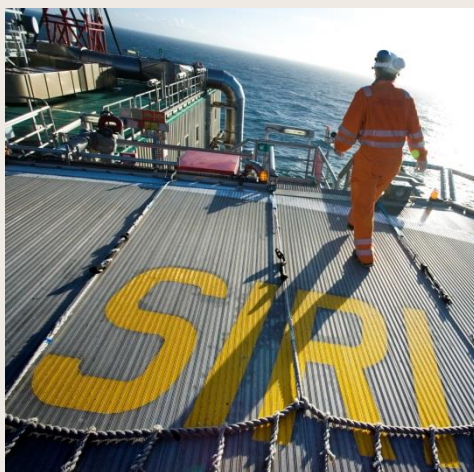




ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – 1. HALVÅR 2016

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATUR- GAS

INDHOLD

1. SAMMENFATNING	3
2. DAY AHEAD-PRISUDVIKLING	4
3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT	6
4. LAGER.....	9
5. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY	11
6. ELLUND.....	15
7. ORDLISTE	18
8. APPENDIKS	20

Forsidebilleder

Billederne af Nybro gasbehandlingsanlæg og Siri-plattformen er lånt af DONG Energy
Billedet af Stenlille gaslager er lånt af Energinet.dk

1. SAMMENFATNING

1. Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs har været relativt lave i 1. halvår 2016. Gennemsnitsprisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordic (GPN) var 39 pct. lavere end samme periode i 2015 og 37 pct. lavere end gennemsnitsprisen for 1. halvår i perioden 2009 til 2015. De lave gaspriser kan i nogen grad forklares af et stort udbud af gas i Europa, relativt milde temperature samt lave oliepriser. Spotprisen på GPN har med et gennemsnit på 13,72 EUR/MWh samlet set været lavest i 1. halvår 2016 efterfulgt af nederlandske TTF med en gennemsnitlig pris på 14,02 EUR/MWh. Gennemsnitspriserne på de tyske gashubs Gaspool og NCG var hhv. 14,30 og 14,21 EUR/MWh.

2. Den samlede produktion af naturgas i den danske del af Nordsøen i 1. halvår 2016 udgjorde 2.184 mio. m³, hvilket er et lille fald sammenlignet med 1. halvår 2015. Produktionen har henover 1. halvår 2016 været relativt konstant, hvilket adskiller sig fra det typiske sæsonbetonede mønster med lavere produktion om sommeren. I marts 2016 meddelte DONG Energy, at kontrakten med leverandørkonsortiet om platformen til Hejre-feltet ophæves, og at det ikke vides, hvornår feltet vil kunne producere den første naturgas. I april 2016 meddelte Maersk Oil, at Tyra-komplekset lukkes ned 1. oktober 2018, hvis der ikke findes en rentabel løsning på genopbygning af komplekset. Det danske forbrug var med 1.678 mio. nm³ i 1. halvår 2016 på samme niveau som i 1. halvår 2014 og 2015.

3. Fyldningsgraden i danske gaslagrene har i 1. halvår 2016 fulgt det typiske mønster og ligget omkring normalen, mens fyldningsgraden i de europæiske gaslagre har ligget en smule under. Perioden startede med en fyldningsgrad på 82 pct. og sluttede på 38 pct. Udviklingen i fyldningsgraden i de europæiske gaslagre har været meget lig den danske, men niveauet har generelt ligget under den danske fyldningsgrad.

4. I 1. halvår 2016 oplevede Gaspoint Nordic den største stigning i gashandel siden børsens etablering i 2008. Der blev handlet 12,7 TWh i årets første seks måneder, hvilket er en stigning på 54 pct. sammenlignet med 2015. Day-ahead-produktet er fortsat det mest handlede og udgjorde 66 pct. af den samlede handlede volumen. I juli 2016 solgte Energinet.dk sin ejerandel i Gaspoint Nordic til EEX Group, som nu ejer børsen 100 pct.

5. Der har i en periode været en tendens til, at flowet af gas over den dansk-tyske grænse i Ellund ikke fulgte prissignalerne i Danmark og Tyskland. I 1. halvår 2016 var de danske spotpriser – noget atypisk – lavere end de tyske spotpriser 95 pct. af dagene. Prisforskellene var dog relativ små. I 1. halvår 2016 var der nettoeksport 55 pct. af dagene. I 49 pct. af dagene var der mulighed for at opnå en eksportgevinst, når alene volumentariffen indregnes. Flowet var således i 1. halvår 2016 i større overensstemmelse med prissignalerne i Danmark og Tyskland.

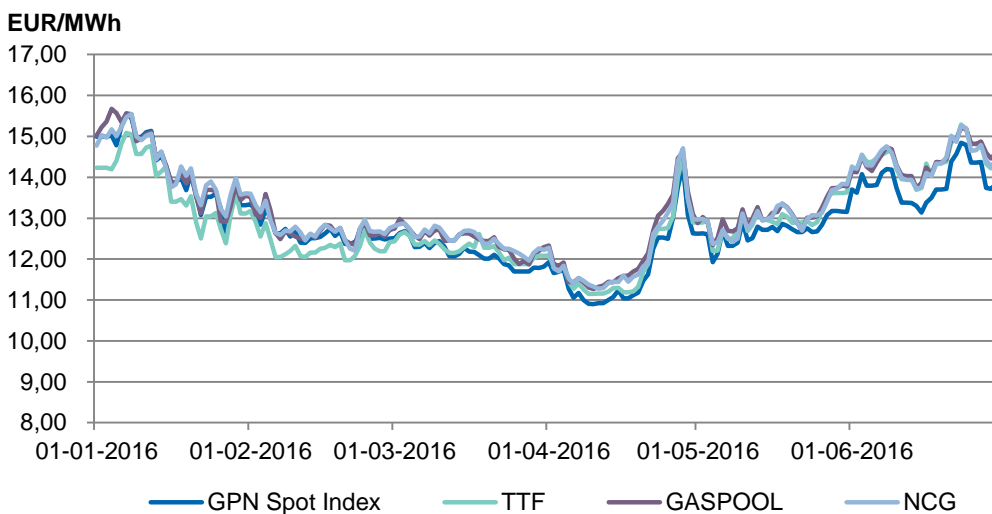
2. DAY AHEAD-PRISUDVIKLING

6. Generelt har gaspriserne på de nordvesteuropæiske gashubs været lave i 1. halvår 2016 relativt til de seneste år. I april 2016 nåede prisen på den danske gasbørs ned på 10,90 EUR/MWh, hvilket er det laveste niveau siden december 2009.

7. Prisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordics (GPN) Spot Index havde et gennemsnit på 13,72 EUR/MWh i 1. halvår 2016. I årene 2009-2015 var gennemsnitsprisen for 1. halvår på den danske gasbørs mellem 15,56 og 29,20 EUR/MWh.

8. GPN Spot Index har samlet set været lavest i 1. halvår 2016 efterfulgt af nederlandske TTF med en gennemsnitlig pris på 14,02 EUR/MWh. I 1. kvartal 2016 var prisen på TTF generelt lavest, mens prisen på GPN Spot Index generelt var lavest i 2. kvartal. Gennemsnitspriserne på de tyske gashubs Gaspool og NCG var hhv. 14,30 EUR/MWh og 14,21 EUR/MWh.

FIGUR 1 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET, 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool

9. Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs har været faldende i 1. kvartal 2016 og stigende i 2. kvartal 2016, jf. figur 1. Samlet set slutter priserne i 1. halvår 2016 en smule under startniveauet i perioden. Den nedadgående prisudvikling i 2015 og 1. halvår 2016 kan i høj grad forklares af lave oliepriser, relativt milde vintertemperature samt et stort udbud af gas i Europa. Gasimporten i Europa har været markant højere i denne periode, særligt fra Rusland og Algeriet, end i tidligere år.¹

¹ DG Energy, Quarterly report on European Gas Markets (fourth quarter of 2015 and first quarter of 2016)

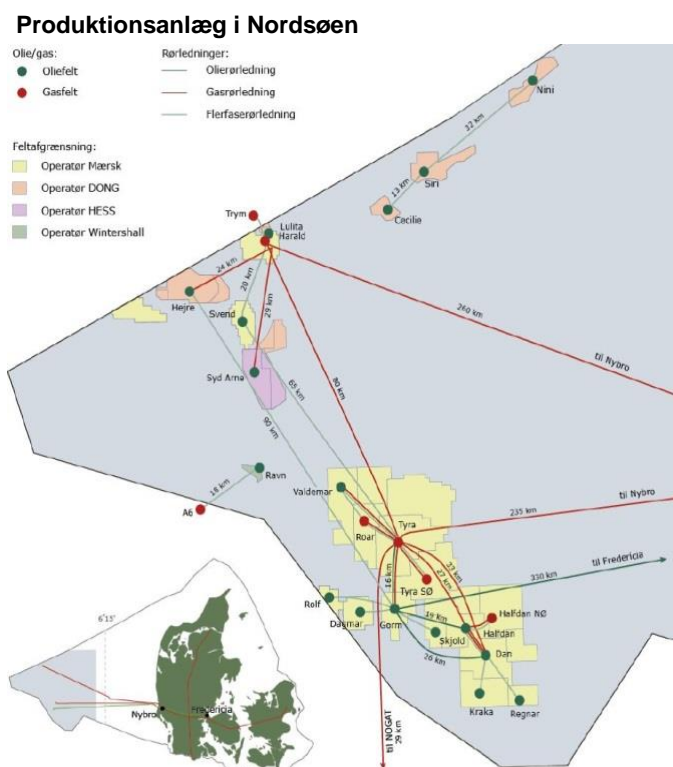
CASE STUDY | TYRA KOMPLEKSET I NORDSØEN

Tyra komplekset behandler naturgas for langt de fleste gasfelter i Nordsøen², hvilket svarer til ca. 90 pct. af den ilandførte danske produktion. Gasfeltet Tyra stod i 2015 for 29 pct. af den danske produktion af naturgas i Nordsøen.³

I 2015 var den årlige danske produktion 4.354 mio. nm³, mens der i samme periode blev forbrugt 3.006 mio. nm³ på det danske marked. Til sammenligning udgjorde importen i 2015 624 mio. nm³, som primært kom fra det norske gasfelt Trym, der er forbundet til det danske opstrømssystem i Nordsøen.

Lukning af Tyra komplekset

Tyra komplekset drives af Maersk Oil på vegne af DUC-parterne. Tyra komplekset har, ifølge Maersk Oil, nået enden på sin operationelle levetid grundet en kombination af over 30 års produktion og synkende undergrund. Dette har resulteret i mindsket afstand mellem platformen og havet, hvilket påvirker sikkerhedssituationen.



Kilde: Energistyrelsen

I april 2016 meddelte Maersk Oil derfor, at Tyra komplekset lukkes ned 1. oktober 2018, hvis der ikke i løbet af 2016 findes en rentabel løsning for at genopbygge og fortsætte driften af komplekset. Hvis der findes en rentabel løsning, lukkes Tyra komplekset i 2018-2021 for at blive genopbygget.

Vurdering af den nye forsyningssituation

Energinet.dk har analyseret en ny forsyningssituation, hvor Tyra komplekset lukkes ned fra 2018-2021 i forbindelse med en genopbygning⁴. Det konkluderes, at der fortsat vil være robust forsyning til det danske og svenske gasmarked. Reduktionen af gas fra Nordsøen vil dog gøre systemet mindre fleksibelt og mere sårbart overfor nedbrud end hidtil.

Energinet.dk vil træffe foranstaltninger i relation til markedet og infrastrukturen for at sikre maksimal kapacitet. Situationen vil desuden kræve forberedelse og overvågning fra Energinet.dk og markedsaktører for at sikre gasforsyningen.

² Tyra komplekset omfatter offshoreanlæg på felterne Tyra, Roar, Valdemar, Tyra Sydøst og Svend, og komplekset modtager gasproduktion fra felterne Harald (inkl. Lulita), Halfdan og Valdemar, Gorm (inkl. Dagmar, Skjold og Rolf) og Dan (inkl. Kraka og Regnar).

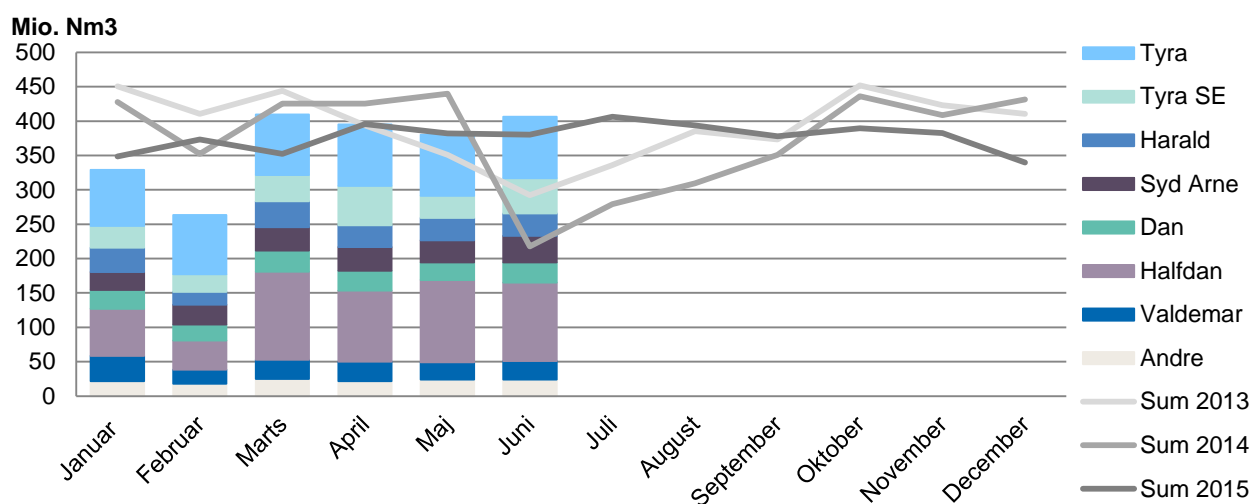
3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT

10. Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen fordelt på 19 gasfelter. Naturgassen transporteres fra Nordsøen ind til Nybro i Vestjylland via to rørledninger, som udgår fra felterne Tyra og Syd Arne.

11. Den samlede produktion af naturgas i 1. halvår 2016 udgjorde 2.184 mio. nm³, hvilket er et fald sammenlignet med 1. halvår 2015. Generelt har produktionen af gas i Danmark været faldende siden 2006. Produktionen har dog været rimelig stabil de seneste to år.

12. Der er i løbet af 1. halvår 2016 opstået uvished om den fremtidige produktion af naturgas. DONG Energy meddelte den 29. marts 2016, at kontrakten med leverandørkonsortiet om platformen til Hejre-feltet ophæves, og at der ikke kan gives en dato for produktionen af den første gas fra Hejre-feltet⁵. Den 4. april 2016 meddelte Mærsk Olie, at Tyra komplekset, som står for 90 pct. af al gas fra Nordsøen, lukkes i 2018 med mindre der findes en rentabel løsning for genopbygning af komplekset (se case study for mere information)⁶.

FIGUR 2 | PRODUKTION AF NATURGAS I DEN DANSKE DEL AF NORDSØEN, 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energistyrelsen

Note: Produktionen fra Igor og Sif indgår i *Halfdan*. Feltet *Andre* er en sum af produktionen i Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Roar, Rolf, Siri, Skjold og Svend. Den aggregerede sum fra danske felter i de forrige år er medtaget som *Sum 2013*, *Sum 2014* og *Sum 2015*.

³ Beregninger foretaget af Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

⁴ Energinet.dk, "Supply and demand 2018-2021 without Tyra", 11. august 2016

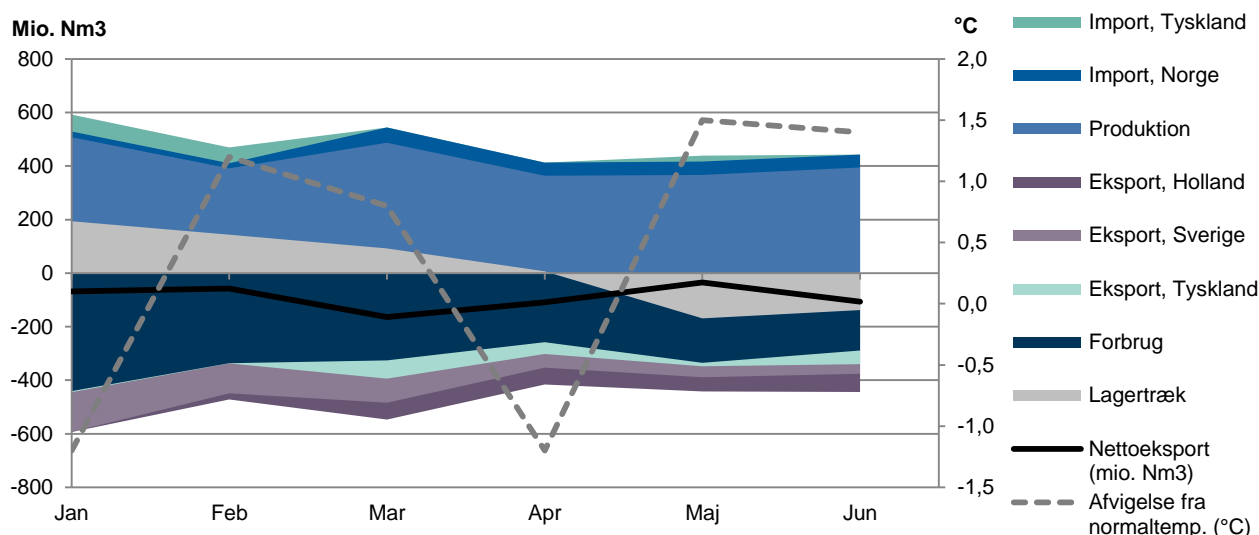
⁵ <http://www.dongenergy.com/da/presse/nyhedsrum/koncernmeddelelser-detajler?omxid=1444460>

⁶ <http://www.maerskoil.com/media/newsroom/pages/futuresolutionfortyrafieldtobeidentifiedthisyear.aspx>

13. Produktionen i 1. halvår 2016 har indtil videre fulgt et atypisk mønster. De seneste år (med undtagelse af 2015, hvor produktionen var relativt konstant året igennem) har der været et sæsonbetonet mønster med mere produktion i vinterhalvåret og mindre i sommerhalvåret, da der typisk foretages vedligeholdelse på gasfelterne om sommeren, hvor forbrug og efterspørgsel ligeledes er lavere. Den tendens ses ikke for 1. halvår af 2016, hvor produktionen er størst i juni og mindst i januar og februar, jf. figur 2. Faldet i produktion fra januar til februar skyldtes primært vedligeholdelse af gasfeltet Tyra.⁷

14. Den største mængde gas blev produceret ved gasfeltet Halfdan, hvor der i 1. halvår 2016 blev produceret 576 mio. nm³ naturgas. Gasfeltet Tyra producerede 524 mio. nm³ naturgas og tilsammen udgjorde produktionen ved Tyra og Halfdan 50 pct. af den samlede gasproduktion af 1. halvår 2016, jf. figur 2.

FIGUR 3 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT, 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energistyrelsen og DMI

Note: Al produktion og import er positive værdier, mens alt forbrug og eksport er negative værdier. Positivt lagertræk i figuren afspejler et forbrug, idet udtræk fra gaslagrene henhører til udbudssiden af energibalancen. Energibalancen kan udtrykkes: Produktion + Import + Lagertræk = Forbrug + Eksport. Afvigelse fra normaltemperaturen angiver dette halvårs gennemsnitlige månedstemperaturen fratrukket normaltemperaturen, som er månedlige gennemsnit for årene 2001-2010.

15. Danmark var i hele 1. halvår 2016 fortsat nettoeksportør af naturgas, jf. figur 3. Eksporten har i 1. halvår 2016 primært været til Sverige med en eksportandel på 51 pct. Den øvrige eksport gik til Holland (29 pct.) og Tyskland (13 pct.). Sammenlignet med 1. halvår 2015, er andelen af gas eksporteret til Sverige i 1. halvår steget, men den absolutte volumen svarer til tidligere år. Den øgede svenske andel

⁷ Markedsinformation fra gasmarketmessage.dk

skyldes en markant reduktion af gas eksporteret til Tyskland, hvor mængden er faldet fra 607 mio. nm³ i 1. halvår 2015 til 181 mio. nm³ i 1. halvår 2016.

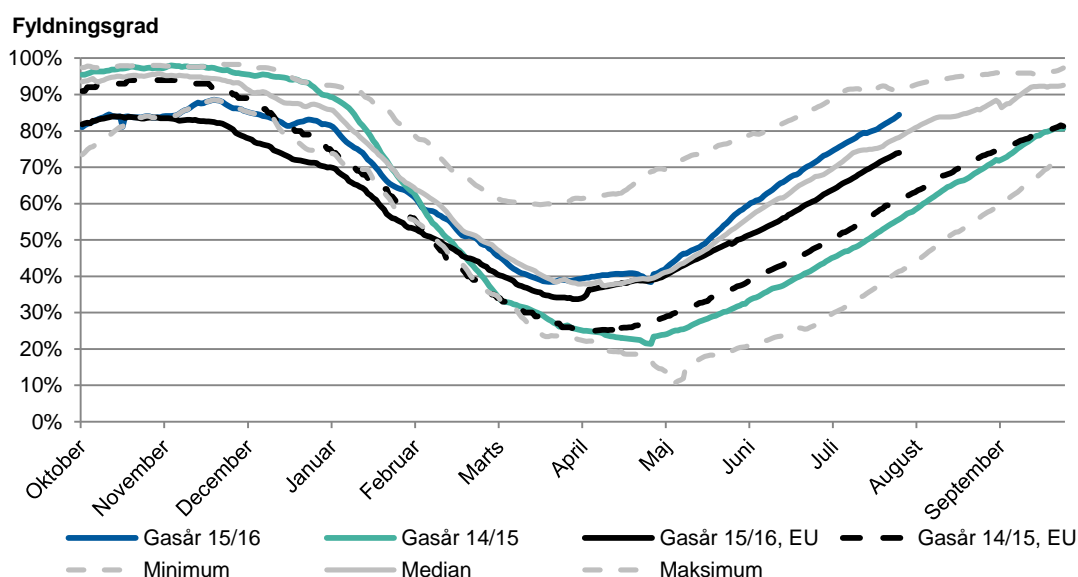
16. Det danske forbrug i 1. halvår 2016 faldt med knap 1 pct. i forhold til 1. halvår 2015. Dermed har forbruget de seneste tre år ligget stabilt på ca. 1.680 mio. nm³ i årets første seks måneder. Temperaturen spiller en rolle i efterspørgslen efter naturgas, da behovet er større, når det er koldt. Da januar 2016 var koldere end i 2015, var forbruget højere i denne måned. De øvrige måneder i perioden lå forbruget under eller på niveau med 2015.

4. LAGER

17. Danmark har to gaslagre, Stenlille på Sjælland og Lille Torup i Jylland. Efter Energinet.dk købte Stenlille af DONG Energy 1. maj 2015 er der blevet etableret ét virtuelt lagerpunkt, hvorfra gas kan injiceres og udtrækkes.

18. I 1. halvår 2016 har fyldningsgraden i de danske gaslagre ligget omkring gennemsnittet for de seneste 10 år. I starten af januar var fyldningsgraden 82 pct., hvilket er syv procentpoint lavere end året før, jf. figur 4. Derfra faldt fyldningsgraden til 38 pct. i slutningen af april, hvilket var det laveste niveau i perioden og 17 procentpoint højere end det laveste niveau i 1. halvår 2015. Fyldningsgraden var i slutningen af juni 71 pct., hvilket er 29 procentpoint højere end samme tid i 2015 og seks procentpoint højere end gennemsnittet for de seneste 10 år.

FIGUR 4 | UDVIKLING I DANSK OG EUROPÆISK LAGERFYLDNINGSGRAD GASÅR 2015/2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk Gaslager og Gas Infrastructure Europe

Note: Den danske lagerfyldningsgrad (Stenlille og Lille Torup) og den gennemsnitlige europæiske lagerfyldningsgrad. Værdierne *Minimum*, *Maksimum* og *Median* er for gasårene 2006-2015 og henviser kun til danske lagerfyldningsgrader. Et gasår er fra 1. oktober til 30. september det efterfølgende år. Data er opgjort på dagsbasis og opgjort i procent af den maksimale lagerkapacitet.

19. Naturgas injiceres typisk i lagrene i sommerhalvåret, så det derefter kan udtrækkes til forbrug i vinterhalvåret, når efterspørgslen er højere. Injektion og udtræk af lagrene sker dog henover hele året. I løbet af april begyndte den positive nettoinjektion i de danske gaslagre, og fra 1. maj 2016 og halvåret ud var der positiv nettoinjektion alle dagene. Udtrækket i vintermånederne og starten på injektionsperioden påvirkes af temperaturen. Januar og april 2016 har været relativt kolde

sammenlignet med tidligere år, hvilket øger behovet for naturgas, mens de øvrige måneder i 1. halvår 2016 har været relativ varme.

20. I 1. halvår 2016 var månedsprisen højere end spotprisen 69 pct. af dagene på den danske gasbørs. Dette kan give markedsaktører incitament til at udskyde udtrækning af gas i håb om højere gaspriser senere.

21. Fyldningsgraden i de danske gaslagre har i 1. halvår 2016 generelt fulgt det normale mønster i modsætning til 1. halvår 2015, hvor fyldningsgraden lå under normalen og viste et atypisk mønster sammenlignet med tidligere år, jf. figur 4.

22. I starten af 1. halvår 2016 var fyldningsgraden i de europæiske gaslagre 71 pct., hvilket er fem procentpoint lavere end året før og ca. 10 procentpoint lavere end fyldningsgraden i de danske gaslagre, jf. figur 4. Fyldningsgraden i de europæiske gaslagre nåede halvårets laveste niveau på 34 pct. i april, hvilket er 8 procentpoint højere end det laveste niveau i 1. halvår 2015. Fyldningsgraden for danske og europæiske gaslagre nærmede sig hinanden omkring maj 2016, men de europæiske gaslagre sluttede med en fyldningsgrad på 61 pct., hvilket er 10 procentpoint lavere end de danske gaslagre.

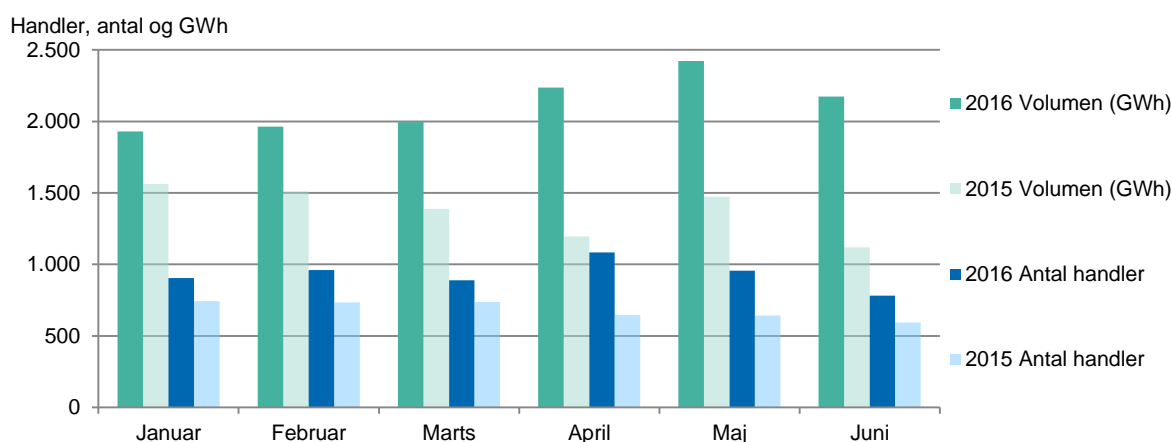
5. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY

23. I Danmark er der to virtuelle handelsfaciliteter. Den danske gasbørs Gaspoint Nordic (GPN) er en handelsfacilitet etableret i 2008 med levering på Exchange Transfer Facility (ETF). Gas Transfer Facility (GTF) er en facilitet, der muliggør bilateral handel med gas og er leveringspunktet for OTC-kontrakter. GTF drives af Energinet.dk og har eksisteret siden 2008.

24. GPN var tidligere ejet af Energinet.dk og EEX (European Energy Exchange), der hver havde en ejerandel på 50 pct., men i juli 2016 købte EEX Energinet.dk's andel.⁸ GPN vil blive en del af handelsplatformen PEGAS⁹, hvilket øger integrationen mellem det danske og øvrige europæiske gasmarkeder.

25. GPN introducerede i 1. halvår 2016 to market markere¹⁰ for within day-markedet og en market maker for month ahead-markedet. Den 1. marts 2016 startede Nature Energy som market maker for within day og month ahead-markederne på alle børsdage¹¹. Den 1. maj startede Danske Commodities som market maker for within day-markedet i weekender og på helligdage¹².

FIGUR 5 | ANTAL HANDLER OG HANDLEDE VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2015 – 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic

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

⁸ <http://www.gaspointnordic.com/1-news/gaspoint-nordic-to-join-the-pegas-platform>

⁹ PEGAS er EEX Groups centrale handelsplatform for naturgas, som giver markedsaktører adgang til produkter og handel med gaskontrakter i belgiske, britiske, franske, hollandske, italienske og tyske markedsområder. Platformen drives af Powernext.

¹⁰ Market makerne er forpligtet til at afgive købs- og salgsordrer indenfor et defineret prisspread på et givent tidspunkt i løbet af handelsdagen.

¹¹ <http://www.gaspointnordic.com/1-news/nature-energy-to-become-market-maker>

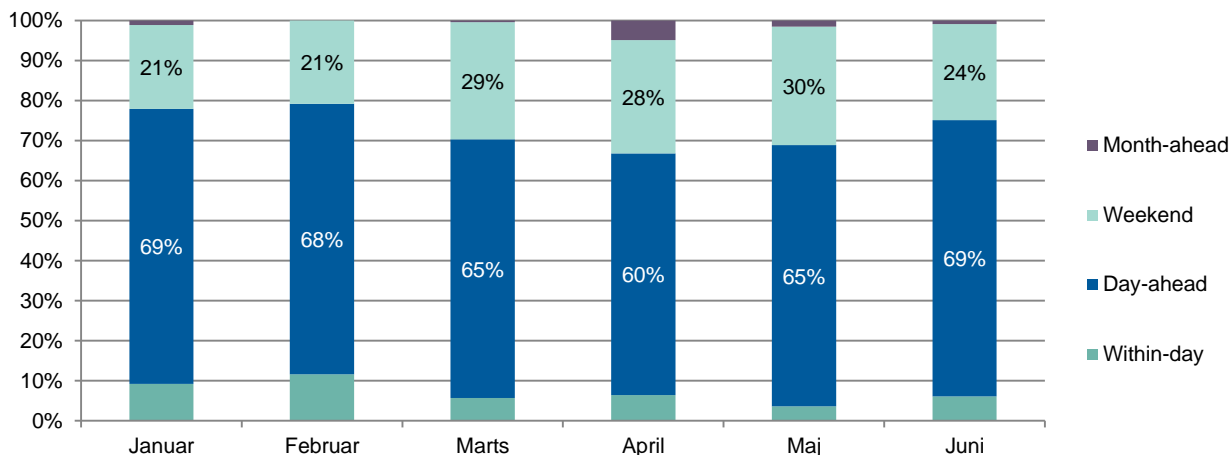
¹² <http://www.gaspointnordic.com/1-news/danske-commodities-as-to-become-market-maker>

26. Siden etableringen af GPN i 2008 har andelen af den handlede gas på GPN i forhold til GTF været stigende. I 1. halvår 2016 udgjorde handlen på GPN 77 pct. af den samlede handlede volumen på GTF og GPN, hvilket er en markant stigning siden 2010, hvor andelen var 12 pct.

27. I 1. halvår 2016 blev der handlet 12.720 GWh på GPN fordelt på i alt 5.577 handler. Der var flest handler i de sidste tre måneder, og handlet volumen var ligeledes højest i maj og juni, jf. figur 5. Handlen på den danske gasbørs GPN har været markant stigende de seneste år, og handel målt på volumen er steget 54 pct. i 1. halvår 2016 i forhold til 1. halvår 2015. Udsigterne for 2016 er således, at den samlet handlede volumen vil overstige den samlede handlede volumen for 2015. Trods den stigende udvikling er det danske marked for naturgas stadig beskedent sammenlignet med nærliggende markeder. I 2015 udgjorde summen af handlen på GPN og GTF blot 1,8 pct., 1,5 pct. og 0,6 pct. af handlen på de største europæiske gashubs, dvs. Gaspool, NCG og TTF.¹³

28. Den handlede volumen i 1. halvår 2016 er højere for alle måneder sammenlignet med 2015, jf. figur 5. Desuden var den handlede volumen per handel højere i alle måneder undtagen februar, som var på niveau med 2015. I april var den handlede volumen næsten fordoblet i forhold til 2014, med en stigning på 86 pct., samtidig med at antallet af handler steg markant.

FIGUR 6 | HANDLET VOLUMEN FORDELT PÅ PRODUKT, 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic

Note: Udviklingen i handlet volumen allokere på produkt. Data er opgjort på månedsbasis. *Month-ahead*: Gas til levering den efterfølgende måned. *Weekend*: Gas til levering lørdag og søndag. *Day-ahead*: Gas til levering næste dag. Kan handles op til tre dage inden levering. *Within-day*: Gas til levering samme dag som kontrakten indgås.

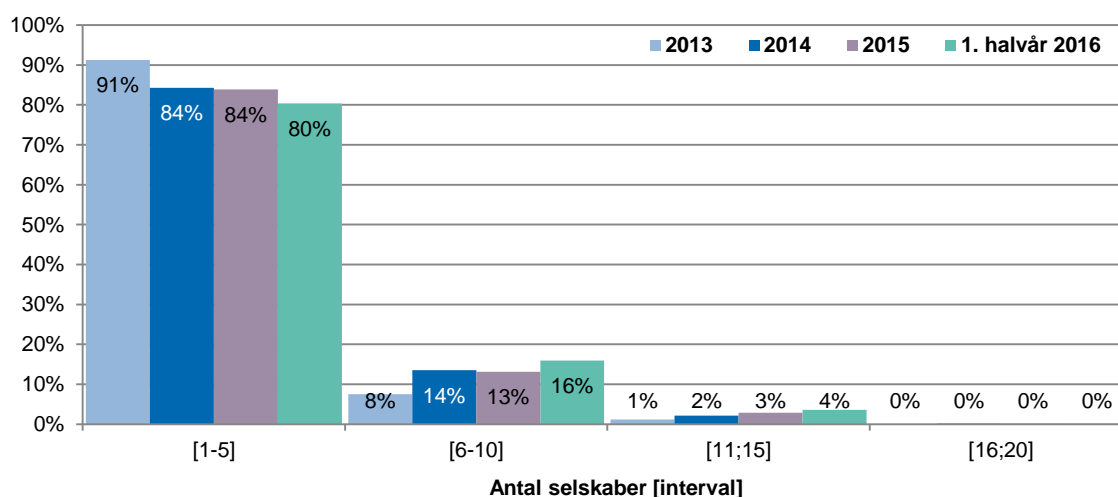
29. Det er i 2016 muligt at handle med fire forskellige produkter på GPN. Within day-produktet er gas, der leveres samme dag som det handles, og day ahead-

¹³ Gaspool, NCG, Gasunie NL, Gaspoint Nordic og egne beregninger.

produktet er gas, der leveres dagen efter handlen er eksekveret. Herudover er der weekend-produktet, der leveres lørdag og søndag, samt et month ahead-produkt, som leveres hver dag i måneden efter købet er foretaget.

30. Der handles fortsat mest day-ahead på GPN, både hvad angår antallet af handle og i den handlede volumen, jf. figur 6. I 1. halvår 2016 var godt 91 pct. af den handlede volumen day ahead og weekend. Handlet volumen med within day og månedsproduktet er begrænset og dækker hhv. 7 og 1,5 pct. af den samlede handlede volumen. Dog er andelen for within day-handel steget fra 4,5 pct. i 1. halvår 2015, hvilket skyldes en markant stigning i handlet volumen på ca. 225 pct.

FIGUR 7 | FORDELING AF MARKEDSANDELE PÅ ETF OG GTF (SALG), 2013 – 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og GTF.

Note: Akkumulerede markedsandele for aktører på Gaspoint Nordic og GTF. Intervallerne er udarbejdet således, at intervallet [1-5] består af de fem mest handlende aktører og nedefter.

31. De fem aktører med størst markedsandel stod i 1. halvår 2016 for 80 pct. af salget på ETF og GTF, mens dette tal var 91 pct. i 2013. De næste fem aktører på markedet har i 1. halvår 2016 16 pct. af salget, hvilket er en fordobling i forhold til deres markedsandel i 2013, hvor andelen var på 8 pct.

32. Det danske engrosmarked for gas er, jf. figur 7, præget af få aktører med relativt høje markedsandele. Siden den danske gasbørs åbnede i 2008 har det været lettere for aktører at indtræde på markedet, men det er fortsat få aktører, der står for størstedelen af handlen på GPN.

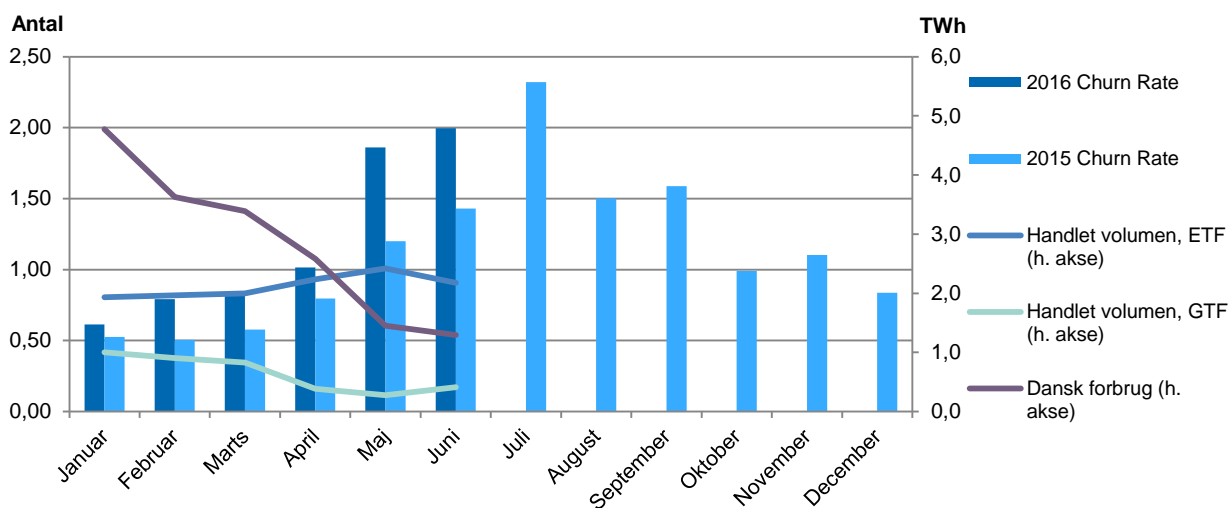
33. Herfindahl-Hirschmann indeks (HHI) er et mål for konkurrencen på markedet. HHI beskriver markedsconcentrationen i forhold til aktørers markedsandele¹⁴. Der

¹⁴ HHI er summen over kvadrerede markedsandele for aktørerne på markedet. HHI kan dermed variere i intervallet [0;10.000], hvor 10.000 angiver monopol på markedet og 0 angiver fuldkommen konkurrence.

er som en generel regel en høj markedskoncentration, når HHI overstiger 1.800. De seneste år har HHI for ETF og GTF været faldende. Denne udvikling fortsætter i 1. halvår 2016, hvor HHI for købte og solgte handler på GPN og GTF er 1.055, hvilket er en reduktion i forhold til HHI på 1.250 i 2015.

34. Churn rate er et mål for, hvor mange gange naturgassen er blevet handlet, inden den bliver brugt. En højere churn rate betragtes som udtryk for en højere likviditet på markedet¹⁵. Generelt er der en relativ lav churn rate på det danske marked, og i 1. halvår 2016 lå den mellem 0,6 og 2,0, jf. figur 8. Churn rate er højst om sommeren, hvor forbruget også er lavest.

FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDLEDE VOLUMEN OG CHURN RATE (FORBRUG) PÅ DE DANSKE GASHUBS (ETF OG GTF), 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk

Note: Udvikling i handlet volumen og churn rate (forbrug), der beskriver antallet af gange, som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. ETF (Exchange Transfer Facility) er leveringspunkt for alle handler på Gaspoint Nordic. GTF (Gas Transfer Facility) er leveringspunkt for alle OTC-handler.

35. Sammenlignet med 1. halvår 2015 er churn rate noget højere i alle måneder i 1. halvår 2016. Denne udvikling kan forklares af en stigning på 34 pct. i den handlede volumen i 1. halvår 2016 sammenlignet med samme periode i 2015. I samme periode har forbruget været relativt konstant.

36. Den samlede handel på GTF og ETF var i 1. halvår 2016 på godt 16,5 TWh. ETF stod for 78 pct. af den handlede volumen, da handlen på Gaspoint Nordic er steget med 68 pct. sammenlignet med 1. halvår 2015. I samme periode er den handlede volumen på GTF faldet med ca. 20 pct.

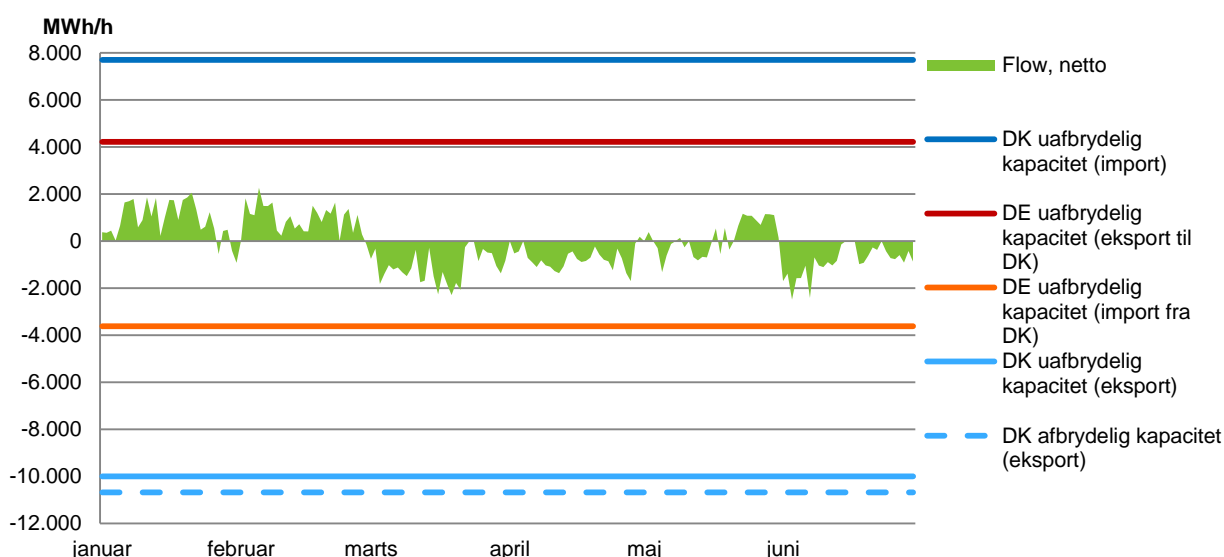
¹⁵ Churn rate kan defineres enten i forhold til forbrug eller i forhold til levering af gas i exitzonen (throughput). Her beregnes den handlede mængde naturgas i forhold til det danske forbrug og er derfor større eller lig 0.

6. ELLUND

37. Kapaciteten til at importere gas fra Tyskland ved entry-punktet Ellund blev fra 2013 til 2015 udbygget på den danske side af grænsen. Fra 1. januar 2016 blev udbygningen færdiggjort, så det er muligt at transportere 4.215 MWh i timen til Danmark på uafbrydelige vilkår.¹⁶ Kapaciteten til at eksportere gas til Tyskland blev i 2015 udbygget og øget på både den danske og tyske side.

38. Den 5. juli 2016 meddelte Energinet.dk, at kapaciteten på den danske side til at eksportere gas til Tyskland midlertidigt reduceres til det halve, hvilket vil påvirke markedet i juli, august og september 2016. Reduktionen skyldes en kombination af injektion af biogas i det danske transmissionssystem og forskelle i den hhv. danske og tyske specifikation til oxygenindholdet i naturgas.¹⁷

FIGUR 9 | NETTOFLOW OG KAPACITETER I ELLUND, 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk og ENTSOG

Note: 1) Viser nettoflow i entry/exitpunktet Ellund mellem Danmark og Tyskland, samt maksimale kapaciteter (afbrydelig og uafbrydelig) på både dansk og tysk side. Positive værdier er import og negative værdier er eksport. 2) Den uafbrydelige kapacitet på den danske side af Ellund (dansk Ellund exit) i sydgående retning mod Tyskland er på 10.000 MWh i timen på uafbrydelige vilkår og yderligere 684 MWh i timen på afbrydelige vilkår. Den tyske transmissionskapacitet (tysk Ellund entry) 3.622 MWh i timen på uafbrydelige vilkår. Desuden sælges der "uendelig" afbrydelig kapacitet. Ved uafbrydelige vilkår er transportkunden sikker på at få sin gasleverance. Transportkunder med en kapacitetsaftale på afbrydelige vilkår er ikke sikre på at få leveret gas.

39. I 1. halvår 2016 har flowet de fleste dage været sydgående, da der 55 pct. af dagene har der været nettoeksport af gas fra Danmark til Tyskland, jf. tabel 1.

¹⁶ Energinet.dk "Redegørelse for gasforsyningsikkerhed 2015" og Gasunie Deutschland Transparency Platform

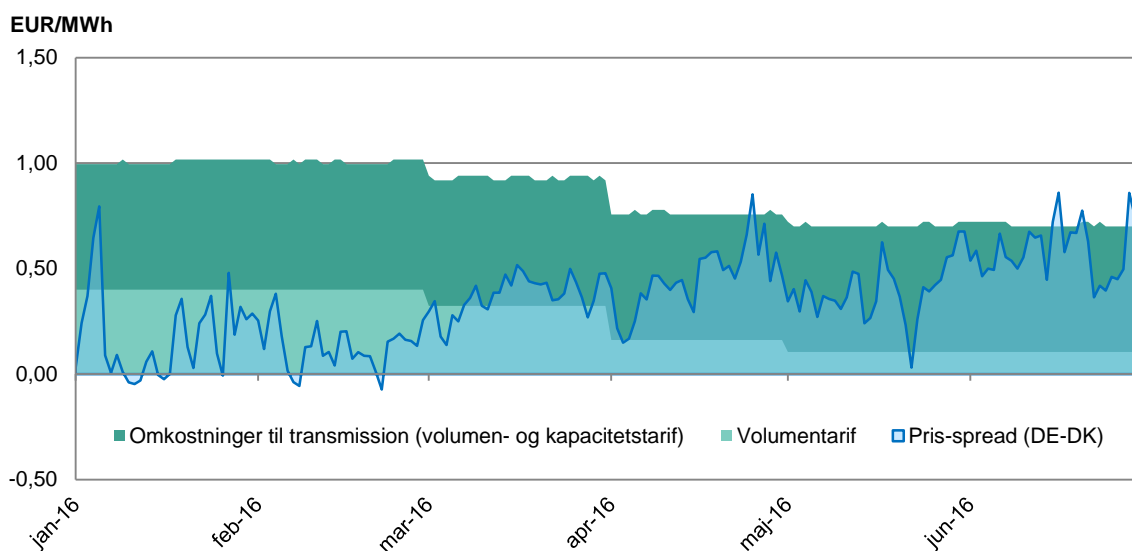
¹⁷ Gas market message fra 1. juli 2016, Gasmarketmessage.dk

Figur 9 viser, at flowet i januar og februar 2016 primært var nordgående (nettoimport), mens flowet hovedsageligt var i sydgående retning (nettoeksport) de øvrige måneder.

40. Der har ikke været fysiske afbrud i 1. halvår 2016, og flowet i begge retninger har ikke oversteget den uafbrydelige kapacitet i hverken Danmark eller Tyskland, jf. figur 9. Der har dermed ikke været risiko for kommercielle afbrud i 1. halvår 2016.

41. I 1. halvår 2016 var prisforskellene mellem den danske spotpris og de tyske spotpriser under 0,5 EUR/MWh 78 pct. af dagene i perioden, og forskellen var gennemsnitligt 0,36 EUR/MWh. Dette er relativt lavt og gjorde også sig gældende i 2015, hvor prisforskellene var under 0,5 EUR/MWh 98 pct. af dagene¹⁸. De lave prisforskelle indikerer en forbedret markedsintegration. Den danske spotpris var lavere end de tyske spotpriser 95 pct. af dagene i 1. halvår 2016.

FIGUR 10 | PRISSPREAD OG OMKOSTNINGER VED EKSPORT I ELLUND, 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk.

Note: Figuren viser de tidspunkter, hvor der potentielt kunne opnås en gevinst ved at eksportere gas til det tyske gasmarked (NCG eller GUD). Figuren viser forskellen mellem priserne på den danske gasbørs og de tyske gashubs. En positiv pris indikerer, at den tyske gaspris er højere end den danske. De dage, hvor der forventes at være gevinst ved eksport, er de dage, hvor pris-spread overstiger omkostningerne. Den tyske pris er den højeste pris fra de to gashubs, NCG og GUD, når omkostningen til transport til det enkelte handelsområde er fratrukket. Omkostninger til transmission indeholder exit-kapacitet i dansk Ellund, entry-kapacitet i tysk Ellund (der afhænger af handelsområde) samt en volumenbetaling i dansk Ellund exit for transporteret volumen. Der antages dagskapacitet.

42. Når et selskab transporterer gas fra Danmark til Tyskland, skal der betales en kapacitetstarif for at få gassen ud af det danske system og en kapacitetstarif for at få gassen ind i det tyske system. Kapacitetstariffen betales for den mængde gas,

¹⁸ Se eventuelt historisk pris-spread figur A2 i appendiks.

selskabet forventer at transportere. Herudover betales der en volumentarif for den mængde gas, der faktisk transporteres ud af Danmark. Det kan antages, at selskaber med længere aftaler på reserveret kapacitet anser kapacitetstariffen som ”sunk cost” og derfor kun medregner volumentariffen, når der træffes beslutninger om der skal eksporteres eller ej.

43. I figur 10 vises volumentariffen som det turkise felt, mens den samlede omkostning til transmission angives af det blå skraverede felt. Hvis kapacitetstariffen medtages som en omkostning og ikke anses som ”sunk cost”, var der 6 dage i 1. halvår 2016, hvor prisforskellen mellem Danmark og Tyskland var stor nok til, at der kunne opnås en gevinst ved eksport. I samme periode var der ingen dage, hvor der kunne opnås gevinst ved import.

TABEL 1 | ANDEL AF DAGE MED NETTOEKSPORT UDEN MULIG GEVINST, 2014-1. HALVÅR 2016

	Nettoeksport	Nettoeksport uden mulighed for gevinst volumentarif	Nettoeksport uden mulighed for gevinst volumen- og kapacitetstarif
2014	71 pct.	49 pct.	68 pct.
2015	80 pct.	49 pct.	80 pct.
1. halvår 2015	98 pct.	75 pct.	97 pct.
1. halvår 2016	55 pct.	6 pct.	55 pct.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk
 Note: Hver celle skal læses som andel af antal dage perioden (182 dage i 1. halvår 2016). Rækker og kolonner i tabellen summerer ikke til 100 pct., da kolonnerne viser forskellige scenarier.

44. I 1. halvår 2016 var der nettoeksport i 55 pct. af dagene. I 6 pct. af dagene i 1. halvår 2016 var der nettoeksport uden mulighed for eksportgevinst, når kun volumentarif tages i betragtning, hvilket er et markant fald i forhold til tidligere, jf. tabel 1. Prisforskellen mellem den tyske og danske pris oversteg de samlede omkostninger ved at eksportere gas til Tyskland 3 pct. af dagene i 1. halvår 2016, jf. figur 10. Der var dog ikke nettoeksport nogen af disse dage, hvorfor al nettoeksport i 1. halvår 2016 var uden mulighed for gevinst når volumen- og kapacitetstarif tages i betragtning, hvilket svarer til 55 pct. af dagene.

7. ORDLISTE

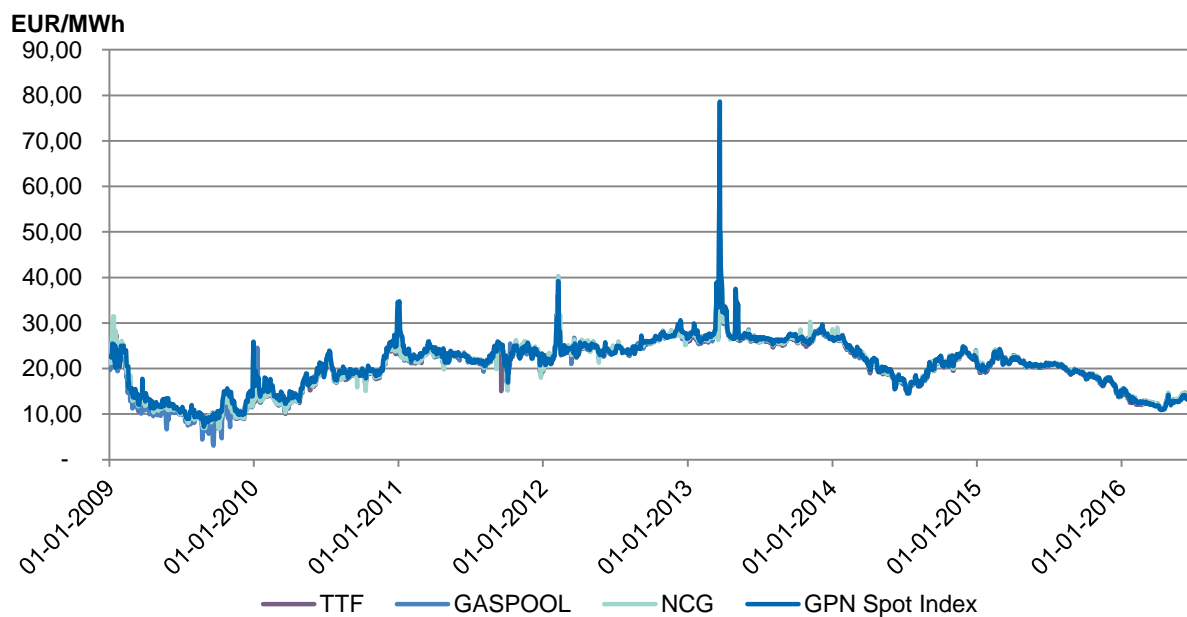
TABEL 2 | ORDLISTE

Begreb	Forklaring
Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	Agentur for EU's regulatorer af energimarkeder. ACER arbejder for at implementere netværkskoder og derigennem harmonisere de europæiske energimarkeder og øge markedsintegrationen.
Churn rate (forbrug)	Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gangen som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. Værdien skal som minimum være over 0
Churn rate (physical throughput)	Churn rate (physical throughput) beskriver antallet af gange som den samme mængde fysisk gas handles mellem aktørerne på hubben. Physical throughput benævnes også <i>physical volumen</i> . Værdien skal som minimum være lig 1
Day-ahead	Produkt med levering af gas næste dag. Produktet kan handles flere dage frem
Ellund	Grænsepunkt, der adskiller det tyske og det danske gastransmissionssystem
Ellund Entry	Entry-punkt, hvor naturgassen kan transporteres ind i Danmark fra Tyskland. Begrebet <i>Tysk Ellund Entry</i> anvendes som betegnelse for punktet, hvor naturgassen kan transporteres ind i Tyskland fra Danmark.
Ellund Exit	Exit-punkt, hvor naturgassen kan transporteres fra Danmark til Tyskland. Begrebet <i>Tysk Ellund Exit</i> anvendes som betegnelse for punktet, hvor naturgassen kan transporteres fra Tyskland til Danmark.
European Energy Exchange (EEX)	Tysk gasbørs hvor gas handles til levering i GASPOOL (GPL) eller NetConnect Germany (NCG)
Exchange Transfer Facility (ETF)	En virtuel gashub i Danmark, hvor gas handlet på den danske gasbørs Gaspoint Nordic leveres
Flaskehals	Fænomen, som opstår, når kapaciteten i transmissionssystemet begrænser udbuddet i forhold til efterspørgslen. Ved en flaskehals er der således risiko for afbrud
Fyldningsgrad	Den procentvise andel af gaslagerkapaciteten benyttet
Fysisk gashub	En fysisk gashub består af et punkt i transmissionssystemet, hvortil gassen leveres og hentes fra. I Nordvesteuropa eksisterer kun Zeebrugge Beach i Belgien. Se også "Virtuel gashub"
Gas Transfer Facility (GTF)	En virtuel gashub i Danmark hvor gas handlet på OTC-kontrakter leveres
Gashub	En gashub er et punkt eller et område, hvor handel med gas faciliteres af en (hub)operatør
Gaslager	Et underjordisk lager til lagring af gas. I Danmark findes to gaslagre: LI. Thorup i Jylland og Stenlille på Sjælland
Gaspoint Nordic (GPN)	Den danske gasbørs
Gaspool	En virtuel gashub i det nordlige Tyskland
Gasår	Er det tidsrum, som begynder den 1. oktober kl. 06:00 i et år og slutter den 1. oktober kl. 06:00 i det efterfølgende år. Gasår 2013 går eksempelvis fra 1. oktober 2013 til 1. oktober 2014.
ICE-ENDEX	Gasbørs hvor spotmarkedsprodukter handles i relation til det britiske, nederlandske og belgiske gasmarked. Herudover handles derivater i relation til det nederlandske og det tyske marked
Lagerår	Er det tidsrum, som begynder den 1. maj kl. 06.00 i et år og slutter den 1. maj kl. 06:00 i det efterfølgende år
Lille Torup gaslager	Underjordisk gaslager beliggende i Jylland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i syv store hulrum, benævnt kaverner, der er udskyldet i en salthorst
Liquefied Natural Gas (LNG)	Flydende naturgas: gassen nedkøles til -161 grader og bliver ved denne temperatur flydende, hvor volumen mindskes ned til 1/600 i forhold til tilstandsformen gas. LNG transporteres på skibe og kan derfor bidrage til at øge udbuddet, hvor der er behov for gas.

Begreb	Forklaring
Month-ahead	Produkt med levering af gas alle dage i næste måned
NetConnect Germany (NCG)	En virtuel gashub i det sydlige Tyskland
Over-the-counter kontrakt (OTC)	Bilateral og ofte standardiseret aftale (kan også indgås via mægler) som bliver aftalt direkte mellem to parter uden opsyn af børns. Vil indeholde en vis modpartsrisiko, da kontrakten først afregnes ved udløb – modsat indgåelse af børskontrakter
Spotpris	Pris på produkt til levering kort tid efter aftalens indgåelse – særligt within-day og day-ahead, som handles på gasbørsen
Stenlille gaslager	Underjordisk gaslager beliggende på Sjælland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i sandstenslag
Title Transfer Facility (TTF)	En virtuel gashub i Nederlandene
Transportkunde	En kommerciel aktør, typisk en gasleverandør, der varetager engrostransport af gas i transmissionssystemet
Virtuel gashub	En virtuel gashub består af et afgrænset Entry-exit system, hvor gassen transporteres ind via Entry-punkter og ud via Exit-punkter. I Nordvesteuropa er hovedparten af de eksisterende gashubs virtuelle. Se også "Fysisk gashub".
Weekend	Produkt med levering af gas lørdag eller søndag
Within-day	Produkt med levering af gas samme dag som kontrakten indgås

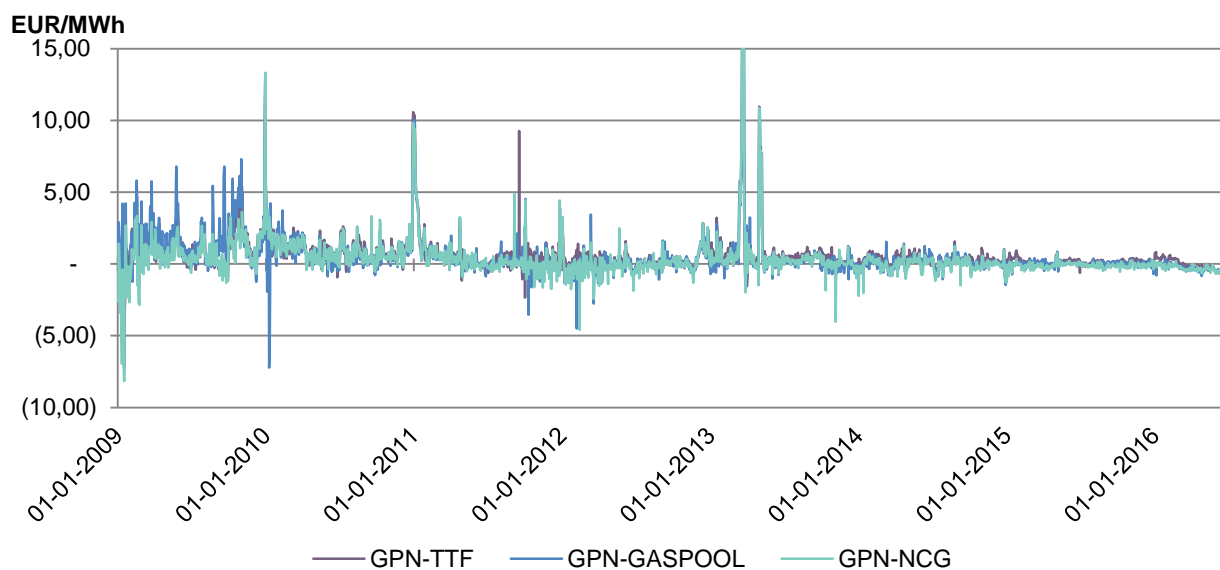
8. APPENDIKS

FIGUR A1 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET, 2009-1. HALVÅR 2016



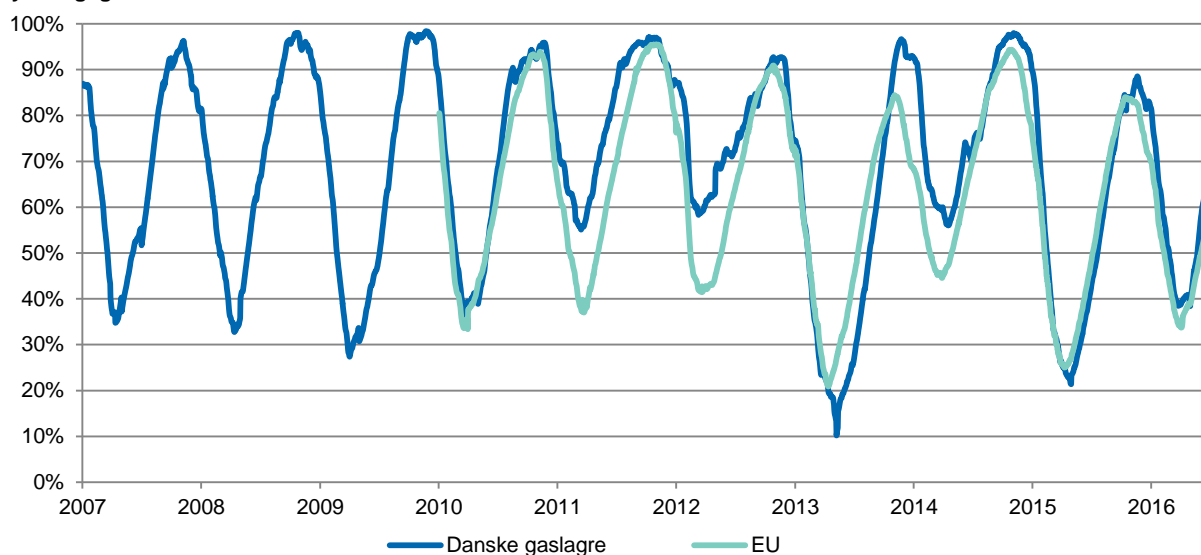
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool.
 Note: D. 22. marts 2013 kom prisen på GPN Spot Index op på 78,64 EUR/MWh.

FIGUR A2 | PRIS-SPREAD MELLEML GPN OG HHV. NCG, GASPOOL OG TTF, 2009-1. HALVÅR 2016



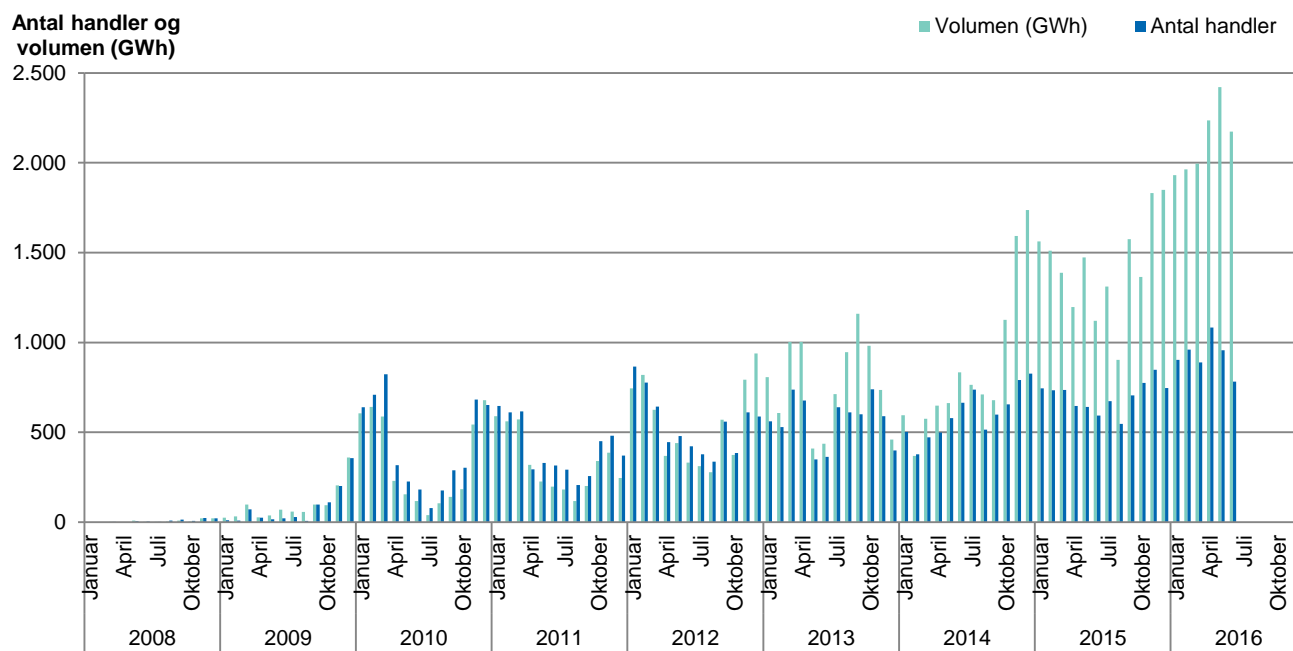
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool.

FIGUR A3 | UDVIKLING I DANSK OG EUROPÆISK LAGERFYLDNINGSGRAD, GASÅRENE 2006 - 2016



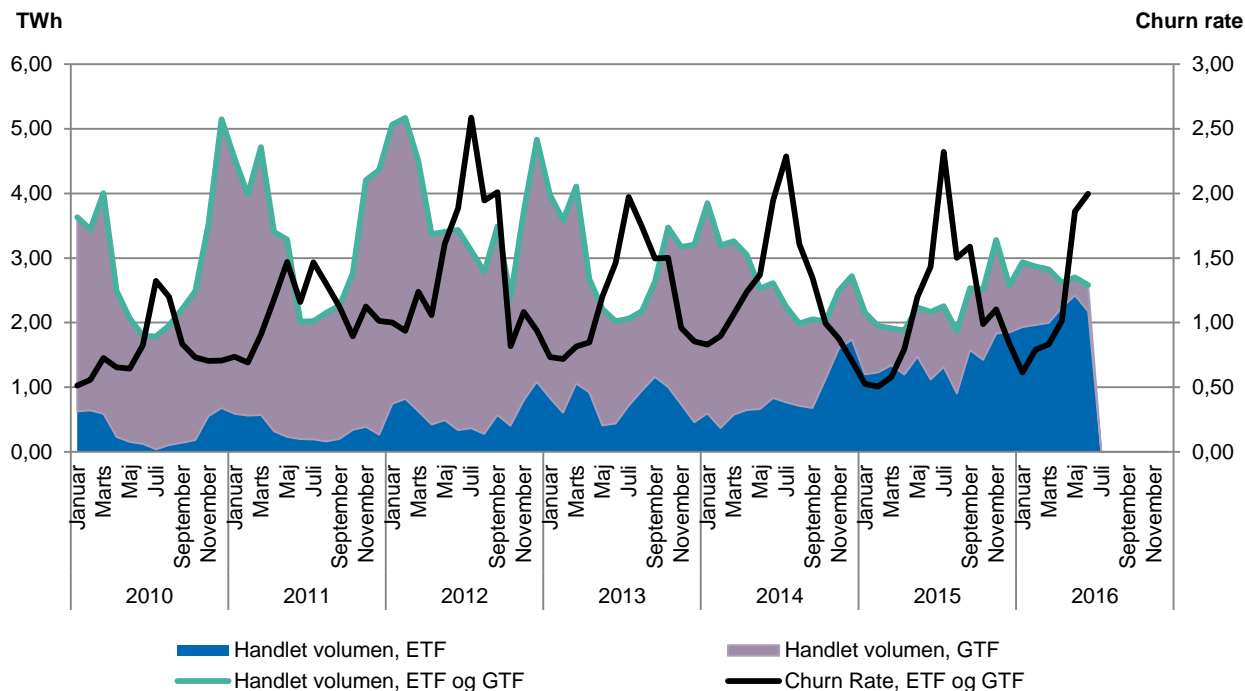
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk Gaslager, DONG Storage og Gas Infrastructure Europe

FIGUR A4 | ANTAL HANDLER OG HANDLEDE VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2009-1. HALVÅR 2016



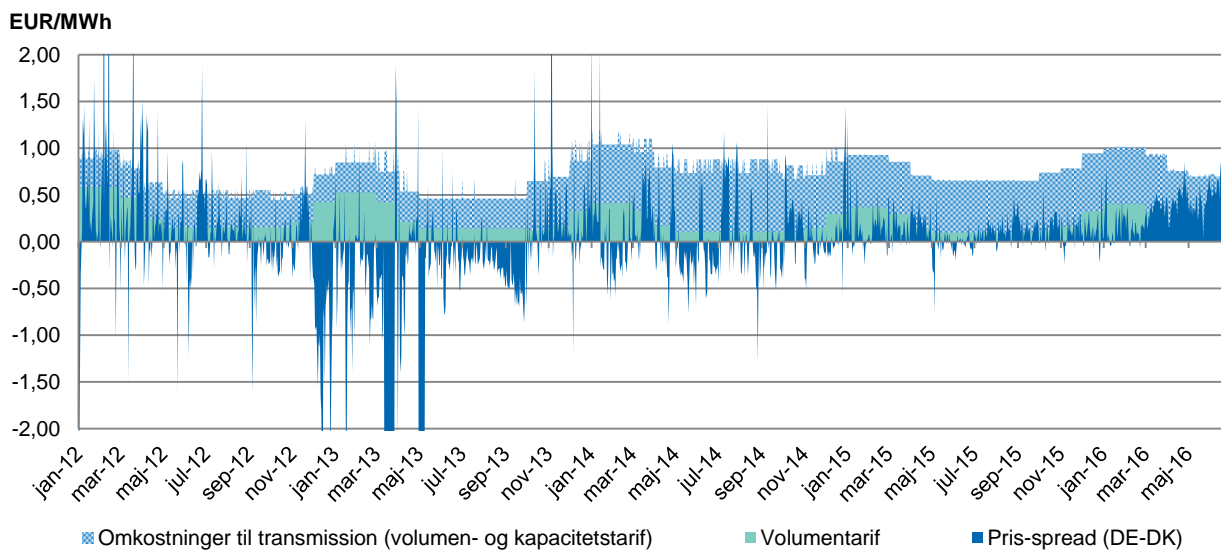
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic

FIGUR A5 | CHURN RATE PÅ ETF OG GTF, 2010 – 1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk

FIGUR A6 | PRIS-SPREAD I FORHOLD TIL EKSPORTOMKOSTNINGER, 2012-1. HALVÅR 2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk