
Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og gas

Halvårsrapport – 1. halvår 2013

Sekretariatet for Energitilsynet



Indholdsfortegnelse

1. Opsummering	2
Det danske engrosmarked for naturgas	
2 Produktion, forbrug og eksport.....	3
3 Lager.....	4
4 Gaspoint Nordic	6
5 Day-ahead prisudvikling	8
5.1 Prisudvikling i Danmark og Nordvesteuropa.....	8
6 Ellund	10
6.1 Flow i Ellund.....	10
6.2 Afbrud i Ellund	11
7 To prisregimer	15
Det danske engrosmarked for elektricitet	
8 Produktion, forbrug og eksport.....	16
9 Day-ahead prisudvikling	18
10 Kapacitet.....	20
11 Flaskehalse	23
12 Markedskobling.....	25

Forsidebilleder

Avedøreværket og Siri-plattformen er lånt af DONG Energy
Stenlille gaslager er lånt af Energinet.dk

1. Opsummering

1. Sekretariatet overvåger løbende de danske engrosmarkeder for elektricitet og naturgas. I forbindelse hermed udarbejder sekretariatet bl.a. halvårslige markedsrapporter, der har til formål at overvåge effektiviteten og konkurrencen på engrosmarkedet, herunder elektricitets- og gasbørser, markedsudviklingen og strukturelle problemer.
2. Priserne på den danske gasbørs har i 1. halvår 2013 generelt fulgt udviklingen på de tre større gashubs, TTF i Holland og de to tyske gashubs Gaspool og NCG, med et prisniveau omkring 27 EUR/MWh. Der har været to hændelser i Danmark, der medførte danske priser på op til 78,64 EUR/MWh.
3. Situationen var således kritisk i marts 2013, da leverancerne fra Nybro var lavere end forventet, og lagertrækket var højere end forventet. Den 18. marts 2013 endte Energinet.dk med at erklære *early warning*, og sendte dermed et signal til gasmarkedet om at gå i aktion for at undgå gasmangel. Der gik tre dage, før der skete en væsentlig ændring i forsyningsbilledet, pga. en betydelig stigning i leverancerne i Nybro, og et tilsvarende fald i lagertrækket. Energinet.dk kunne den 27. marts 2013 afblæse *early warning*, da risikoen for tømning af lagrene og mangel på gas var blevet betydeligt mindre.
4. Den 28. april 2013 skete der et nedbrud på produktionsplatformen Tyra Øst i Nordsøen, hvilket betød, at det ikke var muligt at eksportere naturgas fra produktionsplatformen til det danske fastland (Nybro). Dagen efter skete der ligeledes et nedbrud hos Stenlille Gaslager, der medførte, at kun 26 pct. af kapaciteten hos gaslageret var til rådighed for markedet. Nedbruddene hos de to forsyningskilder betød, at Energinet.dk erklærede *early warning* den 29. april 2013. Situationen var umiddelbar ikke kritisk som følge af hændelserne, men meddelelsen blev udsendt, da der var behov for at gøre opmærksom på forsyningssituationen og forebygge, at denne ikke blev forværret. Den 13. maj 2013 kunne Energinet.dk afblæse *early warning*, da gasleverancerne til Danmark havde udviklet sig positivt og gaslagrene havde opnået et tilfredsstillende fyldningsniveau siden Energinet.dk's annoncerede *early warning*.
5. Spotpriserne for elektricitet i Vestdanmark og Østdanmark har i 1. halvår 2013 generelt fulgt prisudviklingen i Norden med et prisniveau omkring 40 EUR/MWh. En hændelse på spotmarkedet medførte timepriser på 2.000 EUR/MWh i Vestdanmark, mens den maksimale timepris i Østdanmark var omkring 50 EUR/MWh samme dag.
6. Fredag den 7. juni 2013 nåede priserne i day-ahead markedet en pris på EUR 2.000 for en MWh, hvilket er den maksimale grænse, der er fastsat af elbørsen Nord Pool Spot. Energinet.dk har oplyst, at der var tilstrækkelig produktionskapacitet i Vestdanmark til at dække forbruget, men det blev ikke budt ind i markedet. Energinet.dk vil fremadrettet sikre bedre kommunikation med markedsaktørerne i sådan en type markedssituation. Derudover diskuteres muligheden for anvendelse af *second auctions* i Norden af TSO'ere og Nord Pool Spot.
7. Der er på elektricitetsmarkedet fortsat problemer med handelskapaciteten på forbindelsen mellem Vestdanmark (Jylland) og Tyskland, hvilket hæmmer konkurrencen. Sekretariatet er sammen med Energinet.dk i dialog med BundesnetzAgentur og TenneT (tysk TSO) om muligheden for forbedring af kapacitetssituationen.

Det danske engrosmarked for naturgas

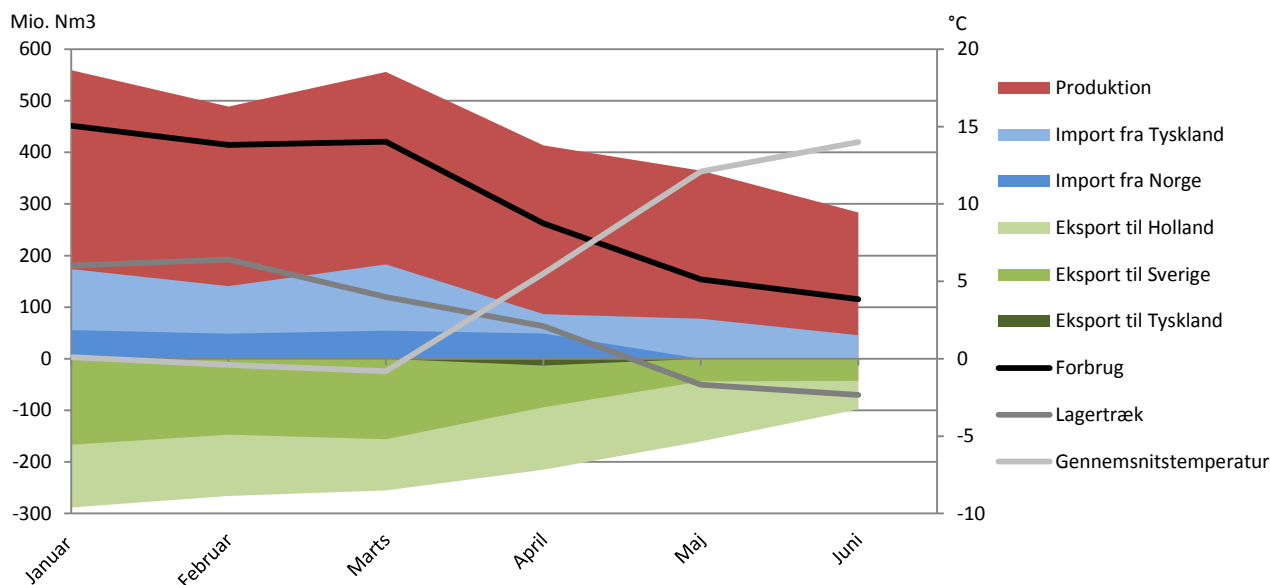
2 Produktion, forbrug og eksport

8. Den danske produktion af naturgas har i 1. halvår 2013 været lavere end samme periode i 2012, mens forbruget har været højere. Der var faldende produktion henover halvåret, hvilket er en normal tendens, da forbruget ligeledes er lavere i sommerperioden, jf. figur 1.

9. Det kolde vintervejr i de første måneder af 2013 medførte et stigende forbrug af naturgas og en større tæring på gaslagrene i Danmark. Der blev samlet set trukket naturgas ud af gaslagrene i januar til april, mens markedsaktørerne injicerede naturgas i gaslagrene i maj og juni 2013, hvor gennemsnitstemperaturen ligeledes var væsentlig højere, jf. figur 1.

10. Danmark var fortsat nettoeksportør af naturgas i 1. halvår 2013, men nettoeksporten har været nedadgående gennem halvåret, jf. figur 1. Der blev eksporteret nogenlunde samme mængder naturgas til Holland og Sverige, mens der kun blev eksporteret en mindre mængde naturgas til Tyskland i april. Den danske import var hovedsagelig fra Tyskland via punktet Ellund, men der blev ligeledes importeret naturgas fra Norge i årets fire første måneder, jf. figur 1.

Figur 1: Produktion, forbrug og nettoeksport



Kilde: Energistyrelsen, DMI.

Note: Primær akse: Viser produktion, import, eksport, forbrug og lagertræk i 1. halvår 2013, opgjort i mio. Nm3. Sekundær akse: Viser gennemsnitstemperatur, opgjort i grader celsius for hele Danmark. Feltet *Produktion* indeholder kun salgsgas. Feltet *Forbrug* er fratrasket 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. Gennemsnitstemperatur: Den månedlige gennemsnitstemperatur for hele Danmark.

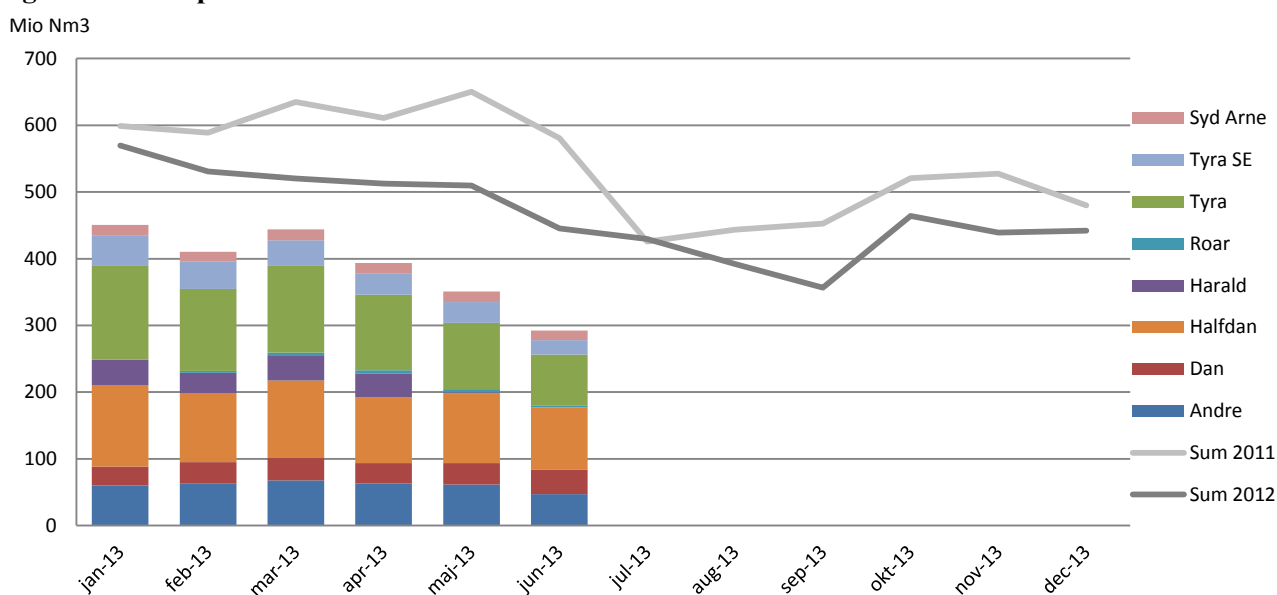
11. Den danske produktion af naturgas i Nordsøen har været faldende gennem de seneste år, jf. figur 2. Det har nødvendiggjort en udbygning af både det danske og tyske gassystem således, at det danske marked ligeledes forsynes med gas fra Tyskland. Der forventes, at produktionen i den danske del af Nordsøen igen øges fra 2015, hvor en videreudbygning af Tyra Sydøst feltet forventes afsluttet og det nye Hejre felt forventes at komme i produktion.

12. I første halvår af 2013 har den gennemsnitlige månedlige produktion af naturgas fra de danske felter i Nordsøen været omkring 390 millioner Nm³ per måned, hvilket er et fald på knap 25 pct. i forhold til samme periode året før.

13. Der er generelt en lavere produktion henover sommeren, da vedligeholdelse af produktionsfelterne som oftest foretages i sommerperioden, hvor behovet for gas er mindst. I første halvår af 2013 var det feltet Tyra, der producerede den største mængde naturgas i den danske del af Nordsøen, jf. figur 2. Produktionen var mellem 77 – 142 millioner Nm³ per måned, hvilket svarer nogenlunde til 30 pct. af den samlede danske produktion. Det næststørste felt var Halfdan, og feltet leverede nogenlunde tilsvarende andel af den danske produktion, jf. figur 2.

14. 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 gas heri. Energiklagenævnet har i oktober 2013 stadfæstet Energitilsynets afgørelse om, at tariffen for transport af naturgas i opstrømsystemet Tyra-Nybro har været for høj og at tariffen 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. Den lavere tarif vil især betyde, at gassælgere vil kunne transportere gassen billigere ind til det danske marked.

Figur 2: Nordsøproduktionen



Kilde: Energistyrelsen.

Note: Produktionen af naturgas på danske felter i Nordsøen, 1. 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.

3 Lager

15. 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.

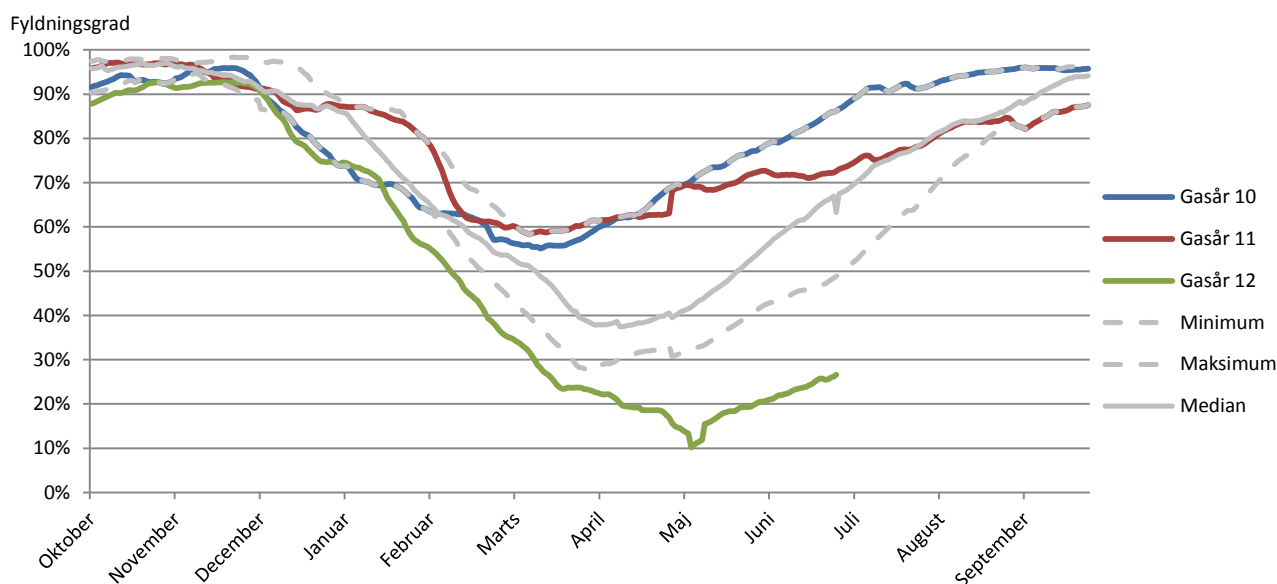
16. Der har i første halvår af 2013 været en lav fyldningsgrad i de danske gaslagre. Fyldningsgraden har været væsentlig lavere end niveauerne de seneste seks år, hvilket fremgår af minimumsværdien, der er baseret på data for gasårene 2006 – 2011, jf. figur 3. Energinet.dk udsendte allerede i marts 2013 en *early war-*

ning-meddelelse til aktørerne på gasmarkedet om at være særlig opmærksomme på forsyningssituationen. Det kolde vintervejr medførte et højt gasforbrug, og dertil større udtræk fra gaslagrene, hvilket fremgår nærmere af case study [Nr1](#) på side 12 - 13. En tilsvarende meddelelse blev udsendt i slutningen af april, da to forsyningskilder var ude af drift, jf. case study [Nr2](#) på side 13 - 14. Hændelserne var medvirkende til, at fyldningsgraden i gaslagrene i starten af maj 2013 kun var på 10 pct.

17. Det har generelt været tilfældet, at fyldningsgraden i de europæiske gaslagre i 1. halvår 2013 har været lav sammenlignet med de foregående gasår. Den danske fyldningsgrad har været blandt de laveste i Europa i 1. halvår 2013. I de to første uger af maj var Danmark sammen med Slovakiet de eneste to europæiske lande, der tog gas ud af gaslagrene, mens der blev injiceret gas i de resterende europæiske gaslagre. Energinet.dk blev blandt andet citeret i nyhedsmedier for, at fyldningsgraden havde været tæt på nødforsyningsniveauet, og markedsaktørerne derfor blev opfordret til bringe så meget gas til det danske gasmarked som muligt.

18. Der blev i juni injiceret mere gas i gaslagrene, og ved slutningen af 1. halvår 2013 var den samlede fyldningsgrad for de to danske gaslagre på cirka 27 pct. Niveaueet er stadig langt lavere end gennemsnitsniveauet for denne periode, der er omkring 67 pct.

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 - 2012. 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

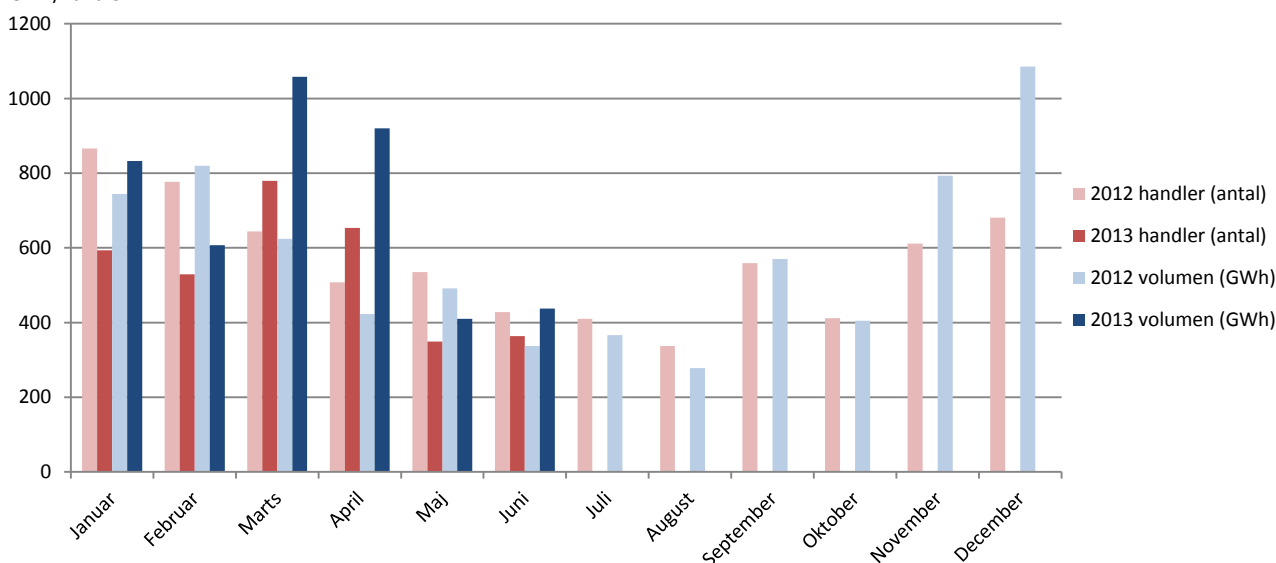
19. Den danske gasbørs ændrede i december 2012 ejerskab, da Nord Pool Spot solgte sin andel på 50 pct. til Energinet.dk, der hermed blev enejer af gasbørsen. Gasbørsen valgte efterfølgende at ændre navn fra Nord Pool Gas til Gaspoint Nordic.

20. I januar 2013 blev der foretaget færre handler, mens den handlede volumen var større end året før, jf. figur 4. Der var generelt en lavere aktivitet på gasbørsen i februar i forhold til året før. Den handlede volumen i marts var væsentlig højere end året før, hvor situationen med *early warning* var medvirkende hertil. Der var ligeledes en større aktivitet på gasbørsen i april måned, mens niveauerne for maj og juni var nogenlunde tilsvarende sidste års niveau. Gaspoint Nordic oplyser, at handelsmængderne generelt er blevet større. Fra at have handlet kontrakter på 30 – 60 MW er det nu ikke ualmindeligt at handle kontrakter på 60 - 120 MW. Ifølge gasbørsen skyldes det, at aktørerne viser større tillid til markedet, og aktørerne dermed er villige til at foretage færre, men større handler. Derudover sikrer det, at markedsaktørerne får handlet de interesse-rede handler hurtigere.

21. Gasbørsen havde, jf. aftale med Energinet.dk, udvidede åbningstider under *early warning* situationerne i henholdsvis marts og april 2013. Aktørerne havde mulighed for at handle within-day produktet udenfor den normale åbningstid, og gasbørsen oplyser, at aktørerne generelt var positive overfor muligheden med forlængede åbningstider. Størstedelen af aktiviteterne blev ikke desto mindre stadig foretaget indenfor den ordinære åbningstid, og tiltaget havde derfor ikke den store effekt.

Figur 4: Antal handler og den handlede volumen

GWh/handler

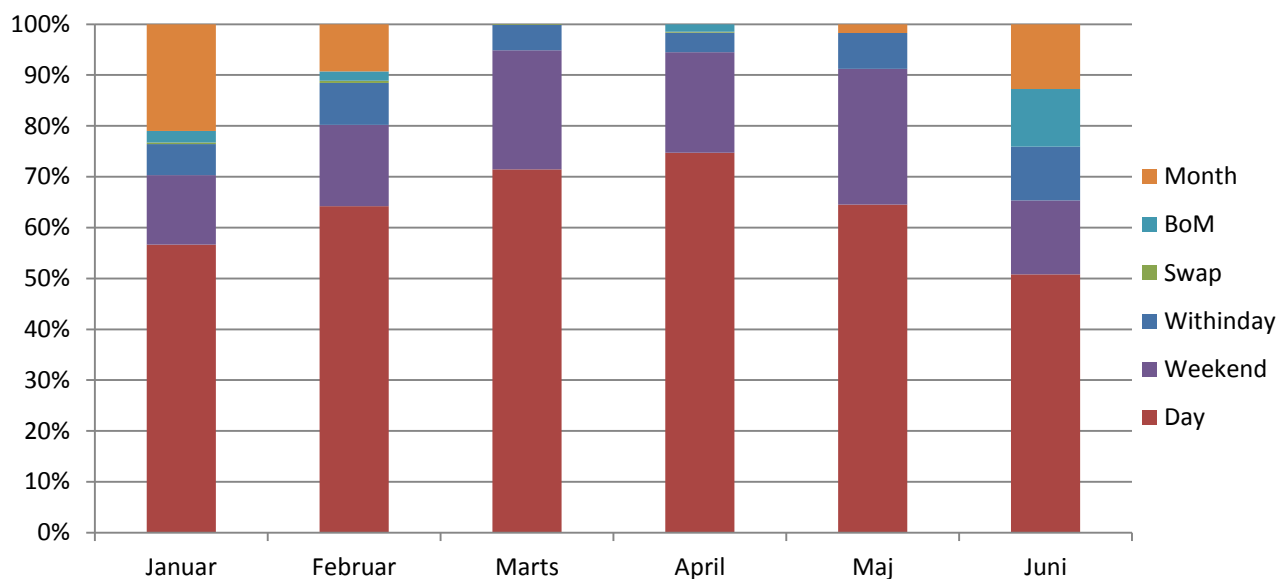


Kilde: Gaspoint Nordic

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

22. Størstedelen af aktiviteten foregår stadig på day-ahead produktet, jf. figur 5. Gennem første halvår 2013 har cirka 50 – 75 pct. af den handlede volumen været på day-ahead produktet, hvor niveauet var op til cirka 87 pct. i 2012. Den lavere andel skyldes især, at der foretaget flere handler på weekendproduktet, der i 1. halvår 2013 stod for 14 – 27 pct. af den handlede volumen.

23. Der har generelt været en større aktivitet på within-day, BoM og month produkterne i juni 2013. DONG Energy er fortsat Market Maker på månedsproduktet, og gasbørsen oplyser, at der generelt har været en stigende interesse for månedsproduktet.

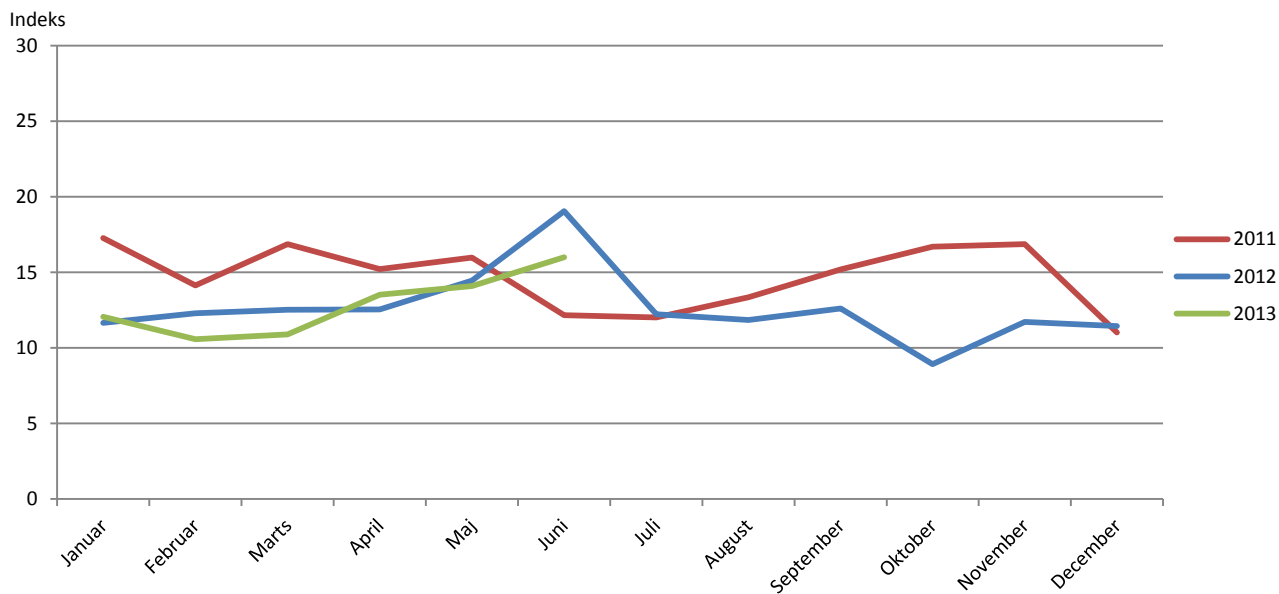
Figur 5: Handlede volumen allokeret på produkt

Kilde: Gaspoint Nordic

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret på produkt 1. halvår 2013. Data er opgjort på månedsbasis.

24. Herfindahl-Hirschmann Indekset, HHI, viser markedsconcentration på gasbørsen. En stigning i Herfindahl-Hirschmann Indekset indikerer et fald i konkurrencen, 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.

25. I 1. halvår 2013 har indekset for Gaspoint Nordic været mellem 11 – 16, hvilket indikerer et moderat-koncentreret marked, hvilket ligeledes har været tilfældet de seneste år, jf. figur 6.

Figur 6: Herfindahl-Hirschmann Indeks på Gaspoint Nordic

Kilde: Gaspoint Nordic

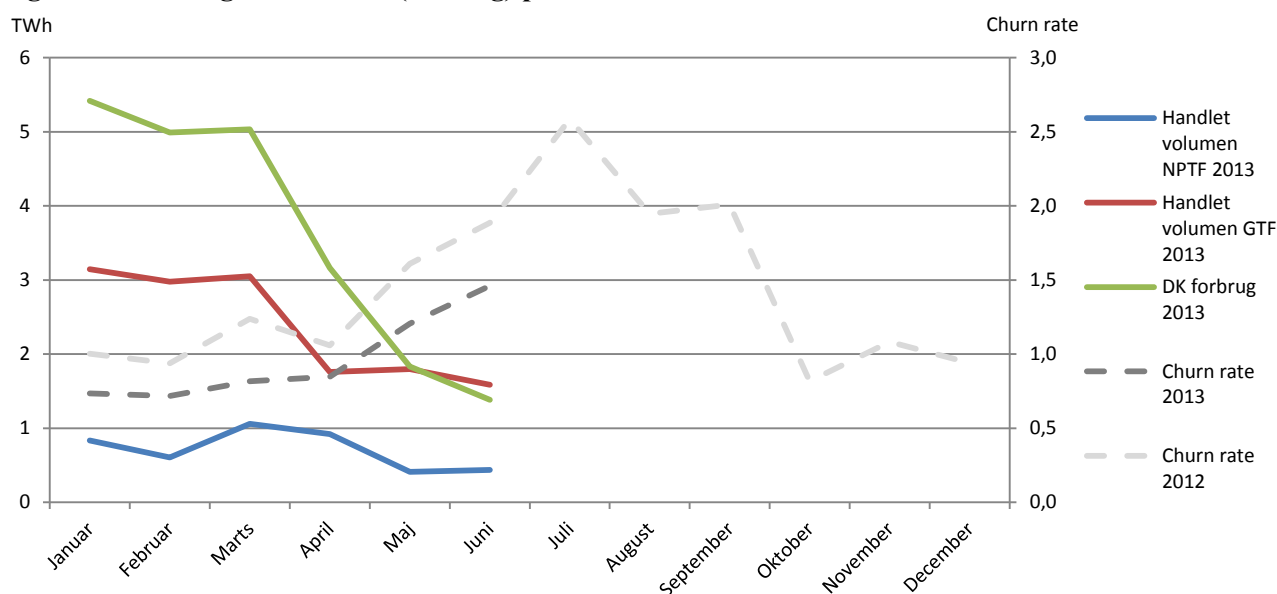
Note: Herfindahl-Hirschman Indekset på Gaspoint Nordic viser markedsconcentrationen fra 2011 – 1. halvår 2013. Indeks >10: ikke-koncentreret marked, indeks 10 – 18: moderat-koncentreret marked, indeks <10: koncentreret marked.

26. Der har månedligt været handlet børskontrakter på Gaspoint Nordic for 0,4 – 1,1 TWh i 1. halvår 2013, hvor den handlede volumen af OTC-kontrakter på GTF har været 1,6 – 3,1 TWh, jf. figur 7. Gasbørsens markedsandel var i 1. halvår 2013 mellem 12 – 32 pct. af det danske forbrug.

27. Churn rate anvendes som en likviditetsindikator, og 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.

28. Churn raten har i 1. halvår 2013 været mellem 0,7 – 1,5, hvilket er lavere end samme periode året før. Gennemsnitlig har churn raten for GTF/NPTF været 0,85 i 1. halvår 2013, og den danske gashub vil derfor efter ovenstående ”tommelfingerregel” ikke kunne betegnes som likvid.

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 1. 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

5.1 Prisudvikling i Danmark og Nordvesteuropa

29. Den danske spotpris hos Gaspoint Nordic har i januar og februar været mellem 25,85 – 29,9 EUR/MWh, hvor den laveste pris var 1. februar 2013. Spotprisen fulgte nogenlunde 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.

30. Det europæiske gasmarked oplevede generelt højere gaspriser i marts, hvilket formentlig hænger sammen med flere forhold. Europa oplevede således en koldere marts måned end normalt og gaslagrene var relativt lave.

31. I midten af marts var der udfordringer på det danske gasmarked, da det var koldere end forventet, gaslagrene var relativt lave og der blev sendt for lidt gas ind i de danske gasrør. Energinet.dk valgte d. 18. marts at

udsende en *early warning*-meddelelse til gasmarkedet om at være opmærksomme på forsyningssikkerheden, hvilket fremgår nærmere af case study [Nr1](#) på side 12 - 13. Udfordringerne resulterede i store prisstigninger på Gaspoint Nordic i perioden, hvor spotprisen d. 22. marts endte på 78,64 EUR/MWh. Prisforskellen mellem Gaspoint Nordic og de tre udenlandske gashubs TTF, Gaspool og NCG var denne dag på over 44 EUR/MWh.

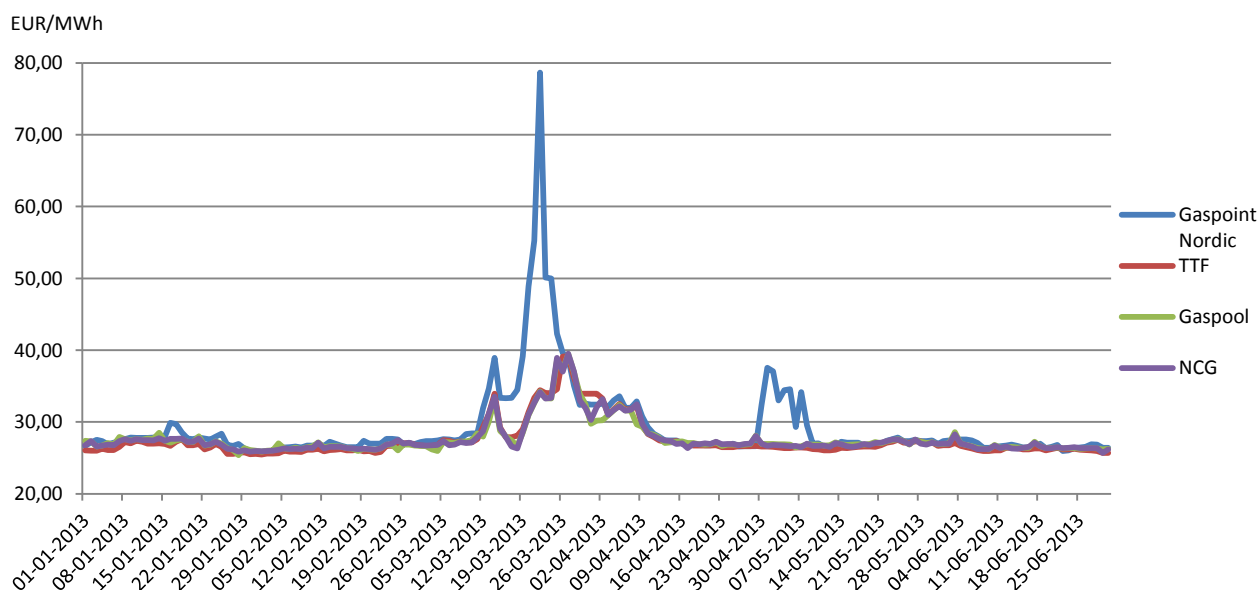
32. Generelt var spotprisen i Danmark væsentlig højere end hos de tre udenlandske gashubs TTF, Gaspool og NCG pga. udfordringerne på det danske marked. Situationen blev normaliseret i slutningen af måneden, hvor Energinet.dk d. 27. marts afblæste situationen med *early warning*. Den efterfølgende uge var spotprisen i Danmark lavere end hos TTF, Gaspool og NCG.

33. Der blev d. 28. april ligeledes erklæret *early warning*, da der både var sket et nedbrud på produktionsplatformen Tyra Øst i Nordsøen og hos Stenlille gaslager, jf. case study [Nr2](#) på side 13 - 14. Det var hermed kun muligt at importere naturgas fra Tyskland, hvor gasrøret ikke er tilstrækkelig til at kunne forsyne hele det danske gasmarked alene. Fyldningsgraden i gaslagrene var samtidig lav på grund af årstiden, hvilket betød en lav fleksibilitet i markedet. Hændelserne betød, at spotpriserne på Gaspoint Nordic steg fra et niveau omkring 26,6 EUR/MWh i slutningen af april til 37,54 EUR/MWh d. 1. maj. Priserne normaliserede sig igen omkring d. 9. maj til et nogenlunde tilsvarende prisniveau som hos TTF, Gaspool og NCG. Hændelsen i Danmark havde umiddelbart ikke nogen betydning for prisniveauet hos hverken TTF, Gaspool eller NCG.

34. Generelt synes prisændringer på den danske gasbørs ikke at kunne påvirke prisen på den hollandske gashub eller de tyske gashubs. Det mindre danske gasmarked vil derimod i højere grad påvirkes af prisudviklingen i Kontinentaleuropa.

35. I den resterende del af halvåret har spotprisen hos Gaspoint Nordic været mellem 25,98 – 27,83 EUR/MWh. Spotprisen fulgte nogenlunde prisudviklingen for de tre større gashubs gennem perioden, men den danske spotpris var generelt lidt højere end de tre udenlandske gashubs.

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 1 halvår 2013. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

6 Ellund

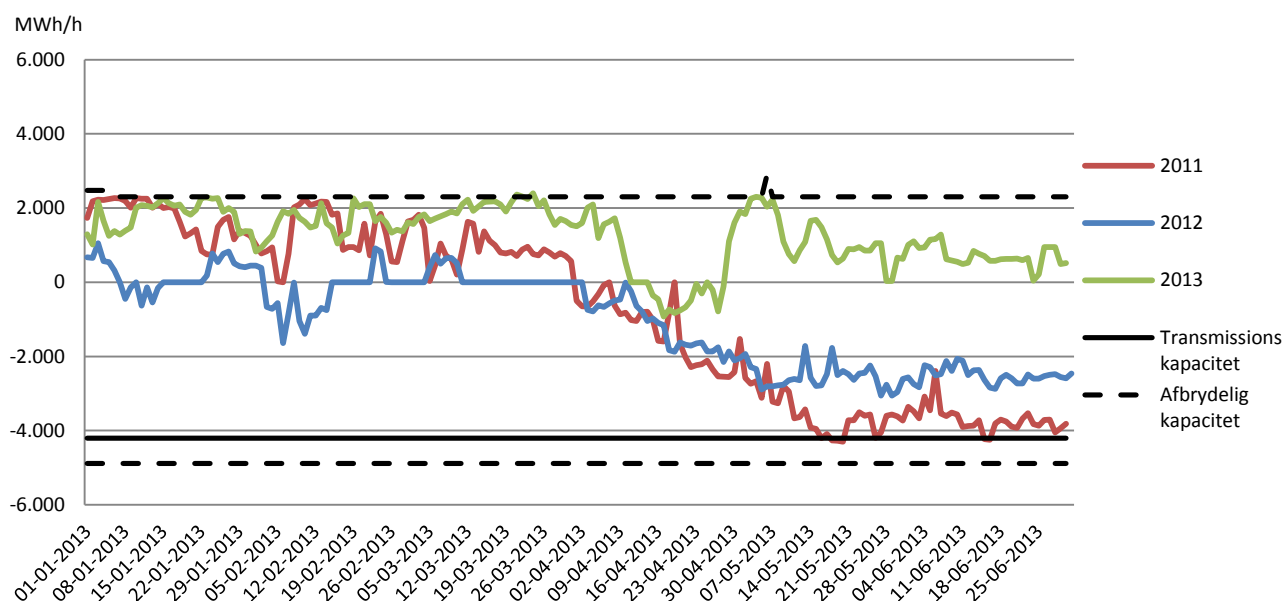
6.1 Flow i Ellund

36. I takt med at den danske produktion af naturgas i Nordsøen er faldende, øges den danske import af naturgas fra Tyskland via punktet Ellund. Danmark importerede hovedsageligt naturgas fra Tyskland i 1. halvår 2013, jf. figur 9.

37. Der blev importeret naturgas i årets tre første måneder, mens april måned fortrinsvis var præget af, at de danske aktører valgte at eksportere til Tyskland. Der var efterfølgende i maj og juni 2013 import fra Tyskland igen, hvor tendensen de tidligere år har været, at der eksporteres naturgas til Tyskland på dette tidspunkt af året. Situationen er med til at illustrere, at punktet Ellund hovedsageligt fremadrettet forventes at blive anvendt til import af naturgas.

38. Energinet.dk har i oktober 2013 afsluttet en udbygning af gasnettet i Syd- og Sønderjylland, således Danmark kan importere en større mængde gas fra Tyskland, da 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 bedre velfungerende marked, og endvidere bidrage til højere forsyningssikkerhed på det danske og svenske marked.

Figur 9: Flow i Ellund



Kilde: Energinet.dk.

Note: Udvikling i det faktiske flow i Ellund i 1. halvår 2011 - 2013. Værdierne er MWh/h. Positive værdier er import og negative værdier er eksport i Ellund.

6.2 Afbrud i Ellund

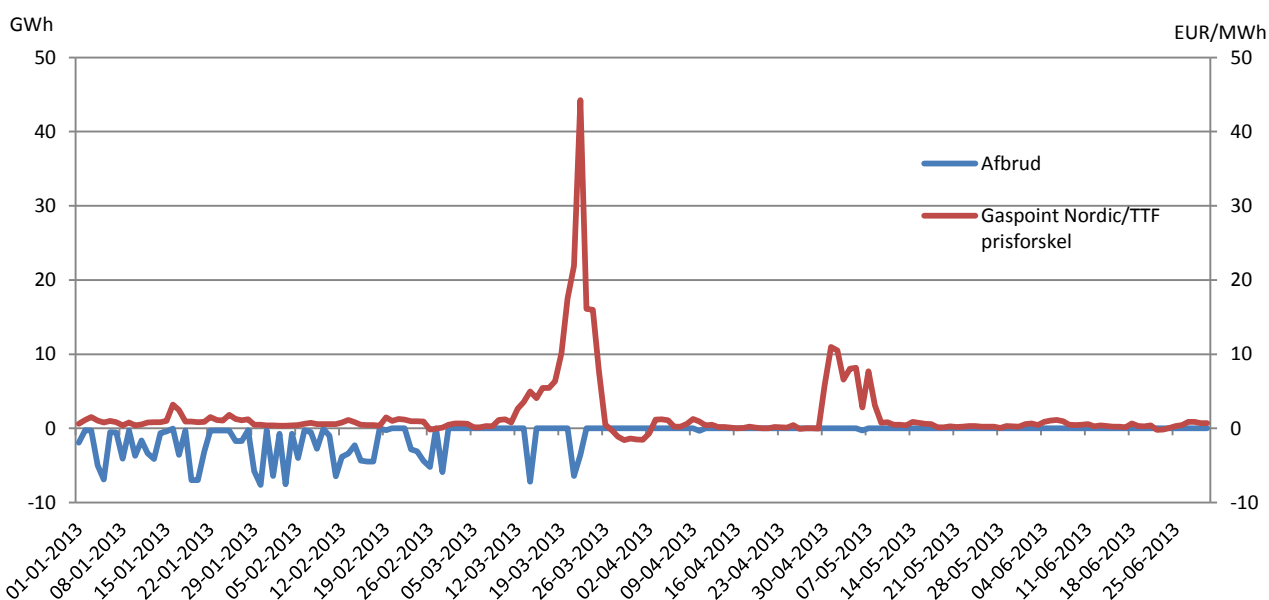
39. Ellund Entry (punkt i Danmark, hvorfra det er muligt at indføre gas fra det tyske marked til det danske system) er det eneste punkt i det danske transmissionssystem med flaskehalse, og der kan indtil videre kun købes såkaldt afbrydelig kapacitet i punktet. Flaskehalse og efterfølgende afbrud i gasimporten forekommer oftest i perioder med lav gaseksport i Ellund Exit (punkt i Danmark, hvorfra det er muligt at eksportere gas til det tyske system). Det skyldes en lav fysisk transportkapacitet i Ellund Entry i forhold til den importerende volumen, der efterspørges af transportkunderne.

40. Når den maksimale importkapacitet er nået vil den resterende import fra Tyskland til Danmark ske virtuelt. Importen vil fratrækkes 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 forholdsvis lave fysiske importkapacitet og gaseksporten til Tyskland. Overstiger efterspørgslen på naturgas dette niveau, vil leveringerne i Ellund Entry blive afbrudt.

41. En lav gaseksport i Ellund Exit kan bevirke afbrud i Ellund Entry, da planlagte gasleveringer fra Tyskland til Danmark vil blive annulleret på grund af forekomsten af flaskehalse. Flaskehalsene vil bevirke, at det danske marked vil blive afskåret fra det tyske marked, og ligevægten mellem udbud og efterspørgsel vil derfor finde sted i det danske transmissionssystem og dertil isolerede danske priser.

42. Der var afbrud i Ellund Entry i store dele af januar og februar 2013, hvilket givetvis havde en betydning for prisforskellen mellem det danske og tyske marked, jf. figur 10. Der var efterfølgende et par afbrud i Ellund Entry, men de store prisforskelle mellem Gaspoint Nordic og TTF i marts og april/maj var på grund af situationerne med *early warning*, jf. case Study [Nr1](#) og [Nr2](#).

Figur 10: Afbrud og Gaspoint Nordic/TTF prisforskel



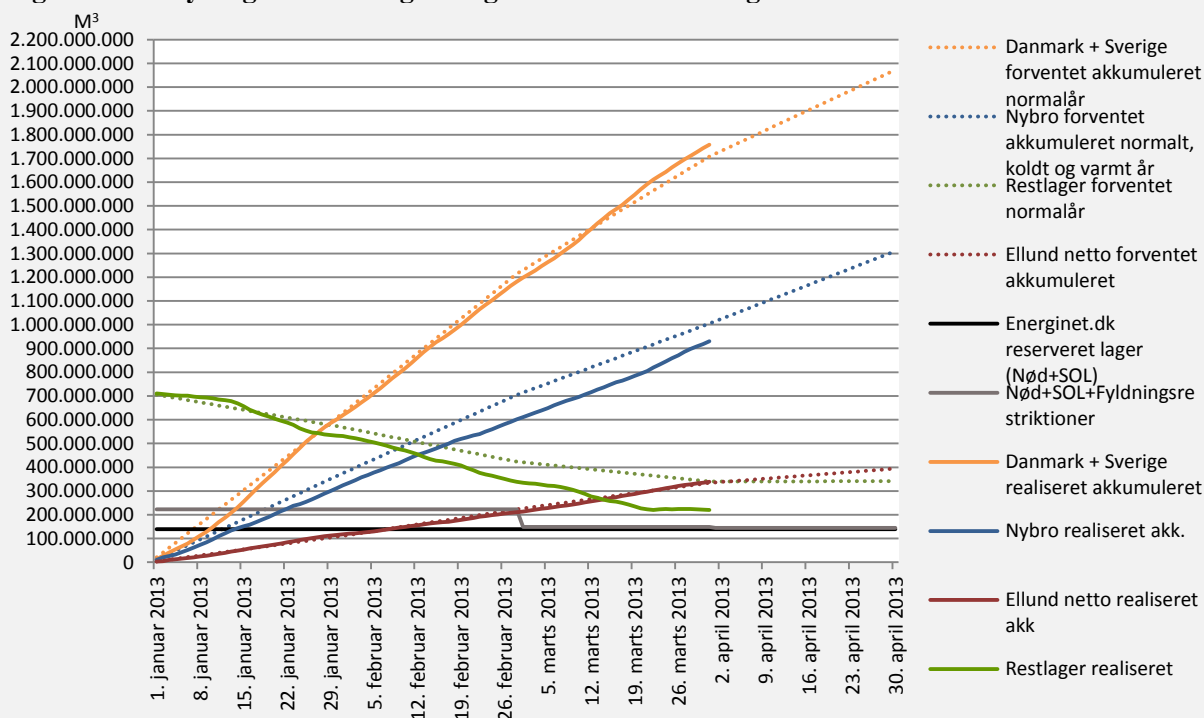
Kilde: NetConnect Germany, Gaspoint Nordic, Energinet.dk.

Note: Viser sammenhængen mellem afbrud i Ellund Entry og prisforskellen mellem Gaspoint Nordic og TTF APX i 1. halvår 2013. På primær akse fremgår afbrud i Ellund Entry opgjort i GWh. På sekundær akse vises prisforskellen opgjort i EUR/MWh.

Case study Nr1: Early Warning i marts 2013

I starten af 2013 kunne Energinet.dk konstatere, at forsyningssituationen i Danmark afveg fra forventningerne til forårsperioden. Der blev leveret mindre mængder naturgas fra Nordsøen til Danmark via punktet Nybro, og der var større udtræk fra de danske gaslagre end forventet, jf. figur 11.

Figur 11: Forsyningssituation og Energinet.dk's forventninger i forår 2013



Kilde: Energinet.dk

Note: Den faktiske udvikling og Energinet.dk's forventninger til forsyningssituationen i forår 2013. Linjen *Danmark + Sverige forventet akkumuleret normalår* viser Energinet.dk's forventninger til forbruget af naturgas i Danmark og Sverige. Linjen *Danmark + Sverige realiseret akkumuleret* viser det faktiske forbrug i Sverige og Danmark.

Udviklingen fortsatte ind i marts 2013, hvor temperaturen samtidig faldt, hvilket medførte et forøget forbrug i Danmark og Sverige. Situationen medførte, at Energinet.dk kunne konstatere, at gaslagrene ville være tømte i starten af april 2013, hvis udviklingen fortsatte. Der var tvivl om, der var tilstrækkelig gas til forsyning af danske og svenske forbrugere fra Tyskland og Nordsøen. Som konsekvens heraf valgte Energinet.dk den 18. marts 2013 at udsende en *early warning*-meddelelse, hvilket er det laveste af tre advarselssniveauer i Energinet.dk's forsyningsberedskab, der blev indført i 2012.

Varsling (early warning): Når der foreligger konkrete, alvorlige og pålidelige oplysninger om, at der kan indtræffe en hændelse, som formodentlig vil resultere i en betydeligt forringet forsyningssituation og formodentlig vil føre til, at alarm- og nødsituationsniveauet vil blive udløst.

Alarmering (alert): Når et forsyningsnedbrud eller en ekstraordinær høj gasefterspørgsel indtræffer, hvilket resulterer i en betydeligt forringet forsyningssituation, men hvor markedet vil kunne håndtere nedbruddet eller efterspørgslen uden behov for at anvende ikke-markedsmæssige redskaber (afbrud, nødlager evt.)

Nødsituation (emergency): I tilfælde af ekstraordinær høj gasefterspørgsel, en betydeligt forringet forsyningssituation eller andre betydelige forringelser af forsyningssituationen og i tilfælde af, at alle relevante markedsmæssige redskaber har været anvendt, men udbuddet af gas er utilstrækkelig til at møde den resterende gasefterspørgsel, vil ikke-markedsmæssige redskaber skulle, som supplement, anvendes med det formål at sikre forsyningen af beskyttede forbrugere.

De tre markedsbaserede redskaber skal bidrage til, at Energinet.dk undgår eller udsætter at skulle erklære nødsituation. Der vil ikke være forsyningsafbrydelser i den normale drift eller ved advarselsniveauet *early warning*, mens der vil være forsyningsafbrydelser ved *alert* og *emergency*. Forskellen mellem *alert* og *emergency* er, om markedet selv håndterer forsyningsafbrydelsen eller om Energinet.dk erklærer *emergency* og anvender ikke-markedsbaserede redskaber, såsom afbrud eller nødlager, for at sikre forsyningerne til de beskyttede forbrugere.

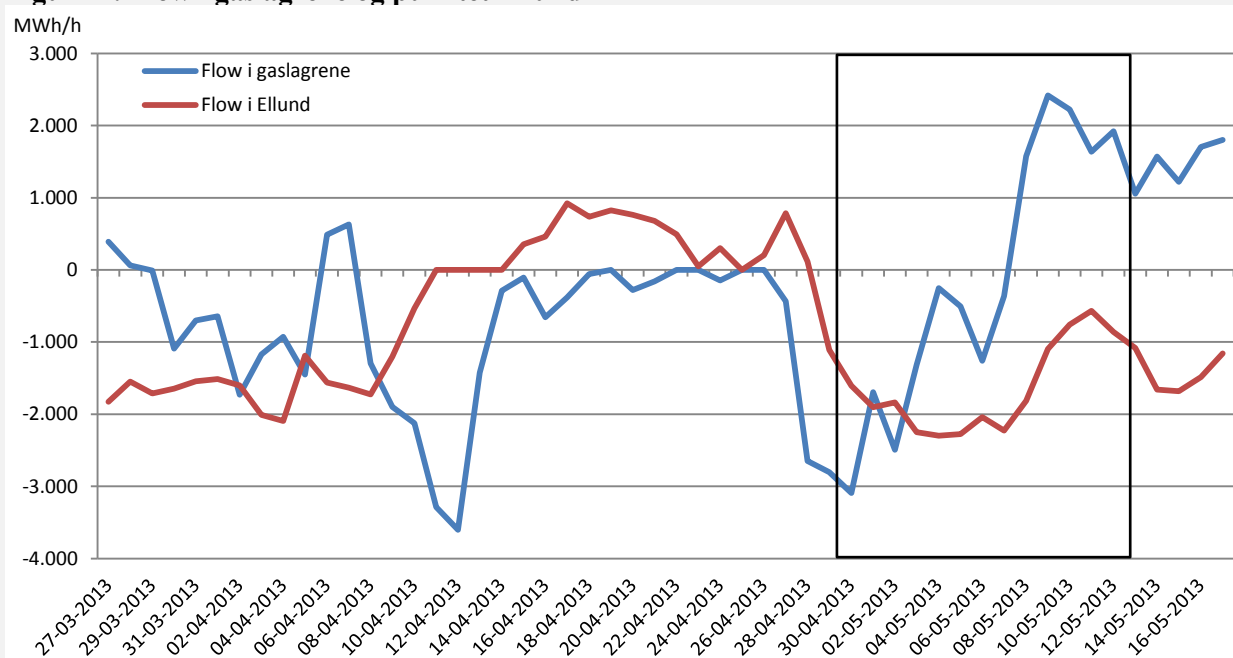
Energinet.dk's udsendelse af *early warning*-meddelelsen den 18. marts 2013 var et signal til markedsaktørerne om at gå i aktion for at undgå gasmangel og forhindre, at situationen blev forværret. Energinet.dk ville gøre markedsaktørerne opmærksomme på at anvende eksisterende muligheder for at sende gas til det danske marked, da der generelt blev sendt for lidt gas ind i de danske gasrør, og samtidig tærede den kolde vinter på lagrene af gas.

Tre dage senere skete der en væsentlig ændring i forsyningsbilledet, da der var en betydelig stigning i leverancerne i Nybro, og et tilsvarende fald i lagertrækket. Energinet.dk kunne den 27. marts 2013 afblæse *early warning*, da risikoen for tømning af lagrene og mangel på gas var blevet betydeligt mindre.

Case study Nr2: Early warning i april/maj 2013

Efter afslutningen af *early warning* den 27. marts 2013 blev der generelt trukket gas fra gaslagrene, samtidig med, at der blev importeret gas til Tyskland indtil midten af april. Fra dette tidspunkt og indtil slutningen af måneden var lagerfyldningen svagt faldende, mens der samtidig blev eksporteret naturgas til Tyskland, jf. figur 12.

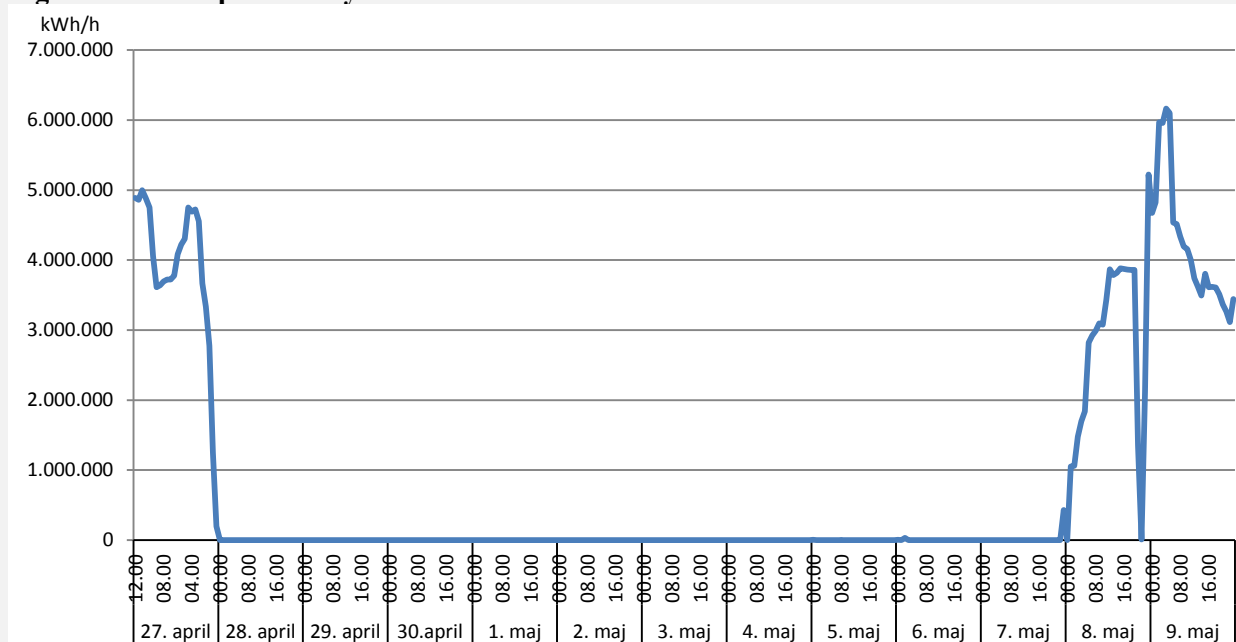
Figur 12: Flow i gaslagrene og punktet Ellund



Kilde: Energinet.dk

Note: Flow i gaslagrene og Ellund for perioden 27. marts 2013 til 17. maj 2013. Rød linje: Udviklingen i flow i punktet Ellund (grænsepunkt mod Tyskland), hvor positive værdier er eksport og negative værdier er import. Blå linje: Udviklingen i flow hos de danske gaslagre Stenlille og Lille Thorup, hvor positive værdier er injektion og negative værdier er udtræk fra gaslagrene. Boks: Early Warning fra 29. april – 13. maj 2013

Den 28. april 2013 skete der et nedbrud på produktionsplatformen Tyra Øst (Mærsk) i Nordsøen, hvilket betød, at det ikke var muligt at eksportere naturgas fra produktionsplatformen til det danske fastland (Nybro), jf. figur 13. Samme dag skete der et nedbrud hos Stenlille Gaslager (DONG Storage), der medførte, at kun omkring 1/3 af udtrækskapaciteten hos gaslageret var til rådighed for markedet.

Figur 13: Flow i punktet Nybro

Kilde: Energinet.dk

Note: Flow i punktet Nybro for perioden 27. april 2013 til 9. maj 2013. Opgjort i kWh/h.

Nedbruddene hos de to forsyningskilder betød, at Energinet.dk erklærede *early warning* den 29. april 2013 (*early warning* perioden er markeret som den grå boks i figur 12), da der ikke var sikkerhed for stabile leverancer til markedet i maj. Situationen var umiddelbar ikke kritisk som følge af hændelserne, men meddelelsen blev udsendt, da der var behov for at gøre opmærksom på forsyningssituationen og forebygge, at denne ikke blev forværret.

Den 1. maj kunne Stenlille Gaslager oplyse, at udtrækskapaciteten var tilbage på fuldt niveau igen. Der var fortsat ingen flow fra Tyra Øst, og der var generelt stor usikkerhed om leverancerne fra Nordsøen. I løbet af den 8. maj kunne Mærsk igen begynde at levere naturgas til det danske gasmarked via punktet Nybro, jf. figur 13. Energinet.dk vurderede fortsat, at det var nødvendigt at fastholde *early warning*, indtil forsyningssituationen havde normaliseret sig igen. Det var nødvendigt at sikre sig, at der var en stabil produktion fra Nordsøen med dertilhørende flow til det danske marked, samt et vist lagerfyldningsgrad i gaslagrene. Den 13. maj 2013 kunne Energinet.dk afblæse *early warning*, da gasleverancerne til Danmark havde udviklet sig positivt og gaslagrene havde opnået et tilfredsstillende fyldningsniveau.

Var gassituationen blevet forværret i Danmark under de to hændelser med *early warning* ville det ikke have påvirket de beskyttede forbrugere (privatpersoner, fjervarmekunder og mindre virksomheder), da disse er sikret forsyning gennem Energinet.dk's nødforsyningsberedskab. De ikke-beskyttede forbrugere, der består af ca. 100 store virksomheder og de største kraftvarmeværker, der samlet svarer til ca. 33 pct. af det danske marked målt i gasvolumen (september 2012), ville kunne blive berørt. I en nødsituation ville disse forbrugere kunne blive afbrudt med et varsel på tre døgn. Derfor skal *early warning*-meddelelserne forebygge, at der opstår knaphed på gas.

Generelt viser hændelserne, at der kan være udfordringer med gasleverancerne og dermed forsyningssikkerheden på det danske gasmarked, hvilket især vil være gældende i årene 2013 – 2015. Det hænger sammen med, at produktion i den danske del af Nordsøen er nedadgående. Det er derfor nødvendigt som supplement at importere gas fra det tyske marked, hvilket indtil videre leveres som afbrydelig kapacitet. Det vil være en klar fordel for det danske gasmarked, når der er etableret en tilstrækkelig uafbrydelig kapacitet i Tyskland.

7 To prisregimer

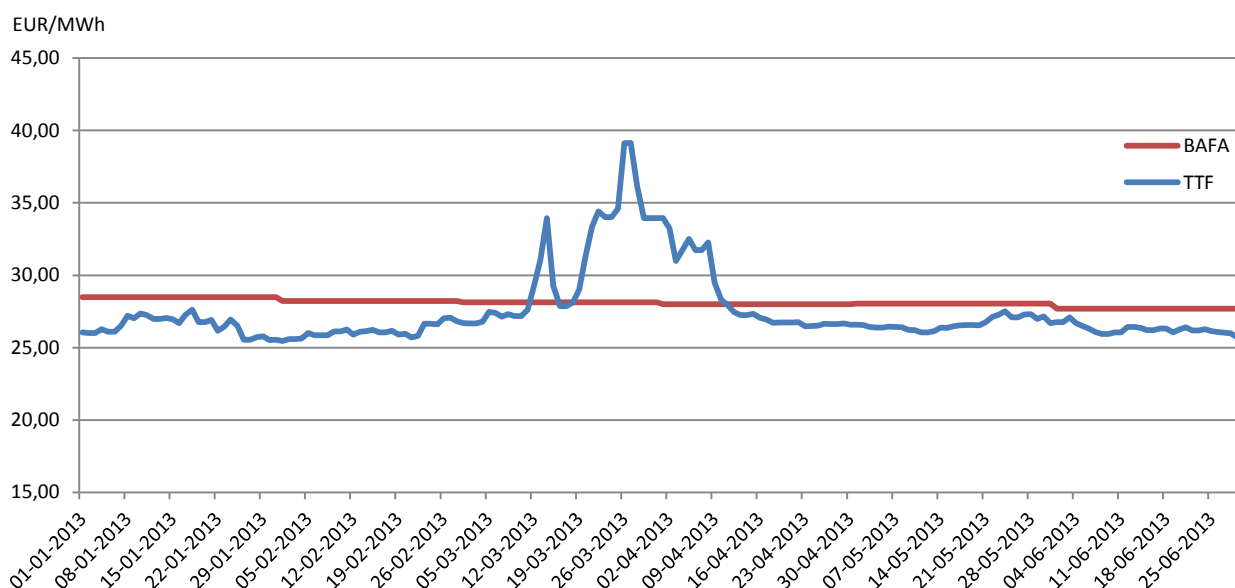
43. Gasprisen følger enten et olieindeks eller et naturgasindeks alt afhængig af kontrakttypen. Er gasprisen baseret på et olieindeks bestemmes prisen af olieprisen og eksogene faktorer på oliemarkedet. Følger gasprisen en markedsbaseret prisdannelse vil prisen bestemmes af udbud og efterspørgsel på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

44. Spotprisen på den hollandske gashub TTF anvendes til at repræsentere prisen på markedsbaseret prisdannelse, hvilket sammenlignes med BAFA-indekset, jf. figur 14. 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 såkaldte Take-or-Pay kontrakter. En større og større del af den tyske import af naturgas indekseres ikke desto mindre i forhold til gashubs, og indekset begynder så småt at bevæge sig væk fra olieindekseret prisdannelse til i højere grad en markedsbaseret prisdannelse, hvilket kan være med til at forklare en højere korrelation mellem BAFA-indekset og spotprisen på TTF.

45. Indkøb efter et olieindeks var tidligere den mest almindelige form for prisaftale på det danske gasmarked, hvor der nu i højere grad er interesse for at prisfastsætte efter gashubs (spotpriser), hvor prisen følger en markedsbaseret prisdannelse. Der er i 2013 en forventning om, at over 50 pct. af gasen i Europa vil blive prissat efter gashubs, jf. International Gas Union citeret i energinyhedsbrevet Platts. Det skyldes blandt andet et overudbud af naturgas på det europæiske marked, der har medført lavere priser på spotgas end olieindekserede priser, der desuden har fastholdt et længerevarende højt prisniveau.

46. Spotprisen hos TTF steg signifikant i marts, og oversteg olieindekset for første gang siden starten af 2012. Det var en kombination af flere faktorer, hvor det blandt andet var koldere i Europa end normalt og gaslagrene var relativt lave, hvilket medførte en anspændt forsyningsikkerhed i Europa. Efterfølgende faldt spotprisen hos TTF til et niveau under BAFA-indekset, jf. figur 14.

Figur 14: 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 1. halvår 2013. BAFA indekset indgår på månedsbasis, og spotprisen for TTF APX indgår på dagsbasis.

Det danske engrosmarked for elektricitet

8 Produktion og forbrug

47. Forbruget af elektricitet varierer med årstiderne, hvor der er et større forbrug om vinteren. Produktionen og forbruget af elektricitet har generelt været højere i 1. halvår 2013 sammenlignet med samme periode året før. Det skyldes blandt andet koldere vejr, der betød højere forbrug i hele den nordiske region.

Tabel 1: Produktion, forbrug og produktionstyper

Måned	Produktion, GWh	Bruttoforbrug, GWh	Produktion fordelt på produktionstyper				Gennemsnits-temperatur, °C
			Centrale værker, %	Decentrale værker, %	Onshore vindkraft, %	Offshore vindkraft, %	
Januar 2013	3544	3332	55 %	18 %	17 %	10 %	0,1
Februar 2013	3126	2918	62 %	18 %	12 %	8 %	-0,4
Marts 2013	3600	3108	52 %	16 %	21 %	11 %	-0,8
April 2013	2853	2700	52 %	17 %	21 %	10 %	5,5
Maj 2013	2116	2589	53 %	15 %	19 %	12 %	12,1
Juni 2013	2034	2473	44 %	14 %	25 %	17 %	14

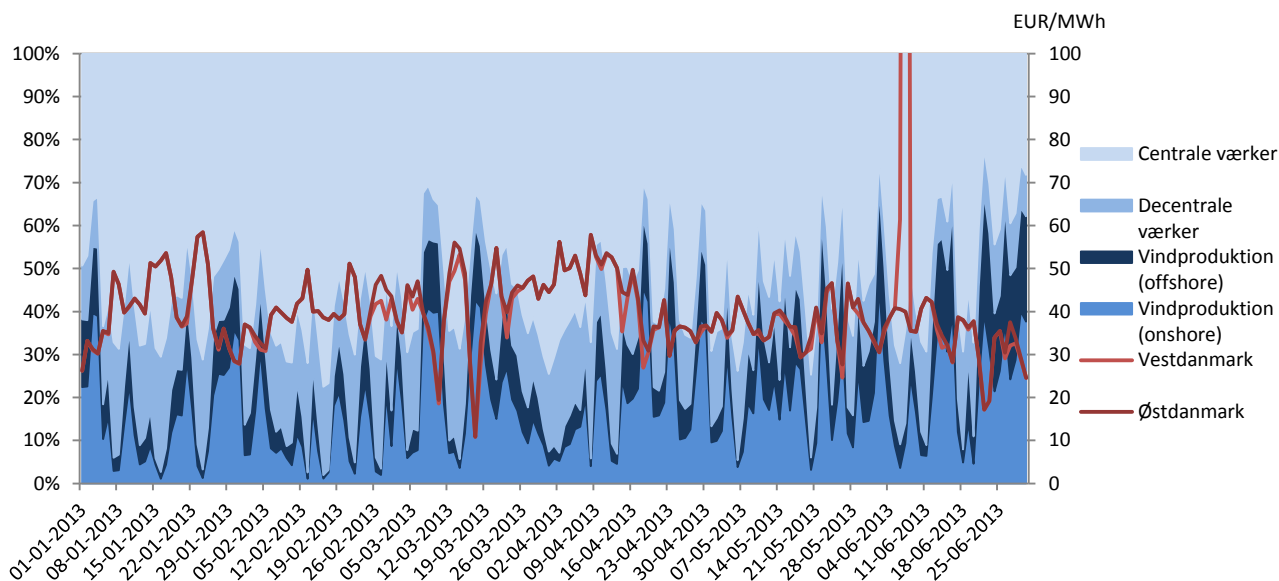
Kilde: Energinet.dk, DMI

Note: *Produktion*: Summen af centrale værker, decentrale værker og vindkraftsproduktion i Danmark i 1. halvår 2013. *Centrale værker*: f.eks. Skærbækværket, Studstrupværket og Herningværket. *Decentrale værker*: f.eks. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. *Bruttoforbrug*: Summen af forbruget i Vestdanmark og Østdanmark inklusiv transmissionstab. *Produktion fordelt på produktionstyper*: Den procentvise fordeling af elproduktionen fra centrale værker, decentrale værker og vindkraftsproduktion i Danmark. På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 %. *Gennemsnitstemperatur*: Den månedlige gennemsnitstemperatur for hele Danmark.

48. De centrale værker stod for størstedelen af produktionen i 1. halvår 2013. De centrale værker stod i gennemsnit for cirka 53 pct. af produktionen i 1. halvår, hvor decentrale værker stod for 16 pct., onshore vindproduktion stod for 19 pct. og offshore vindproduktion stod for 11 pct. af produktionen.

49. I enkelte dage stod vindkraften for 67 pct. af produktionen, mens den i andre dage kun stod for 2 - 3 pct. af produktionen, jf. figur 15. Der var blandt andet særlig lave spotpriser i Danmark d. 17. marts, hvor vindproduktionen stod for omkring 60 pct. af den danske produktion.

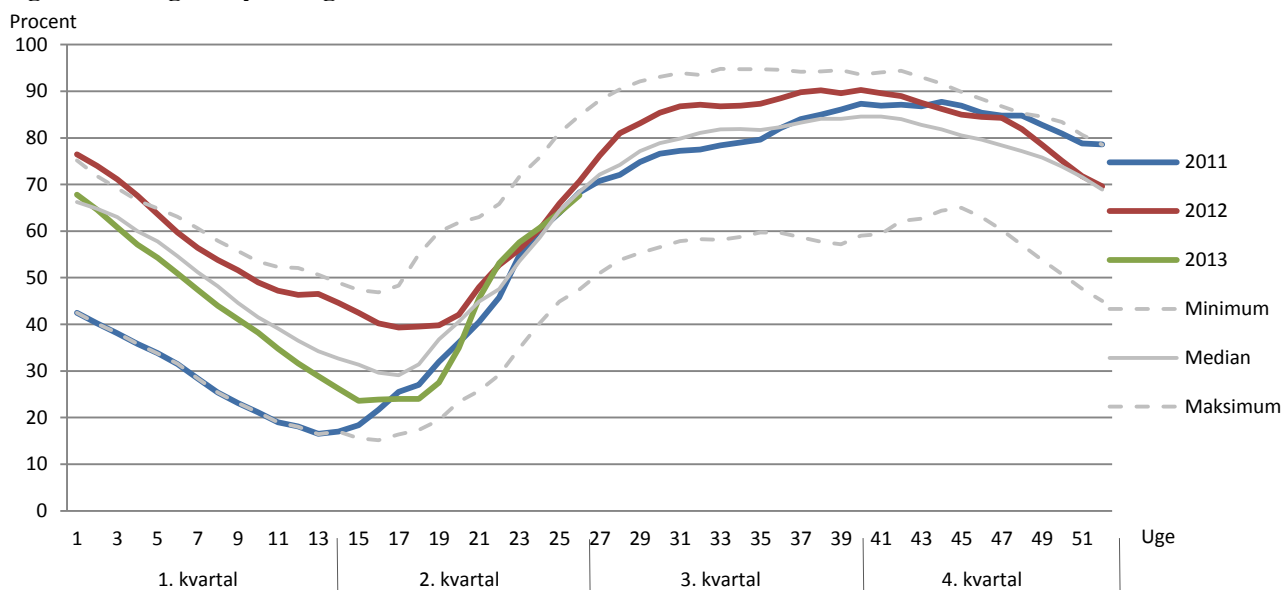
50. Det fremgår ligeledes, at spotpriserne i Vestdanmark og Østdanmark har været lavere i dage med meget vindproduktion, jf. figur 15. Det bemærkes, at spotprisen i Vestdanmark som oftest har været lavere end spotprisen i Østdanmark ved høj vindproduktion i Danmark. Det skyldes blandt andet, at størstedelen af den danske vindproduktion er placeret i Jylland. Forklaring på den høje spotpris i Vestdanmark d. 7. juni 2013 fremgår af case study [Nr3](#) på side 19 – 20.

Figur 15: 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) i Danmark i 1. halvår 2013. Centrale værker er eksklusiv Skærbækværket, Studstrupværket og Herningværket. Decentrale værker er eksklusiv mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Sekundær akse: Daglig udvikling i spotpriserne for Vestdanmark (Jylland/Fyn) og Østdanmark (Sjælland).

51. I starten af 2013 var fyldningsgraden i de nordiske vandmagasiner lidt over normalen, jf. figur 16. Efterfølgende faldt beholdningen i de norske og svenske vandmagasiner til under normalen. Eksempelvis havde Norge i uge 10 en nettoimport af elektricitet på 252 GWh, hvilket skyldtes koldere vejr og højt elforbrug. Der var samtidig en høj produktion af vindkraft i Danmark, hvilket betød lavere priser og forhøjet eksport til både Sverige og Norge. Det var med til at give de norske vandkraftproducenter incitament til at holde vand tilbage til senere brug. I løbet af 2. kvartal steg vandstanden i de nordiske vandreservoirer hastigt, og i løbet af uge 21 var fyldningsgraden nær niveauet for et normalt år, jf. figur 16.

Figur 16: 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

52. Spotpriserne i Vestdanmark og Østdanmark er ofte forskellige, og som oftest er prisniveauet højest i Østdanmark. Det kommer sig blandt andet af, at spotprisen i Østdanmark i højere grad følger udviklingen på det svenske og tyske marked, hvorimod Vestdanmark har en større andel af 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

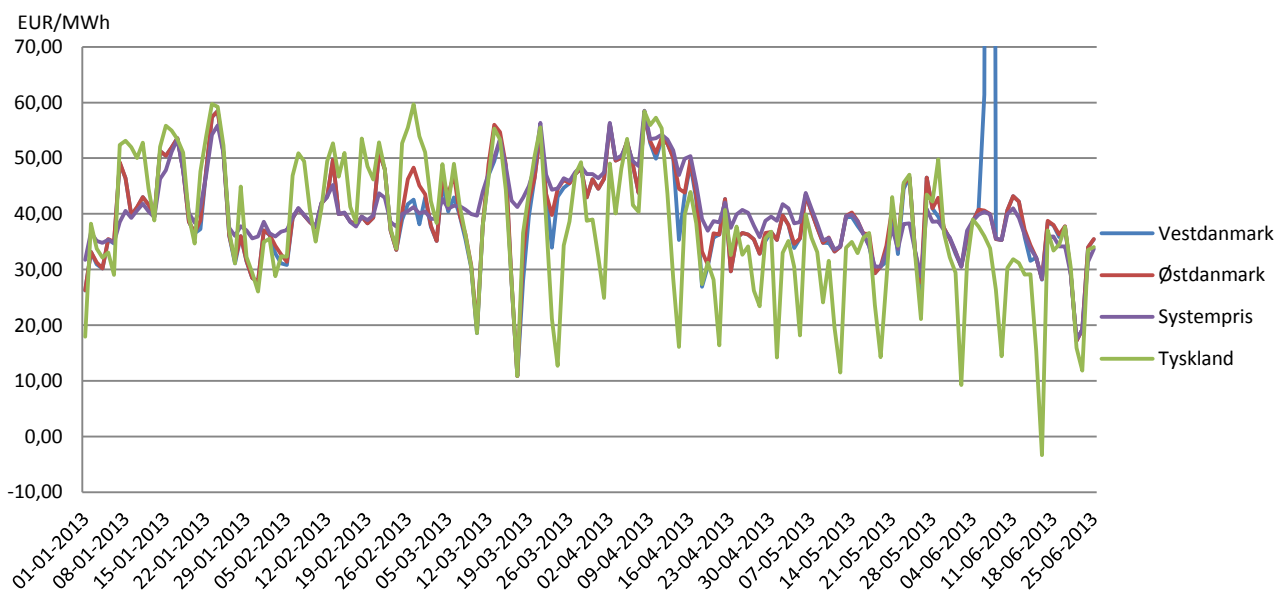
53. Der har været større udsving i spotpriserne i Danmark gennem første halvår af 2013, jf. figur 17. Den laveste danske pris var d. 17. marts, hvor day-ahead prisen i både Vestdanmark, Østdanmark og Tyskland var lig 10,83 EUR/MWh. Der var en rigtig høj vindproduktion i Danmark, hvilket medvirkede til den lave spotpris. Der var desuden i enkelte timer af døgnet negative priser. Den høje vindproduktion betød, at de danske priser var lavere end systemprisen, samt de svenske og norske priser samme dag.

54. Den tyske spotpris havde større udsving i 2. kvartal 2013, jf. figur 17. Systemprisen i Norden har i perioden været væsentlig over den tyske spotpris, hvilket kommer sig af, at det har været koldt og tørt i Norden, samt den stigende mængde solenergi i Tyskland. Solenergien har været med til at presse de tyske priser ned nogle dage.

55. Udviklingen i Tyskland har ligeledes en betydning for de danske spotpriser, da Danmark lægger placeret som transitland mellem Norden og Tyskland og påvirkes af produktionsforholdene i nabolandene. På den ene side vil magasinfyldningen i de nordiske vandreservoirs have en stor påvirkning på danske spotpriser. På den anden side har den stigende mængde vindproduktion i Vestdanmark og Nordtyskland, samt solenergi i Nordtyskland fået en større betydning for prisdannelsen i Danmark. Dage med megen vind og sol giver ofte relativt lave priser i Tyskland, mens dage uden vind og sol ofte skaber relativt høje priser i Tyskland, hvilket ligeledes påvirker priserne i Danmark.

56. En forklaring på den høje spotpris i Vestdanmark d. 7. juni 2013 fremgår af case study [Nr3](#).

Figur 17: Prisudvikling på det danske spotmarked

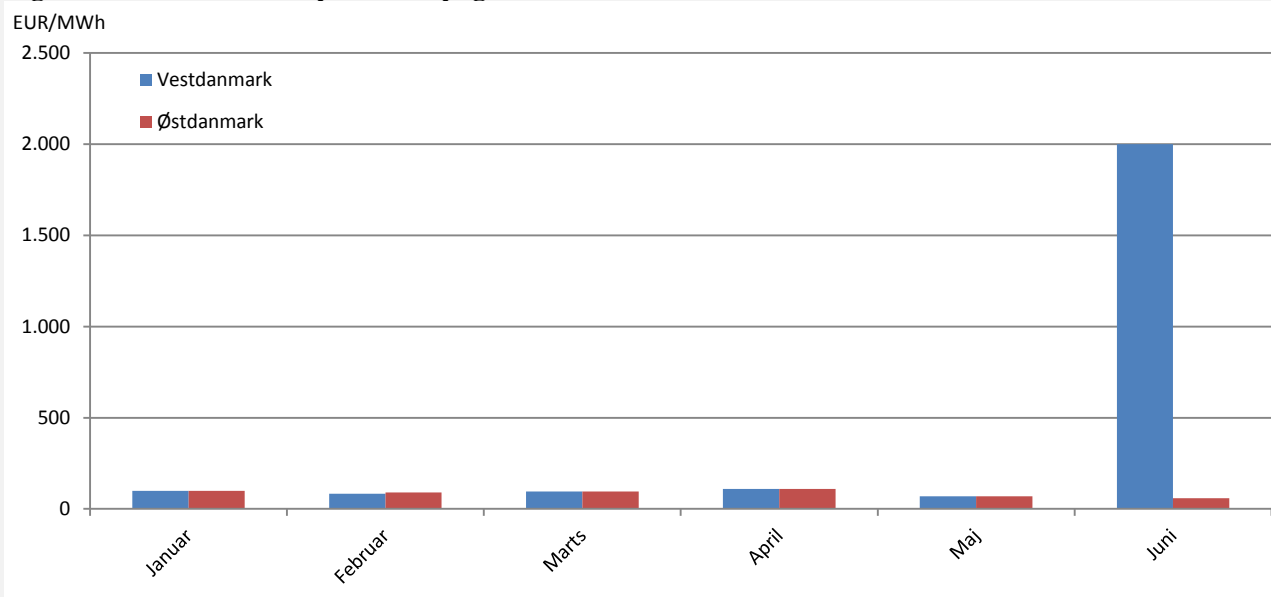


Kilde: Nord Pool Spot

Note: Prisudvikling på spotmarkedet for Vestdanmark og Østdanmark i 1. halvår 2013. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh. Bemærk: Vestdanmark havde høje priser d. 7. juni 2013 i fem timer (1.900 – 2.000 EUR/MWh), jf. case study [Nr3](#). Prisen overgår i denne fem timers periode den prisforskel, der tillades aftegnet i figur 17.

Case study Nr3: Maksimale priser for el i Vestdanmark fredag den 7. juni

Fredag den 7. juni 2013 nåede vstdanske priser i day-ahead markedet en pris på EUR 2.000 for en MWh, hvilket er den maksimale grænse, der er fastsat af elbørsen Nord Pool Spot (NPS). Spotprisen var væsentlig højere end de maksimale timepriser i de foregående måneder af 2013, jf. figur 18. Prisen for en MWh var således EUR 2.000 i en to-timers periode fredag den 7. juni, ligesom der var ekstremt høje priser (ca. 1.900 EUR/MWh) i yderligere tre timer. Det normale prisniveau er omkring 40 EUR/MWh.

Figur 18: Maksimal timepris i den pågældende måned

Kilde: Energinet.dk

Note: Maksimal timepris i den pågældende måned i 2013. Opgjort i EUR/MWh.

En pris på 2.000 EUR/MWh indebærer en såkaldt ”afkortning” af bud. Afkortning betyder, at der i perioden ikke var tilstrækkeligt med salgsbud til at tilfredsstille alle købsbud med den maksimale pris. Det manglende udbud af el blev pro-rata fordelt på alle købsbud med den maksimale pris.

Sekretariatet har kontaktet Energinet.dk, der har oplyst, at situationen kan tilskrives forskellige forhold. For det først en pågående opgradering af 400kV linjen mellem Kassø og Tjele, hvilket indebærer en reduktion af overførselskapaciteten fra Vestdanmark til de omkringliggende områder. For det andet var den elektriske Storebæltsforbindelse under vedligeholdelse, da udnyttelsen – pga. den nævnte reduktion – alligevel ville have været stærkt begrænset. For det tredje var der planlagt og godkendt vedligeholdelse af to kraftværker i Jylland.

Energinet.dk har oplyst, at der i tidsrummet, på trods af de nævnte forhold, alligevel var tilstrækkelig produktionskapacitet i Vestdanmark til at dække forbruget. Produktionskapaciteten var imidlertid ikke kommet ind i markedet.

Som et forbedringsforslag har Energinet.dk nævnt, at selskabet vil sikre en bedre kommunikation med markedsaktører, hvor Energinet.dk mere direkte gør markedsaktører opmærksomme på sårbare markedsituationer. Det gælder både for situationer med potentielt for lav og for høj produktion. Energinet.dk vil som udgangspunkt anvende Urgent Market Messages (UMM's) på Nord Pool Spot hertil.

Som et andet forbedringsforslag overvejes der muligheden for *second auctions*, hvilket allerede anvendes i Centraleuropa. Børsen vil kunne lave en ny auktionsrunde (*second auctions*), hvis den første auktion har givet enten meget høje eller meget lave priser. Markedsaktørerne vil hermed få mulighed for at indsende nye bud. På nuværende tidspunkt diskuteres muligheden for anvendelse af *second auctions* i Norden af TSO'ere og Nord Pool Spot.

10. Kapacitet

57. Et væsentligt element i funktionen af elmarkedet på tværs af landene er den transmissionskapacitet af elektricitet, der er mellem landene. Den tilgængelige kapacitet har betydning for prisforskellene mellem landene (eller de forskellige prisområder i landene) og antallet af timer med prisforskelle.

58. 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. Der forekommer forskellige nominelle transmissionskapaciteter for de forskellige overføringsforbindelser, jf. tabel 2.

Tabel 2: Nominel transmissionskapacitet

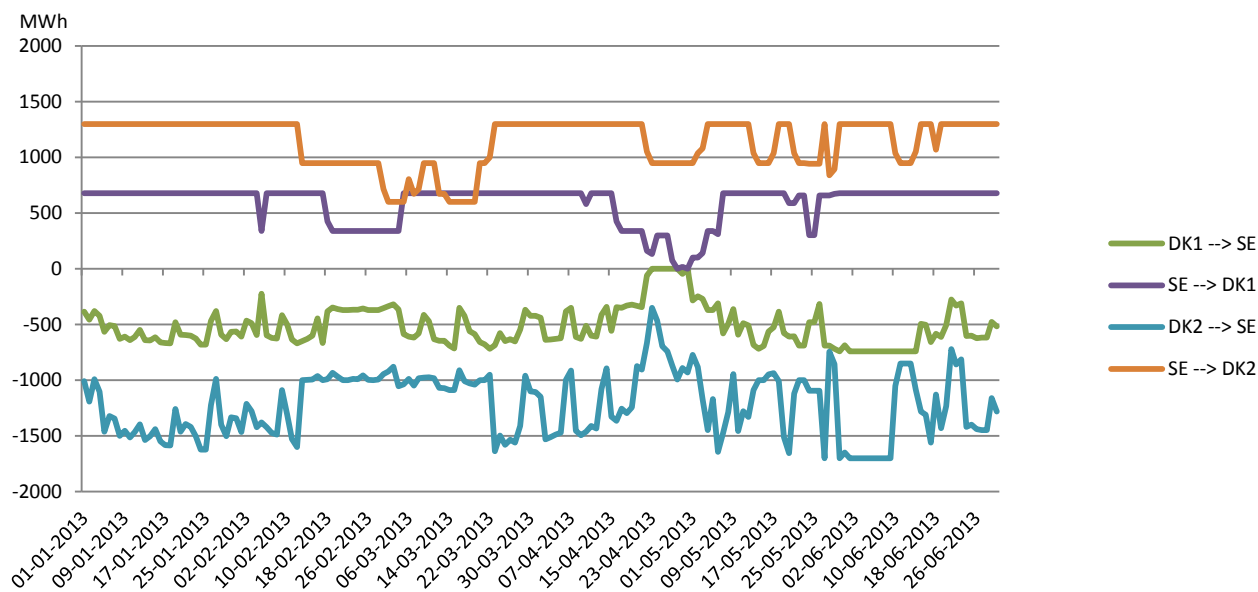
Forbindelse	Retning	Nominel transmissionskapacitet
DK1-DK2	DK1 → DK2	590 MW
	DK2 → DK1	600 MW
DK1-NO2	DK1 → NO2	1000 MW
	NO2 → DK1	1000 MW
DK1-SE3	DK1 → SE3	740 MW
	SE3 → DK1	680 MW
DK2-SE4	DK2 → SE4	1700 MW
	SE4 → DK2	1300 MW
DK1-DE	DK1 → DE	1780 MW
	DE → DK1	1500 MW
DK2-DE	DK2 → DE	585 MW
	DE → DK2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

59. På de danske udlandsforbindelser til Sverige har der især været begrænsninger i handelskapaciteten i retningen fra Danmark til Sverige, jf. figur 19.

60. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) har cirka 70 pct. af kapaciteten være tilgængelig fra Danmark til Sverige, mens der har været cirka 87 pct. tilgængelig i modsatte retning. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) har gennemsnitlig 72 pct. af kapaciteten været tilgængelig til Sverige, mens det har været omkring 88 pct. i modsatte retning.

Figur 19: Udvikling i handelskapaciteterne på danske udlandsforbindelser til Sverige

Kilde: Energinet.dk.

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

61. På den elektriske Storebæltsforbindelse har den maksimale kapacitet i størstedelen af halvåret været til rådighed for markedet, jf. figur 20. Der har i gennemsnitlig været 91 af kapaciteten til rådighed for markedet.

62. På Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) har omkring 93 - 94 pct. af den maksimale handelskapacitet været til rådighed for markedet i begge retninger, jf. figur 20.

63. 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 den 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 eksporteres el til både Danmark (via Skagerrak-forbindelserne) og Holland (via NorNed-forbindelsen) samtidig. 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 kablet kan udnyttes fuldt ud i 2018.

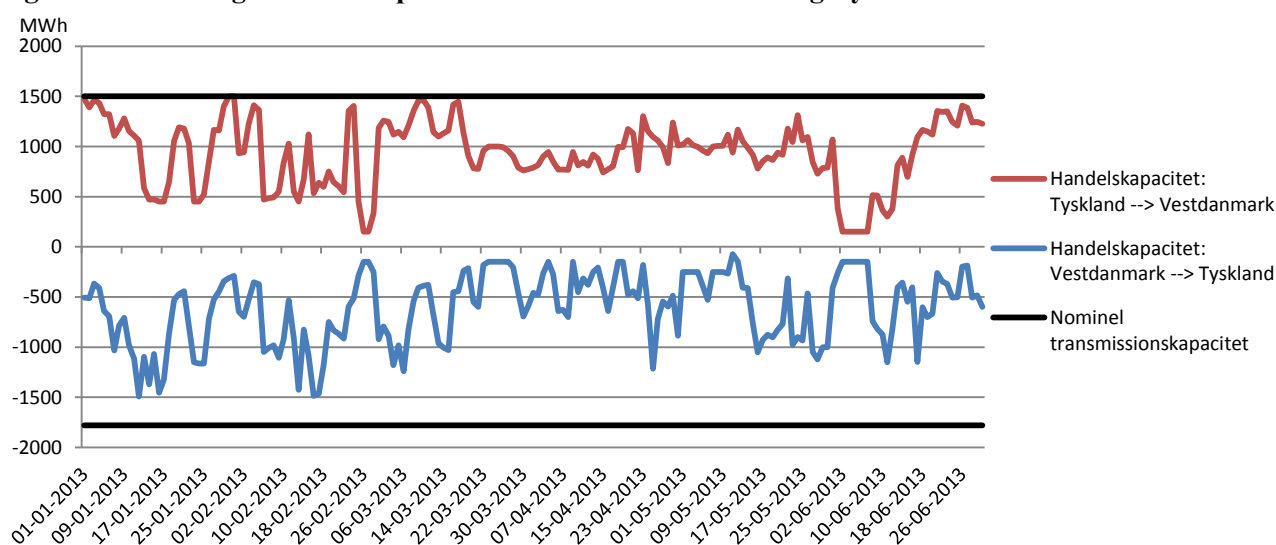
Figur 20: Udvikling i handelskapaciteten over Storebælt samt mellem Jylland og Norge

Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) og Skagerrak-forbindelsen (DK1-NO2). De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er importhandelskapaciteten og negative værdier er eksporthandelskapaciteten.

64. Handelskapaciteten på forbindelsen Vestdanmark-Tyskland har igen i 1. halvår 2013 haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed for markedet, jf. figur 21. Der var i gennemsnit omkring 34 pct. af kapaciteten tilgængelig for markedet i retningen fra Danmark til Tyskland, mens der var 62 pct. af kapaciteten tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

65. Sekretariatet mener ikke det er hensigtsmæssigt, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland stadig er så lav sammenlignet med de andre danske udlandsforbindelser. Sekretariatet er sammen med Energinet.dk i dialog med BundesnetzAgentur og TenneT (tysk TSO) om muligheden for forbedring af kapacitetssituationen.

Figur 21: Udvikling i handelskapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland

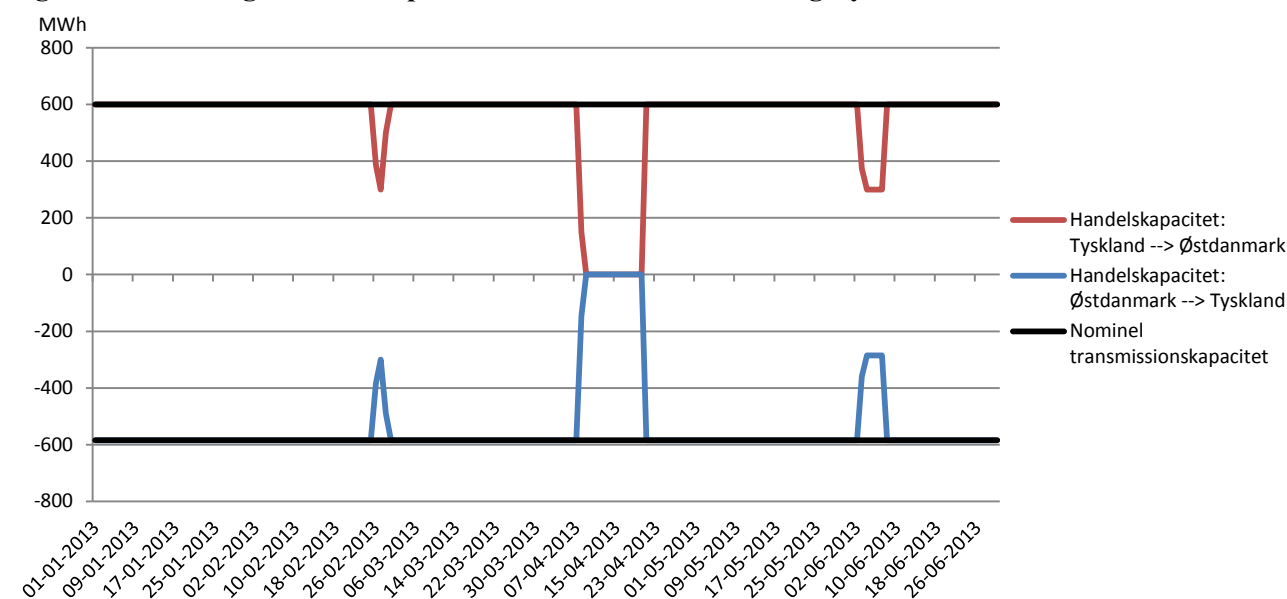
Kilde: Energinet.dk.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (Jylland) og Tyskland. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er importhandelskapaciteten og negative værdier er eksporthandelskapaciteten.

66. Der har på Kontek-forbindelsen (Østdanmark og Tyskland) været en væsentlig højere andel af kapaciteten til rådighed for markedet, end det er tilfældet for den jyske forbindelse til Tyskland.

67. I 1. halvår 2013 har der kun været få perioder med begrænset kapacitet mellem Østdanmark og Tyskland. Der har gennemsnitligt været 91 pct. af den maksimale kapacitet været til rådighed for markedet, jf. figur 22.

Figur 22: Udvikling i handelskapaciteten mellem Østdanmark og Tyskland



Kilde: Energinet.dk.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Østdanmark (Sjælland) og Tyskland. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er importhandelskapaciteten og negative værdier er eksporthandelskapaciteten.

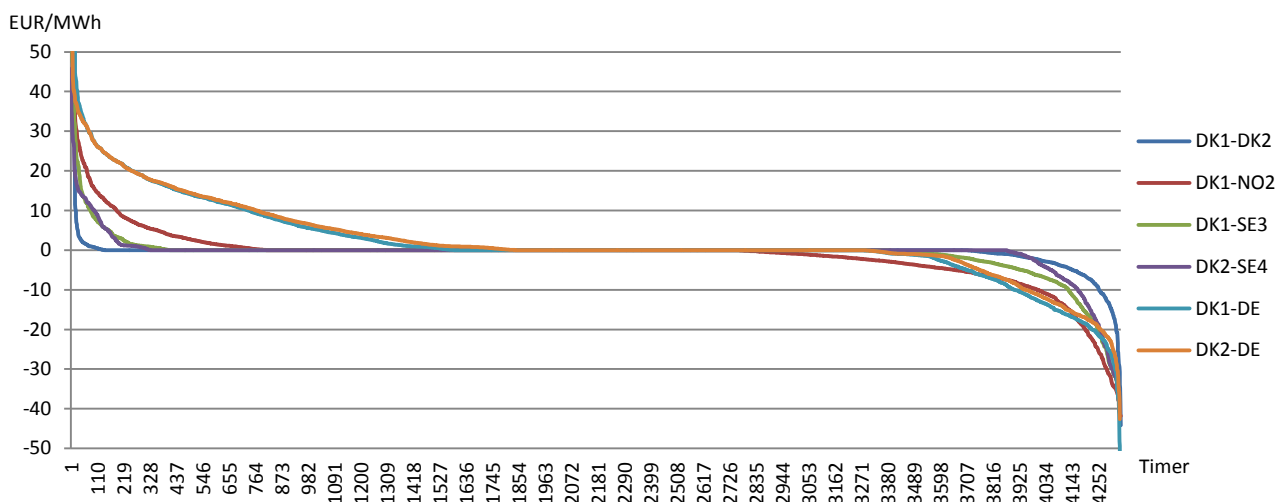
11 Flaskehalse

68. Der har været færrest flaskehalse på den elektriske Storebæltsforbindelse i 1. halvår 2013, jf. figur 23. Varighedskurven viser, at prisen i Vestdanmark var højere end prisen i Østdanmark i 139 timer, mens prisen var højest i Østdanmark i 638 timer af halvåret. I den resterende tid (3567 timer, hvilket er svarende til 82 pct. af tiden) var der ens priser i Danmark.

69. På Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) var der ens priser i 45 pct. af tiden i 1. halvår 2013, hvor prisen hovedsageligt var højest i Norge den resterende tid, jf. figur 23.

70. På de danske udlandsforbindelser til Sverige har der været en højere grad af ens priser, jf. figur 23. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var der ens priser i 82 pct. af tiden. I den resterende tid har prisen været højest i Sverige i 11 pct. af tiden, mens prisen i Vestdanmark var højest i cirka 8 pct. af tiden. På Kontiskanforbindelsen (DK1-SE3) har der været ens priser i 68 pct. af tiden, hvor prisen hovedsageligt var højest i Sverige den resterende tid, jf. figur 23.

71. På de danske udlandsforbindelser til Tyskland har prisen været ens i 30 – 36 pct. af tiden i 1. halvår 2013. I den resterende tid har der været flaskehalse, hvor de danske spotpriser hovedsageligt været højest. I 1644 timer (38 pct.) har prisen været højere i Vestdanmark end Tyskland, jf. figur 23. I Østdanmark har prisen været højere end den tyske spotpris i 1886 timer (43 pct.).

Figur 23: Varighedskurve for flaskehalse mellem prisområder

Kilde: Energinet.dk, sekretariatets egne beregninger

Note: Varighedskurve for flaskehalse mellem prisområderne for 1. halvår 2013, opgjort i EUR/MWh. *Eksempel på aflæsning:* 1 139 timer har prisen været højere i Vestdanmark (DK1) i forhold til Østdanmark (DK2). I 638 timer har prisen været højest i Østdanmark og i 3567 timer har prisen været ens i Danmark. *Bemærk:* Vestdanmark havde høje priser d. 7. juni 2013 i fem timer (1.900 – 2.000 EUR/MWh), jf. case study [Nr3](#). Prisforskellene mellem Vestdanmark og Østdanmark(DK2) / Norge2(NO2) / Sverige3(SE3) / Tyskland(DE) overgår i denne fem timers periode den prisforskel, der tillades aftegnet i figur 23.

72. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved prisforskelle, hvilket er prisforskellen multipliceret med den fysiske udveksling. Der er færrest flaskehalsindtægter på den elektriske Storebæltsforbindelse, hvilket skyldes, at priserne i Vestdanmark og Østdanmark i størstedelen af tiden er ens.

73. På de danske udlandsforbindelser til Sverige og Norge har der været flest flaskehalsindtægter på Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) i 1. halvår 2013. Det skyldes især store prisforskelle ved flaskehalse og en høj udnyttelsesgrad på overføringsforbindelsen.

74. På udlandsforbindelserne til Tyskland har der været flest flaskehalsindtægter på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, jf. tabel 3. Flaskehalsindtægterne for årsauktioner på forbindelsen DK1-DE har holdt et nogenlunde stabilt niveau, mens der har været større udsving i flaskehalsindtægter på månedsauktionerne.

Tabel 3: Flaskehalsindtægter

Forbindelse	Januar 2013	Februar 2013	Marts 2013	April 2013	Maj 2013	Juni 2013
DK1 – DK2	74.000	78.000	564.000	327.000	204.000	103.000
DK1 – NO2	2.837.000	1.134.000	3.994.000	3.497.000	1.936.000	8.086.000
DK1 – SE3	727.000	432.000	1.518.000	258.000	283.000	1.151.000
DK2 – SE4	1.277.000	1.265.000	3.100.000	264.000	386.000	111.000
DK2 – DE	1.904.000	2.257.000	2.426.000	1.743.000	2.736.000	2.898.000
DK1 – DE	2.897.000	3.217.000	3.540.000	4.350.000	4.472.000	4.596.000
DK1 – DE: Månedsauktion	365.000	308.000	353.000	298.000	672.000	179.000
DK1 – DE: Årsauktion	714.000	645.000	713.000	651.000	674.000	691.000

Kilde: Energinet.dk

Note: Flaskehalsindtægter per overføringsforbindelse, opgjort i EUR. Afrundet til nærmeste tusinde,

12 Markedskobling

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

76. For at vurdere markedskoblingen for danske overføringsforbindelser sammenlignes spotpriser med den planlagte udveksling af elektricitet, da disse 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.

77. På den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) har der været korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. det har været planlagt at elektriciteten skulle sendes fra lavprisområdet til højprisområdet, i 1. halvår 2013, jf. tabel 4. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i Østdanmark, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet Vestdanmark til højprisområdet Østdanmark. Det manglende flow ved prisforskellene skyldes planlagt vedligeholdelse på forbindelsen.

78. Der har ikke været problemer med Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) og Kontiskan forbindelsen (DK1-SE3) i 1. halvår 2013, da tilfældene med forkert planlagt flow ved prisforskelle har været på grund af ramping¹. Ramping-betingelserne gjorde det hermed ikke muligt at planlægge flow fra lavprisområdet til højprisområdet, da ramping betyder, at 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.

79. Der har været planlagt korrekt flow ved flaskehalse på Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i hele perioden, jf. tabel 4.

80. 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 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, hvilket kan medføre, at det planlagte flow i stedet 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.

81. 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. Ved priskobling er der én prisberegning for hele regionen baseret på én fælles prisberegningsskema, der bruges af alle regionens elbørser. Det skal sikre samfundsøkonomisk korrekte udvekslinger 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 4: Planlagt handel på overføringsforbindelserne ved flaskehalse

Forbindelse	Planlagt flow ved prisforskelle	Januar 2013 Pct. – timer		Februar 2013 Pct. – timer		Marts 2013 Pct. – timer		April 2013 Pct. – timer		Maj 2013 Pct. – timer		Juni 2013 Pct. – timer	
DK1 – DK2	Korrekt flow	100%	95	59%	72	100%	189	100%	94	56%	74	50%	73
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	41%	51	0%	0	0%	0	44%	57	50%	72
DK1 – NO2	Korrekt flow	95%	398	97%	343	96%	447	97%	455	95%	349	96%	304
	Forkert flow	5%	22	3%	10	4%	19	3%	16	5%	17	4%	13
	Manglende flow	0%	0	0%	1	0%	2	0%	0	1%	2	0%	1
DK1 – SE3	Korrekt flow	87%	219	75%	182	90%	341	73%	124	73%	133	72%	107
	Forkert flow	12%	31	10%	24	10%	37	5%	9	9%	17	8%	12
	Manglende flow	1%	3	16%	38	1%	3	22%	38	18%	33	20%	29
DK2 – SE4	Korrekt flow	100%	156	100%	170	100%	269	100%	71	100%	90	100%	42
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
DK1 – DE	Korrekt flow	95%	387	96%	430	92%	391	95%	477	96%	470	96%	502
	Forkert flow	5%	19	4%	18	6%	27	5%	26	4%	18	4%	21
	Manglende flow	0%	0	0%	2	1%	6	0%	1	0%	1	0%	2
DK2 - DE	Korrekt flow	94%	432	96%	472	90%	402	50%	276	93%	183	96%	536
	Forkert flow	2%	11	2%	9	7%	31	2%	10	3%	18	3%	14
	Manglende flow	4%	17	2%	11	3%	13	48 %	262	4%	19	1%	6

Kilde: Energinet.dk, SET's 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 %.