kvartalet har den gennemsnitlige månedlige produktion af naturgas fra de danske felter i Nordsøen været omkring 450 millioner Nm³ per måned, hvilket er en stigning på omkring 15 procent i forhold til kvartalet før.

Det var forsat feltet Halfdan, der producerede den største mængde naturgas i den danske del af Nordsøen i 4. kvartal 2012. Produktionen var mellem 105 – 160 millioner Nm³ per måned, hvilket svarer nogenlunde til 1/3 af den samlede danske produktion. Det næststørste felt har været Tyra, og feltet har gennemsnitligt leveret 1/4 af den danske produktion i 4. kvartal 2012, jævnfør figur 1.

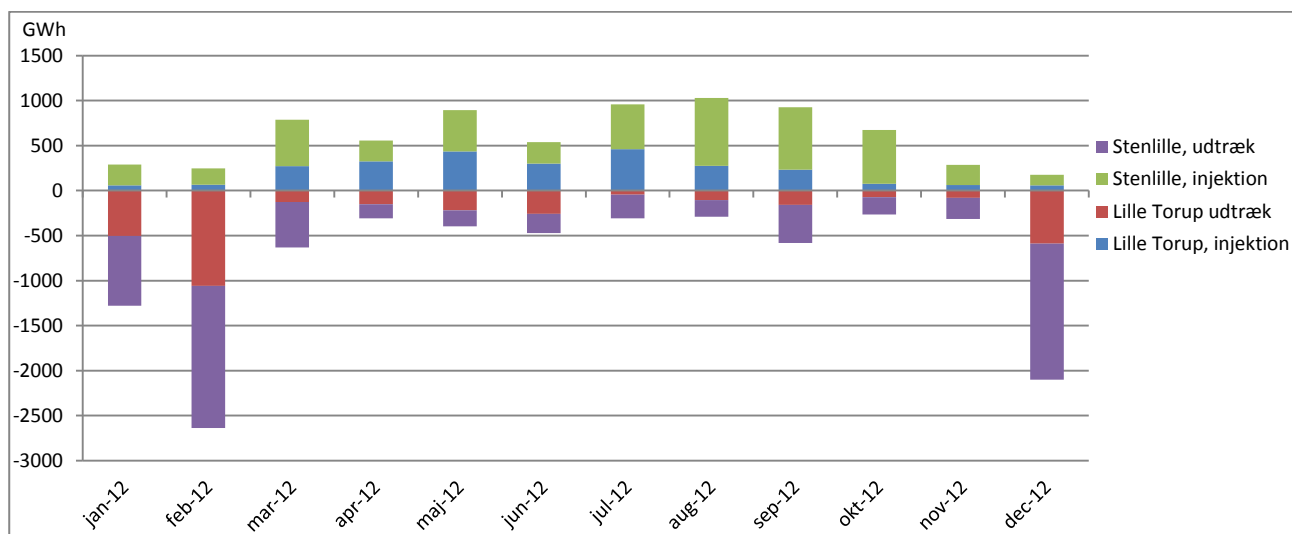
Figur 1: Nordsøproduktionen, 2012

Kilde: Energistyrelsen.

Note: Den samlede produktion af naturgas på danske felter i Nordsøen, 2012. Produktionen fra Igor og Sif indgår i Halfdan. Andre: Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Rolf, Siri, Skjold, Svend og Valdemar.

3 Lager

Gasforbruget i Danmark varierer med årstiderne, idet forbruget er størst i vinterperioden. Oktober 2012 var især præget af injektion i DONG's gaslager Stenlille, mens der var en mindre grad af injektion og udtræk i Energinet.dk's gaslager Lille Torup. Aktiviteten i de danske gaslagre var lav i november, hvor den nogenlunde samme mængde injektion som udtræk blev foretaget i gaslagrene. Der var hovedsageligt udtræk fra begge gaslagre i december 2012, hvor udtrækket var på cirka 590 GWh for Lille Torup og 1511 GWh for Stenlille. Dette skyldes blandt andet, at december var koldere end normalåret.

Figur 2: Udvikling i injektion og udtræk, 2012

Kilde: Dong Storage (Stenlille), Energinet.dk gaslager (Lille Torup).

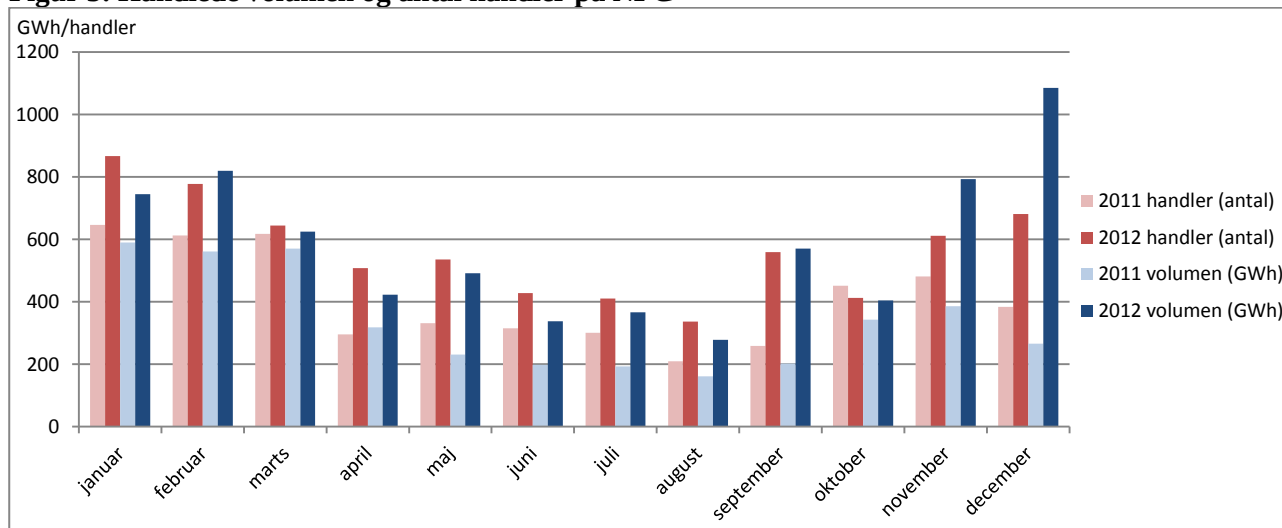
Note: Udviklingen i injektion og udtræk i 2012. Data er opgjort i GWh og er på månedsbasis.

4 Nord Pool Gas

Den danske Gasbørs Nord Pool Gas ændrede i december 2012 ejerskab, idet Nord Pool Spot solgte sin andel på 50 procent til Energinet.dk, der hermed blev enejer af gasbørsen. Nord Pool Spot begrundede blandt andet deres frasalgs med, at der ønskes et større fokus på deres kerneforretninger, hvilket er på markedet for elektricitet.

Nord Pool Gas har igen i 4. kvartal 2012 oplevet en positiv udvikling, hvilket både gælder antallet af handler og den handlede volumen. Der blev især foretaget flere handler i december 2012 i forhold til samme måned året før. Der blev foretaget 681 handler, hvilket er en stigning på cirka 80 procent i forhold til december 2011. Der var ligeledes en stigning i den handlede volumen på gasbørsen, jævnfør figur 3. Den handlede mængde i 4. kvartal 2012 har for hver måned været højere end samme periode året før, hvilket især var gældende for december 2012. Der blev handlet over 1 TWh i december 2012, hvilket er en stigning på over 300 procent i forhold til samme måned året før, og det er en ny rekord for gasbørsen. Der bliver generelt foretaget flere handler med en større handlet volumen på gasbørsen, og den gennemsnitlige handelskontrakt er omkring 40 MW.

Figur 3: Handlede volumen og antal handler på NPG



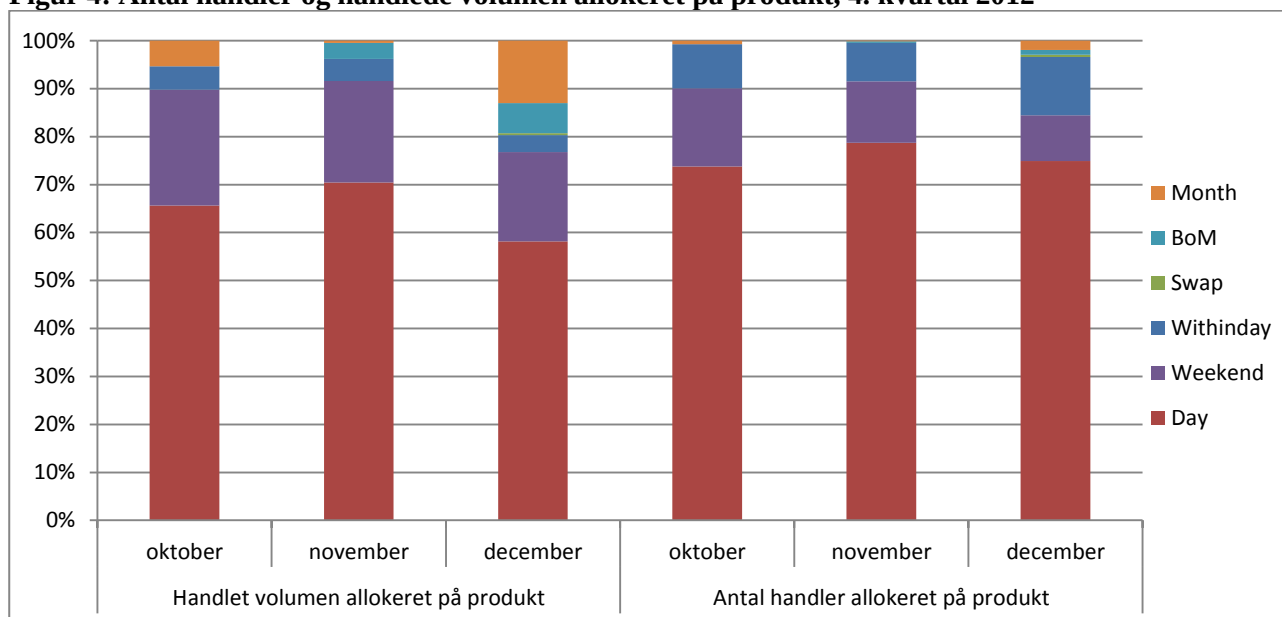
Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Udviklingen i antallet af handler (antal) og handlede volumen i GWh på månedsbasis i 2011 og 2012.

Størstedelen af aktiviteten foregår stadig på Day Ahead produktet, jævnfør figur 4. I kvartalet har cirka 60 – 70 procent af den handlede volumen været på Day Ahead produktet, hvor niveauet var 60 – 80 procent i kvartalet før. Den lavere andel skyldes især, at der har været foretaget flere handler på Weekend produktet, der i 4. kvartal stod for 20 – 25 procent af den handlede volumen.

Mellem 75 – 80 procent af alle handler har været på Day Ahead produktet i 4. kvartal 2012, hvilket ligeledes er lavere end kvartalet før. De resterende handler har især været foretaget på Weekend produktet og Withinday produktet, alt imens der foretages færre handler på Month produktet. Der har derudover kun været foretaget ni handler på BoM og tre handler på Swap produktet.

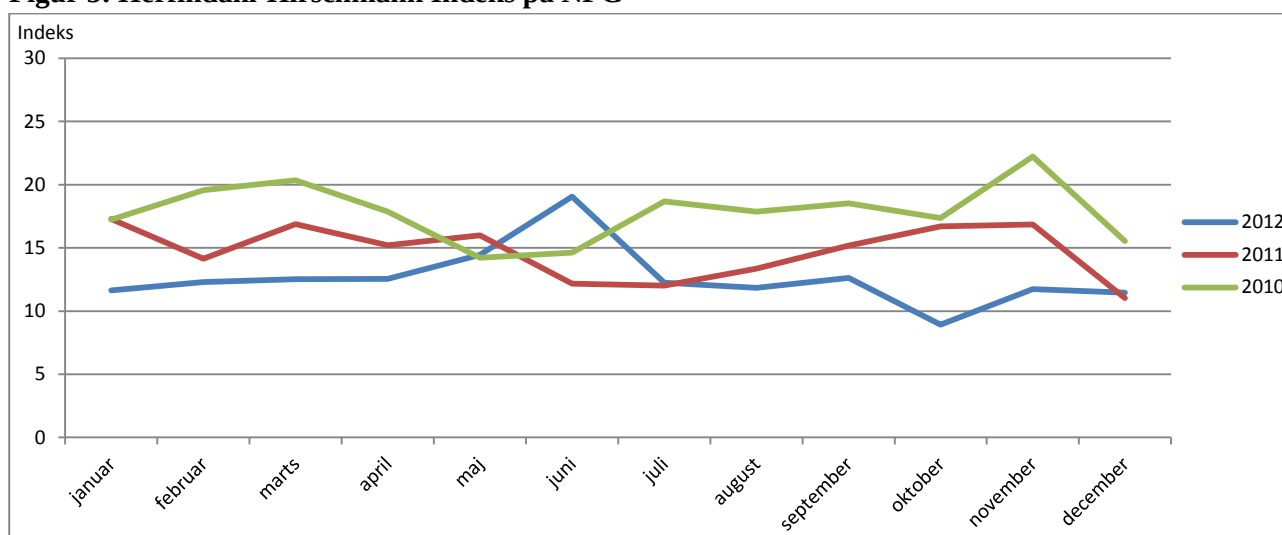
Der har generelt været en større aktivitet på Month produktet i 4. kvartal 2012. Det kan til dels skyldes, at DONG Energy genoptog rollen som Market Maker på produktet fra d. 1. oktober 2012, hvorved de forpligtede sig til dagligt at indsende købs- og salgsbud på en standard 30 MW kontrakt. Dette kan have været medvirkende til den større interesse for produktet.

Figur 4: Antal handler og handlede volumen allokeret på produkt, 4. kvartal 2012

Kilde: Nord Pool Gas

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret på produkt og antal handler allokeret på produkt i 4. kvartal 2012. Data er opgjort på månedsbasis.

Markedskoncentrationen på gasbørsen måles ved hjælp af Herfindahl-Hirschmann Indekset, jævnfør figur 5. Et indeks under 10 er et ikke-koncentreret marked, et indeks mellem 10 – 18 er et moderat-koncentreret marked, og et indeks over 18 indikerer et koncentreret marked. Koncentrationen på gasbørsen var for første gang under indeks 10 i oktober 2012, hvilket indikerede en stigende konkurrence denne måned. De to efterfølgende måneder var indekset imidlertid tilbage på nogenlunde samme niveau som i 1. og 3. kvartal 2012. I 2012 har det gennemsnitlige indeks været cirka 13, hvilket indikerer et moderat-koncentreret marked.

Figur 5: Herfindahl-Hirschmann Indeks på NPG

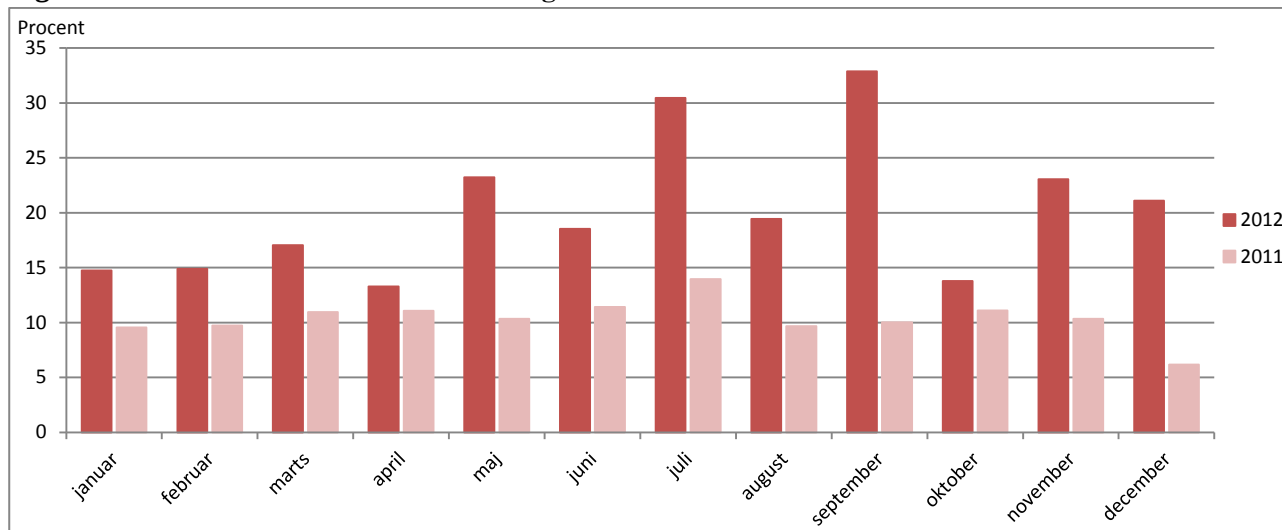
Kilde: Nord Pool Gas

Note: Herfindahl-Hirschman Indekset på NPG viser markedskoncentrationen fra 2010 - 2012. Indeks >10: ikke-koncentreret marked, indeks 10 – 18: moderat-koncentreret marked, indeks <10: koncentreret marked.

Den stigende aktivitet på gasbørsen afspejles ligeledes i gasbørsens stigende andel af det danske forbrug, jævnfør figur 6. I oktober var gasbørsens markesandel på 14 procent, hvilket var en stigning på tre procent-

point i forhold til året før. I november måned steg gasbørsens markedsandel med cirka 13 procentpoint i forhold til året før, hvor stigningen i december var 15 procentpoint. Samlet set har gasbørsen haft en markedsandel på cirka 20 procent af det danske forbrug i 2012, hvilket er en fordobling i forhold til året før.

Figur 6: NPG's andel af det danske forbrug

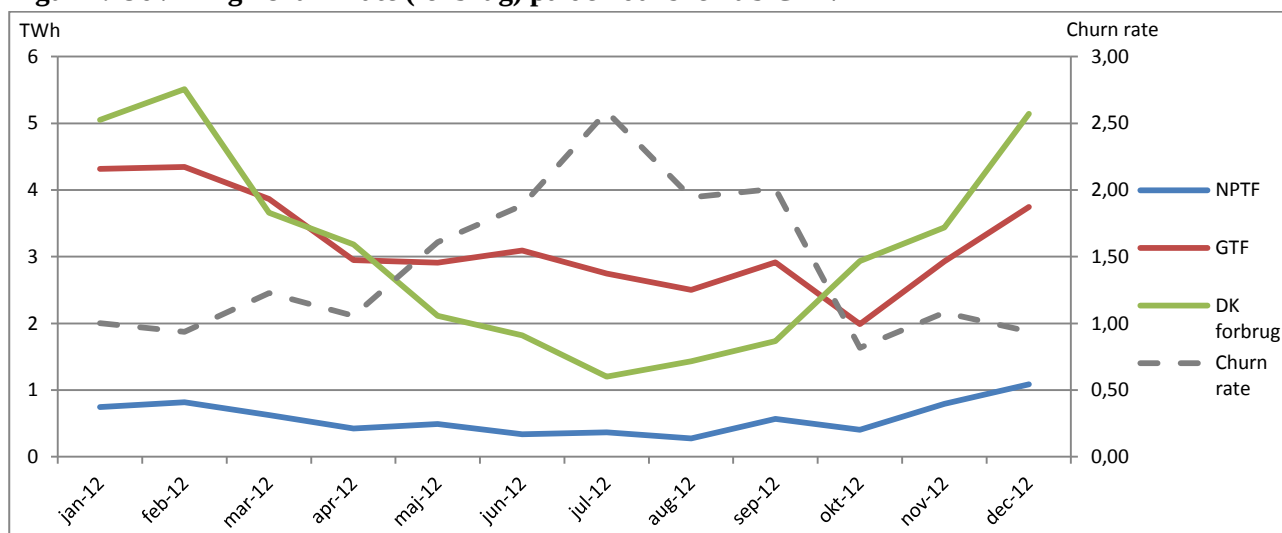


Kilde: Nord Pool Gas, Energinet.dk.

Note: NPG's andel af det danske forbrug i 2011 og 2012. Markedsandelen er beregnet som handlet volumen på NPG divideret med exitzonen.

Den danske churn rate (forbrug) for GTF/NPTF¹ faldt i 4. kvartal 2012 til et niveau omkring én efter at have været præget af en periode med sæsonudsving, jævnfør figur 7. Det lave gasforbrug i sommerperioden var hovedsageligt årsagen hertil. Der er stadig lang vej for den danske gashub GTF/NPTF til at kunne betegnes som likvid, da det kræver en churn rate over 10.

Figur 7: Udvikling i churn rate (forbrug) på den danske hub GTF/NPTF



Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Gas, SET's beregninger

Note: Udvikling i churn rate (forbrug) på den danske hub GTF/NPTF i 2012. Primær akse: Det danske forbrug og den handlede volumen på NPTF og GTF, opgjort i TWh. Sekundær akse: Churn rate (forbrug) = (NPTF + GTF) / DK forbrug.

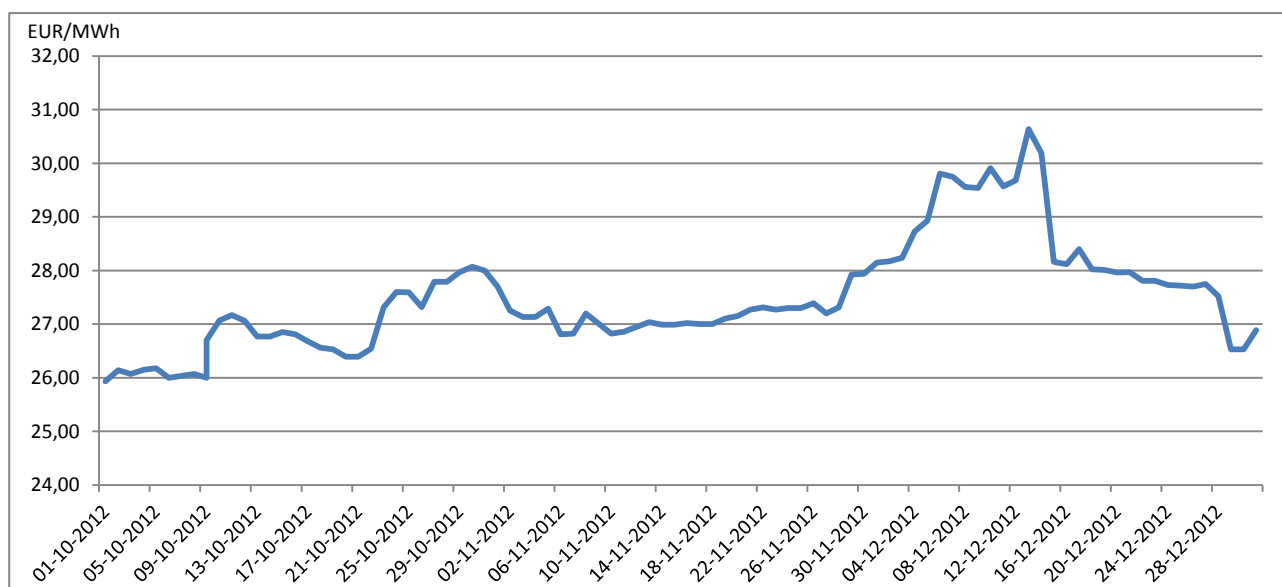
¹ Energinet.dk's Gas Transfer Facility (GTF) er en virtuel gashub i Danmark, hvor OTC-kontrakterne har leveringspunkt. Nord Pool Transfer Facility (NPTF) er en virtuel gashub i Danmark, og leveringspunktet for børskontrakterne fra Nord Pool Gas.

5 Day-ahead prisudvikling

5.1 Prisudvikling i Danmark

Gennemsnitsprisen for 4. kvartal 2012 var 27,5 EUR/MWh, hvilket er en stigning på 2,8 EUR/MWh i forhold til 3. kvartal 2012. Spotprisen i oktober og november har været mellem 25,93 – 28,07 EUR/MWh, hvor den laveste pris var d. 1. oktober. I december har der været større prisudsving, og de daglige priser har været mellem 26,53 – 30,64 EUR/MWh. Gennemsnitsprisen for måneden var 28,4 EUR/MWh, hvilket er det højeste niveau i 2012. Prisstigningerne i december skyldes blandt andet, at der har været flaskehalse i grænsepunktet mod Tyskland, jævnfør figur 11 og 12.

Figur 8: Prisudvikling for spotprisen hos NPG, 4. kvartal 2012



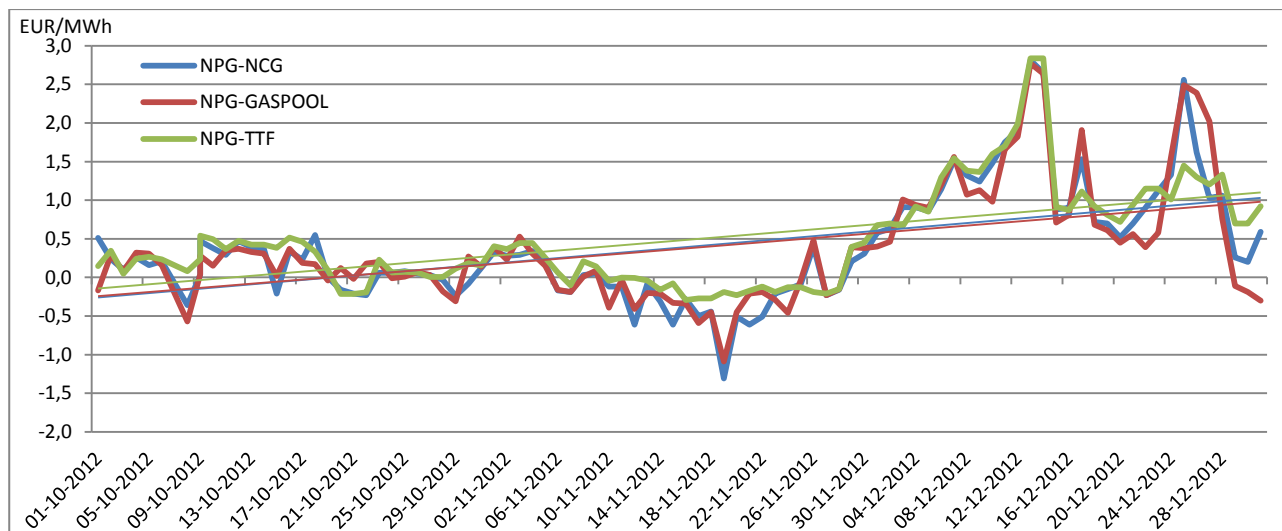
Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Udviklingen i spotprisen hos Nord Pool Gas i 4. kvartal 2012. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

5.2 Prisudvikling i Europa

Den daglige udvikling i prisforskelle for NPG i forhold til de tyske gashubs NCG og Gaspool, samt den hollandske gashub TTF viser, at de daglige prisforskelle har været mellem -1,31 og +2,84 EUR/MWh i 4. kvartal 2012. Den positive værdi indikerer, at NPG har været dyrest, mens den negative værdi viser, at spotprisen på NPG har været billigere.

Spotprisen på den danske gasbørs var generelt lidt dyrere end de tre udenlandske gashubs i oktober, mens NPG generelt var billigere end de tyske gashubs og nogenlunde tilsvarende prisen på den hollandske gashub TTF i november. I december var gaspriserne i Danmark væsentlig højere end priserne hos både tyske og hollandske gashubs. I flere dage var den danske spotpris mere end 2,5 EUR/MWh højere end prisen hos NCG, Gaspool og TTF, jævnfør figur 9. Dette skyldes blandt andet, at december måned var præget af flere afbrud i Ellund Entry, hvorved det danske marked blev afskåret fra det tyske marked. Ligevægten i markedet skete derfor i det danske system, hvilket skabte højere priser i Danmark sammenlignet med de nærliggende markeder. Derudover kan det have spillet en rolle, at Danmark var nettoimportør af naturgas fra Tyskland i december måned, jævnfør figur 10.

Figur 9: Prisforskelle mellem gasbørsen NPG og tyske/hollandsk gashubs

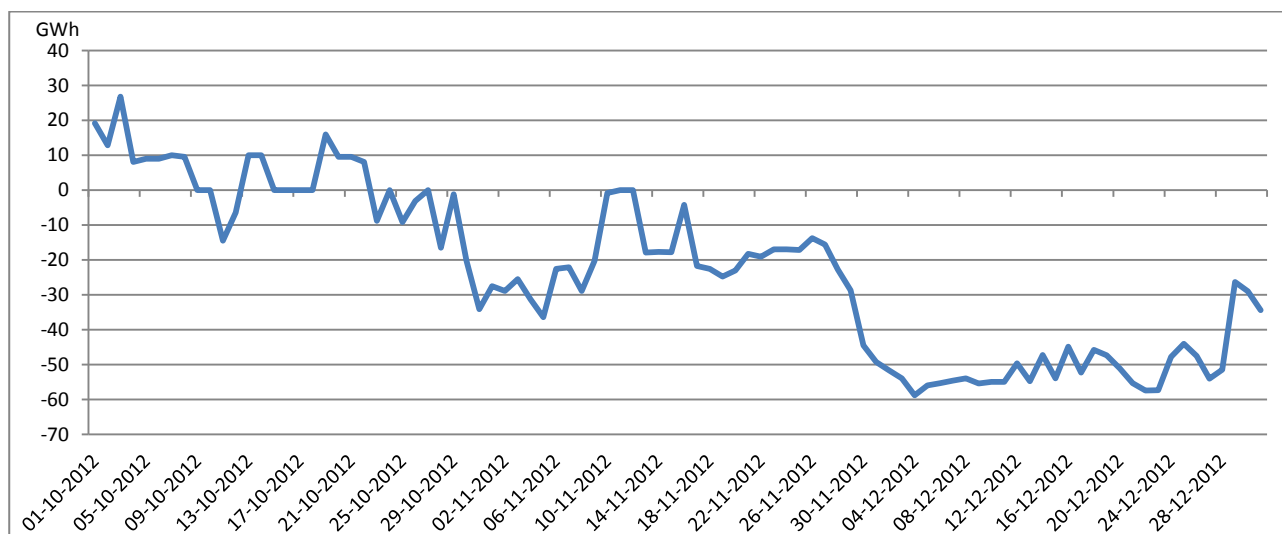
Kilde: Nord Pool Gas, NetConnect Germany, SET's beregninger.

Note: Udviklingen i prisforskelle for NPG i forhold til den tyske gashub NCG EEX, NPG i forhold til den tyske gashub Gaspool EEX og NPG i forhold til den hollandske gashub TTF APX. Udviklingen er for 4. kvartal 2012, og mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis. Negative værdier indikerer, at spotprisen på NPG har været billigere og positive værdier indikerer, at spotprisen på NPG har været dyrere.

6 Ellund

6.1 Flow i Ellund

Danmark eksporterede hovedsagligt naturgas i 3. kvartal 2012, hvilket fortsatte ind i starten af 4. kvartal. Dette var gældende for størstedelen af oktober, hvorefter der i stedet blev importeret omkring 20 GWh dagligt i november og helt op til 60 GWh dagligt i december. Udviklingen er med til at vise, at det danske marked, fremfor at eksportere naturgas til Tyskland, i større grad er blevet afhængig af import af naturgas fra Tyskland via punktet Ellund. Punktet Ellund forventes fremadrettet hovedsageligt at blive anvendt til import af naturgas.

Figur 10: Flow i Ellund

Kilde: Energinet.dk.

Note: Udvikling i det faktiske flow i Ellund i 4. kvartal 2012. Værdierne er GWh/dag. Positive værdier er eksport og negative værdier er import i Ellund.

6.2 Flaskehalse i Ellund

Der blev bestilt kommercielt flow i størrelsen 20 – 50 GWh dagligt i begge retninger mellem Danmark og Tyskland i oktober 2012, men med en overvægt af Exit kommercielt flow, jævnfør figur 11. I november blev der dagligt bestilt 10 – 30 GWh kommercielt flow i retningen fra Tyskland mod Danmark, mens niveauet var omkring 30 – 60 GWh i december. Der blev generelt ikke bestilt flow i Ellund Exit i december, alt imens der blev bestilt store mængder kommercielt flow i Ellund Entry, hvilket oversteg den fysiske importkapacitet og gaseksporten til Tyskland, hvorved der forekom flaskehalse i Ellund Entry. Der var flaskehalse i størstedelen af december, og gennemsnitligt blev 4 GWh af leveringerne i Ellund Entry dagligt afbrudt.

Figur 11: Flaskehalse i Ellund



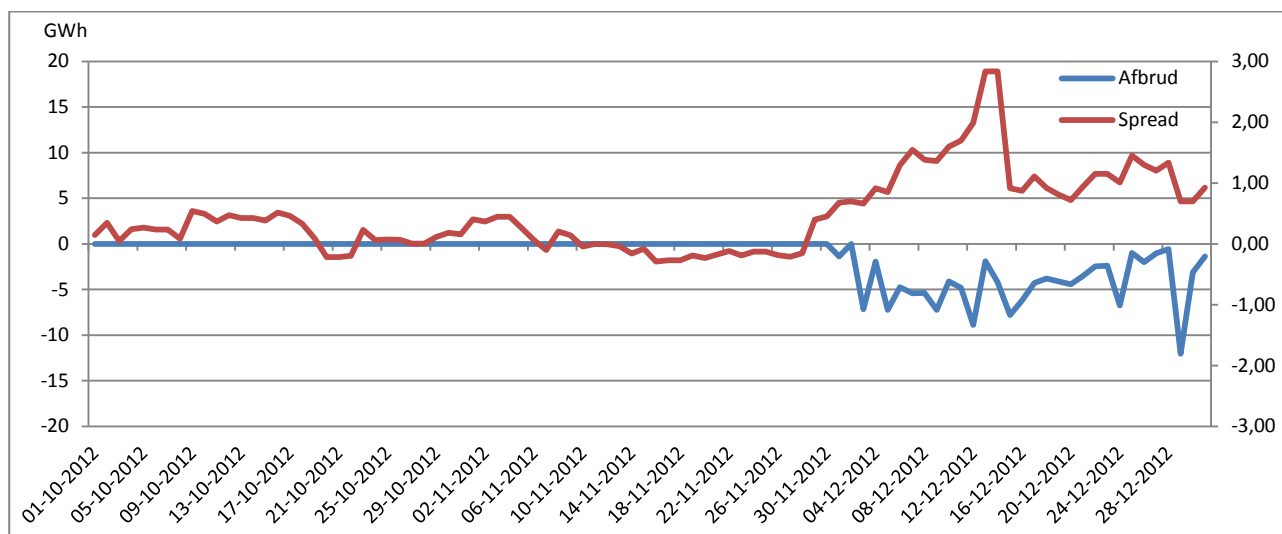
Kilde: Energinet.dk.

Note: Udviklingen i flaskehalse i Ellund i 4. kvartal 2012. Kommercielt flow er den gas, der er bestilt i gasrøret. Værdien af afbrud i Ellund Entry er blevet multipliceret med (-1), hvorved den vokser i modsat retning af det kommercielle flow.

6.3 Afbrud i Ellund

Flaskehalsene i december 2012 medførte, at det danske marked blev afskåret fra det tyske marked. Det var derfor ikke muligt at imødekomme alle planlagte gasleveringer fra Tyskland til Danmark, og ligevægten i markedet skete i det danske system med dertilhørende danske priser.

Det fremgår, at afbruddene i Entry Ellund i december betød større prisforskelle mellem prisen på NPG og TTF, jævnfør figur 12. Prisen på NPG var 0,68 – 2,84 EUR/MWh højere end prisen på TTF i december 2012, hvor de højeste prisforskelle var d. 13-14. december.

Figur 12: Afbrud og NPG/TTF prisforskel

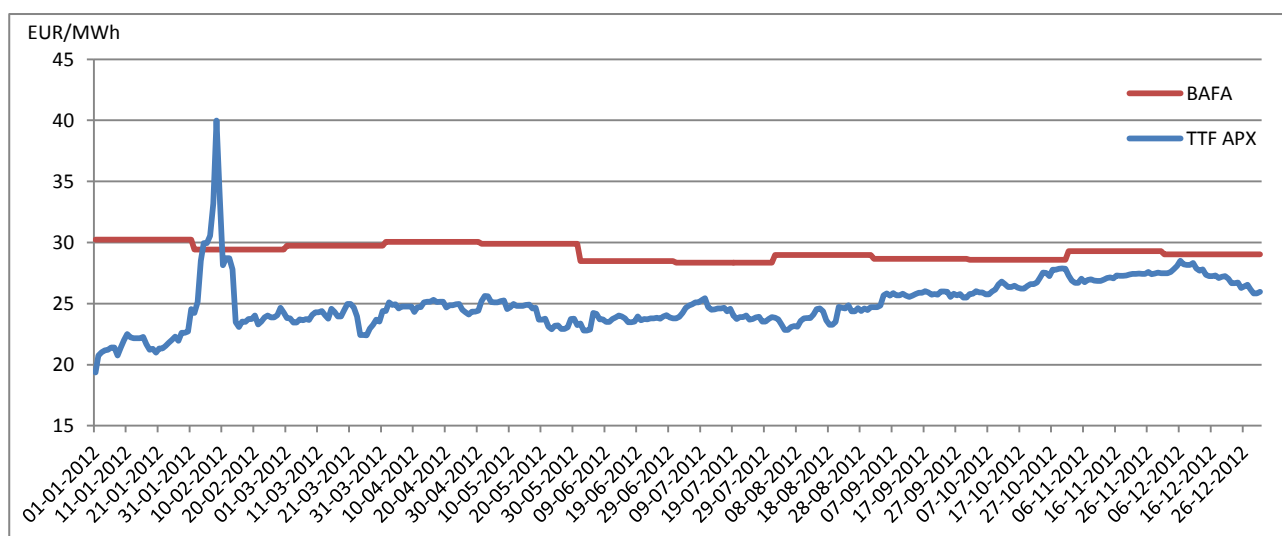
Kilde: NetConnect Germany, Nord Pool Gas, Energinet.dk.

Note: Viser sammenhængen mellem afbrud i Ellund Entry og prisforskellen mellem Nord Pool Gas og TTF APX i 4. kvartal 2012. På primær akse fremgår afbrud i Ellund Entry opgjort i GWh. På sekundær akse vises spread opgjort i EUR/MWh.

7 To prisregimer

BAFA indekset indeholder den faktiske pris på gasimport til Tyskland, og anvendes til at repræsentere prisen på olieindekseret naturgas, da størstedelen af den tyske import er olieindekseret Take-or-Pay kontrakter. Indekset sammenlignes med spotprisen på den hollandske gashub TTF, der anvendes til at repræsentere prisen på markedsbaseret prisdannelse.

Det fremgår, at prisen på TTF steg i oktober og november til et niveau nærmere BAFA indekset, jævnfør figur 13. Efterfølgende blev prisforskellen igen større, da spotprisen for TTF var faldende i slutningen af december 2012. TTF er fortsat billigst, mens BAFA indekset holder et mere stabilt niveau.

Figur 13: Udvikling i spotpriser og olieindekserede priser på gasmarkedet

Kilde: NetConnect Germany, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Note: Udviklingen i spotpriser og olieindekserede priser på gasmarkedet i 2012. BAFA indekset indgår på månedsbasis, og spotprisen for TTF APX indgår på dagsbasis.

Det danske engrosmarked for elektricitet

8 Produktion, forbrug og eksport

Forbruget af elektricitet varierer, ligesom det var tilfældet med naturgas, med årstiderne, hvor der er et større forbrug om vinteren. Produktionen og forbruget af elektricitet har derfor ligeledes været højere i 4. kvartal, hvor der har været koldere. Der var koldere end normalåret i både oktober og december 2012, jævnfør tabel 2.

Tabel 2: Produktion, forbrug og produktionstyper

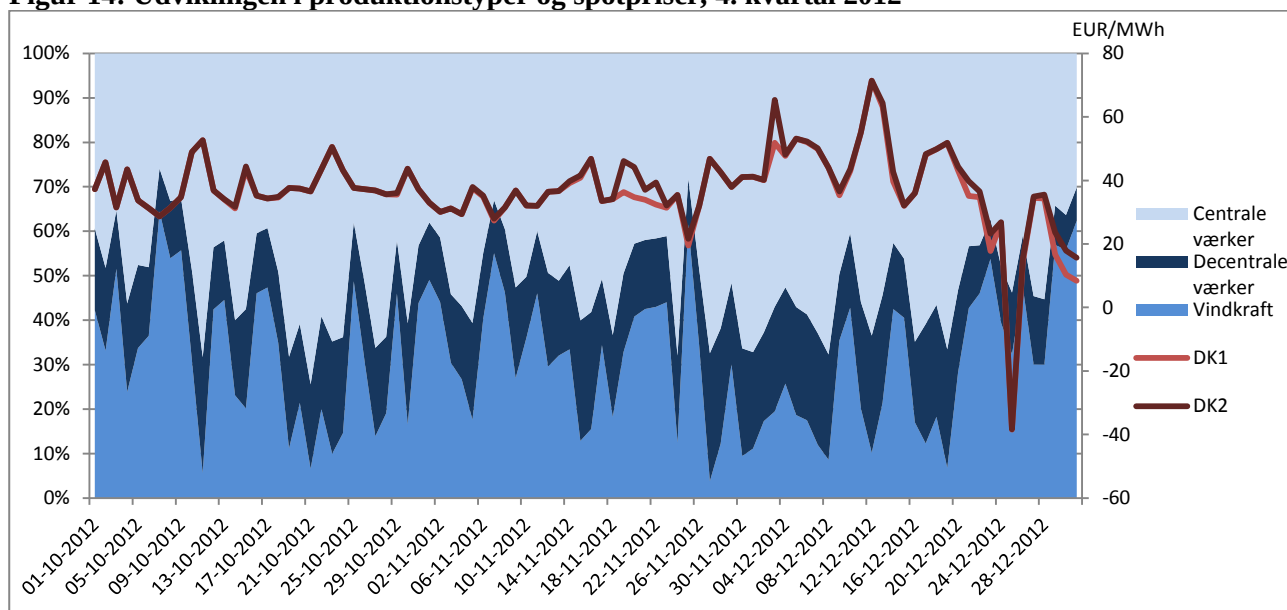
Måned	Produktion, GWh	Nettoforbrug, GWh	Produktion fordelt på produktionstyper			Graddage
			Centrale værker, %	Decentrale værker, %	Vindkraft, %	
Januar 2012	3489	3157	49 %	18 %	33 %	446 (519)
Februar 2012	3460	3068	53 %	20 %	27 %	482 (486)
Marts 2012	2667	2895	42 %	17 %	40 %	327 (444)
April 2012	2223	2615	48 %	20 %	33 %	290 (311)
Maj 2012	1905	2573	44 %	17 %	39 %	124 (154)
Juni 2012	1727	2487	39 %	17 %	44 %	87 (58)
Juli 2012	1346	2373	35 %	21 %	44 %	20 (22)
August 2012	1387	2573	42 %	21 %	37 %	8 (18)
September 2012	2041	2562	39 %	16 %	46 %	88 (91)
Oktober 2012	2569	2834	49 %	17 %	34 %	242 (207)
November 2012	2607	2887	49 %	18 %	34 %	307 (341)
December 2012	3471	3142	51 %	18 %	31 %	497 (461)

Kilde: Energinet.dk, Teknologisk Institut

Note: *Produktion*: Summen af centrale værker, decentrale værker og vindproduktion i Danmark. Produktionen er reelt større, da tallene i tabellen for hhv. centrale værker er ex. Skærbækværket, Studstrupværket, Herningværket, decentrale værker er ex. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindproduktionen er inklusiv havmøller. *Nettoforbrug*: Summen af forbruget i DK1 og DK2 fratrukket transmissionstab. *Produktion fordelt på produktionstyper*: Den procentvise fordeling af elproduktionen fra centrale værker, decentrale værker og vindproduktion i Danmark. På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 %. *Graddage*: Viser hvor koldt der har været. Der er inddraget EMO-graddage (skyggegraddage), hvilke er uafhængig af fyringssæsonen. Normalåret har 3112 EMO-graddage, og tallene i parentes viser månedens antal af graddage for et normalår.

Forholdet mellem produktion fra centrale værker, decentrale værker og vindmøller viser, at de centrale værker stod for størstedelen af produktionen i 4. kvartal 2012. De centrale værker stod i gennemsnit for cirka 50 procent af produktionen i 4. kvartal, hvor decentrale værker stod for 18 procent og vindkraften omkring 33 procent af produktionen. I enkelte dage stod vindkraften for 65 procent af produktionen, mens den i andre dage kun stod for 4 procent af produktionen, jævnfør figur 14.

Der har ikke været den samme sammenhæng mellem udviklingen i produktionstyperne og spotpriserne i Danmark i 4. kvartal, som det har været tilfældet i de foregående kvartaler af året. Afslutningen af december 2012 var imidlertid præget af relativ høj vindproduktion i både Danmark og Tyskland, alt imens efterspørgslen var lav grundet juleferie og mildt vejr i denne periode, hvilket medførte lave elpriser i Danmark henover juleferien.

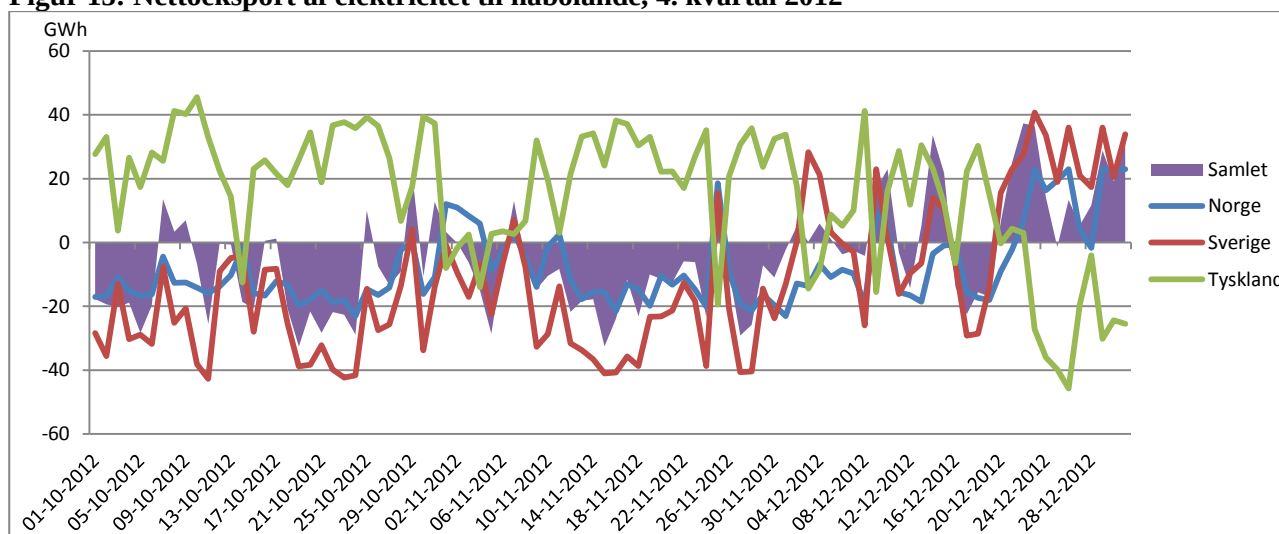
Figur 14: Udviklingen i produktionstyper og spotpriser, 4. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk

Note: Primær akse: Forholdet mellem produktion af elektricitet fra centrale værker, decentrale værker og vindkraft i Danmark. Centrale værker er eksklusiv Skærbækværket, Studstrupværket og Herningværket. Decentrale værker er eksklusiv mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindkraft er inklusiv havmøller. Sekundær akse: Daglig udvikling i spotpriserne for DK1 (Jylland/Fyn) og DK2 (Sjælland).

Danmark var hovedsageligt nettoimportør af elektricitet fra Sverige og Norge i oktober og november. Der forekom efterfølgende eksport til Tyskland, jævnfør figur 15. I første halvdel af december skiftede Danmark mellem at være importør og eksportør af elektricitet til/fra de omkringliggende lande. I sidste halvdel af december blev der importeret elektricitet fra det billigere tyske marked, hvilket blev eksporteret videre til de svenske og norske markeder, hvor prisen var højere, jævnfør også figur 19 og 20.

Eksporten til Norge og Sverige henover julen skyldes især den lave efterspørgsel efter elektricitet henover julen, samt den relativ høje vindproduktion i Danmark og Tyskland, hvilket betød, at norsk og svensk vandkraft blev erstattet af billigere el udefra.

Figur 15: Nettoeksport af elektricitet til nabolande, 4. kvartal 2012

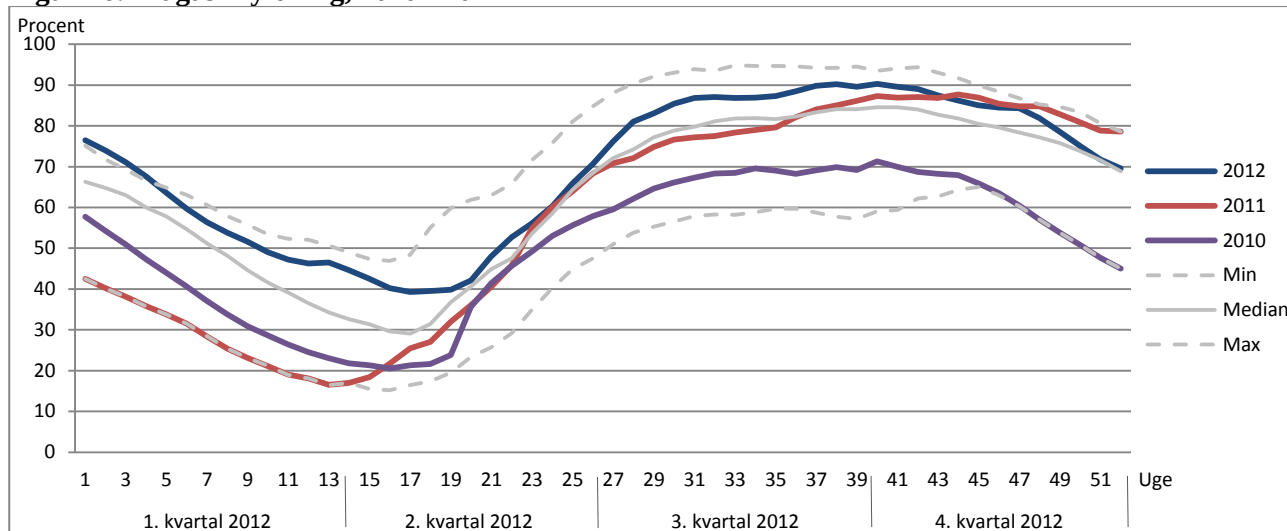
Kilde: Energinet.dk.

Note: Nettoeksport af elektricitet til Sverige, Norge og Tyskland, 4. kvartal 2012. Negative værdier viser en nettoimport af elektricitet fra det pågældende land. Data er på dagsbasis og opgjort i GWh.

Der var i starten af 4. kvartal 2012 en høj grad af fyldning i de nordiske vandmagasiner, da fyldningen var over gennemsnitsniveauet for denne tid af året. Fyldningsgraden faldt efterfølgende, og ved slutningen af 2012 var fyldningsgraden nogenlunde på niveau med gennemsnitsniveauet, jævnfør figur 16.

Generelt var 2012 et år med en høj fyldningsgrad i magasinerne, hvilket kommer sig af, at der var en høj fyldningsgrad ved årets begyndelse samt mere vandtilførsel gennem året end normalt. Dette har ligeledes været en årsag til, at der blev opnået rekord i norsk el-produktion i 2012.

Figur 16: Magasinfyldning, 2010 - 2012



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Magasinfyldning af vandreservoirs i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2010 - 2012. Værdierne *minimum*, *maksimum* og *median* er for perioden 1990 - 2011. Data er på ugebasis og er opgjort i procent af det maksimale niveau.

9 Day-ahead prisudvikling

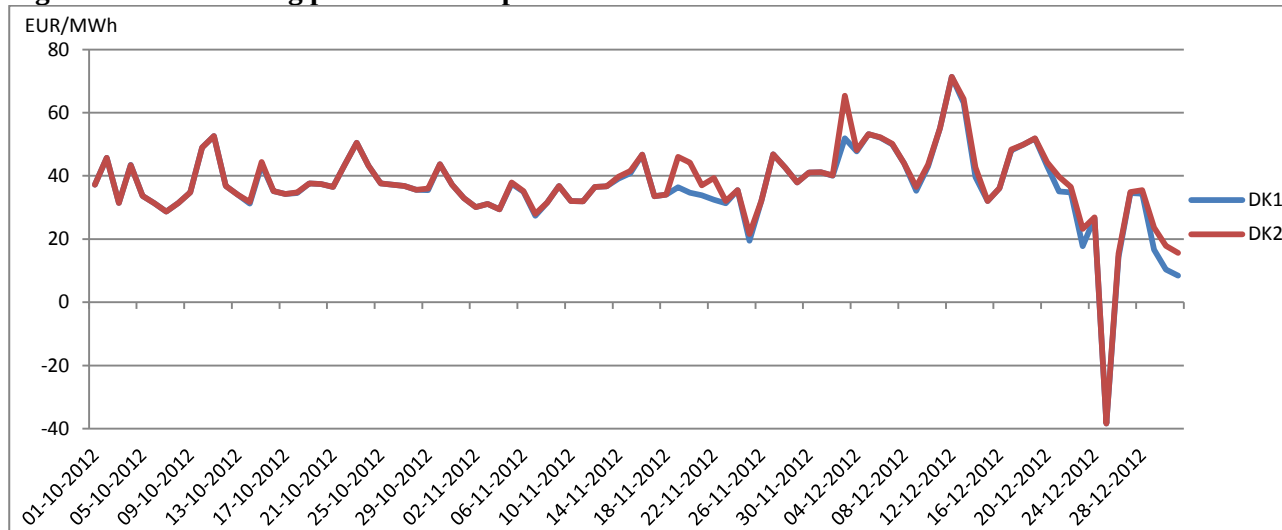
9.1 Prisudvikling i Danmark

Spotpriserne i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) er ofte forskellige, og som oftest er prisen højest i DK2. Dette kommer sig blandt andet af, at DK2 i højere grad følger udviklingen på det svenske marked, hvorimod DK1 har en høj andel af vindproduktion, samt mulighed for import af elektricitet fra Norge, da vandkraftproduktionen som oftest medfører billigere elektricitet.

I størstedelen af oktober og november har spotprisen været ens i DK1 og DK2, jævnfør figur 17. Der var imidlertid i slutningen af denne periode, d. 19 – 22. november, et par dage, hvor den daglige prisforskel var mellem 4 – 10 EUR/MWh. Det skyldes blandt andet begrænsninger på Storebæltsforbindelsen, hvorved en mindre mængde elektricitet kunne eksporteres fra DK1 til DK2, jævnfør figur 23.

Spotpriserne var ekstraordinært lave i julen, jævnfør figur 17. Dette var især tilfældet 1. juledag, hvor gennemsnitsprisen var -38,43 og -38,38 EUR/MWh i henholdsvis DK1 og DK2. I enkelte timer var prisen i både DK1 og DK2 lig minimumsprisen på -200 EUR/MWh, hvilket skyldtes høj vindproduktion, lav efterspørgsel, en vis "bunden" el-produktion, import fra Tyskland, samt begrænset kapacitet mellem DK1 og SE3, jævnfør figur 21. Samlet set var der negative priser i 24 timer fra d. 23 – 31. december, hvilket betød, at el-producenterne måtte betale deres kunder for at komme af med den producerede elektricitet i disse timer. Sekretariatet for Energitilsynet er påny gået i dialog med regulatorer og TSO'er i Nordvesteuropa om muligheden for at harmonisere prisgrænser mellem de nordiske lande og Kontinentaleuropa, således tilsvarende situationer kan udgå i fremtiden.

Figur 17: Prisudvikling på det danske spotmarked



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Prisudvikling på spotmarkedet for DK1 og DK2, 4. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh.

9.2 Prisudvikling i Europa

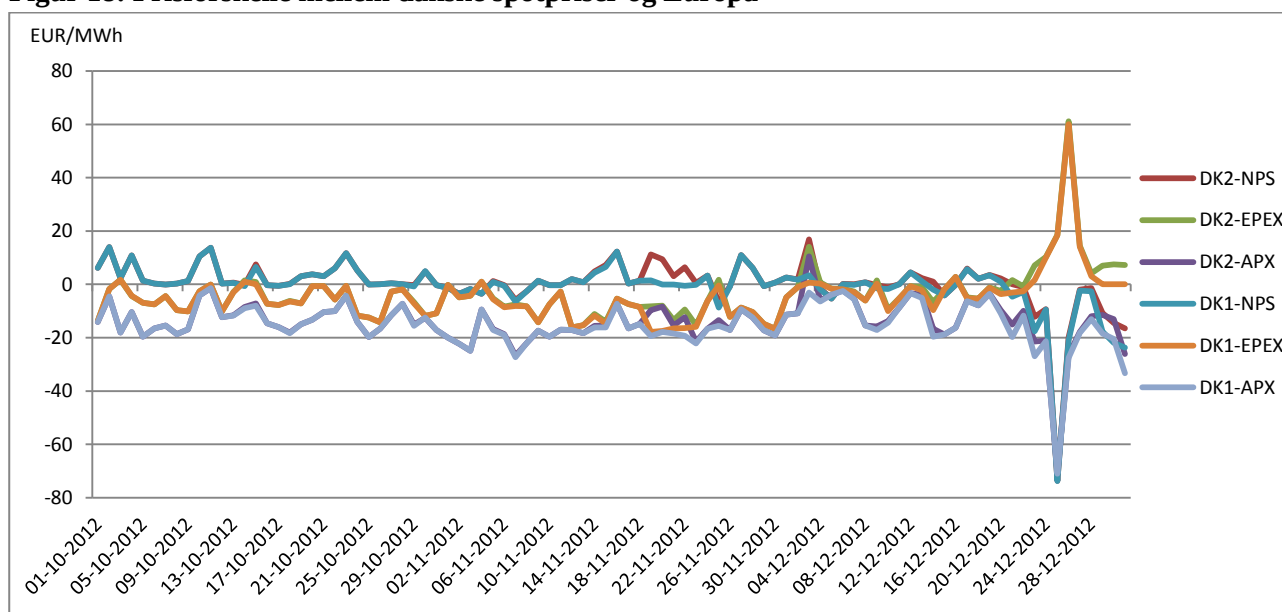
Udviklingen i prisforskellene for de danske spotpriser i forhold til systemprisen for NPS, den hollandske engrospris APX og den tyske engrospris EPEX viser, at de daglige prisforskelle i størstedelen af 4. kvartal har været mellem +/- 20 EUR/MWh, mens prisforskellene omkring julen var helt op til +/- 75 EUR/MWh, jævnfør figur 18.

Spotpriserne i Danmark var i størstedelen af perioden lavere end både den hollandske og tyske engrospris. De danske spotpriser var i gennemsnit omkring 5-9 EUR/MWh lavere end EPEX, alt imens de danske spotpriser var omkring 12-17 EUR/MWh lavere end APX i oktober og november. I samme periode var spotpriserne i Danmark i gennemsnit omkring 2 EUR/MWh højere end systemprisen for NPS, og den højeste prisforskel var d. 11. oktober, hvor de danske spotpriser var knap 14 EUR/MWh højere end systemprisen.

Som nævnt i forbindelse med figur 17 var priserne i Danmark ekstraordinært lave d. 1 juledag, hvor gennemsnitsprisen var -38,43 og -38,38 EUR/MWh i henholdsvis DK1 og DK2. Prisen var imidlertid lavere i Tyskland, hvor gennemsnitsprisen for d. 25. december var -56,87 EUR/MWh. Den efterfølgende dag var spotpriserne i Danmark positive, med gennemsnitspriser omkring 15 EUR/MWh, alt imens den tyske engrospris fortsat var negativ med en gennemsnitspris på -45,77 EUR/MWh. Det medførte en prisforskel mellem Danmark og Tyskland på omkring 60 EUR/MWh.

De negative danske priser d. 25. december og lave priser d. 26. december betød, at spotpriserne var lavere end både APX og systemprisen for Nord Pool Spot disse dage, jævnfør figur 18.

Figur 18: Prisforskelle mellem danske spotpriser og Europa



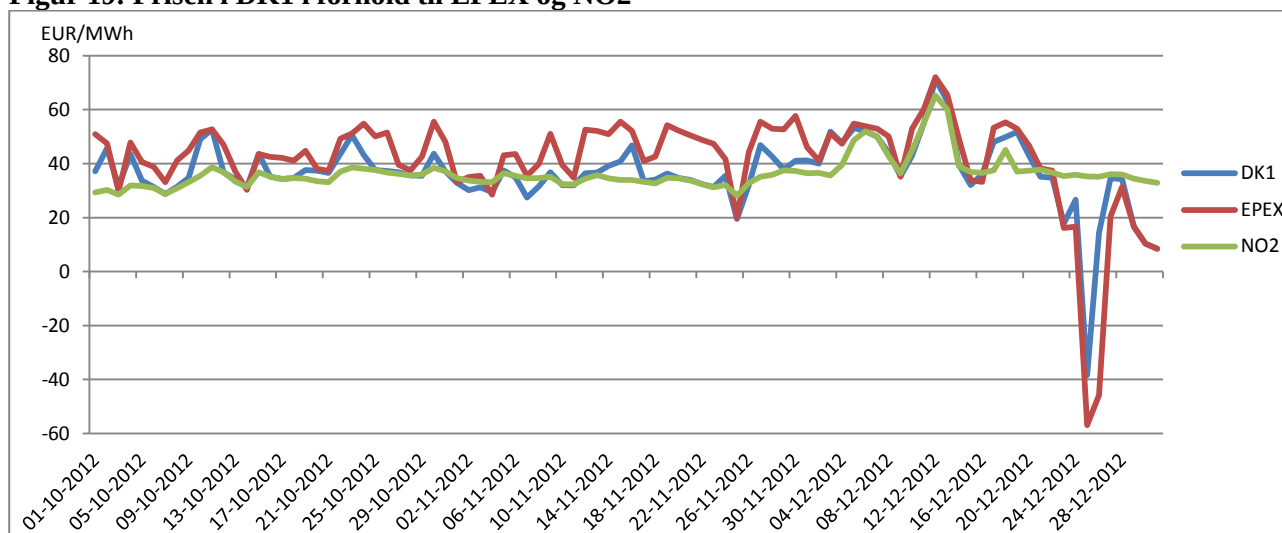
Kilde: Nord Pool Spot, Energinet.dk, APX NL, SET's beregninger.

Note: Udviklingen i prisforskelle for DK1/DK2 i forhold til systemprisen for NPS (kaldet NPS), DK1/DK2 i forhold til den hollandske engrospris APX NL (kaldet APX), samt DK1/DK2 i forhold til den tyske engrospris EPEX GER (kaldet EPEX). Udviklingen er for 4. kvartal 2012, og mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis. Negative værdier indikerer, at spotprisen hos DK1/DK2 har været lavere og positive værdier indikerer, at spotprisen hos DK1/DK2 har været højere.

9.3 Følger danske spotpriser de højeste priser?

Det fremgår, at prisen i prisområde 2 i Norge (NO2) generelt har været lavere end DK1 og EPEX gennem 4. kvartal 2012, jævnfør figur 19. Det skyldes især høj fyldningsgrad i vandmagasinerne i kvartalet, hvilket har medvirket til billige norske elpriser. Selvom der hovedsageligt har været import af elektricitet fra Norge, har det ikke været tilstrækkeligt til at udligne prisforskellen mellem DK1 og NO2. Prisen i Vestdanmark har i højere grad fulgt den højere tyske pris, EPEX.

Figur 19: Prisen i DK1 i forhold til EPEX og NO2

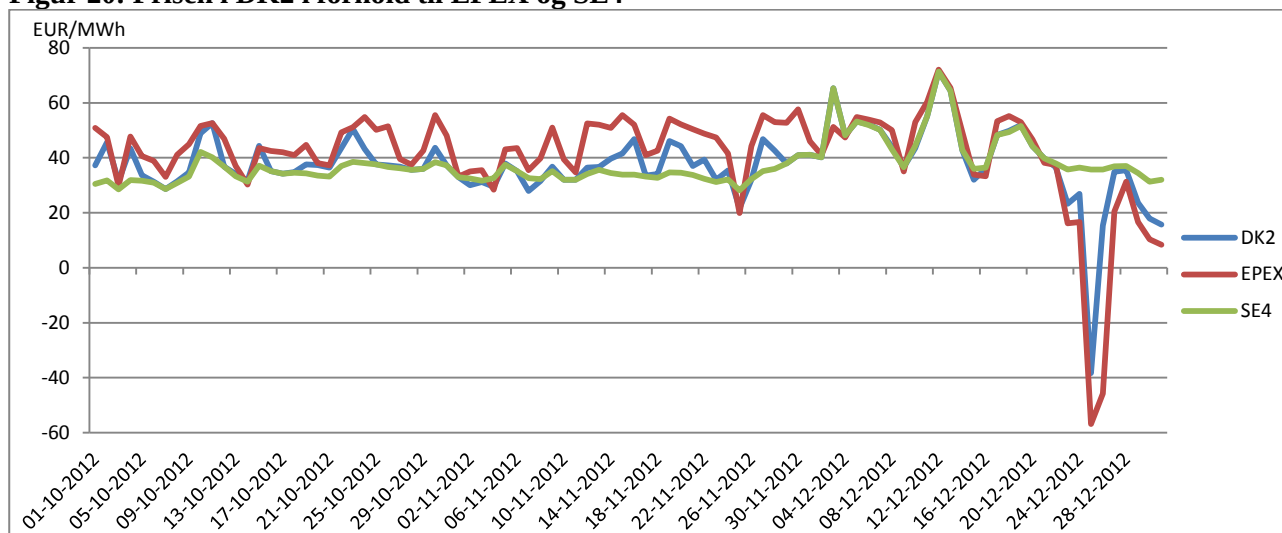


Kilde: Nord Pool Spot, EPEX Spot

Note: Prisudvikling for den danske pris DK1, den tyske pris EPEX og den norske pris NO2 i 4. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh

Den svenske områdepris, SE4, har hovedsageligt været lavere end prisen i DK2 og EPEX gennem kvartalet, jævnfør figur 20. Prisen i Østdanmark har i højere grad fulgt den højere tyske pris gennem kvartalet.

Figur 20: Prisen i DK2 i forhold til EPEX og SE4



Kilde: Nord Pool Spot, EPEX Spot

Note: Prisudvikling for den danske pris DK1, den tyske pris EPEX og den svenske pris SE4 i 4. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh

10 Kapacitet

Den nominelle transmissionskapacitet på forbindelsen fra Vestdanmark til Tyskland blev hævet d. 1. oktober 2012 fra 1500 MW til 1780 MW, og i modsatte retning blev kapaciteten hævet d. 1. september 2012 fra 950 MW til 1500 MW. Det er positivt, at kapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland er blevet hævet, således der er mulighed for større udveksling af elektricitet henover grænsen. Det er i den forbindelse vigtigt, at udvidelsen ligeledes medfører en forhøjet handelskapacitet.

Tabel 3: Nominel transmissionskapacitet

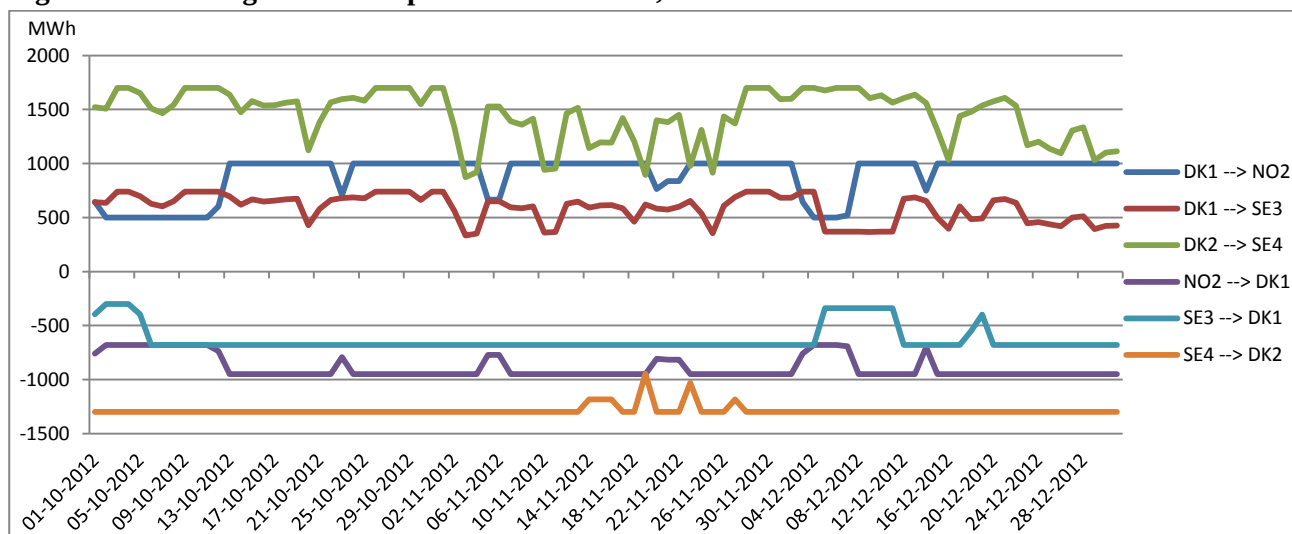
Forbindelse	Retning	Nominel transmissionskapacitet
DK1-DK2	Fra DK1	590 MW
	Til DK1	600 MW
DK1-NO2	Fra DK1	1000 MW
	Til DK1	1000 MW
DK1-SE3	Fra DK1	740 MW
	Til DK1	680 MW
DK2-SE4	Fra DK2	1700 MW
	Til DK2	1300 MW
DK1-DE	Fra DK1	1780 MW
	Til DK1	1500 MW
DK2-DE	Fra DK2	585 MW
	Til DK2	600 MW

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot.

Note: Nominel transmissionskapacitet er den maksimale tilgængelige kapacitet. Handelskapacitet er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet.

På de danske udlandsforbindelser til Sverige og Norge har der været større udsving i handelskapaciteten, hvilket især har været på Kontiskan forbindelsen (DK1-SE3) og Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i retningen fra Danmark til Sverige, jævnfør figur 21. På Kontiskan forbindelsen i retningen fra Vestdanmark til Sverige har gennemsnitligt 80 procent af kapaciteten været tilgængelig for markedet i 4. kvartal 2012, mens det i modsatte retning har været 93 procent. På Øresundsforbindelsen i retningen fra Østdanmark til Sverige har 85 procent af kapaciteten været tilgængelig for markedet, hvor det har været 99 procent i modsatte retning. Årsagen har især været vedligeholdelse, men ligeledes enkelte nedbrud på forbindelserne.

Figur 21: Udvikling i handelskapaciteten til Norden, 4. kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

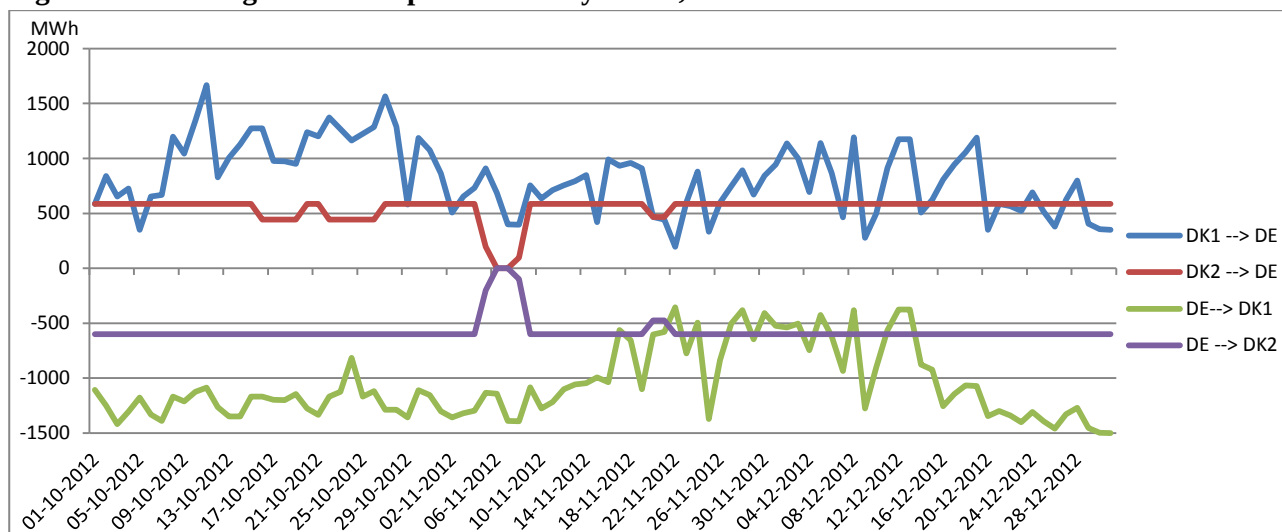
Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for danske udlandsforbindelser. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter.

På Kontek forbindelsen (DK2-DE) har handelskapaciteten i størstedelen af kvartalet været lig den nominelle transmissionskapacitet, jævnfør figur 22. Forbindelsen var ude af drift d. 6 – 7. november 2012, da der var reparation af et kabel grundet olielæk.

Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har igen i 4. kvartal 2012 haft et ustabilt forløb, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed for markedet. Den nominelle transmissionskapacitet på forbindelsen fra Vestdanmark til Tyskland blev hævet d. 1. oktober 2012 fra 1500 MW til 1780 MW, hvilket skulle være med til at skabe mere konkurrence henover grænsen, og bidrage til forsyningssikkerheden i det danske elsystem. Selvom kapaciteten blev udvidet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland var der fortsat en lav grad af handelskapacitet tilgængelig for markedet. Der var i gennemsnit 46 procent af kapaciteten tilgængelig for markedet i 4. kvartal 2012 (59 procent i oktober, 38 procent i november og 41 procent i december), alt imens der var 70 procent af kapaciteten tilgængelig for markedet i den modsatte retning. Selvom der har været planlagt vedligeholdelse på forbindelsen, er det stadig problematisk, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland stadig er så lav sammenlignet med de andre danske udlandsforbindelser.

Samlet set har der kun været omkring 50 procent af kapaciteten tilgængelig i retningen Vestdanmark til Tyskland i 2012, alt imens der har været omkring 76 procent tilgængelig i modsatte retning i 2012.

Figur 22: Udvikling i handelskapaciteten til Tyskland, 4. kvartal 2012

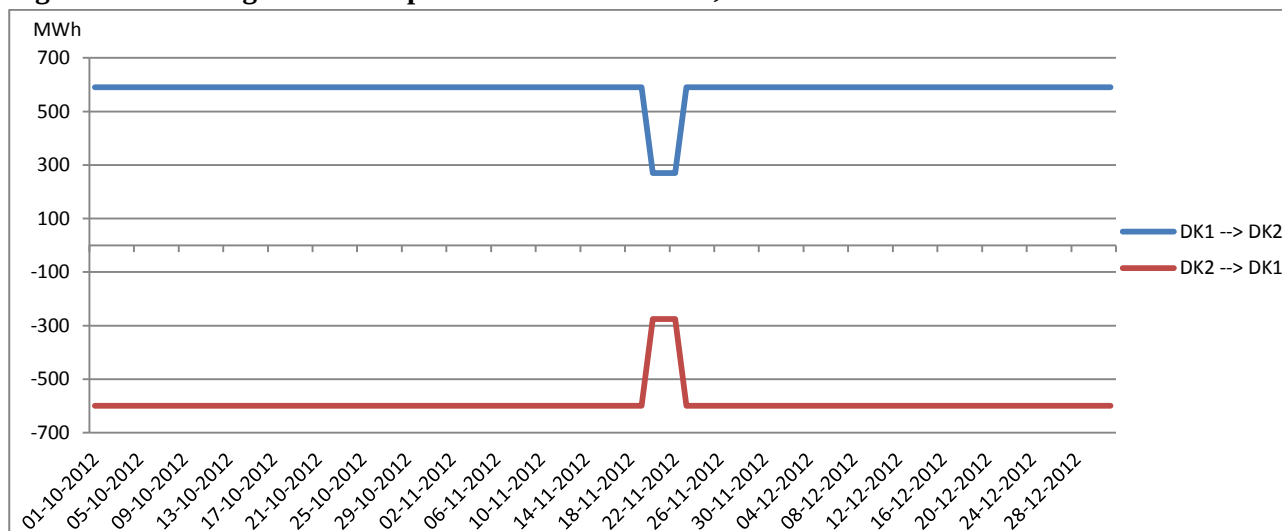


Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for danske forbindelser til Tyskland. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter

På Storebæltsforbindelsen har den maksimale kapacitet i størstedelen af kvartalet været til rådighed for markedet, jævnfør figur 23. Der har i gennemsnit været 95 – 100 procent af den maksimale kapacitet tilgængelig i begge retninger i 4. kvartal 2012. Der var planlagt vedligeholdelse på forbindelsen d. 20 – 22. november 2012, hvilket betød begrænset kapacitet i visse timer af døgnet.

Figur 23: Udvikling i handelskapaciteten over Storebælt, 4. kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for overføringsforbindelsen over Storebælt. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Handelskapaciteten fra DK2 til DK1 er multipliceret med (-1), således den røde linje vokser nedad.

11 Flaskehalse

Der har været færrest flaskehalse på Storebæltsforbindelsen i oktober og november, hvor prisen var ens i 86 – 95 procent af tiden. I den resterende tid var prisen hovedsageligt højest i Østdanmark, jævnfør tabel 4. I december var der færrest flaskehalse i på Øresundsforbindelsen, hvor prisen var ens i 81 procent af tiden, og i den resterende tid var prisen især højest i SE4.

På udlandsforbindelserne til Sverige og Norge har prisen været ens i 63 – 70 procent af tiden i oktober og november, hvor prisen hovedsageligt var højest i Danmark den resterende tid. I december var der flere flaskehalse på forbindelserne DK1-NO2 og DK1-SE3, da svenske og norske priser ikke kunne matche de lave danske priser. Dette var især gældende henover julen, hvilket var en periode med både lave og negative priser i Danmark, jævnfør figur 17.

På de danske udlandsforbindelser til Tyskland har prisen været ens i 19 – 47 procent af tiden, hvor der var flest timer med tilsvarende priser mellem Vestdanmark og Tyskland i december. Ved prisforskelle har spotpriserne som oftest været højest i Tyskland, jævnfør tabel 4.

Tabel 4: Flaskehalse på forbindelserne

Forbindelse	Flaskehalsehåndtering	Prisforskel	Oktober 2012	November 2012	December 2012
DK 1 – DK2	Market Splitting	DK2 < DK1	12 t. (2 %)	23 t. (3 %)	11 t. (1 %)
		DK2 > DK1	22 t. (3 %)	79 t. (11 %)	209 t. (28 %)
		DK2 = DK1	710 t. (95 %)	618 t. (86 %)	524 t. (70 %)
DK1 – NO2	Market Splitting	NO2 < DK1	253 t. (34 %)	159 t. (22 %)	197 t. (26 %)
		NO2 > DK1	23 t. (3 %)	103 t. (14 %)	234 t. (31 %)
		NO2 = DK1	468 t. (63 %)	458 t. (64 %)	313 t. (42 %)
DK1 – SE3	Market Splitting	SE3 < DK1	245 t. (33 %)	143 t. (20 %)	43 t. (6 %)
		SE3 > DK1	22 t. (3 %)	73 t. (10 %)	323 t. (43 %)
		SE3 = DK1	477 t. (64 %)	504 t. (70 %)	378 t. (51 %)
DK2 – SE4	Market Splitting	SE4 < DK1	234 t. (31 %)	147 t. (20 %)	17 t. (2 %)
		SE4 > DK1	0 t. (0 %)	43 t. (6 %)	123 t. (17 %)
		SE4 = DK1	510 t. (69 %)	530 t. (74 %)	604 t. (81 %)
DK1 – DE	Market Coupling og eksplicitte auktioner	DE < DK1	32 t. (4 %)	36 t. (5 %)	121 t. (16 %)
		DE > DK1	407 t. (55 %)	531 t. (74 %)	272 t. (37 %)
		DE = DK1	305 t. (41 %)	153 t. (21 %)	351 t. (47 %)
DK2 – DE	Market Coupling	DE < DK2	52 t. (7 %)	65 t. (9 %)	233 t. (31 %)
		DE > DK2	412 t. (55 %)	520 t. (72 %)	265 t. (36 %)
		DE = DK2	280 t. (38 %)	135 t. (19 %)	246 t. (33 %)

Kilde: Nord Pool Spot, APXENDEX, SETs egne beregninger.

Note: På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 %. Eksempel på aflæsning: På Storebæltsforbindelsen (DK1 – DK2) var prisen lavere i DK2 end DK1 i 2 % af tiden i oktober, mens prisen var højere i DK2 end DK1 i 3 % af tiden. I 95 % af tiden var der ingen flaskehalse på forbindelsen, da prisen var ens i DK2 og DK1. Flaskehalsene på forbindelsen bliver håndteret som *market splitting*.

TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved prisforskelle, hvilket er prisforskellen multipliceret med den fysiske udveksling. Der er færrest flaskehalsindtægter på Storebæltsforbindelsen, hvilket skyldes, at priserne i DK1 og DK2 i størstedelen af tiden er ens.

På de danske udlandsforbindelser til Sverige og Norge har der været flest flaskehalsindtægter på forbindelsen DK2-SE4 i oktober og november, mens der var flest flaskehalsindtægter på forbindelsen DK1-NO2 i december hvor årsagen især skyldes store prisforskelle ved flaskehalse, jævnfør tabel 4, figur 19 og 20.

På udlandsforbindelserne til Tyskland har der været flest flaskehalsindtægter på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, jævnfør tabel 5. Flaskehalsindtægterne for årsauktioner på forbindelsen DK1-DE har holdt et nogenlunde stabilt niveau, mens der har været større udsving i flaskehalsindtægter på månedsauktionerne.

Tabel 5: Flaskehalsindtægter

Forbindelse	Oktober 2012	November 2012	December 2012
DK1 – DK2	42.688	234.934	836.636
DK1 – NO2	2.227.662	2.314.966	6.785.243
DK1 – SE3	1.436.914	1.132.138	2.276.690
DK2 – SE4	3.363.711	2.714.724	3.612.884
DK2 – DE	2.365.158	3.512.083	3.361.386
DK1 - DE	4.482.510	5.222.630	5.363.013
DK1 – DE: Månedsauktion	529.948	428.220	379.296
DK1 – DE: Årsauktion	741.024	717.120	741.024

Kilde: Energinet.dk

Note: Flaskehalsindtægter per overføringsforbindelse, opgjort i EUR.

12 Markedskobling

På Storebæltsforbindelsen (DK1-DK2) har der været korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. fra lavprisområdet til højprisområdet, i 4. kvartal 2012. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i DK2, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet DK1 til højprisområdet DK2. Det manglende flow ved prisforskellene i november skyldes planlagt vedligeholdelse på forbindelsen, jævnfør figur 23.

Der har ikke været problemer med Skagerrak forbindelsen (DK1-NO2) og Kontiskan forbindelsen (DK1-SE3) i 4. kvartal 2012, da tilfældene med forkert planlagt flow ved prisforskelle har været på grund af ramping. Ramping-betingelserne gjorde det hermed ikke muligt at planlægge flow fra lavprisområdet til højprisområdet, da flowet maksimalt kan ændres med 600 MW fra én time til den næste time, hvilket i visse timer ikke har været tilstrækkeligt til at ændre flowets retning. Der har været planlagt korrekt flow ved flaskehalse på Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i hele kvartalet, jævnfør tabel 6.

På forbindelsen mellem DK1 og Tyskland har der i op til syv procent af tiden i kvartalet været planlagt forkert flow ved prisforskelle, dvs. fra højprisområdet til lavprisområdet, jævnfør tabel 6. Tilfældene skyldes, at der eksisterer volumenkobling på forbindelsen, hvor EMCC beregner spotpriser og planlagt flow på forbindelsen. Efterfølgende genberegner NPS spotpriserne fra EMCC, hvilket i flere tilfælde har betydet andre spotpriser, der kan medføre, at det planlagte flow bliver fra højprisområdet til lavprisområdet. Det samme har været gældende på Kontek forbindelsen (DK2-DE), hvor volumenkobling på forbindelsen har bevirket, at der ofte ved prisforskelle har været planlagt flow fra højprisområdet til lavprisområdet, jævnfør tabel 6.

Der arbejdes på regionalt plan for en afhjælpning af dette problem. Sigtet er, at der etableres en markedskobling (og altså ikke alene en volumenkobling) i hele det Nordvesteuropæiske område, der omfatter Storbritannien, Tyskland, Benelux-landene, de nordiske lande, Estland og Litauen. En sådan markedskobling ventes etableret i november 2013.

Tabel 6: Planlagt handel på overføringsforbindelserne ved flaskehalse

Forbindelse	Planlagt flow ved prisforskelle	Oktober 2012 Procent – antal timer		November 2012 Procent – antal timer		December 2012 Procent – antal timer	
DK1 – DK2	Korrekt flow	100 %	34 t.	70 %	71 t.	100 %	220 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	30 %	31 t.	0 %	0 t.
DK1 – NO2	Korrekt flow	96 %	266 t.	92 %	242 t.	96 %	414 t.
	Forkert flow	3 %	9 t.	7 %	18 t.	4 %	16 t.
	Manglende flow	0 %	1 t.	1 %	2 t.	0 %	1 t.
DK1 – SE3	Korrekt flow	94 %	251 t.	88 %	189 t.	95 %	346 t.
	Forkert flow	4 %	12 t.	8 %	18 t.	4 %	13 t.
	Manglende flow	1 %	4 t.	4 %	9 t.	2 %	7 t.
DK2 – SE4	Korrekt flow	100 %	234 t.	100 %	190 t.	100 %	140 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
DK1 – DE	Korrekt flow	99 %	433 t.	99 %	563 t.	93 %	365 t.
	Forkert flow	1 %	6 t.	1 %	3 t.	7 %	26 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	0 %	1 t.	1 %	2 t.
DK2 – DE	Korrekt flow	98 %	454 t.	85 %	497 t.	93 %	461 t.
	Forkert flow	1 %	4 t.	1 %	8 t.	5 %	23 t.
	Manglende flow	1 %	6 t.	14 %	80 t.	3 %	14 t.

Kilde: Energinet.dk, SETs egne beregninger.

Note: Viser flowets planlagte retning ved prisforskelle mellem to prisområder. *Korrekt flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra lavprisområdet til højprisområdet. *Forkert flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra højprisområdet til lavprisområdet. Benævnes ligeledes "adverse flow". *Manglende flow* viser antallet af timer, hvor der ikke har været planlagt et flow på forbindelsen, hvilket ofte skyldes vedligeholdelse på forbindelsen.