
Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og naturgas

Halvårsrapport – 2. halvår 2013

Sekretariatet for Energitilsynet, marts 2014



Indholdsfortegnelse

1. Sammenfatning.....	2
Det danske engrosmarked for naturgas	
2. Produktion, forbrug og eksport.....	3
3. Lager.....	4
4. Gaspoint Nordic	6
5. Day-ahead prisudvikling	9
6. Ellund	10
6.1 Flow i Ellund.....	10
6.2 Afbrud i Ellund	12
7. To prisregimer	13
Det danske engrosmarked for elektricitet	
8. Produktion og forbrug	14
9. Day-ahead prisudvikling	16
10. Kapacitet.....	18
11. Flaskehalse	22
12. Markedskobling.....	24

Redaktionen af markedsrapporten er afsluttet marts 2014

Forsidebilleder

Avedøreværket og Siri-plattformen er lånt af DONG Energy

Stenlille gaslager er lånt af Energinet.dk

1. Sammenfatning

1. Den danske spotpris hos Gaspoint Nordic har i 2. halvår 2013 varieret mellem 25,3 – 29,65 EUR/MWh. Spotprisen har i store træk fulgt prisudviklingen for det nordvesteuropæiske marked, men generelt med en lidt højere spotpris end hos henholdsvis TTF i Holland samt Gaspool og NCG i Tyskland. Der blev handlet 1.160 GWh i september 2013 hos den danske gasbørs, Gaspoint Nordic, hvilket er ny rekord for gasbørsen.
2. Første halvår af 2013 var præget af lav fyldningsgrad i de danske gaslagre og et presset gasmarked. Ved udgangen af 2013 var den samlede fyldningsgrad i gaslagrene over gennemsnitsniveauet og blandt de højeste i Europa. Et mildt efterår i 2013 medvirkede til et mere velfyldt gasmarked, men forsyningssituationen i Danmark er fortsat præget af, at produktionen i den danske del af Nordsøen er nedadgående og den tyske eksportside til Danmark endnu ikke er fuldt udbygget. Fra 1. oktober 2014 forventes en tysk udvidelse at sikre, at den tyske eksportkapacitet på 310.000 Nm³/time ændres fra afbrydelig til uafbrydelig kapacitet, hvilket vil bidrage til at forbedre forsyningssikkerheden.
3. Færdiggørelsen af den danske udbygning af gasnettet mod Tyskland i oktober 2013 gav Danmark større mulighed for import af naturgas fra Tyskland. Udvidelsen betyder, at den danske importside nu kan modtage 700.000 Nm³/time på uafbrydelige vilkår. Udbygningen vil sikre kapacitet og færre flaskehalse i fremtiden, et mere velfungerende gasmarked og dermed en højere forsyningssikkerhed for det danske og svenske gasmarked.
4. Der har været større udsving i spotpriserne for elektricitet for Vestdanmark og Østdanmark i 2. halvår 2013 med daglige spotpriser varierende mellem -6 EUR/MWh og 59 EUR/MWh. Problemer på atomkraftværker, fluktuerende vindproduktion, vedligeholdelse på udlandsforbindelserne og mindre tilløb til vandmagasinerne i Norden spillede en rolle. Det danske marked oplevede bl.a. negative spotpriser henover helligdagene i julen, hvor der var en høj vindproduktion og samtidig et lavt elforbrug, hvilket i visse timer bevirkede negative priser på markedet.
5. På elmarkedet slog vindproduktionen rekord i december 2013, hvor vindkraften for første gang dækkede over halvdelen af det danske elforbrug. I enkelte timer dækkede vindkraften op mod 135,8 pct. af det danske elforbrug.
6. Den nordiske elbørs, Nord Pool Spot, måtte søndag d. 4. august 2013 for første gang i sin historie opgive at gennemføre en auktion, da børsens prisberegningsskema ikke kunne beregne day-ahead priserne for auktionen mandag den 5. august 2013. Hændelsen havde ikke nogen betydning for elforsyningen til danskerne, men betød en signifikant ændring af flow mellem Danmark og Tyskland, jf. case study [Nrl](#).
7. Handelskapaciteten på grænsen mellem Danmark og Tyskland i sydgående retning var i 2. halvår 2013 gennemsnitlig 37 pct. af den samlede kapacitet på transmissionsledningen. Handelskapaciteten på grænsen har over en årrække været faldende. Fra 1. januar 2014 er den allokerede kapacitet til årsauktioner på foranledning af den tyske TSO blevet reduceret til ”0”. Sekretariatet finder ikke, at det er tilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland er så relativ lav sammenlignet med øvrige udlandsforbindelser. Sekretariatet er særligt opmærksom på denne forbindelse og sigter på sammen med Energinet.dk at følge op på situationen på et møde i marts 2014 med Bundesnetzagentur og TenneT.

Det danske engrosmarked for naturgas

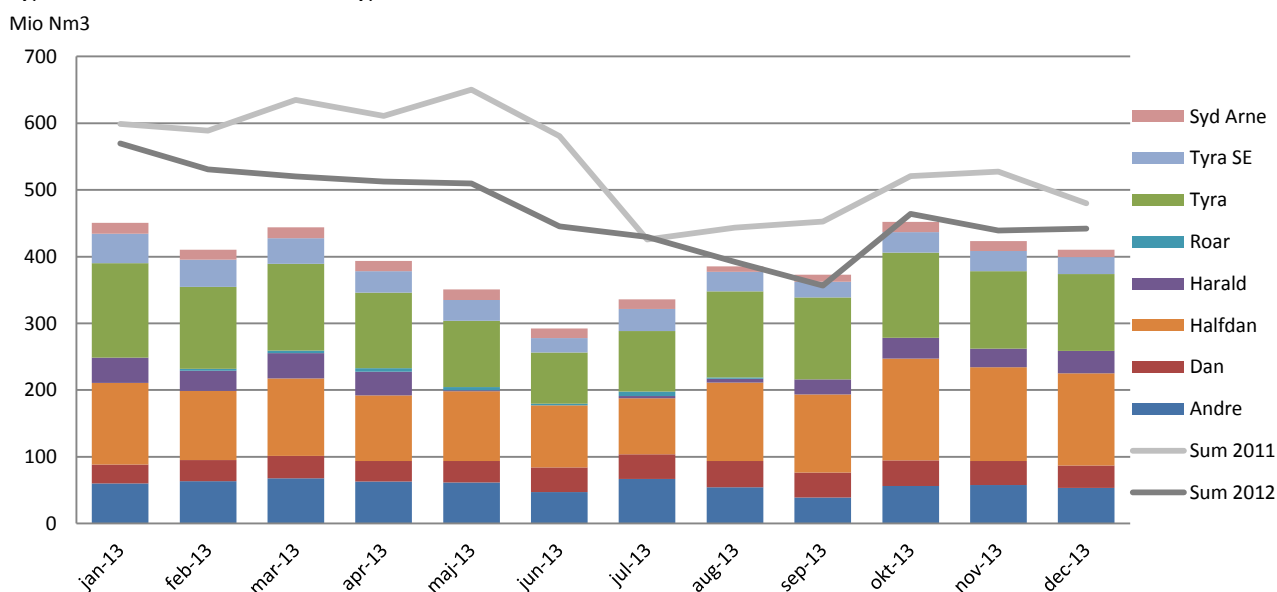
2. Produktion, forbrug og eksport

8. Den danske produktion af naturgas i Nordsøen har været faldende gennem de seneste år, jf. figur 1. Det har nødvendiggjort en udbygning af både det danske og tyske gassystem således, at det danske marked også kan forsynes med naturgas fra Tyskland. Det forventes, at produktionen i den danske del af Nordsøen igen øges fra 2015, hvor en videreudbygning af Tyra Sydøst feltet ventes afsluttet, og det nye Hejre felt ventes at komme i produktion.

9. I 2. halvår 2013 har den gennemsnitlige månedlige produktion af naturgas fra de danske felter i Nordsøen været omkring 397 millioner Nm³ per måned, hvilket er et fald på knap 6 pct. i forhold til samme periode året før. I halvåret var det feltet Halfdan, der producerede den største mængde naturgas i den danske del af Nordsøen, jf. figur 1. Produktionen var mellem 84 – 154 millioner Nm³ per måned, hvilket svarer til ca. 30 pct. af den samlede danske produktion. Det næststørste felt var Tyra, der omtrent leverede tilsvarende andel af den danske produktion, jf. figur 1.

10. Naturgassen fra Nordsøen transporteres fra felterne Tyra og Syd Arne ind til Nybro nær Esbjerg. Transporten sker gennem rørledninger, som DONG Energy ejer størstedelen af. Der er tredjepartsadgang på rørledningerne, hvorved det er muligt for andre end DONG Energy at transportere naturgas heri. Energiklagenævnet har i oktober 2013 stadfæstet Energitilsynets afgørelse om, at tariffen for transport af naturgas i opstrømssystemet Tyra-Nybro har været for høj, og at tarifferne derfor skal sænkes fra 10 øre/m³ til mellem 5 og 7 øre/m³. Energitilsynet blev med Energiklagenævnets afgørelse pålagt at give et præcist bud på tariffen. Tilsynet har i januar 2014 afgjort, at tariffen skal sænkes til 5,75 øre/m³ for en månedskontrakt indgået i perioden juli 2011 – oktober 2012. DONG har efterfølgende anket afgørelsen til Energiklagenævnet. Den lavere tarif vil betyde, at gassælgere vil kunne transportere gassen fra Nordsøen billigere ind til det danske marked.

Figur 1: Produktion af naturgas i den danske del af Nordsøen

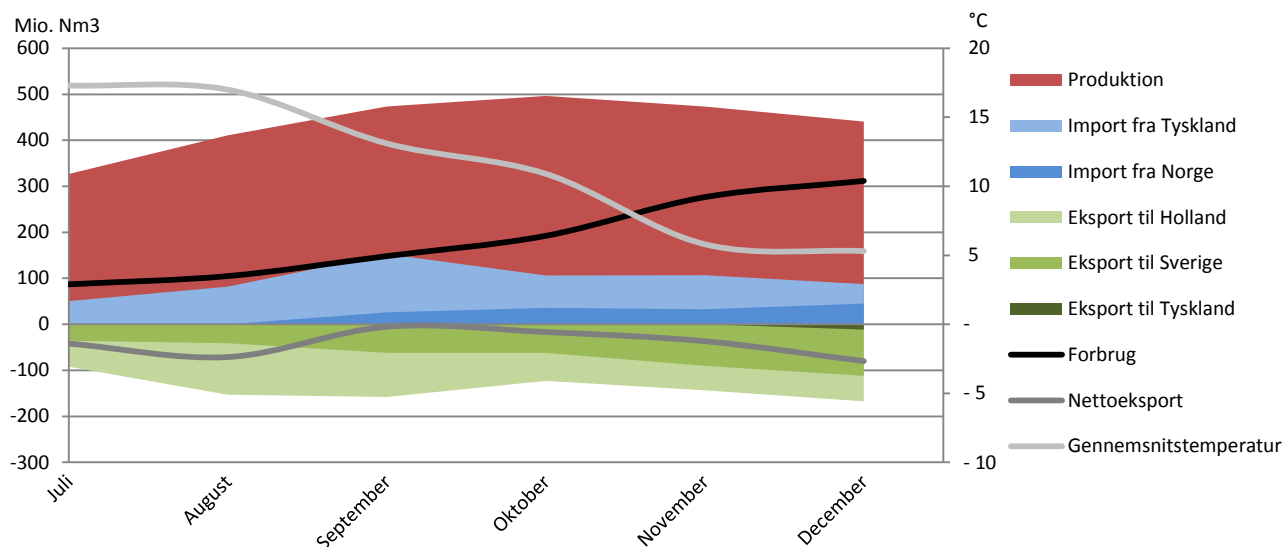


Kilde: Energistyrelsen

Note: Produktionen af naturgas på danske felter i Nordsøen, 2. halvår 2013. Produktionen fra Igor og Sif indgår i Halfdan. Andre: Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Rolf, Siri, Skjold, Svend og Valdemar. Den aggregerede produktion fra danske felter i årene 2011 og 2012 indgår som Sum 2011 og Sum 2012.

11. Danmark var nettoeksportør af naturgas i 2. halvår 2013, jf. figur 2. Nettoeksporten var væsentlig lavere end de seneste år pga. den nedadgående produktion. Det danske og svenske gasmarked suppleres derfor med naturgas fra Tyskland og Norge. Der blev eksporteret nogenlunde samme mængder naturgas til Holland og Sverige, mens der kun blev eksporteret en mindre mængde naturgas til Tyskland i december 2013. Den danske import var hovedsagelig fra Tyskland via grænsepunktet Ellund, men der blev ligeledes importeret naturgas fra Norge via det mindre norske gasfelt Trym, der er koblet til det danske offshore system.

Figur 2: Produktion, forbrug og nettoeksport



Kilde: Energistyrelsen, DMI

Note: Primær akse: Viser produktion, import, eksport, forbrug og nettoeksport i 2. halvår 2013, opgjort i mio. Nm3. Negative værdier angiver eksporterende gasmængder fra Danmark til udlandet. *Produktion* indeholder kun salgsgas. *Forbrug* er fratrukket eget forbrug og offshore, og består derfor af forbrug i Jylland, på Fyn og Sjælland. Sekundær akse: Viser den månedlige gennemsnitstemperatur for hele Danmark, opgjort i grader celsius.

3. Lager

12. Gasforbruget i Danmark varierer med årstiderne, hvor forbruget er størst i vinterperioden. Om sommeren injiceres overskydende gas i gaslagrene, hvilket udtrækkes og anvendes i vinterperioden, jf. figur 3.

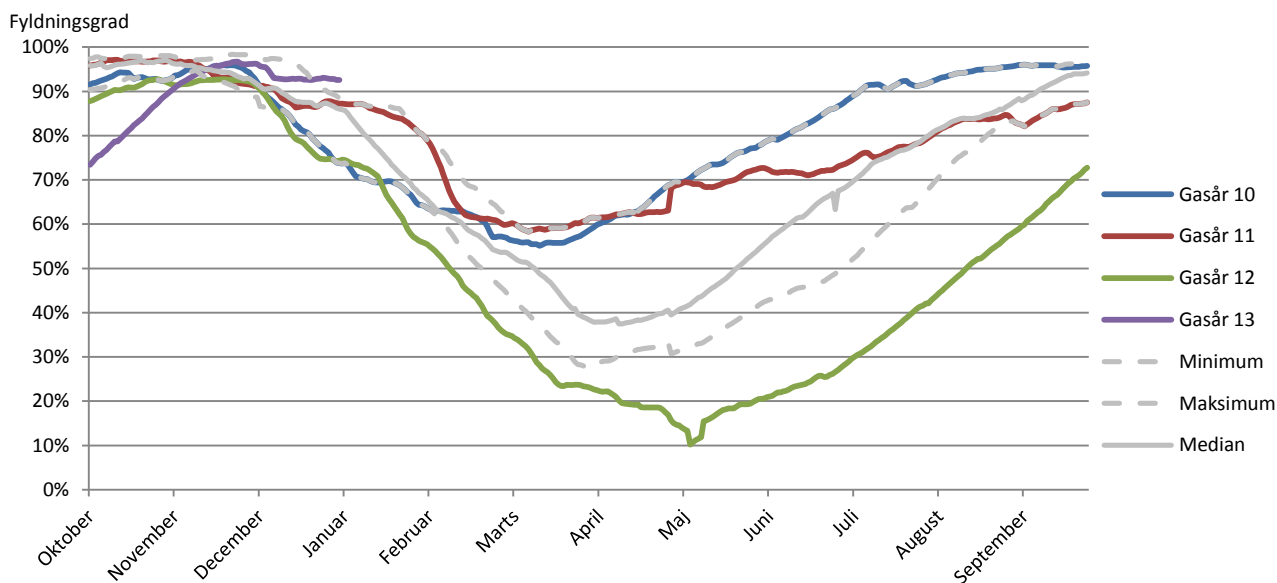
13. 1. halvår 2013 var præget af lav fyldningsgrad i de danske gaslagre. Energinet.dk meddelte markedet, at fyldningsgraden var tæt på nødforsyningsniveauet, og markedsaktører blev opfordret til at sende naturgas til det danske gasmarked. Ved slutningen af 1. halvår 2013 var den samlede fyldningsgrad for de to danske gaslagre på ca. 27 pct., hvilket er væsentlig lavere end gennemsnitsniveauet for denne periode, der er omkring 67 pct., jf. figur 3.

14. Der blev injiceret mere naturgas end normalt i gaslagrene i 2. halvår 2013. Det skyldes bl.a. et mildt efterår, og et deraf følgende relativt lavere gasforbrug. Oktober var generel en mild måned, hvorimod der var faldende temperaturer over store dele af Europa i november med et øget forbrug hos forbrugerne og udtræk af naturgas fra størstedelen af de europæiske gaslagre. I Danmark blev der fortsat - aggregeret set - injiceret i de danske gaslagre gennem måneden, hvor fyldningsgraden endte med at være blandt de højeste i Europa. I november måned nåede den danske fyldningsgrad således gennemsnitsværdien for årstiden baseret på data

for gasårene 2006 – 2011, jf. figur 3. Ved udgangen af 2013 var den summerede fyldningsgrad i de danske gaslagre på 93 pct., hvilket er syv procentpoint højere end gennemsnitsniveauet.

15. En del af fyldningen i de danske gaslagre i efteråret 2013 kom fra Energinet.dk, der havde købt en ekstra mængde lagervolumen og injektionskapacitet. Den ekstra lagervolumen blev gradvist fyldt ved brug af den købte injektionskapacitet gennem halvåret. Baggrunden var, at Energinet.dk ikke havde mulighed for at indgå en aftale om at sende naturgas fra Tyra via Syd Arne-ledningen til fastlandet i en eventuel nødforsynings-situation med afbrud på Tyra-Nybro rørledningen. Den ekstra lagervolumen blev derfor købt som kompensation for dette.

Figur 3: Udvikling i fyldningsgraden i danske gaslagre



Kilde: Energinet.dk Gaslager og DONG Storage

Note: Viser den summerede fyldningsgrad for de to danske gaslagre Stenlille og Lille Thorup for gasårene 2010 - 2013. Værdierne minimum, maksimum og median er for gasårene 2006 – 2011. Et gasår går fra 1. oktober N til 30. september N+1. Gasår 2012 går eksempelvis fra 1. oktober 2012 til 30. september 2013. Data er på dagsbasis og opgjort i procent af den maksimale lagerkapacitet. Skuddagen 29. februar er fjernet fra datasættet i de år, hvor der er skudår.

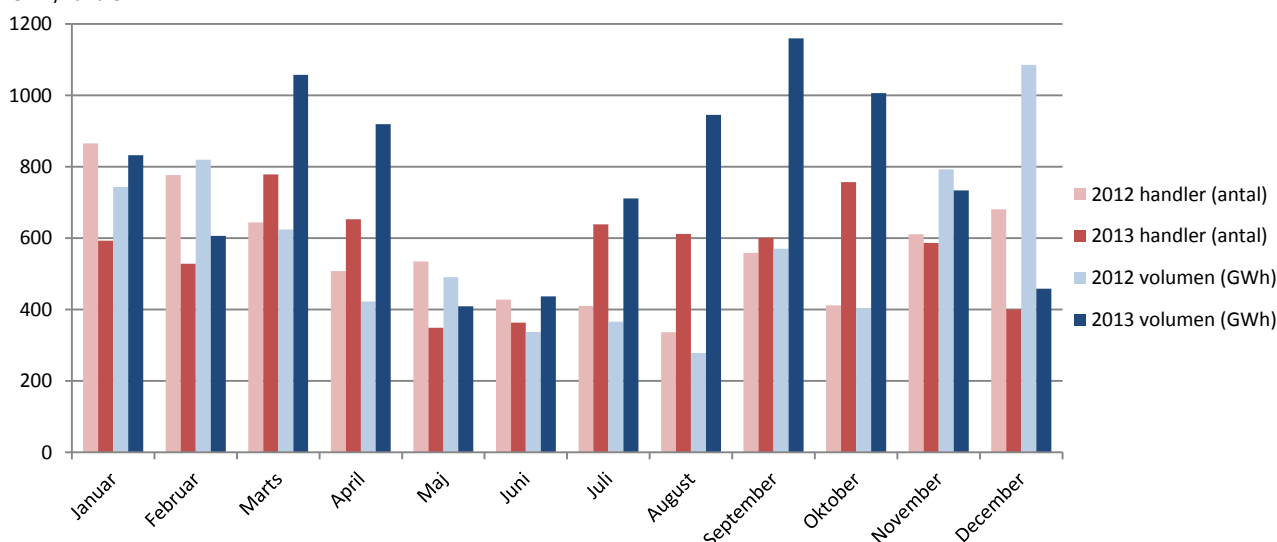
4. Gaspoint Nordic

16. Den danske gasbørs, Gaspoint Nordic, lukker flere timer før kapacitetsauktionerne på platformen PRISMA begynder. Gaspoint Nordic har derfor valgt at undersøge, hvorvidt der vil være et behov for et ekstra handelsvindue hos gasbørsen – forlængede åbningstider – for bedre at matche åbningstiderne hos PRISMA. Erfaringerne med de fire måneders forsøgsperiode med start d. 1. december 2013 vil være med til at afgøre, om der er tilstrækkelig efterspørgsel efter et ekstra handelsvindue fra kl. 17.00 – 18.00 hos gasbørsen.

17. Gaspoint Nordic oplever fortsat en positiv udvikling. Der blev handlet væsentlig større volumener på gasbørsen fra juli til oktober 2013 sammenlignet med samme periode året før, jf. figur 4. Handlen på gasbørsen i juli var på ca. 700 GWh, hvilket er en stigning på knap 94 pct. sammenlignet med juli 2012. I august 2013 var volumen ca. 240 pct. højere, mens den var 103 pct. højere i september 2013 sammenlignet med de samme måneder året før. Der blev samlet set handlet 1.160 GWh i september 2013, hvilket er ny rekord på gasbørsen. Den større handel på børsen skyldes til dels den lave fyldningsgrad i gaslagrene, og det dertilhørende behov for injektion. Den handlede volumen i november og december 2013 var mindre, hvilket kan hænge sammen med den mindre efterspørgsel efter naturgas som følge af det milde efterår.

Figur 4: Antal handler og den handlede volumen

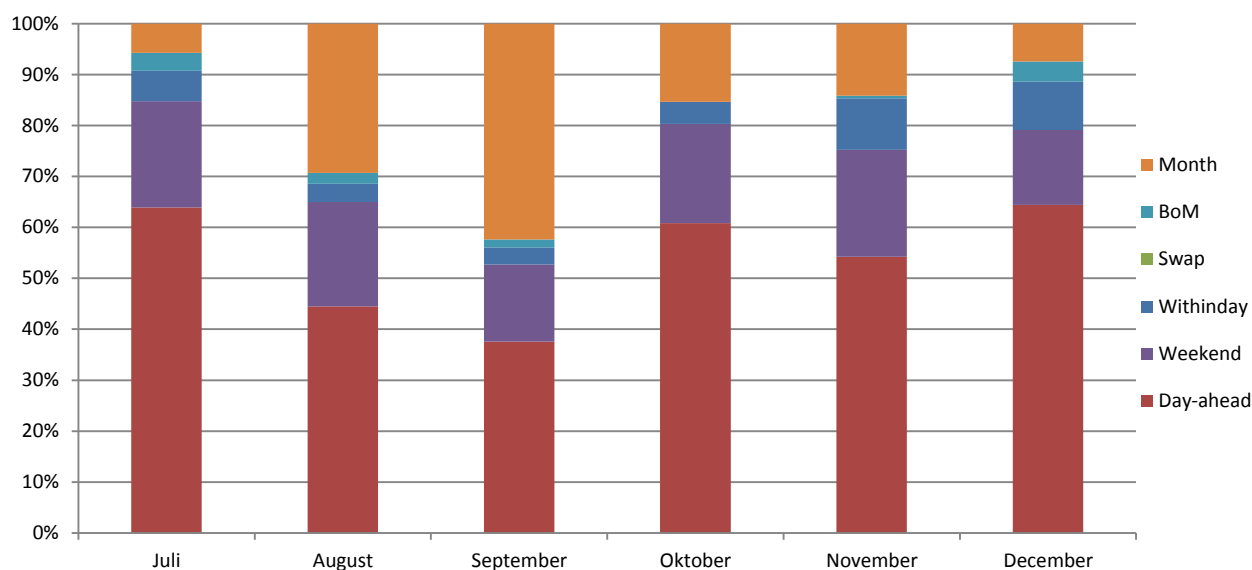
GWh/handler



Kilde: Gaspoint Nordic

Note: Udviklingen i antallet af handler (antal) og handlede volumen i GWh på månedsbasis i 2012 og 2013.

18. Størstedelen af aktiviteten foregår på day-ahead produktet, jf. figur 5. Gennem halvåret har ca. 38 – 64 pct. af den handlede volumen været på day-ahead produktet, hvilket er et fald i forhold til tidligere år. Den lavere andel skyldes især, at der handles større volumener på weekend og month produkterne, hvor month produktet i september stod for ca. 42 pct. af den handlede volumen, jf. figur 5.

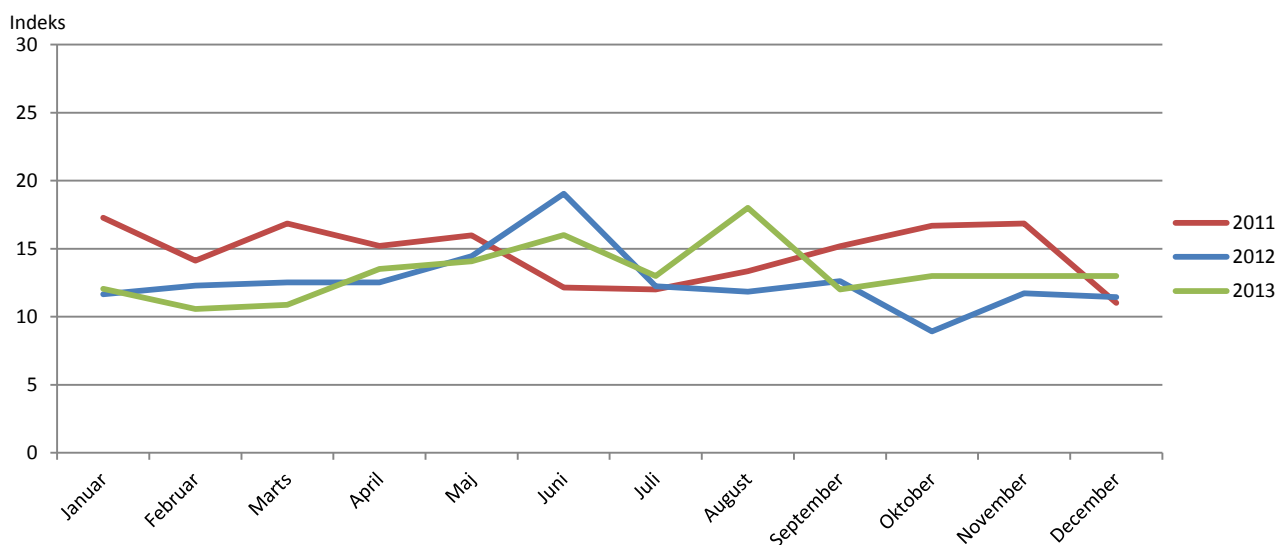
Figur 5: Handlede volumen allokeret på produkt

Kilde: Gaspoint Nordic

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret på produkt 2. halvår 2013. Data er opgjort på månedsbasis. *Month*: Gas til levering den efterfølgende måned. *BoM*: Gas til levering resten af indeværende måned. *Swap*: Bytte af naturgas mellem NPTF og Gaspool (Danmark og Tyskland). Kan handles op til tre dage inden levering. *Withinday*: Gas til levering samme dag som kontrakten indgås. *Weekend*: Gas til levering lørdag og søndag. *Day-ahead*: Gas til levering næste dag. Kan handles op til tre dage inden levering.

19. Herfindahl-Hirschmann Indekset, HHI, viser markedsconcentrationen på gasbørsen. En stigning i Herfindahl-Hirschmann Indekset indikerer en øgning i markedsconcentrationen, hvor indeks 100 vil betyde monopol på markedet, og indeks 0 er lig perfekt konkurrence. Er indekset under 10 regnes markedet for et ikke-koncentreret marked. Et indeks mellem 10 – 18 regnes for et moderat-koncentreret marked, og et indeks over 18 indikerer et koncentreret marked.

20. I 2. halvår 2013 har indekset for Gaspoint Nordic været mellem 12 – 18, hvilket indikerer et moderat-koncentreret marked, hvilket ligeledes har været tilfældet de seneste år, jf. figur 6. I august 2013 steg koncentrationen til 18, hvilket altså indikerede en stigning i koncentration på markedet på gasbørsen.

Figur 6: Herfindahl-Hirschmann Indeks på Gaspoint Nordic

Kilde: Gaspoint Nordic

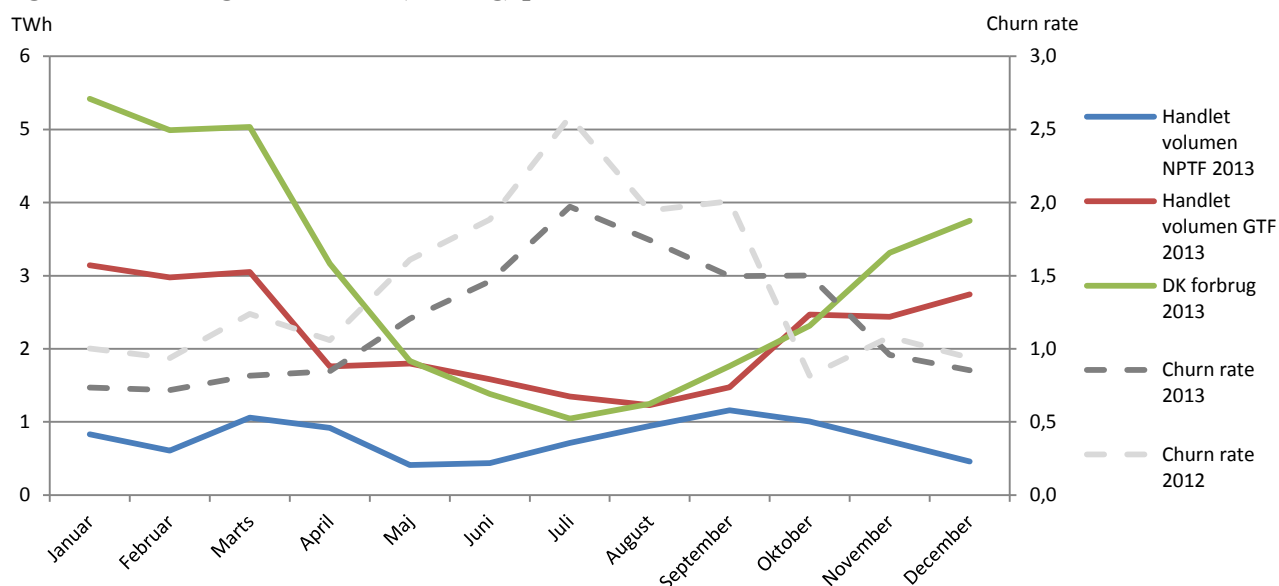
Note: Herfindahl-Hirschman Indekset på Gaspoint Nordic viser markedsconcentrationen fra 2011 - 2013. Indeks <10: ikke-koncentreret marked, indeks 10 – 18: moderat-koncentreret marked, indeks >18: koncentreret marked.

21. Der har månedligt været handlet børskontrakter på Gaspoint Nordic (NPFT) for ca. 0,5 – 1,2 TWh i 2. halvår 2013, hvor den handlede volumen af OTC-kontrakter på GTF har været 1,2 – 2,7 TWh, jf. figur 7. Gasbørsens markedsandel var i 2. halvår 2013 mellem 12 – 76 pct. af det danske forbrug, hvor den højeste markedsandel var i august 2013. Markedsandelen er som oftest højest om sommeren, hvor gasforbruget er lavest og den handlede volumen hurtigt udgør en større andel af gasforbruget.

22. Churn rate anvendes som en likviditetsindikator. Indikatoren anvendes for at vurdere om den danske gashub GTF/NPTF er likvid. Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gange som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. Som udgangspunkt betegnes et marked som likvidt, hvis markedet har en churn rate på over 10. Det danske gasforbrug varierer henover året, hvilket som oftest medfører, at churn rate (forbrug) er højere i sommerperioden, jf. figur 7.

23. Churn raten har i 2. halvår 2013 været mellem 0,9 – 2,0, hvilket gennemsnitligt er lavere end samme periode året før. Gennemsnitligt har churn raten for GTF/NPTF været 1,42 i 2. halvår 2013. Den danske gashub vil derfor efter ovenstående ”tommelfingerregel” ikke kunne betegnes som likvid. Churn raten har ikke desto mindre været stigende de seneste år, når der renses for sæsonudsving.

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



Kilde: Energinet.dk, Gaspoint Nordic, SET's beregninger

Note: Udvikling i churn rate (forbrug) på den danske gashub GTF/NPTF i 2. halvår 2013. 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.

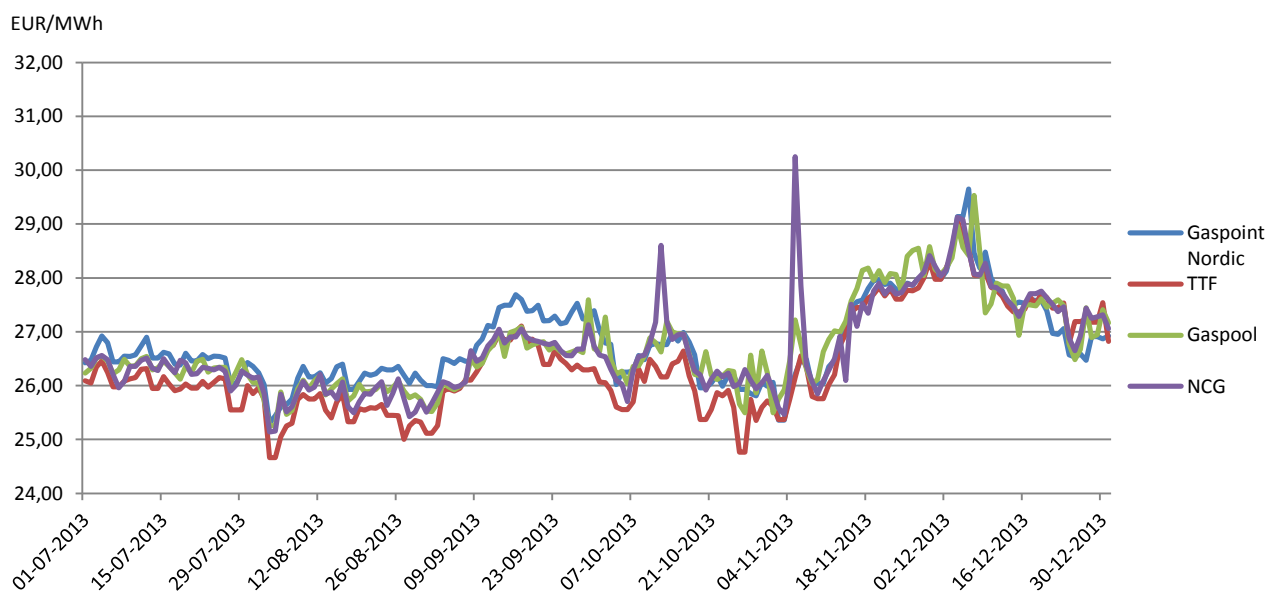
5. Day-ahead prisudvikling

24. Den danske spotpris hos Gaspoint Nordic har i 2. halvår 2013 varieret mellem 25,3 – 29,65 EUR/MWh. Den laveste pris var d. 3. august 2013. Spotprisen fulgte i store træk prisudviklingen for de tre større gashubs, TTF i Holland og de to tyske gashubs Gaspool og NCG gennem perioden, men den danske spotpris har generelt været lidt højere end spotpriserne hos de tre udenlandske gashubs, jf. figur 8. Der var generelt stigende priser hos de tre gashubs og den danske gasbørs i november og starten af december drevet op af stigende efterspørgsel efter naturgas til opvarmning, da temperaturen faldt til under normalen.

25. Den tyske gashub NCG oplevede højere priser d. 12. oktober og 5. november 2013, hvilket umiddelbart ikke påvirkede priserne på Gaspool, TTF eller Gaspoint Nordic. Der var lavere flow fra norske felter pga. vedligeholdelse, hvilket givetvis havde en indflydelse på prisen hos NCG d. 5. november 2013.

26. I anden halvdel af december 2013 var prisen på den danske gasbørs generelt lavere end hos de tre større gashubs pga. mildere vejr og fyldte gaslagre i Danmark. Der blev i samme periode eksporteret naturgas fra de danske gasmarkeder til det nordvesteuropæiske marked via grænsepunktet Ellund, jf. figur 9.

Figur 8: Prisudvikling for spotprisen hos Gaspoint Nordic og nordvesteuropæiske gashubs



Kilde: Gaspoint Nordic, Gaspool

Note: Udviklingen i spotprisen hos Gaspoint Nordic, de tyske gashubs NCG EEX og Gaspool EEX, samt den hollandske gashub TTF APX i 2. halvår 2013. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

6. Ellund

6.1 Flow i Ellund

27. Energinet.dk har i oktober 2013 afsluttet en udbygning af gasnettet i Syd- og Sønderjylland, således Danmark kan importere en større mængde naturgas fra Tyskland via grænsepunktet Ellund. Udbygningen er en konsekvens af, at produktionen i den danske del af Nordsøen er nedadgående. Udbygningen består af en rørdublering mellem Ellund ved grænsen og Egtved, samt en kompressorstation ved Egtved. Kompressorstationen har gjort det muligt at øge trykket i gassystemet, hvilket giver en større fleksibilitet i gasmarkedet. Den nye rørledning har til formål at sikre tilstrækkelig ledig kapacitet, så flaskehalse i fremtiden undgås, hvilket ventes at bidrage til et mere velfungerende marked, og endvidere at bidrage til højere forsyningssikkerhed på det danske og svenske marked.

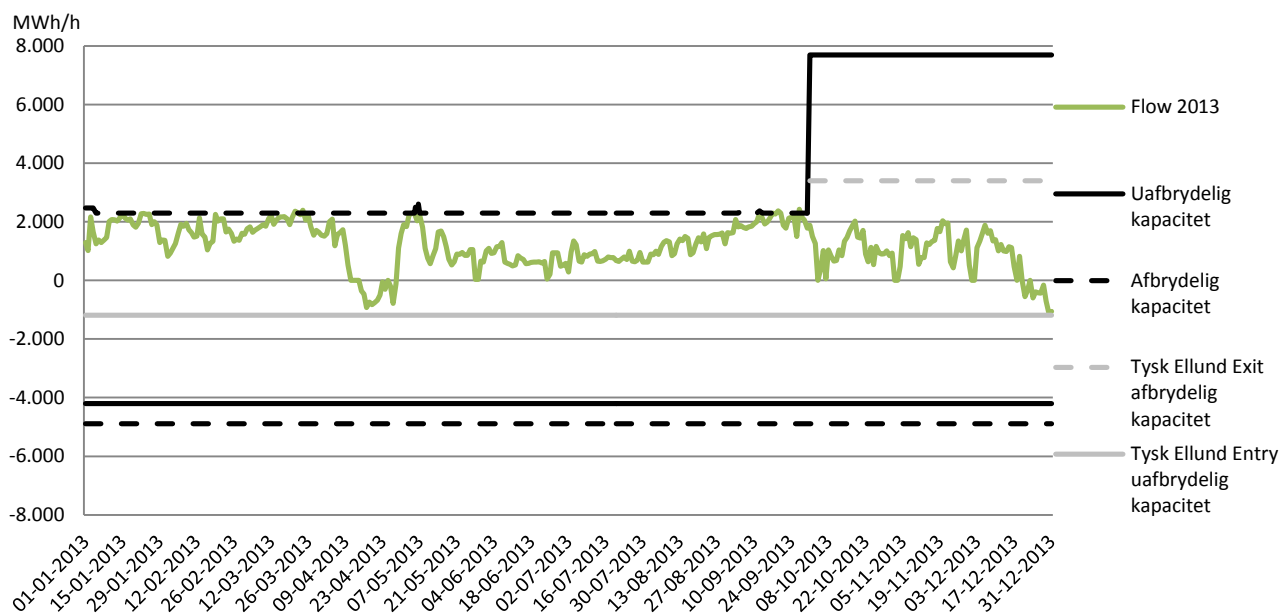
28. Indtil d. 1. oktober 2013 kunne den danske importside – Ellund Entry – importere 200.000 Nm³/time (svarende til ca. 2.303.000 kWh/h) på afbrydelig vilkår. Ved indgåelse af en kapacitetsaftale på afbrydelige vilkår kan transportkunden ikke være sikker på at få leveret købt naturgas – deraf betegnelsen afbrydelig. Udvidelsen betyder, at den danske importside nu kan modtage 700.000 Nm³/time (svarende til ca. 7.700.000 kWh/h) på uafbrydelige vilkår, hvor transportkunden er sikker på sin leverance. Denne udvikling er illustreret i figur 9, som den positive stiplede linje (den hidtidige afbrydelig kapacitet) og den positive massive linje (nuværende uafbrydelige kapacitet).

29. Den tyske eksportside er endnu ikke fuldt udbygget, og kan ikke eksportere samme mængde naturgas til Danmark, som det danske gasmarked er dimensioneret til at modtage fra Tyskland. Den tyske eksportside til Danmark – tysk Ellund Exit – kan fra d. 1. oktober 2013 eksportere 310.000 Nm³/time (svarende til ca. 3.410.000 kWh/h) på afbrydelig vilkår. Det er markeret som den positive gråstiplede linje i figur 9. Over dette niveau vil der være en væsentlig højere sandsynlighed for afbrud. Fra 1. oktober 2014 forventes en tysk udvidelse af sikre, at kapaciteten ændres fra afbrydelig til uafbrydelig kapacitet, hvilket vil bidrage til at forbedre forsyningssikkerheden.

30. Den danske eksportside til Tyskland – Ellund Exit - kan levere ca. 4.200.000 kWh/time på uafbrydelige vilkår, hvorefter der sælges ca. 680.000 kWh/time på afbrydelig vilkår. Kontrakter på uafbrydelige vilkår, hvor transportkunden er sikker på sin leverance, bliver solgt op til den maksimale fysiske kapacitet. Yderligere kapacitet sælges på afbrydelige vilkår. Ved indgåelse af en kapacitetsaftale på afbrydelige vilkår vil transportkunden ikke være sikker på sin leverance, da den vil være afhængig af, at andre kunder ikke fuldt ud anvender deres kapacitet eller, at der foregår tilstrækkelig handel den modsatte vej. Til gengæld sælges kontrakter på afbrydelige vilkår billigere.

31. På den tyske importside fra Danmark – tysk Ellund Entry – sælges ca. 1.190.000 kWh/time på uafbrydelige vilkår, hvilket er markeret som den negative massive grå linje i figur 9. Herefter sælges der i Tyskland en uendelig mængde afbrydelig kapacitet efter først-til-mølle princippet (First-Come-First-Served). Det giver i princippet en mulighed for at købe mere kapacitet (uendelig mængde) på den tyske importside end det er muligt at købe på den danske eksportside til Tyskland. Der vil være en væsentlig større sandsynlighed for at blive afbrudt på den tyske importside fra Danmark ved at købe afbrydelig kapacitet som den sidste.

32. Det fremgår af figur 9, at Danmark hovedsageligt importerede naturgas fra Tyskland i 2. halvår 2013. Dette stemmer overens med tendensen de seneste år. Situationen er med til at illustrere, at grænsepunktet Ellund hovedsageligt forventes at blive anvendt til import af naturgas. Slutningen af december 2013 var dog præget af nettoeksport fra Danmark til Tyskland, hvor der var lavere gaspriser i Danmark.

Figur 9: Flow i Ellund

Kilde: Energinet.dk.

Note: Positive værdier er import og negative værdier er eksport. Sorte linjer viser kapacitet på den danske side, mens grå linjer viser kapacitet på den tyske side. Den grønne linje viser det faktiske flow i Ellund, målt i MWh/h. *Importsiden:* Dansk Ellund Entry er dimensioneret til at modtage 700.000 Nm³/h (7,7 mio. kWh/h) fra Tyskland fra 1. oktober 2013. Tysk Ellund Exit sælger en afbrydelig kapacitet på 310.000 Nm³/h (ca. 3,41 mio. kWh/h). *Eksportsiden:* Dansk Ellund Exit sælger 4.204.368 kWh/h på uafbrydelige vilkår og derudover 684.432 kWh/h på afbrydelig vilkår. Tysk Ellund Entry sælger 1.190,652 kWh/h på uafbrydelige vilkår, hvorefter der sælges uendelig afbrydelig kapacitet.

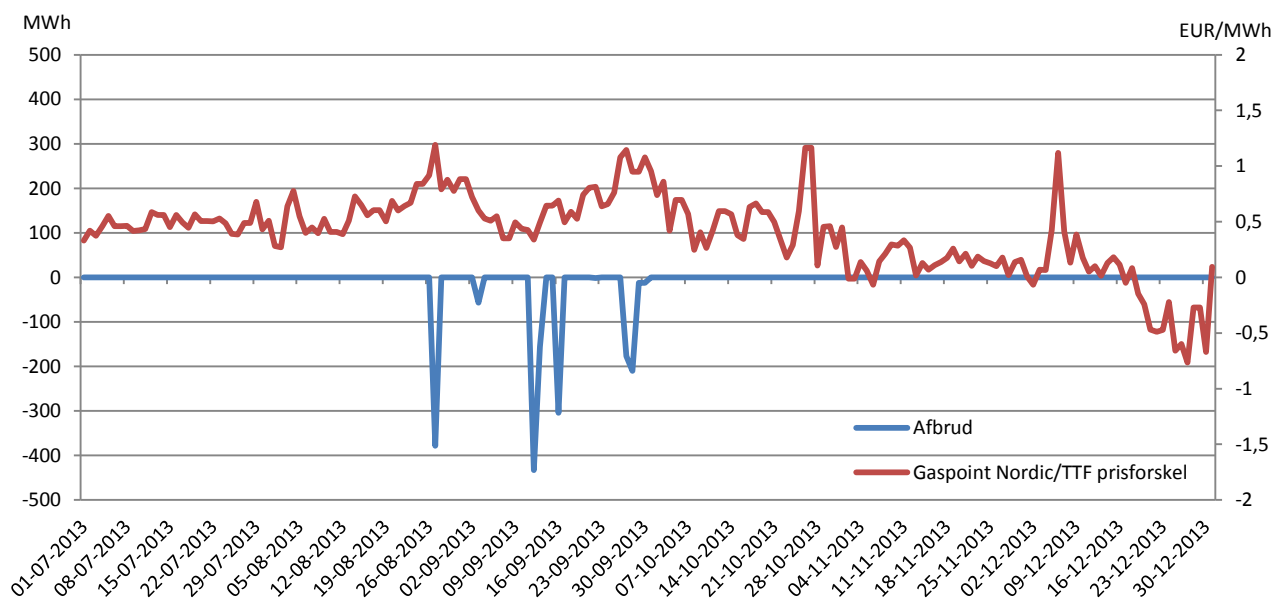
6.2 Afbrud i Ellund

33. Ellund Entry - punktet i Danmark, hvorfra det er muligt at indføre naturgas fra det tyske marked til det danske system - er det eneste punkt i det danske transmissionssystem, hvor der kan forekomme flaskehalse. Flaskehalse og efterfølgende afbrud i gasimporten forekommer oftest i perioder med lav gaseksport i Ellund. Der var en større sandsynlighed for dette indtil d. 1. oktober 2013, hvor der var en lav fysisk transportkapacitet i Ellund Entry i forhold til den importerende volumen, der blev efterspurgt af transportkunderne. Udbygningen mod Tyskland har mindsket sandsynligheden for afbrud i leverancerne i Ellund, da det er muligt at importere en større mængde naturgas fra Tyskland. Sandsynligheden for afbrud forventes at blive endnu mindre, når en tysk udvidelse af naturgasnettet fra afbrydelig til uafbrydelig kapacitet forventeligt står klar d. 1. oktober 2014.

34. Når den maksimale importkapacitet er nået vil den resterende import fra Tyskland til Danmark ske virtuelt. Importen vil blive fratrasket gaseksporten fra Danmark til Tyskland, hvorved den fysiske eksportmængde reduceres med størrelsen på den virtuelle import, kaldet backhaul import. Den importerende gasmængde vil derfor ikke kunne overstige den fysiske importkapacitet og gaseksporten til Tyskland. Overstiger efterspørgslen på naturgas dette niveau, vil leveringerne i Ellund Entry blive afbrudt. Det danske marked vil dermed blive afskåret fra det tyske marked, og ligevægten mellem udbud og efterspørgsel vil finde sted i det danske transmissionssystem med dertil isolerede danske priser.

35. Der var afbrud i Ellund Entry i august og september 2013, jf. figur 10. Der var fysiske afbrud i Ellund Entry d. 27. august og 3. september 2013, hvilket hang sammen med kapacitetsbegrænsninger på den tyske side af grænsepunktet Ellund. De efterfølgende afbrud var kommercielle afbrud, hvor transportkunderne efterspurgte mere naturgas, end hvad det fysisk var muligt at levere. Afbruddene havde givetvis betydning for prisforskellen mellem det danske marked og det nordvesteuropæiske marked, jf. figur 10.

Figur 10: Afbrud og Gaspoint Nordic/TTF prisforskel



Kilde: NetConnect Germany, Gaspoint Nordic, Energinet.dk.

Note: Viser sammenhængen mellem afbrud i Ellund Entry og prisforskellen mellem Gaspoint Nordic og TTF APX i 2. halvår 2013. På primær akse fremgår afbrud i Ellund Entry opgjort i MWh. På sekundær akse vises prisforskellen opgjort i EUR/MWh.

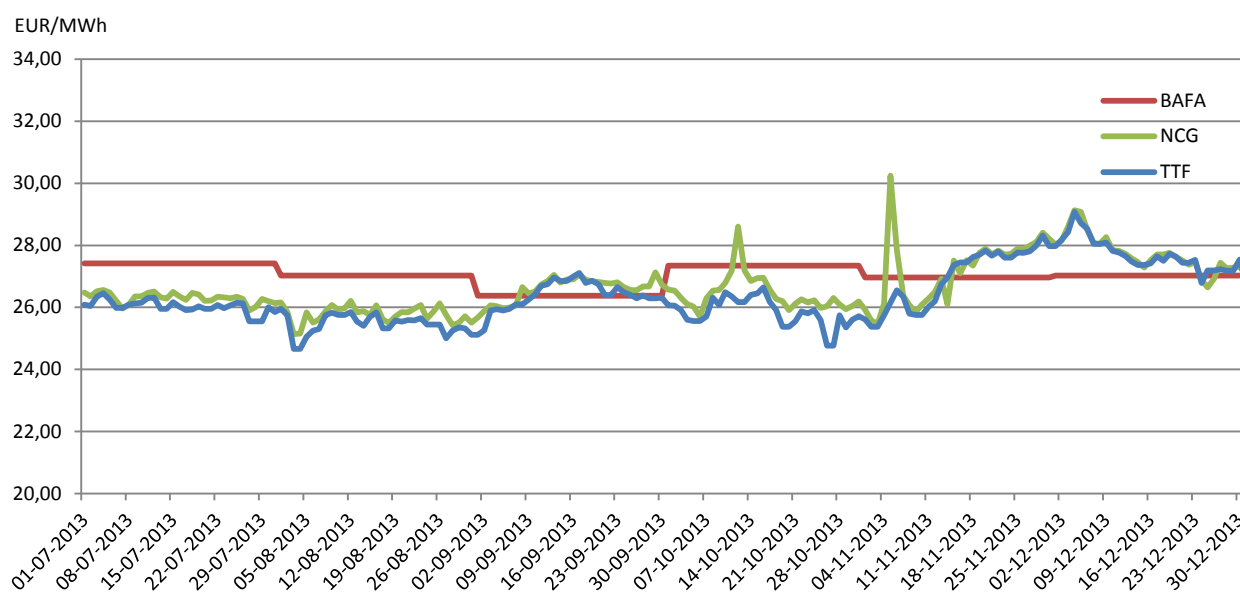
7. To prisregimer

36. Gasprisen følger enten et olieindeks eller et naturgasindeks alt afhængig af kontrakttypen. Er gasprisen baseret på et olieindeks bestemmes prisen af olieprisen og eksogene faktorer på oliemarkedet. Følger gasprisen en markedsbaseret prisdannelse vil prisen bestemmes af udbud og efterspørgsel på gashubs.

37. Spotpriserne på den tyske gashub NCG og den hollandske gashub TTF anvendes til at repræsentere prisen på markedsbaseret prisdannelse, hvilket sammenlignes med BAFA-indekset, jf. figur 11. BAFA-indekset indeholder den faktiske pris på gasimport til Tyskland, og anvendes til at repræsentere prisen på olieindekseret naturgas, da den tyske import generelt har været baseret på olieindekserede Take-or-Pay kontrakter. En større og større del af den tyske import af naturgas bliver nu indekseret i forhold til gashubs, og indekset begynder så småt at bevæge sig fra olieindekseret prisdannelse til markedsbaseret prisdannelse, hvilket kan være med til at forklare den højere korrelation mellem BAFA-indekset og spotpriserne.

38. Den gennemsnitlige tyske importpris for naturgas – BAFA – var i flere tilfælde lavere end spotpriserne i både september, november og december 2013, jf. figur 11. Det lavere BAFA-indeks skyldes især, at tyske virksomheder i større grad var succesfulde med at genforhandle eksisterende olieindekserede langsigtskontrakter, jf. energinyhedsbrevet ICIS Heren. Derudover var der usikkerhed om leverancerne henover sommeren, hvilket bl.a. førte til stigende efterspørgsel og dertil stigende spotpriser i september. Der var stigende priser på spotmarkederne i november og starten af december 2013, hvilket blev drevet af stigende efterspørgsel efter naturgas til opvarmning, da temperaturen var lavere end normen.

Figur 11: 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 2. halvår 2013. BAFA indekset indgår på månedsbasis, og spotpriserne for NCG og TTF indgår på dagsbasis.

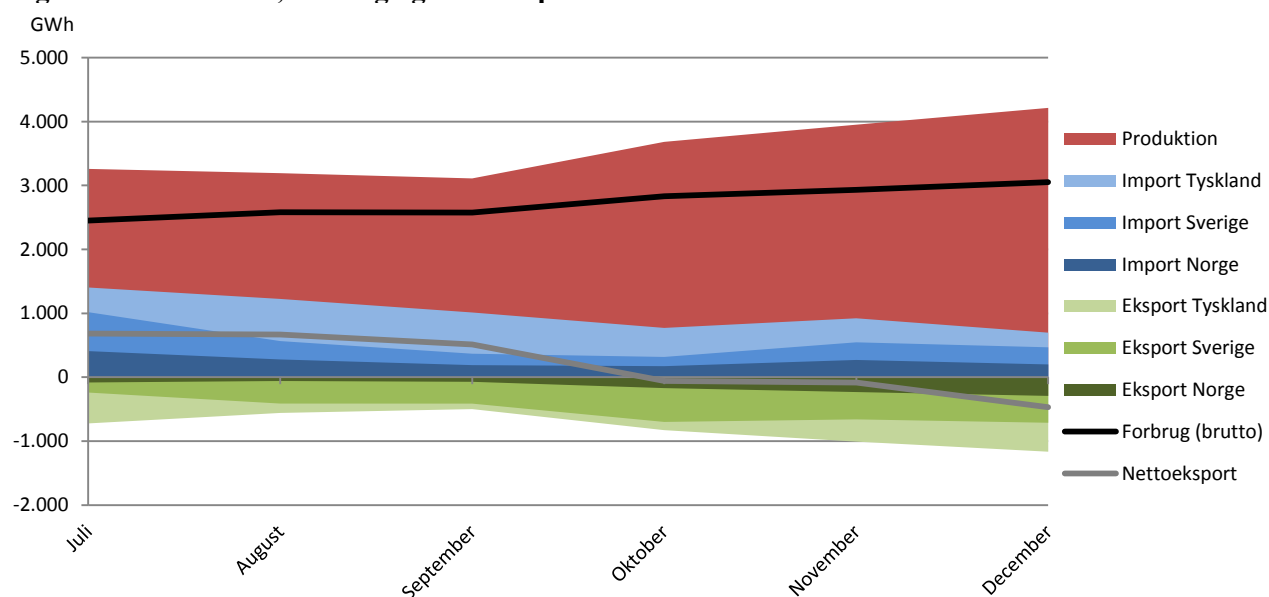
Det danske engrosmarked for elektricitet

8. Produktion og forbrug

39. Forbruget af elektricitet varierer med årstiderne, hvor der er et større forbrug om vinteren pga. anvendelse af el til opvarmning. Produktionen af elektricitet har generelt været højere i 2. halvår 2013 sammenlignet med samme periode i 2011 og 2012. Der var stigende forbrug henover perioden modsvarende den faldende temperatur om efteråret.

40. Danmark var nettoimportør af elektricitet fra juli til september 2013, hvor der især blev importeret elektricitet fra det tyske marked. Fra oktober til december 2013 var Danmark nettoeksportør af elektricitet til især det svenske marked, jf. figur 12.

Figur 12: Produktion, forbrug og nettoeksport



Kilde: Energinet.dk, Energistyrelsen

Note: Summen af produktion i Danmark samt import og eksport af elektricitet. Negative værdier angiver eksport fra Danmark til nabolande. *Produktion*: Summen af centrale værker, decentrale værker og vindproduktion i Danmark. Centrale værker er f.eks. Skærbækværket, Studstrupværket, Heringværket. Decentrale værker er f.eks. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindproduktionen er inklusiv havmøller. *Bruttoforbrug*: Summen af forbruget i Vestdanmark og Østdanmark inklusiv transmissionstab. *Nettoeksport*: Sum af import og eksport.

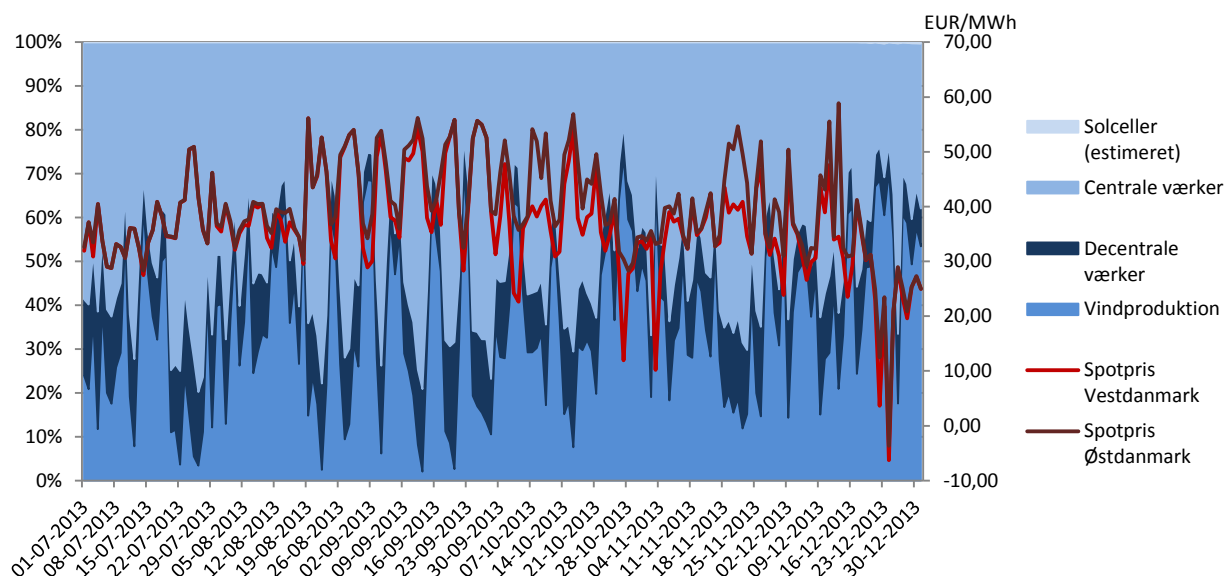
41. De centrale værker stod for størstedelen af produktionen i 2. halvår 2013. De centrale værker stod i gennemsnit for ca. 49 pct. af produktionen i 2. halvår, hvor de decentrale værker stod for 13 pct. og vindproduktionen stod for 38 pct. af produktionen og den estimerede solcelleproduktion var på langt mindre end 1 pct.

42. I enkelte perioder udgjorde vindkraften op imod 74 pct. af den daglige danske produktion, mens den andre dage udgjorde 2 pct. af produktionen, jf. figur 13. Der var blandt andet særligt lave spotpriser i Vestdanmark d. 27. oktober, hvor vindproduktionen stod for omkring 80 pct. af produktionen i Vestdanmark.

43. Spotpriserne i Vestdanmark og Østdanmark var lavere på dage med meget vindproduktion, jf. figur 13. Det bemærkes, at spotprisen i Vestdanmark som oftest har været lavere end spotprisen i Østdanmark ved høj vindproduktion i Danmark. Det skyldes blandt andet, at størstedelen af den danske vindproduktion er placeret i Jylland.

44. Energinet.dk har oplyst, at vindproduktionen slog rekord i december 2013, hvor vindkraften for første gang dækkede over halvdelen af det danske elforbrug (55 pct.). Set over hele året dækkede vindproduktionen 33,2 pct. af det danske elforbrug. I enkelte timer var andelen endnu højere, som f.eks. om morgenen d. 1. december, hvor vindkraften dækkede 136 pct. af det danske elforbrug.

Figur 13: Udviklingen i produktionstyper og spotpriser

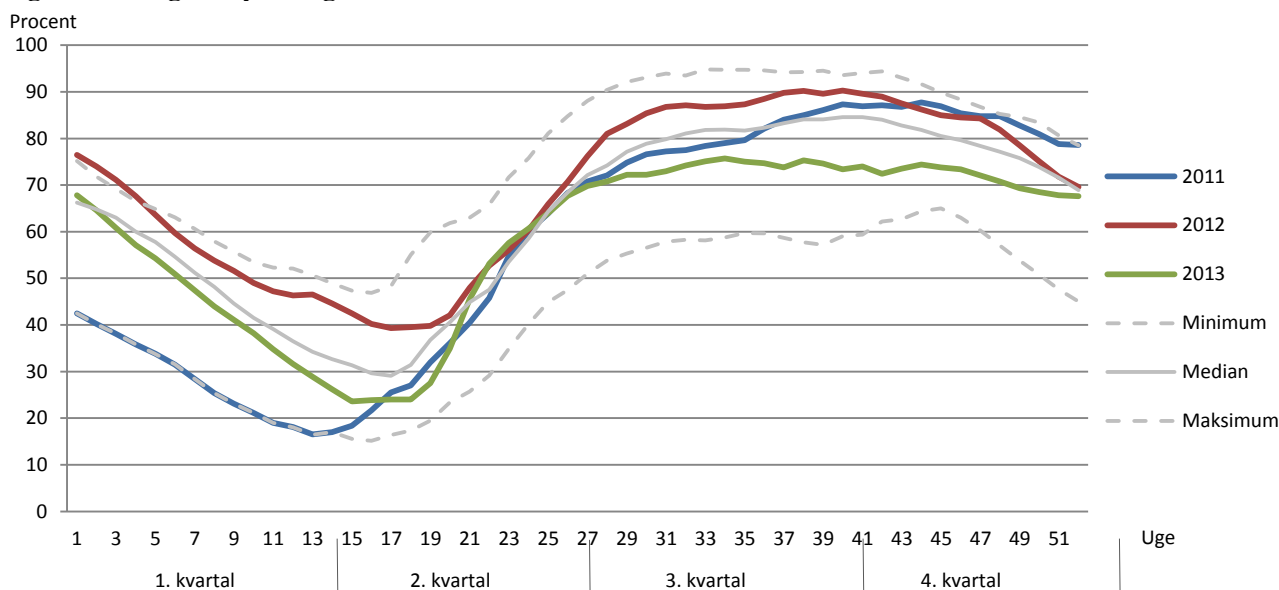


Kilde: Energinet.dk

Note: Primær akse: Forholdet mellem produktion af elektricitet fra centrale værker, decentrale værker og vindproduktion (offshore og onshore) og solceller (estimeret produktion) i Danmark i 2. halvår 2013. Centrale værker er f.eks. Skærbækværket, Studstrupværket, Herningværket. Decentrale værker er f.eks. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindproduktionen er inklusive havmøller. Sekundær akse: Daglig udvikling i spotpriserne for Vestdanmark (Jylland/Fyn) og Østdanmark (Sjælland).

45. Ved indgangen til 2. halvår 2013 var beholdningen i de norske og svenske vandmagasiner lidt under normalen, jf. figur 14. Vandstanden i de skandinaviske reservoirer steg i de efterfølgende måneder, men ikke i samme grad som i et normalt år. Et mildt vejr lagde en dæmper på det nordiske forbrug af elektricitet, hvilket bidrog til stigningen i vandstanden. Vandstanden var ikke desto mindre fortsat lavere end normalen, hvilket først og fremmest skyldes mindre nedbør og mindre tilløb til vandmagasinerne. Ved udgangen af 3. kvartal 2013 var fyldningsgraden ca. 10 procentpoint under normalen, jf. figur 14.

46. De fortsatte milde temperaturer medvirkede til, at vandstanden hen mod afslutningen af året ikke faldt i samme grad som for et normalt år. Ved udgangen af 2013 var fyldningsgraden nær niveauet for et normalt år, jf. figur 14.

Figur 14: Magasinfyldning, 2011 – 2013

Kilde: Nord Pool Spot

Note: Magasinfyldning af vandreservoirs i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2011 - 2013. 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

47. Spotpriserne på elektricitet i Vestdanmark og Østdanmark er ofte forskellige, og som oftest er prisniveauet højest i Østdanmark. Spotprisen i Østdanmark følger i højere grad udviklingen på det svenske og tyske marked, hvorimod Vestdanmark har en større andel 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.

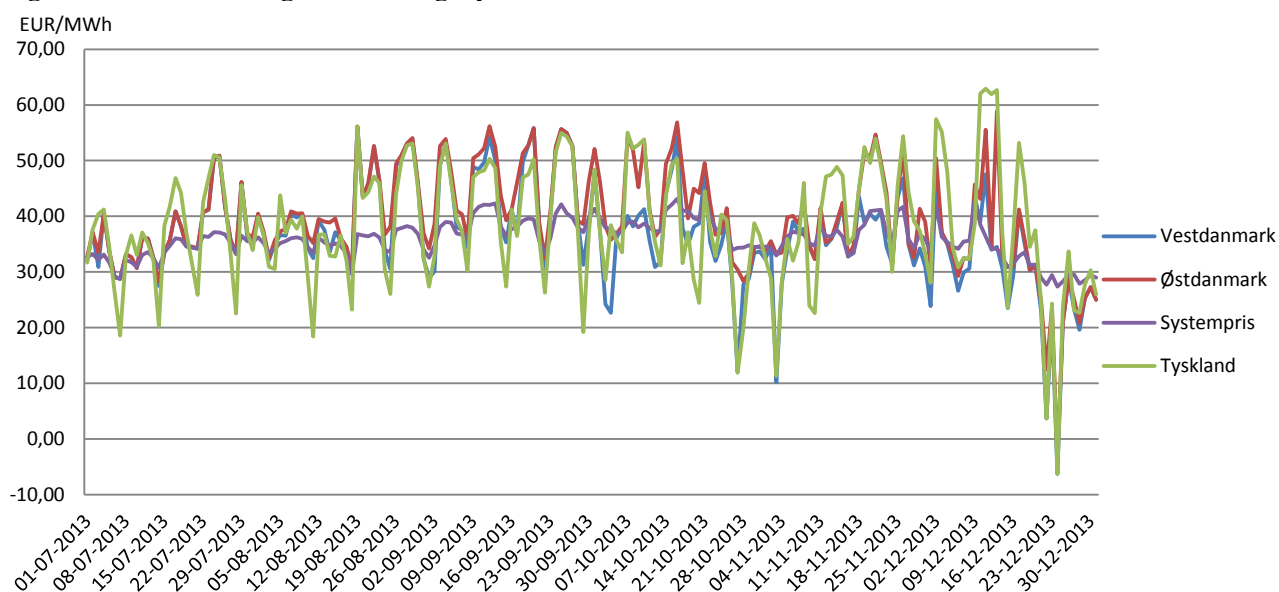
48. Der har været større udsving i spotpriserne i Danmark gennem 2. halvår af 2013 med daglige spotpriser varierende mellem -6 EUR/MWh og 59 EUR/MWh, jf. figur 15. Sveriges største atomkraftværk Oskarshamn var lukket ned i store dele af september og oktober 2013. Atomkraftværket havde uplanlagte stop af forskellige årsager i store dele af september, hvilket betød et driftsstop af reaktor 3 med en kapacitet på 1.400 MW. I forvejen var reaktor 1 og 2 ude af drift på atomkraftværket pga. henholdsvis eftersyn og modernisering. Efter en reparation var atomkraftværkets reaktor 3 klar til at yde 1.400 MW i slutningen af september, men efter et par timers drift måtte reaktoren lukkes ned igen. Store mængder vandmænd var kommet ind i systemet og havde gjort det umuligt at nedkøle reaktoren. Atomkraftværket var påvirket af hændelserne indtil slutningen af oktober 2013.

49. Hændelserne på det svenske atomkraftværk Oskarshamn kombineret med mindre nedbør og mindre tilløb til vandmagasinerne og manglende kapacitet på flere af udlandsforbindelserne betød store prisstigninger og prisudsving for de danske spotpriser gennem september og oktober 2013, jf. figur 15. Der var desuden høje spotpriser i Tyskland i september og oktober 2013, hvilket især var på grund af problemer med franske atomkraftværker, der påvirkede det tyske marked.

50. Vestdanmark oplevede negative priser i enkelte timer i starten af oktober 2013 pga. en høj vindproduktion og reparationer på overførselsforbindelserne til henholdsvis Tyskland og Norge.

51. De laveste danske spotpriser var at finde i slutningen af december 2013, hvor spotpriserne i både Vestdanmark, Østdanmark og Tyskland var negative, jf. figur 15. Der var i juledagene en stor vindproduktion, der i flere perioder dækkede hele elforbruget i Danmark. Elforbruget var samtidigt lavt i morgen- og nattetimer på helligdagene, hvor det private forbrug er lavt, og hvor industriproduktionen er stærkt begrænset. Det bevirkede i visse timer til negative priser, dvs. at el-producenterne må betale deres kunder for at komme af med den producerede elektricitet.

Figur 15: Prisudvikling i Norden og Tyskland



Kilde: Nord Pool Spot, Energinet.dk

Note: Prisudvikling på spotmarkedet for Vestdanmark og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris i 2. halvår 2013. 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.

Case study Nr1: Manglende prisdannelse på Nord Pool Spot for mandag den 5. august 2013

Nord Pool Spot havde søndag den 4. august 2013 tekniske problemer med beregning af day-ahead priserne for auktionen mandag den 5. august.

Nord Pool Spot måtte d. 4. august opgive prisberegninger af mandagens elproduktion og annullere den normale el-auktion, idet prisberegningsskemaen ikke leverede et resultat tids nok til, at auktionen kunne gennemføres som normalt. Det var første gang i Nord Pool Spots historie, at det ikke var muligt at gennemføre en auktion.

Nord Pool Spot fulgte den foreliggende procedure i denne type nødsituationer og anvendte de seneste beregnede priser for en hverdag, dvs. priserne for fredag den 2. august. Der blev således anvendt ikke retvisende priser.

Den mislykkede prisberegning skyldtes IT-problemer i forbindelse med algoritmens håndtering af fleksible timebud. Et fleksibelt timebud er et salgsbud med en mængde og en pris som normalt, men uden en specifik timeangivelse (aktørerne melder en pris ind, som de er villige til at producere til, men det specificeres ikke, hvilken time det er).

Efter hændelsen valgte Nord Pool Spot at suspendere brugen af fleksible timebud, indtil der ville være sik-

kerhed for, at prisberegningssalgoritmen igen kunne håndtere fleksible timebud på en tilfredsstillende måde. Elbørsen oplyste desuden, at deres højeste prioritet ville være at sikre troværdige priser, og hændelsen derfor havde været meget beklagelig.

Nord Pool Spot har på foranledning af hændelsen valgt at gennemgå børsens regelbog om anvendelse af backup systems ved manglende prisdannelse. Denne gennemgang blev foretaget i samarbejde med TSO'ere og stakeholders. Derudover har Nord Pool Spot oplyst, at de vil foretage periodiske stresstest af algoritmen, da markedet og aktørernes ageren på markedet løbende ændrer sig.

Energinet.dk har oplyst, at hændelsen ikke havde nogen betydning for elforsyningen til danskerne, men at den gav store udfordringer i forhold til at sikre balancen mellem udbud og efterspørgsel i elsystemet. Energinet.dk oplyste på deres hjemmeside, at udbuddet af solenergi for mandag den 5. august var mindre end for fredag den 2. august, hvilket gav en betydelig ubalance. Energinet.dk måtte som følge af ubalancen købe produktion i Danmark og Norden for at udligne forskellen.

Hændelsen indebar en signifikant ændring af flow mellem Danmark og Tyskland mellem fredag d. 2. august og mandag d. 5. august 2013. Mens Danmark importerede elektricitet fra Tyskland om fredagen, viste volumenkoblingen, der håndteres af European Market Coupling Company (EMCC), eksport fra Danmark til Tyskland om mandagen. EMCC måtte derfor handle større ubalancer i intraday markedet for Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). EMCC sammenkobler bl.a. det nordiske og tyske marked på de to forbindelser til Tyskland fra henholdsvis Jylland (DK1-DE) og Sjælland (Kontek).

10. Kapacitet

52. Et væsentligt element i funktionen af elmarkedet på tværs af landene er den transmissionskapacitet, der 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.

53. Den nominelle transmissionskapacitet er den kapacitet, der 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 1.

Tabel 1: Nominel transmissionskapacitet

Forbindelse	Retning	Nominel transmissionskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse	Vestdanmark → Østdanmark	590 MW
	Østdanmark → Vestdanmark	600 MW
Skagerrak-forbindelsen	Vestdanmark → Norge (NO2)	1.000 MW
	Norge (NO2) → Vestdanmark	1.000 MW
Kontiskan-forbindelsen	Vestdanmark → Sverige (SE3)	740 MW
	Sverige (SE3) → Vestdanmark	680 MW
Øresundsforbindelsen	Østdanmark → Sverige (SE4)	1.700 MW
	Sverige (SE4) → Østdanmark	1.300 MW
Forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland	Vestdanmark → Tyskland	1.780 MW
	Tyskland → Vestdanmark	1.500 MW
Kontek-forbindelsen	Østdanmark → Tyskland	585 MW
	Tyskland → Østdanmark	600 MW

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot.

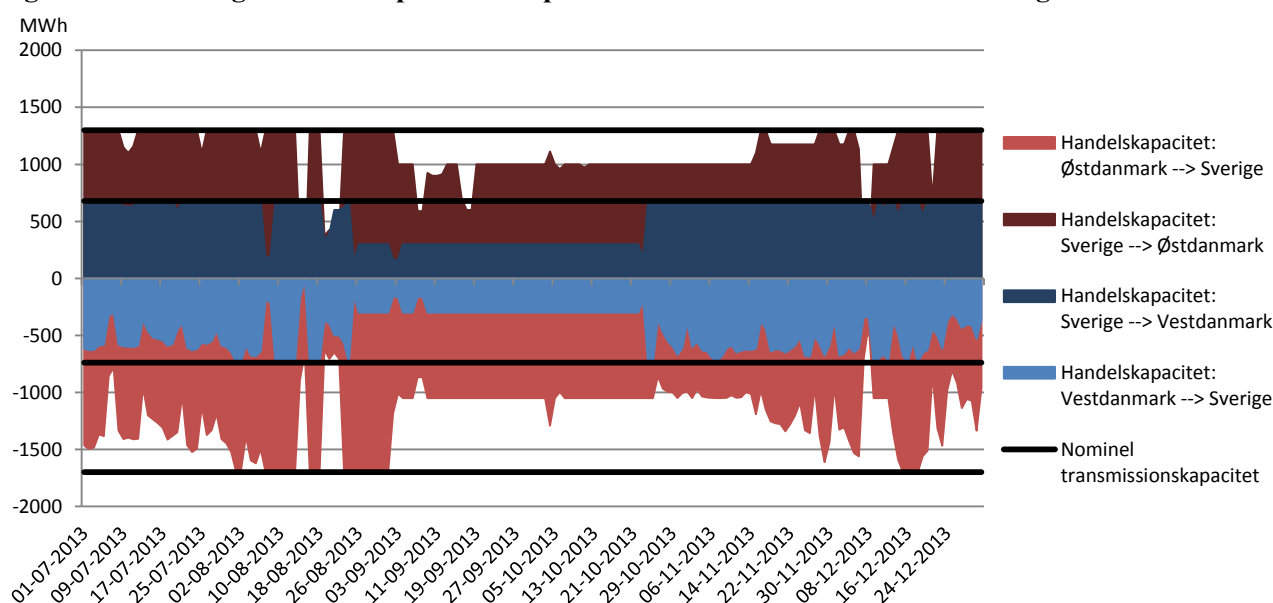
Note: Nominel transmissionskapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Handelskapacitet er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet.

54. På de danske udlandsforbindelser til Sverige har der især været begrænsninger i handelskapaciteten i retningen fra Danmark til Sverige, jf. figur 16.

55. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) var ca. 64 pct. af den samlede kapacitet i 2. halvår 2013 tilgængelig fra Danmark til Sverige, mens ca. 80 pct. var tilgængelig i modsat retning. Der var en halvering af kapaciteten på Kontiskan-forbindelsen fra slutningen af august til slutningen af oktober pga. et længerevarende havari.

56. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var gennemsnitlig 72 pct. af kapaciteten tilgængelig til Sverige, mens ca. 85 pct. var tilgængelig i den modsatte retning.

Figur 16: Udvikling i handelskapaciteterne på danske udlandsforbindelser til Sverige



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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark og Sverige (SE3) og Østdanmark og Sverige (SE4). De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteterne og de nominelle transmissionskapaciteter fra Danmark til Sverige er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

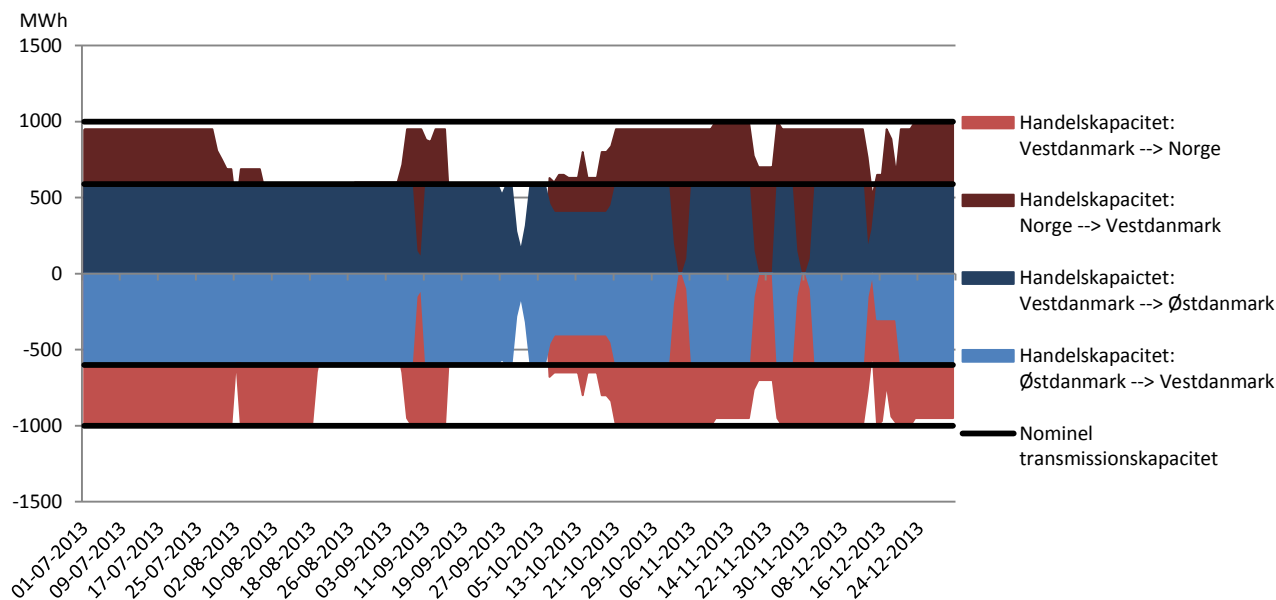
57. På den elektriske Storebæltsforbindelse har den maksimale kapacitet i størstedelen af halvåret været til rådighed for markedet, jf. figur 17. 87-89 pct. af kapaciteten var i gennemsnit til rådighed for markedet.

58. På Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) var ca. 80 pct. af kapaciteten tilgængelig fra Danmark til Norge, mens ca. 74 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 17. I 1. halvår 2013 var niveauet omkring 94 pct. Den lavere andel i 2. halvår 2013 skyldes især eftersyn af kablerne i Norge.

59. Danmark og Norge udbygger i fællesskab en fjerde elforbindelse (Skagerrak 4) på 700 MW mellem Vestdanmark og Tyskland, der forventes idriftsat ultimo 2014. I foråret 2013 udmeldte det norske transmissionselskab Statnett, at der er udfordringer i det norske eltransmissionsnet, hvorfor det i nogle timer ikke vil være muligt at udnytte kablet fuldt ud. Det betyder, at der ikke i fuld udstrækning kan ventes at blive eksporteret elektricitet til både Danmark (via Skagerrak-forbindelserne) og Holland (via NorNed-forbindelsen) samtidigt. Begrænsningerne i det norske elnet vil ikke få betydning for muligheden for eksport fra Danmark

til Norge, jf. Statnett. Det forventes, at Statnett vil udbygge det norske net, således at kablet kan udnyttes fuldt ud i 2018.

Figur 17: Udvikling i handelskapaciteten til Norge og på Storebæltsforbindelsen



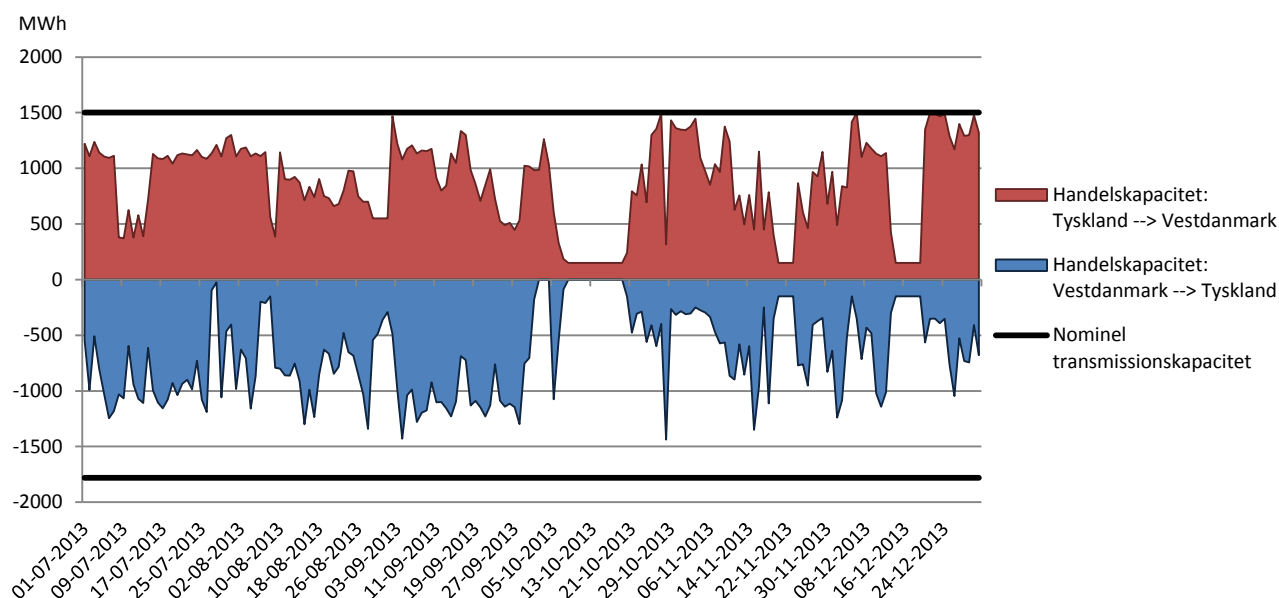
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot, Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark og Norge (NO2) og for den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark og Østdanmark). De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteterne og de nominelle transmissionskapaciteter fra Vestdanmark til Norge og Østdanmark til Vestdanmark er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

60. Handelskapaciteten på forbindelsen Vestdanmark-Tyskland har over en årrække været faldende. I 2. halvår 2013 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed for markedet, jf. figur 18. 37 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Danmark til Tyskland, mens ca. 58 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

61. Fra 1. januar 2014 er den allokerede kapacitet til årsauktioner på foranledning af tysk TSO blevet reduceret til "0". Den store udbygning af vind- og solenergi i Nordtyskland sammenholdt med udbygning og vedligeholdelse af elnettet har betydet, at det ikke længere er muligt at garantere årskontrakter på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland.

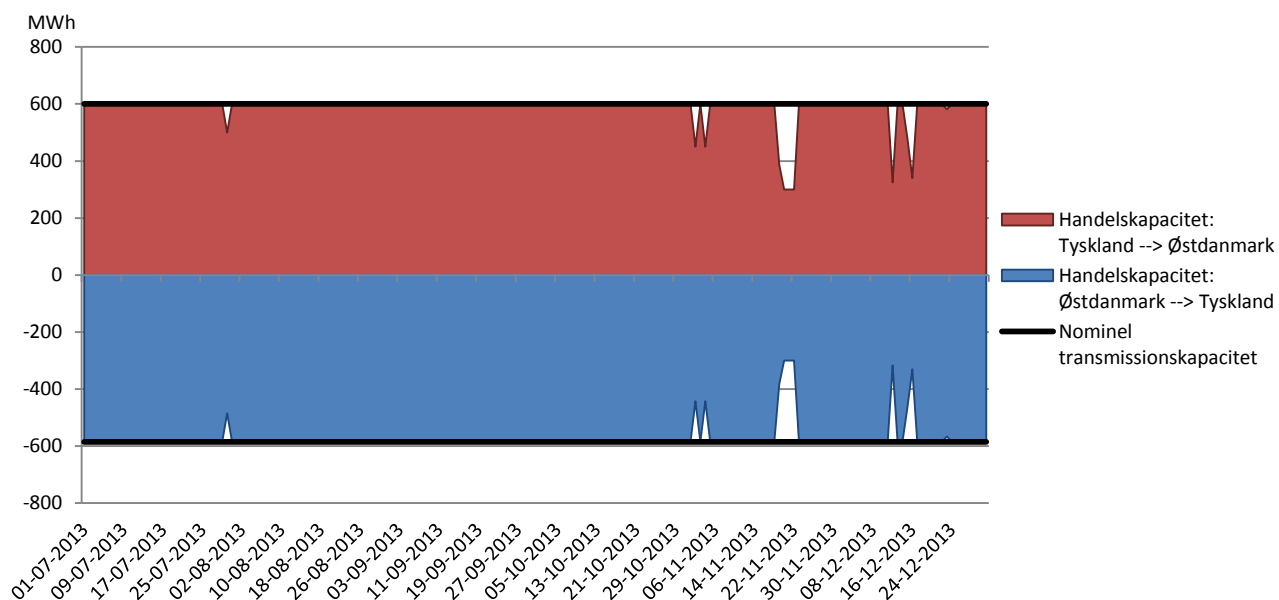
62. Sekretariatet finder ikke, at det er tilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland fortsat er så relativ lav sammenlignet med øvrige udlandsforbindelser. Sekretariatet har sammen med Energinet.dk løbende været i dialog med Bundesnetzagentur og den tyske TSO, TenneT. Transmissionselskaberne arbejder på at skabe muligheder for at øge den månedlige kapacitet i løbet af 2014. Sekretariatet påregner at følge op på situationen med den vestdanske-tyske forbindelse på et møde i marts 2014 med Bundesnetzagentur og TenneT.

Figur 18: Udvikling i handelskapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland

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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (Jylland og Fyn) og Tyskland. De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteten og den nominelle transmissionskapacitet fra Vestdanmark til Tyskland er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

63. På Kontek-forbindelsen (Østdanmark og Tyskland) var en betydelig højere andel af kapaciteten til rådighed for markedet, end det har været tilfældet for forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland. I 2. halvår 2013 har der kun været få perioder med begrænset kapacitet mellem Østdanmark og Tyskland. 98 pct. af den maksimale kapacitet var således i gennemsnit til rådighed for markedet i begge retninger, jf. figur 19.

Figur 19: Udvikling i handelskapaciteten mellem Østdanmark og Tyskland

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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Østdanmark (Sjælland) og Tyskland. De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteten og den nominelle transmissionskapacitet fra Østdanmark til Tyskland er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

11. Flaskehalse

64. Der har været færrest flaskehalse på Øresundsforbindelsen i 2. halvår 2013, jf. figur 20. Varighedskurven viser, at prisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (prisområde 4) i 393 timer, mens prisen var højere i Sverige i 554 timer af halvåret. I den resterende tid (3.469 timer, hvilket svarer til 79 pct. af tiden) var der ens priser mellem Østdanmark og Sveriges prisområde 4.

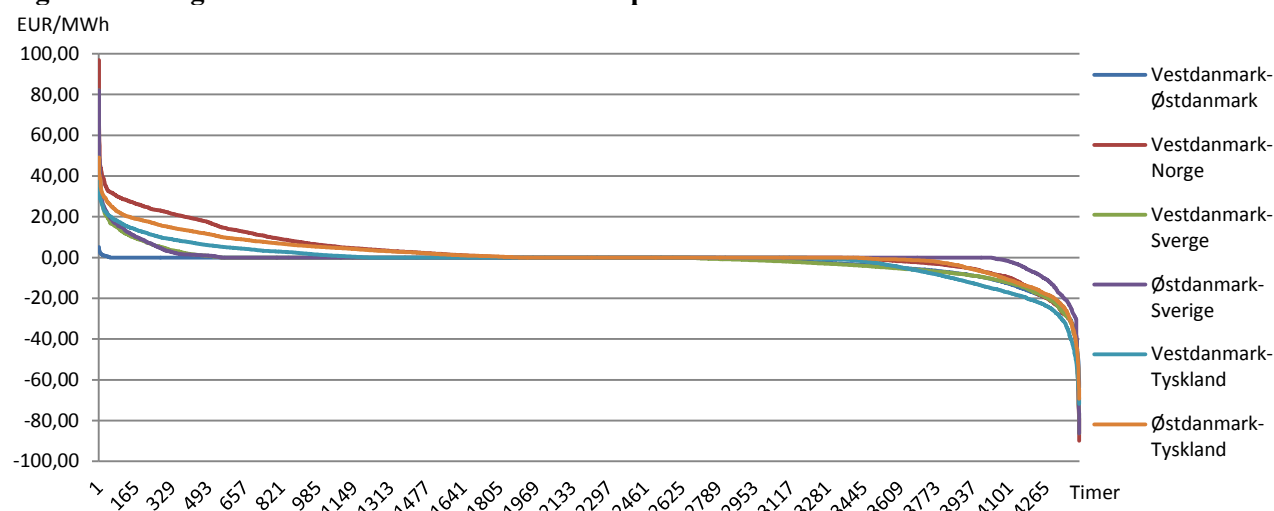
65. I prisområderne Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), som den elektriske Storebæltsforbindelse forbinder, var prisen ens i 61 pct. af tiden, mens spotprisen var højere i Østdanmark i 38 pct. af tiden. Prisen var højere i Vestdanmark i 1 pct. af tiden, jf. figur 20.

66. På Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) var der ens priser 34 pct. af tiden i 2. halvår 2013, hvor prisen hovedsageligt var højest i Vestdanmark den resterende tid, jf. figur 20. Den lave andel af ens spotpriser skyldes bl.a. udfordringer i det norske eltransmissionsnet og eftersyn af kablerne i Norge, hvilket har betydet en lavere kapacitet på forbindelsen end normalt.

67. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) har der været ens priser 47 pct. af tiden, hvor prisen hovedsageligt var højest i Vestdanmark i den resterende tid, jf. figur 20.

68. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. Der var flest flaskehalse på udlandsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland, hvor spotpriserne gennemsnitligt var ens i 32 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Tyskland, jf. figur 20. På forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland var spotpriserne ens i gennemsnitlig 41 pct. af halvåret. I den resterende tid var spotprisen højest i Vestdanmark i 30 pct. af tiden. I 28 pct. af tiden var den tyske spotpris højest.

Figur 20: Varighedskurve for flaskehalse mellem prisområder



Kilde: Energinet.dk, Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Varighedskurve for flaskehalse mellem prisområderne for 2. halvår 2013, opgjort i EUR/MWh. *Eksempel på aflæsning:* I 1823 timer har spotprisen været højere i Vestdanmark (DK1) i forhold til Norge (NO2). I 1505 timer har prisen været ens i begge prisområder. I 1088 timer har spotprisen været lavere i Vestdanmark.

69. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelser med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne bestemmes ved at multiplicere prisforskellen mellem to områder med den

fysiske udvekslede volumen. Der har i 2. halvår 2013 været større flaskehalsindtægter på den elektriske Storebæltsforbindelse end i tidligere år. Det skyldes især, at der har været færre timer med ens priser i Danmark. Ved flaskehalse har spotprisen hovedsageligt været højest i Østdanmark.

70. De største flaskehalsindtægter kommer fra Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark og Norge) og udlandsforbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, jf. tabel 2. Det skyldes især store prisforskelle ved flaskehalse mellem Vestdanmark og Norge og en begrænset handelskapacitet på grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

71. Med undtagelse af november 2013 har flaskehalsindtægterne for årsauktioner på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland haft et stabilt niveau, mens der har været større udsving i flaskehalsindtægter på månedsauktionerne, jf. tabel 2. Fra 2014 vil det ikke længere være muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det pressede nordtysk elnet. Det vil fortsat være muligt at købe årskapacitet i modsatte retning – fra Tyskland til Vestdanmark.

Tabel 2: Flaskehalsindtægter

Forbindelse	Juli 2013	August 2013	September 2013	Oktober 2013	November 2013	December 2013
Den elektriske Storebæltsforbindelse	103.000	526.000	1.041.000	2.058.000	299.000	812.000
Skagerrak-forbindelsen	2.458.000	3.194.000	3.211.000	2.821.000	2.703.000	4.790.000
Kontiskan-forbindelsen	1.151.000	663.000	744.000	1.640.000	1.025.000	1.539.000
Øresundsforbindelsen	1.412.000	469.000	652.000	1.956.000	547.000	2.814.000
Kontek-forbindelsen	1.675.000	1.695.000	2.042.000	2.780.000	2.558.000	2.676.000
Forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland	2.594.000	1.840.000	1.553.000	743.000	3.305.000	3.696.000
Forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland: Månedsauktion	0	846.000	713.000	0	450.000	759.000
Forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland: Årsauktion	674.000	714.000	671.000	84.000	671.000	714.000

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot

Note: Flaskehalsindtægter per overførselsforbindelse, opgjort i EUR. Afrundet til nærmeste tusinde. De røde markeringer viser den største flaskehalsindtægt per måned.

12 Markedskobling

72. Ved prisforskelle mellem to prisområder ønskes der et flow af elektricitet fra lavprisområdet til højprisområdet for at minimere prisforskellen mellem områderne. I visse tilfælde løber flowet ikke som planlagt.

73. For at vurdere markedskoblingen for de danske overførselsforbindelser sammenlignes day-ahead spotpriserne med den planlagte udveksling af elektricitet, som udarbejdes før driftstimen. I selve driftstimen kan der forekomme ændringer af flowets retning grundet intraday handel eller Energinet.dk's udveksling af regulerkraft mellem prisområder.

74. På den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) har der i 2. halvår 2013 været næsten 100 pct. korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. det har været planlagt, at elektriciteten skulle sendes fra lavprisområdet til højprisområdet, jf. tabel 3. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i Østdanmark, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet Vestdanmark til højprisområdet Østdanmark. Manglende flow ved prisforskelle skyldes planlagt vedligeholdelse på forbindelsen.

75. Der har ikke været problemer med Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) og Kontiskan forbindelsen (DK1-SE3) i 2. halvår 2013, da tilfældene med forkert planlagt flow ved prisforskelle skyldes såkaldt ramping¹. Ramping-betingelserne gjorde det ikke muligt at planlægge korrekt 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.

76. Der har været planlagt korrekt flow ved flaskehalse på Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i hele perioden, jf. tabel 3. Det manglende flow ved prisforskellene skyldes planlagt vedligeholdelse på forbindelsen.

77. På forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har flowet ved prisforskelle i gennemsnitlig fem pct. af tiden været planlagt i den forkerte retning, dvs. fra højprisområdet til lavprisområdet. Tilfældene skyldes, at der i 2013 fortsat eksisterede volumenkobling på forbindelsen, hvor EMCC beregnede spotpriser og planlagt flow på forbindelsen. Efterfølgende genbereggede NPS spotpriserne fra EMCC, hvilket i flere tilfælde betød andre spotpriser, hvilket kunne medføre, at det planlagte flow i stedet blev fra højprisområdet til lavprisområdet. Det samme var gældende på Kontek-forbindelsen (DK2-DE), hvor volumenkoblingen på forbindelsen medførte, at der ofte ved prisforskelle var planlagt et "forkert" flow fra højprisområdet til lavprisområdet.

78. Volumenkobling var gældende til 4. februar 2014, hvor den nye forbedrede day-ahead priskobling mellem Norden, Centralvesteuropa og Storbritannien trådte i kraft. Ved priskobling er der én prisberegning for hele regionen baseret på én fælles prisberegningsskema, der bruges af alle involverede elbørser. Det skal sikre samfundsøkonomisk korrekte udvekslinger på udlandsforbindelserne. Sekretariatet anser introduktion af priskobling som særlig vigtig i forhold til målet om at danne et indre europæisk elektricitetsmarked. Priskoblingen vil indebære mindre risiko for fejlregninger og mere korrekte flows på udlandsforbindelserne.

¹ Der er restriktioner på det planlagte flow på HVDC-forbindelser. Flowet på forbindelserne Konti-Skan (DK1-SE3), Skagerrak (DK1-NO2), Storebælt (DK1-DK2), Kontek (DK2-DE) og summen af Skagerrak og Konti-Skan må højst ændres med 600 MW fra én time til den næste. Restriktionerne er indlagt for at sikre en sikker drift af elsystemet. På forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland er der ingen ramping-betingelse, da det er en DC-forbindelse

Tabel 3: Planlagt handel på overførselsforbindelserne ved flaskehalse

Forbindelse	Planlagt flow ved prisforskelle	Juli Pct. – timer		August Pct. – timer		September Pct. – timer		Oktober Pct. – timer		November Pct. – timer		December Pct. – timer	
Den elektriske Storebæltsforbindelse	Korrekt flow	100%	102	100%	255	97%	271	100%	514	37%	129	84%	187
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	0%	0	3%	9	0%	0	63%	222	16%	35
Skagerrak-forbindelsen	Korrekt flow	91%	357	95%	514	68%	413	70%	368	94%	422	96%	382
	Forkert flow	9%	34	4%	19	3%	19	6%	29	6%	27	3%	13
	Manglende flow	1%	3	1%	4	29%	174	25%	130	0%	2	0%	1
Kontiskan-forbindelsen	Korrekt flow	89%	245	87%	322	91%	372	97%	543	87%	317	95%	339
	Forkert flow	8%	23	2%	7	0%	1	1%	3	9%	31	3%	10
	Manglende flow	3%	8	11%	40	9%	37	3%	14	4%	16	2%	6
Øresundsforbindelsen	Korrekt flow	100%	156	94%	127	100%	134	100%	179	100%	137	100%	206
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	6%	8	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
Kontek-forbindelsen	Korrekt flow	95%	429	94%	389	94%	269	54%	271	98%	470	97%	450
	Forkert flow	5%	21	5%	22	5%	15	9%	46	2%	10	3%	14
	Manglende flow	0%	1	0%	1	1%	2	37%	184	0%	0	0%	0
Forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland	Korrekt flow	90%	455	95%	438	96%	410	96%	531	98%	544	91%	460
	Forkert flow	3%	14	2%	10	2%	10	2%	12	1%	4	3%	14
	Manglende flow	7%	34	3%	15	1%	5	2%	12	1%	7	6%	29

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

Note: Viser flowets planlagte retning ved prisforskelle mellem to prisområder. *Korrekt flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra 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. På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 %.