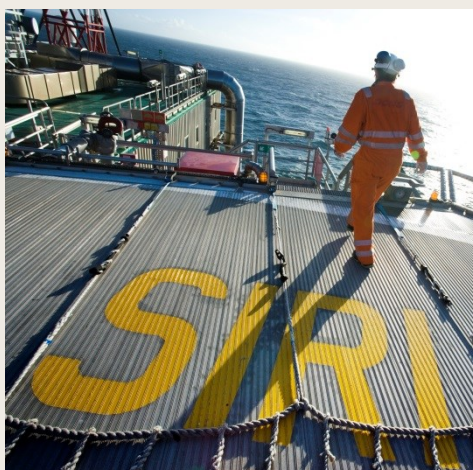




ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – 2. HALVÅR 2016

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATUR- GAS

INDHOLD

RESUMÉ	3
1. DAY AHEAD- PRISUDVIKLING	4
2. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY	7
3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT	11
4. ELLUND.....	14
5. LAGER.....	18
ORDLISTE	20
BILAG	22

Forsidebilleder

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

RESUMÉ

Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs har været relativt lave i 2. halvår 2016. Gennemsnitsprisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordic var knap 23 pct. lavere end i samme periode 2015. De lave gaspriser kan i nogen grad forklares af et stort udbud af gas i Europa, relativt mildt vejr samt lave oliepriser. Spotprisen på Gaspoint Nordic har været lavere end spotpriserne på de nederlandske og tyske gashubs over 89 pct. af dagene i 2. halvår 2016. Den gennemsnitlige spotpris på Gaspoint Nordic var 14,35 EUR/MWh. I samme periode var den gennemsnitlige spotpris på nederlandske TTF 14,95 EUR/MWh, mens de gennemsnitlige priser på de tyske gashubs Gaspool og NCG var hhv. 15,03 og 15,07 EUR/MWh.

Handlen på den danske gasbørs Gaspoint Nordic har været markant stigende de seneste år. Der blev handlet 11,4 TWh (ca. 1.000 mio. m³) i 2. halvår 2016, hvilket er en stigning på 29 pct. i forhold til 2015. Day-ahead produktet er fortsat det mest handlede og udgjorde 61 pct. af den handlede volumen. I juli 2016 solgte Energinet.dk sin ejerandel i Gaspoint Nordic til EEX, som nu ejer 100 pct. af børsen.

Den samlede produktion af naturgas i den danske del af Nordsøen udgjorde 2.276 mio. Nm³ i 2. halvår 2016, hvilket er et fald i forhold til 2. halvår 2015. Den samlede produktion i 2016 steg imidlertid i forhold til i 2015. Tendensen har ellers været, at produktionen af gas i Danmark har været faldende siden 2006, med undtagelse af de seneste to år. Det danske forbrug var 1.099 mio. Nm³ i 2. halvår 2016 og er dermed steget med knap 5 pct. i forhold til samme halvår i 2015.

Energinet.dk reducerede eksportkapaciteten i Ellund fra 10 GWh/h til 4,72 GWh/h i juli-august 2016. Årsagen hertil var en kombination af biogas i det danske transmissionssystem og forskelle i den danske og tyske specifikation til oxygenindholdet i naturgas. Energitilsynet har anmodet Energinet.dk om en redegørelse for reduktionen samt en strategi for at undgå at skulle reducere kapaciteten igen.

Analysen tyder på, at der er i 2. halvår 2016 i højere grad end tidligere blev flowet mellem det danske og tyske gasmarked i overensstemmelse med prissignalerne. Danmark var dog i november 2016 nettoimportør af gas fra Tyskland, selvom den danske spotpris i samme periode var lavere end de tyske spotpriser.

Mærsk Oil varslede i april og december 2016, at Tyra-komplekset stod overfor en større renovering. Den 22. marts 2017 meddelte Mærsk Oil, på vegne af alle DUC partnerne, at Mærsk Oil og den danske stat havde indgået en aftale om Tyras fremtid, hvor Tyra forventes at lukke ned i perioden 1. december 2019-1. marts 2022. Dette vil føre til et betydeligt fald i gas fra Nordsøen til Danmark. Energinet.dk analyserede forsyningssituationen i august 2016 og fandt, at det danske system er i stand til at levere nok gas til forbrug, når Tyra lukker.

Fyldningsgraden i danske gaslagre har i 2. halvår 2016 fulgt det typiske mønster og ligget omkring normalen. Perioden startede med en fyldningsgrad på 72 pct. og sluttede på 73 pct. Fyldningsgraden i de europæiske gaslagre har været meget lig den danske, men niveauet har generelt ligget under den danske fyldningsgrad.

1. DAY AHEAD- PRISUDVIKLING

Priser på det danske, tyske og nederlandske gasmarked

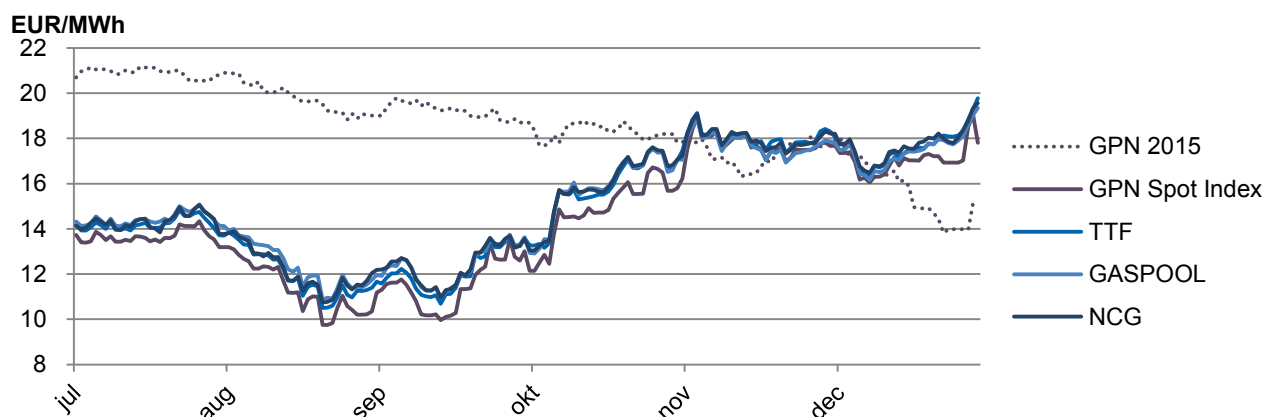
I Danmark offentliggør den danske gasbørs Gaspoint Nordic dagligt priser og handlet volumen. For hver leveringsdag beregnes en referencepris (GPN Spot Index) som et vægtet gennemsnit af handler den forudgående handelsdags med levering den pågældende leveringsdag.

EEX beregner ligeledes dagligt en referencepris for hver leveringsdag for områderne TTF i Nederlandene samt Gaspool og NCG i Tyskland. Referencepriserne for TTF, Gaspool og NCG er ligeledes baseret på handler indgået den forudgående handelsdag.

Spotprisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordic har i gennemsnit været 14,35 EUR/MWh i 2. halvår 2016, jf. figur 1. Til sammenligning var den gennemsnitlige spotpris 14,95 EUR/MWh på den nederlandske gashub TTF og hhv. 15,03 og 15,07 EUR/MWh på de tyske gashubs (Gaspool og NCG). Spotprisen på Gaspoint Nordic var dermed den laveste gennemsnitlige pris i 2. halvår sammenlignet med TTF, Gaspool og NCG.

Spotpriserne på gas har generelt været stigende i 2. halvår 2016, jf. figur 1. GPN Spot Index steg fra 13,72 til 17,80 EUR/MWh igennem halvåret. Prisen nåede imidlertid ned på 9,74 EUR/MWh og op på 19,05 EUR/MWh i løbet af halvåret. Modsat 2. halvår 2015, hvor priserne havde en faldende tendens, følger priserne i 2. halvår 2016 den forventede udvikling, hvor gaspriserne stiger om vinteren, når efterspørgslen efter gas stiger som følge af fald i temperaturerne.

FIGUR 1 | DAY-AHEAD PRISER I DANMARK, TYSKLAND OG NEDERLANDENE, 2. HALVÅR 2016



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

Note: GPN Gaspoint Nordic, TTF Title Transfer Facility, NCG NetConnect Germany. GPN er den danske gasbørs. TTF er en hollandsk gashub. NCG og Gaspool er tyske gashubs. Priserne for TTF, Gaspool og NCG er en referencepris beregnet af EEX.

Den gennemsnitlige spotpris på Gaspoint Nordic i 2. halvår 2016 var 23 pct. lavere end i samme halvår i 2015. Spotprisen på Gaspoint Nordic lå under priserne på både NCG og TTF næsten alle dage (hhv. 100 og 99 pct.) i 2. halvår 2016 og under prisen på Gaspool 89 pct. af dagene.

Spotpriserne på de nordvesteuropæiske gashubs har fulgt hinanden tæt henover 2. halvår 2016. Korrelationen mellem den danske spotpris og de tre andre nordvesteuropæiske priser er 99 pct. Siden 2013 er korrelationen mellem de nordvesteuropæiske gashubs steget, hvilket er positivt, da den øgede priskonvergens tyder på en bedre markedsintegration mellem den danske gashub og de andre nordvesteuropæiske gashubs.

Spotpriserne fulgte en nedadgående tendens i halvårets første måneder, hvilket bl.a. kan forklares af lave oliepriser og et stort udbud af gas i Europa. Gasimporten til Europa har været markant højere i denne periode end i tidligere år. Det høje udbud af LNG (Liquified Natural Gas) i Asien har medført, at store mængder af LNG er blevet transporteret til Europa, hvilket har lagt pres på gaspriserne.¹

Spotpriserne steg forholdsvis meget i løbet af september og oktober, jf. afsnittet ovenover, hvor prisen på Gaspoint Nordic steg med næsten det dobbelte. Oktober og december var desuden præget af forholdsvis store prisudsving. Udviklingen i spotpriserne i halvårets sidste måneder kan bl.a. tilskrives ændringer i produktionen i Nederlandene og Norge samt forventninger om koldere vejr. Desuden blev der varslet strejke i Norge med forventet reduktion i produktionen til følge. Dette fik spotpriserne til at stige markant i starten af oktober. Den varslede strejke blev imidlertid afblæst.

¹ DG Energy, Quarterly report on European Gas Markets (second quarter of 2016 and third quarter of 2016)

FOKUSBOKS | TO PRISREGIMER (GAS OG OLIE)

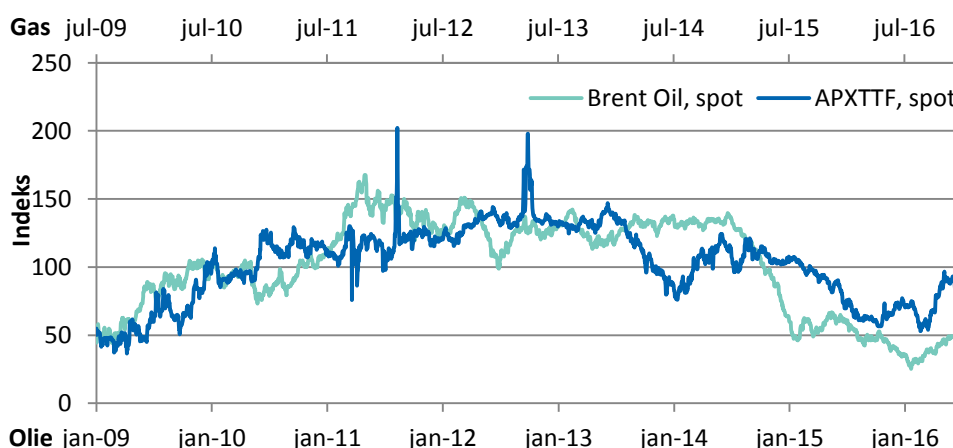
Gasprisen fastsættes enten ved handel på en gasbørs (udbud og efterspørgsel af gas) eller igennem bilaterale kontrakter, der bl.a. kan være olieindekserede og dermed følge udviklingen i oliepriserne. Gasprisen baseres ofte på olieprisen 6-9 måneder tidligere og udsving i olieprisen ses derfor ofte i gasprisen med 6-9 måneders forsinkelse, jf. figur A, hvor gasprisen vises med 6 måneders forsinkelse.

Tendensen har i de seneste år været, at markedspriserne på gas har bevæget sig mere uafhængigt af udviklingen på oliemarkedet. I 2005 blev 72 pct. af gassen i Nordvesteuropa handlet på olieindekserede kontrakter, mens 27 pct. blev handlet på gashubs eller gasindekserede kontrakter. I 2014 blev 88 pct. handlet på gashubs eller gasindekserede kontrakter.

Olieprisen har været faldende i længere tid, men nåede et lavpunkt i løbet af 2. halvår 2015 og starten af 2016. Forventningen var at gasprisen ligeledes ville falde 6-9 måneder senere, dvs. ind i 2. halvår 2016. Gasprisen har i 2016 haft flere udsving end olieprisen, hvilket kan bekræfte afkoblingen mellem gasmarkedet og oliemarkedet.

Olieindekserede gaskontrakter har en vis fleksibilitet indbygget, der gør det muligt at aftage mere eller mindre end aftalt i den enkelte måned. Hvis en lav oliepris slår igennem i en kontrakt 6-9 måneder senere, kan det være en fordel at aftage mindre i dag og øge aftaget, når prisen er lav. På samme tid kan udefrakommende faktorer, som eksempelvis uventet nedgang i produktionen eller stigning i efterspørgslen, presse gasmarkedet, så gaspriserne stiger uanset, at gassen er blevet købt billigt på olieindekserede kontrakter.

FIGUR A | OLIEPRISEN (BRENT) OG 6-MDR FORSINKET GASPRIS (TTF), 2009-2016



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspool, EIA og ECB.

Note: Figuren viser olie- og gasprisen, hvor gasprisen er forsinket 6 måneder. Markedsprisen på naturgas repræsenteres af spotprisen på TTF, som er den mest likvide gashub i Europa. Brent-olien er den mest handlede olie, hvorfor prisen herpå repræsenterer den mest likvide oliepris.

2. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY

I Danmark er der to handelsplatforme. Gaspoint Nordic, der er ejet af EEX, og Gas Transfer Facility (GTF), der er ejet af Energinet.dk. Gas handlet på Gaspoint Nordic leveres på det danske marked i det virtuelle punkt Exchange Transfer Facility (ETF). GTF er det virtuelle leveringspunkt i det danske marked for gas handlet på bilaterale OTC-kontrakter.

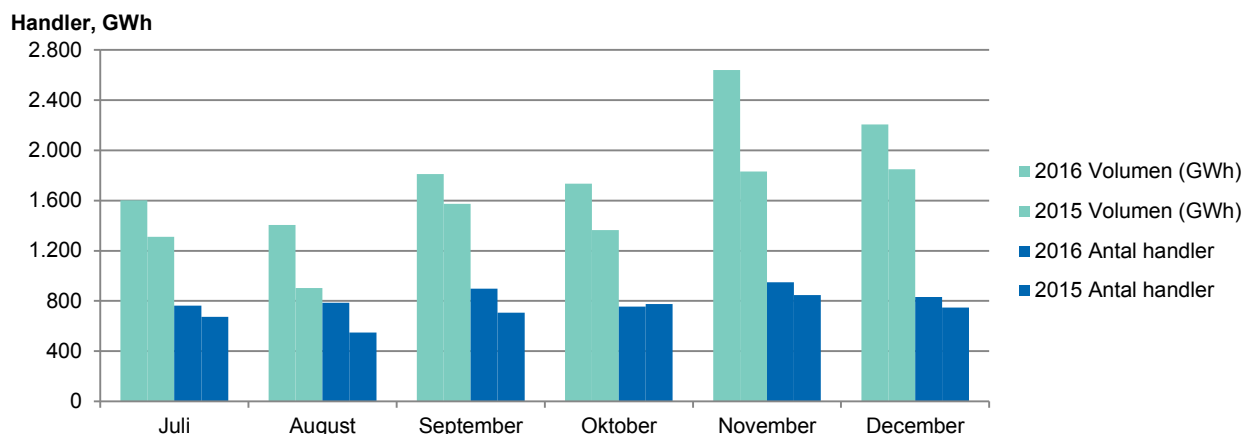
Gaspoint Nordic udbyder fire produkter med levering på ETF. Gas købt på en within-day kontrakt leveres samme dag, som det handles. Day-ahead produktet leveres dagen efter, der er blevet handlet. Week-end produktet leveres lørdag og søndag. Month-ahead produktet leveres hver dag i måneden efter købet er foretaget.

Gaspoint Nordic var indtil juli 2016 ejet af Energinet.dk og den tyske handelsplatform EEX (European Energy Exchange), der hver havde en ejerandel på 50 pct. Den 6. juli 2016 blev der udsendt en pressemeddelelse om, at Energinet.dk sælger sin andel af Gaspoint Nordic til EEX. Ændringen af Gaspoint Nordics ejerskab betød også, at der fra den 17. november 2016 blev udbudt ETF-kontrakter på handelsplatformen PEGAS².

I 2. halvår 2016 blev der handlet 11.400 GWh på Gaspoint Nordic fordelt på i alt 4.979 handler. Antallet af handler pr. måned var forholdsvis konstante over halvåret, mens den månedlige handlede volumen var stigende henover halvåret, jf. figur 2. Der blev foretaget flest handler og handlet den største volumen i november, som var en kold måned.

Den handlede volumen på Gaspoint Nordic er steget 29 pct. i 2. halvår 2016 i forhold til samme halvår 2015 og 41 pct. målt over hele året. Stigningen i den handlede volumen var især drevet af day-ahead kontrakterne, som steg med 37 pct. i 2016 i forhold til 2015. Den handlede volumen i 2. halvår 2016 var højere for alle måneder sammenlignet med 2. halvår 2015, jf. figur 2. Desuden var den handlede volumen per handel højere i alle måneder i 2. halvår 2016 i forhold til 2. halvår 2015, undtagen i oktober.

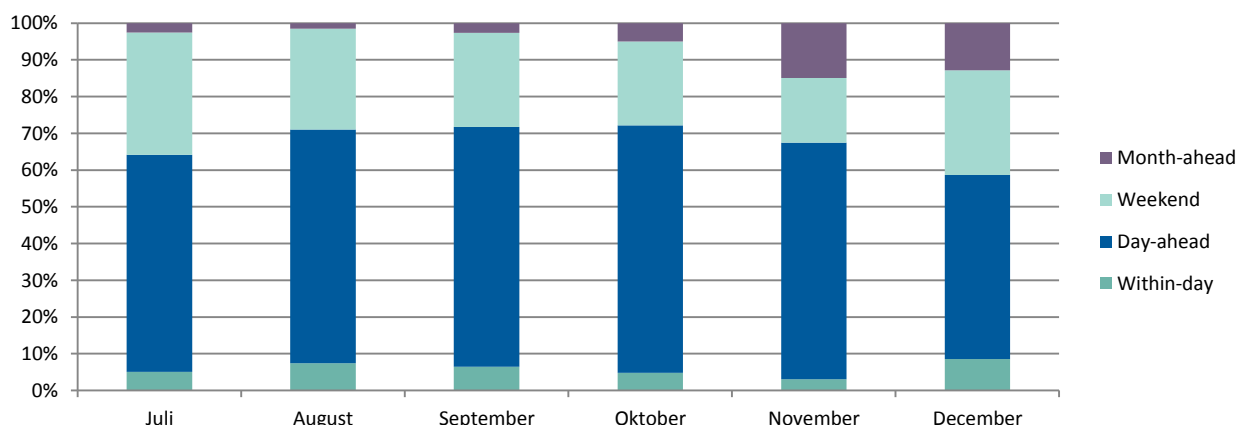
² PEGAS er EEX Groups centrale handelsplatform for naturgas, som giver markedsaktører adgang til produkter og handel med gaskontrakter i belgiske, britiske, franske, hollandske, italienske og tyske markedsområder. Platformen drives af Powernext.

FIGUR 2 | ANTAL HANDLER OG HANDELT VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2. HALVÅR 2015 OG 2016

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

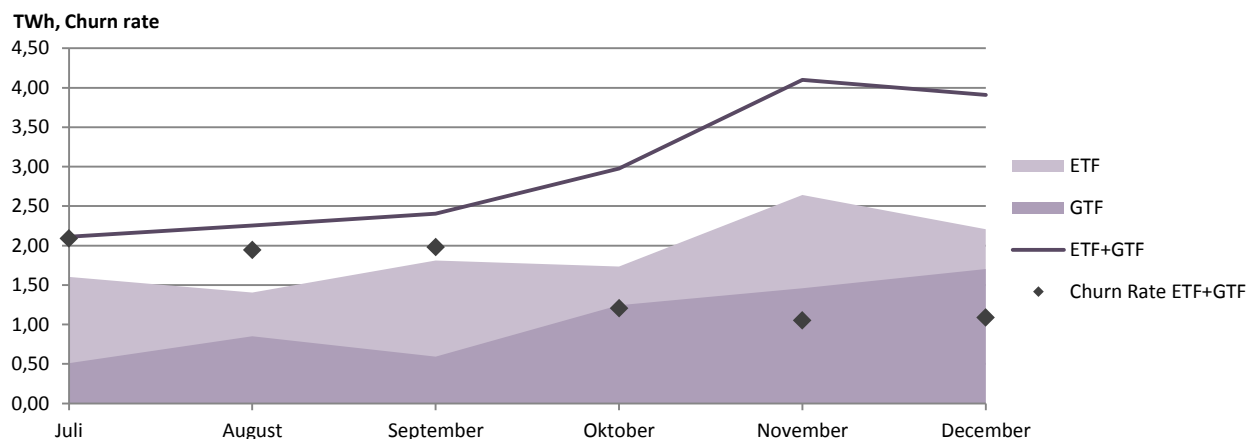
Note: Figuren viser udviklingen i antal handler (antal) og handlet volumen (GWh) fordelt på måneder.

På Gaspoint Nordic blev der i 2. halvår 2016 handlet mest gas på day-ahead kontrakter og weekend-kontrakter, jf. figur 3. Dette gælder også for antallet af handler. Day-ahead og weekend udgjorde hhv. 61 og 25 pct. af den samlede handlede volumen, mens within-day og month-ahead kun udgjorde hhv. 6 og 8 pct. Mængden af gas handlet på month-ahead kontrakter steg markant i de sidste måneder i halvåret og month-ahead kontrakten udgjorde dermed en større andel. Den samlede volumen handlet på month-ahead kontrakter i 2016 er imidlertid ikke større sammenlignet med tidligere år (2013-2015).

FIGUR 3 | HANDELT VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC FORDELT PÅ PRODUKTER, 2. HALVÅR 2016

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

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret 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.

FIGUR 4 | **HANDLET VOLUMEN OG CHURN RATE (FORBRUG) PÅ ETF OG GTF, 2. HALVÅR 2016**

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

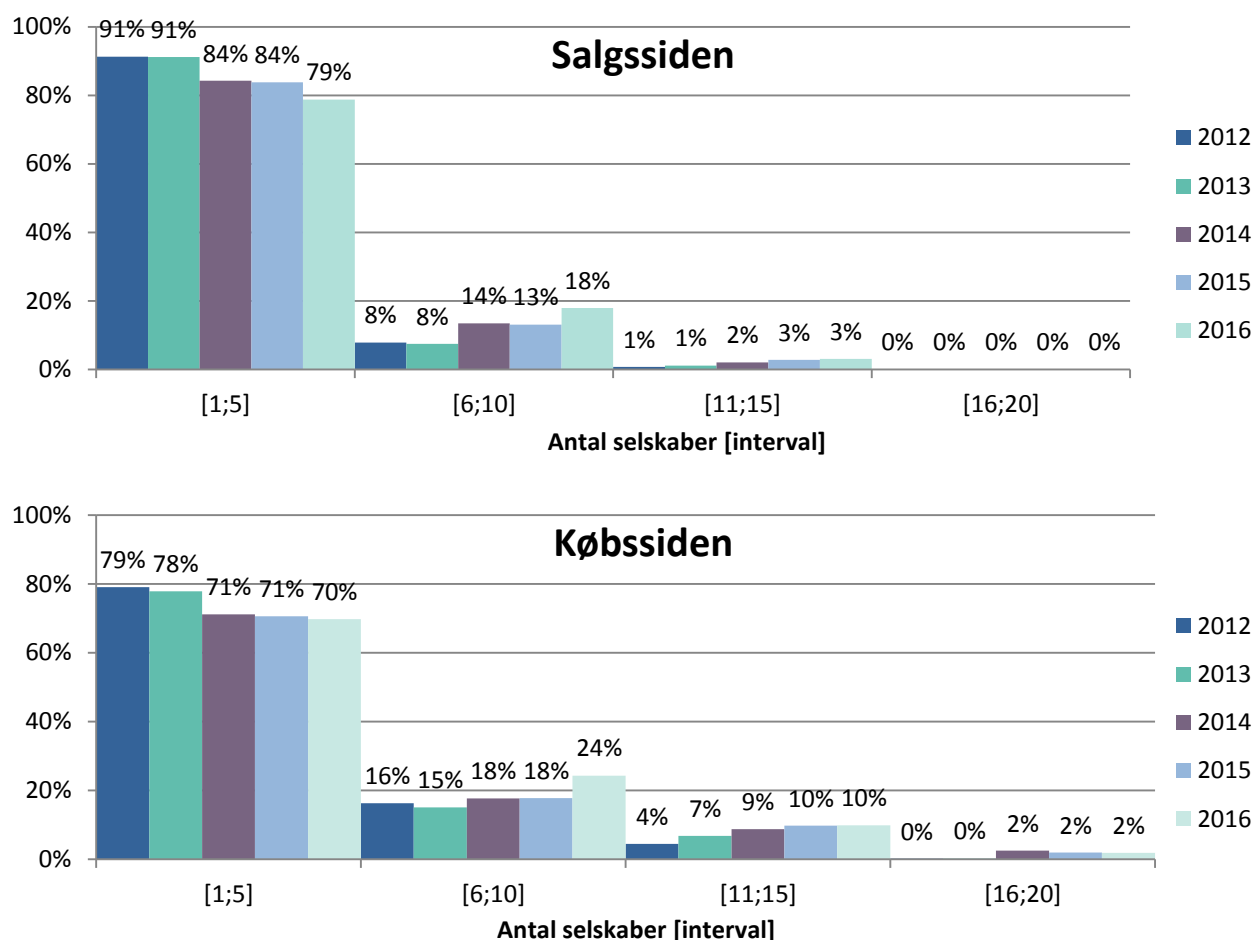
Note: Figuren viser udviklingen i handlet volumen og churn rate (forbrug) for de to danske virtuelle punkter ETF og GTF. Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gange gasforbruget handles mellem aktørerne.

Handlen på Gaspoint Nordic (ETF) er steget markant siden 2014. I samme periode er den leverede volumen på GTF faldet betydeligt. I 2. halvår 2016 er der imidlertid en tendens til, at den leverede volumen på GTF stiger, jf. figur 4. Som det fremgår indledningsvist er ETF leveringspunkt for børskontrakter med levering i op til en måned, mens GTF er leveringspunkt for bilaterale (OTC-) kontrakter med levering over en længere periode. Stigningen i den leverede volumen på GTF kan være et udtryk for et ændret behov hos aktørerne på det danske gasmarked.

Churn rate er et mål for, hvor mange gange naturgassen er blevet handlet ("skiftet hænder") og er dermed et udtryk for likviditeten på gasmarkedet. Churn rate for det danske gasmarked lå mellem 1,05 og 2,09 i 2. halvår 2016, jf. figur 4. Generelt er der en relativ lav churn rate på det danske gasmarked, der bevæger sig i intervallet [0,5;2,5]. Churn rate er højst om sommeren, hvor forbruget oftest er lavest.

Det var i 2016 forsat få selskaber, der stod for størstedelen af handlen på Gaspoint Nordic og GTF både på salgs- og købsiden, jf. figur 5. I 2016 var markedsandelen for de fem største selskaber i interval [1;5] på salgssiden 79 pct. og markedsandelen for de fem største selskaber på købsiden var 70 pct. Markedsandelen for interval [1;5] er faldet over tid på både salgs- og købsiden. I 2016 er der desuden en tendens til, at selskaberne i interval [6;10] har fået en relativ større markedsandel, ligeledes på både salgs- og købsiden.

FIGUR 5 | MARKEDSANDELE SALGSSIDEN OG KØBSSIDEN PÅ GASPOINT NORDIC OG GTF, 2012-2016



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

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 så fremdeles.

Markedskoncentrationen kan udtrykkes vha. indekset HHI³. HHI samlet for børs- og OTC-handler med levering af gas i Danmark i 2016 var 1.669 og 1.459 for hhv. salgs- og købssiden.

Den fortsatte stigning i handlet volumen og handlet volumen pr. handel kan være et udtryk for, at Gaspoint Nordic bliver mere og mere velfungerende, og at aktørerne får mere og mere tiltro til børsen. At børsen er blevet mere velfungerende understøttes også af de faldende markedsandele for de største selskaber på hhv. salgs- og købssiden. Stigningen i gas leveret på GTF vidner imidlertid om, at børsen ikke fuldt ud tilfredsstiller aktørernes behov, da stigningen kan være et udtryk for, at der er behov for kontrakter med længere leveringsperiode.

³ HHI (Herfindahl-Hirschmann indeks) er beregnet ud fra aktørernes markedsandele. Jo højere HHI jo højere markedskoncentration [0;10.000]. Ifølge ACER er et marked velfungerende, hvis HHI er under 2.000.

3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT

Det danske naturgassystem

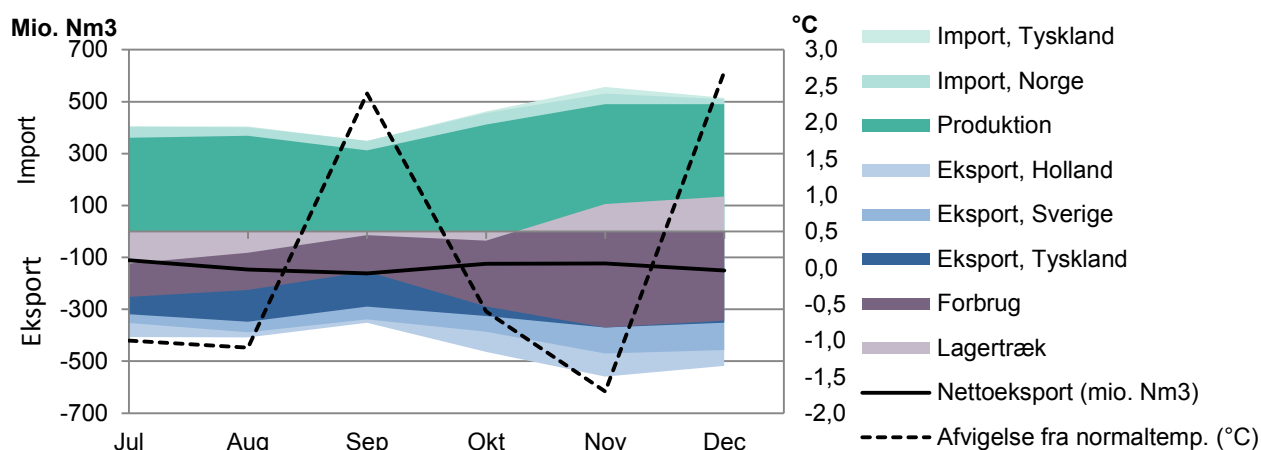
Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen fordelt på 19 gasfelter (der produceres ikke længere gas fra alle felter). Naturgassen transporteres fra Nordsøen ind til Nybro i Vestjylland via to rørledninger, som udgår fra felterne Tyra og Syd Arne.

Danmark eksporterer gas til Tyskland, Sverige og Nederlandene. Eksport til Nederlandene sker direkte fra Nordsøen. Danmark importerer gas fra Norge og Tyskland. Import af gas fra Norge kommer direkte fra Nordsøen, hvor et norsk gasfelt Trym er koblet direkte til det danske system.

Størstedelen af den danske gasproduktion forbruges af danske gaskunder og resten eksporteres til Tyskland, Sverige og Nederlandene. Det danske gasforbrug steg relativt meget i de sidste måneder i 2. halvår 2016, hvor temperaturerne var lave (især november 2016 var en kold måned), jf. figur 6. Samlet var det danske forbrug 1.099 mio. Nm³ i 2. halvår 2016. Det danske gasforbrug steg med knap 5 pct. i forhold til 2. halvår 2015. Forbruget er dermed relativt stabilt.

Nettolagertræk har udviklet sig som forventet over halvåret, dvs. negativt i halvårets varme måneder og positivt i halvårets kolde måneder, jf. figur 6. I november og december blev der foretaget nettoudtræk.

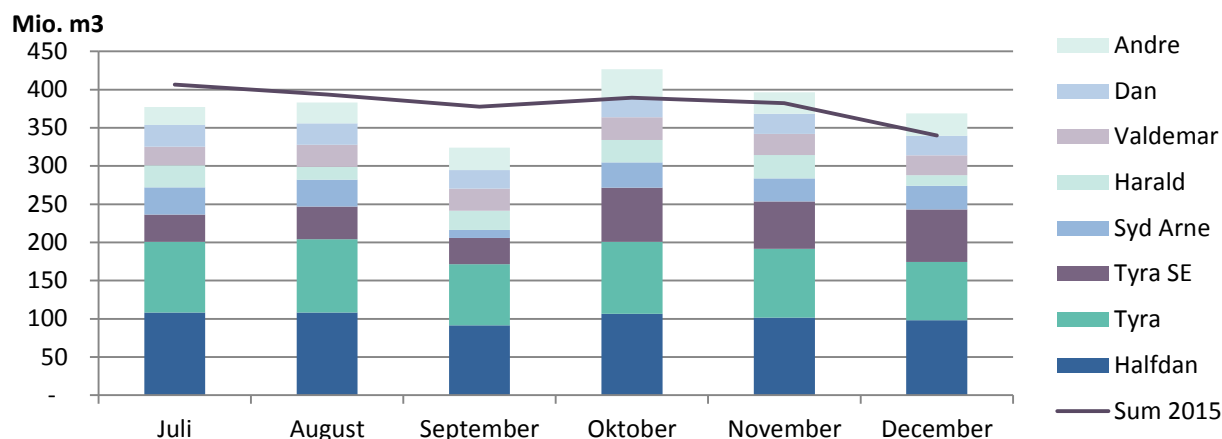
FIGUR 6 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT, 2. HALVÅR 2016



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. Afgang fra normaltemperaturen angiver dette halvårs gennemsnitlige månedstemperaturer fra trukket normaltemperaturen, som er det månedlige gennemsnit for perioden 2001-2010.

FIGUR 7 | PRODUKTION AF NATURGAS I DANMARK, 2. HALVÅR 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 2015.

Danmark eksporterer sædvanligvis en relativ stor andel til Tyskland. I november havde Danmark imidlertid nettoimport af gas fra Tyskland, hvor eksporten samtidig var nul. Eksporten til både Sverige og Nederlandene steg over halvåret, jf. figur 6. Sammenlignet med 2. halvår 2015, er andelen af gas eksporteret til Sverige i 2. halvår 2016 steget, mens andelen af gas eksporteret til Tyskland og Nederlandene er faldet. Danmark var nettoeksportør i alle måneder i halvåret.

Produktion af naturgas udgjorde 2.276 mio. Nm³ i 2. halvår 2016. Dette er et fald sammenlignet med 2. halvår 2015, jf. figur 7. Den samlede produktion i 2016 på godt 4.460 mio. Nm³ var imidlertid højere end i 2015. Generelt har tendensen været, at produktionen af gas i Danmark har været faldende siden 2006, bortset fra de seneste to år, hvor produktionen har været rimelig stabil.

Der har i de seneste år (med undtagelse af 2015, hvor produktionen var relativt konstant året igennem) været et sæsonbetonet produktionsmønster med en højere produktion i vinterhalvåret sammenlignet med sommerhalvåret, hvor der typisk foretages vedligeholdelse på gasfelterne, når efterspørgslen har været lav. Til sammenligning fulgte produktionen i 2016 et atypisk mønster, hvor produktionen i sommermånederne var på niveau med produktionen i december, jf. figur 7.

Den største mængde gas blev produceret fra gasfeltet Halfdan, hvor der i 2. halvår 2016 blev produceret 614 mio. Nm³ naturgas. Gasfeltet Tyra producerede 529 mio. Nm³ naturgas i samme periode. Tilsammen udgjorde produktionen fra Tyra og Halfdan halvdelen af den samlede gasproduktion i 2. halvår 2016, jf. figur 7.

I april 2016 meddelte Maersk Oil på vegne af DUC, 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. Mærsk Oil meddelte markedet den

31. december 2016, at der ikke var fundet nogen løsning om Tyras fremtid og at de vil påbegynde nedlukningen af Tyra.

Den 22. marts 2017 udsendte Mærsk Oil en ny meddelelse. Mærsk Oil (på vegne af DUC partnerne) og den danske stat er nået frem til en aftale om Tyras fremtid. Aftalen indebærer, at Tyra-komplekset skal fuldt genopbygges og at produktionen forventes at stoppe i en periode fra den 1. december 2019 til den 1. marts 2022, dvs. i godt to år.

4. ELLUND

Transmissionskapacitet i Ellund

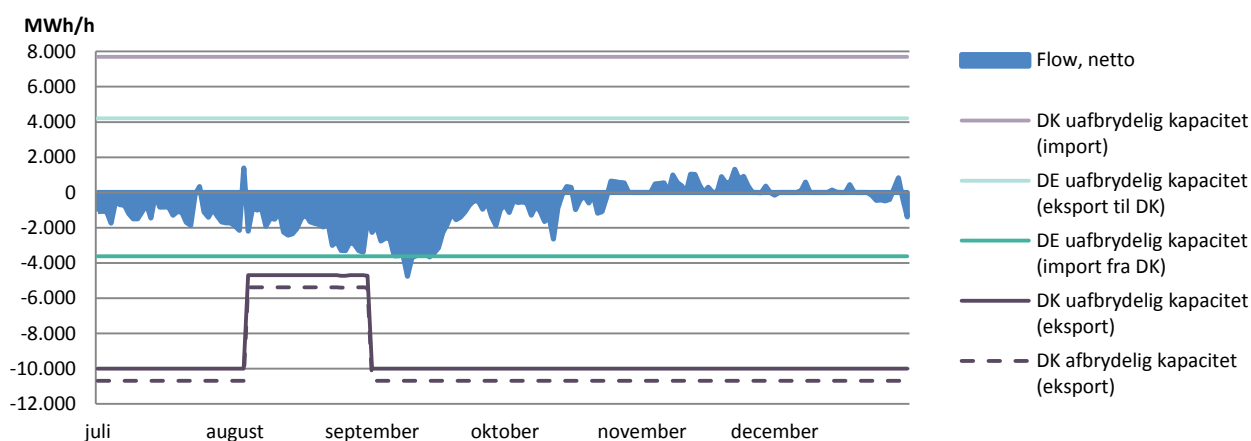
Punktet Ellund, på den dansk-tyske grænse, giver adgang til markederne i Kontinentaleuropa. Det er muligt både at eksportere og importere gas via punktet.

Transmissionstariffer

Når et selskab fx transporterer gas fra Danmark til Tyskland, skal der betales en kapacitetstarif for at få gassen både ud af det danske system og ind i det tyske system. Kapacitetstariffen betales for den mængde gas, selskabet forventer at transportere (reserveret kapacitet). Herudover betales der en volumentarif for den mængde gas, der faktisk transporteres. Det kan antages, at selskaber med lange kapacitetsaftaler anser kapacitetstariffen som "sunk cost" og derfor kun medregner volumentariffen, når der træffes beslutninger om, hvorvidt der skal eksporteres eller ej.

Nettoflowet var i 67 pct. af dagene i 2. halvår 2016 sydgående, dvs. at der var nettoeksport af gas til Tyskland de fleste dage i halvåret, jf. figur 8 og tabel 1. Der var nettoeksport til Tyskland de fleste dage i halvårets første fire måneder, mens der var nettoimport fra Tyskland i november og december.

FIGUR 8 | TRANSPORT KAPACITET OG NETTOFLOW I ELLUND, 2. HALVÅR 2016



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

Note: Figuren 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. 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.

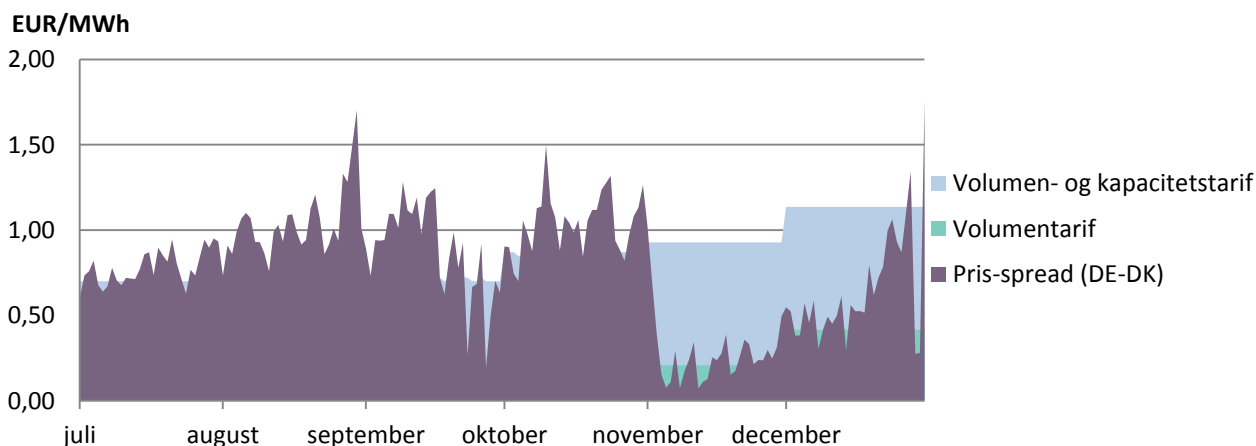
Eksporten til Tyskland oversteg den uafbrydelige kapacitet enkelte dage i september, jf. figur 8, dvs. at gassen blev eksporteret på afbrydelige vilkår. Når gas transporteres på afbrydelige vilkår, kan der være risiko for kommercielle afbrud.

Den 1. juli 2016 meddelte Energinet.dk (Gas Market Message), at kapaciteten på den danske side til at eksportere gas til Tyskland halveres midlertidigt fra den 5. juli 2016, og at dette ville påvirke markedet i juli, august og september 2016. Reduktionen skyldes en kombination af injektion af biogas i det danske transmissionssystem og forskelle i den danske og tyske specifikation til oxygenindholdet i naturgas.

SET finder, at det kan være en alvorlig hindring for den grænseoverskridende gas-handel, når kapaciteten på et grænsepunkt bliver halveret. SET anmodede derfor Energinet.dk om en formel redegørelse for baggrunden for kapacitetsreduktionen. Redegørelsen skulle indeholde en beskrivelse af Energinet.dk's cross-border samarbejde med den tyske TSO samt Energinet.dk's kortsigtede strategi for hurtigt at genetablere den fulde kapacitet og Energinet.dk's langsigtede strategi for at undgå fremtidige kapacitetsreduktioner på grænsepunktet.

Den danske spotpris var lavere end de tyske spotpriser 98 pct. af dagene i 2. halvår 2016, hvor den gennemsnitlige prisforskel var 0,78 EUR/MWh, jf. figur 9. Til sammenligning var den gennemsnitlige prisforskel 0,57 EUR/MWh set over hele 2016. Prisforskellen var størst i halvårets første fire måneder, hvor den i gennemsnit var 0,93 EUR/MWh. I starten af november faldt prisforskellen betydeligt (ned til 0,07 EUR/MWh), men med en stigende tendens resten af året.

FIGUR 9 | PRISFORSKEL (DE-DK) OG OMKOSTNINGER TIL TRANSPORT VED EKSPORT, 2. 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 fratrækket. 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.

TABEL 1 | DAGE MED NETTOEKSPORT UDEN MULIGHED FOR GEVINST, 2015-2016

Periode	Nettoeksport	Nettoeksport uden mulighed for gevinst	
		Volumentarif	Volumen- og kapacitetstarif
2016	61 pct.	3 pct.	41 pct.
2. halvår 2016	66 pct.	1 pct.	27 pct.
2. halvår 2015	63 pct.	23 pct.	63 pct.

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

Note: Hver celle skal læses som andel af antal dage i perioden (184 dage i 2. halvår 2015 og 2016 og 366 dage i 2016). Rækker og kolonner i tabellen summerer ikke til 100 pct., da kolonnerne viser forskellige scenarier.

Det er muligt at opnå en gevinst, når prisforskellen for gas mellem to markeder overstiger omkostningen til transport. I figur 9 sammenlignes prisforskellen mellem den danske og de tyske spotpriser med omkostningen til transport ved eksport, når der betales volumentarif eller volumen- og kapacitetstarif samlet. Prisforskellen mellem den danske og de tyske spotpriser oversteg tarifniveauet i 42-91 pct. af dagene i 2. halvår 2016 afhængigt af om volumentariffen eller volumen- og kapacitetstariffen medtages i betragtningen.

Naturgas forventes at blive transporteret til det marked, der har den højeste pris. I de måneder, hvor Danmark var nettoeksportør af naturgas forventedes den danske spotpris dermed at have været lavere end de tyske spotpriser.

Danmark var nettoeksportør 66 pct. af dagene i 2. halvår 2016. På enkelte af disse dage var forskellen mellem den danske og de tyske spotpriser ikke høj nok til at dække omkostningerne til transport, hvorfor der ikke umiddelbart var mulighed for at opnå en gevinst. Disse dage udgjorde 1 pct. af dagene i halvåret, når kun volumentariffen medtages, og 27 pct. af dagene i halvåret når både volumen- og kapacitetstariffen medtages, jf. tabel 1.

Antallet af dage med nettoeksport uden mulighed for gevinst er faldet betydeligt sammenlignet med 2. halvår 2015. Dette kan tyde på, at flowet i Ellund i højere grad følger prissignalerne.

Temperaturerne i november faldt til under normal, jf. figur 6. Dette fik forbruget til at stige. Den øgede efterspørgsel af gas påvirkede priserne, der ligeledes steg. Den danske spotpris var imidlertid fortsat lavere end de tyske spotpriser i perioden. Importen af gas fra Tyskland steg i november og eksporten til Tyskland faldt til nul, jf. figur 6. Det har i løbet af halvåret derfor umiddelbart ikke været muligt at opnå gevinst ved import i denne periode.⁴

⁴ Det skal bemærkes, at SET's analyse baserer sig på et gennemsnit af de handlede priser. Den enkelte trader kan derfor have handlet til priser, hvor der rent faktisk har været mulighed for at opnå gevinst.

I relation til effekten af stop i produktion fra Tyra, så analyserede Energinet.dk i august 2016 gasforsyningen i Danmark ved en midlertidig nedlukning af Tyra. Energinet.dk fandt, at det danske gassystem er i stand til at levere gas til de danske og svenske forbrugere, uanset at Tyra lukker i en midlertidig periode.

5. LAGER

Danmark har to gaslagre. Stenlille på Sjælland og Lille Torup i Jylland, der begge ejes af Energinet.dk. Der er etableret ét virtuelt lagerpunkt, hvorfra gas kan injiceres og udtrækkes. Den 1. november 2016 skiftede lagerforretningen navn til Gas Storage Denmark.

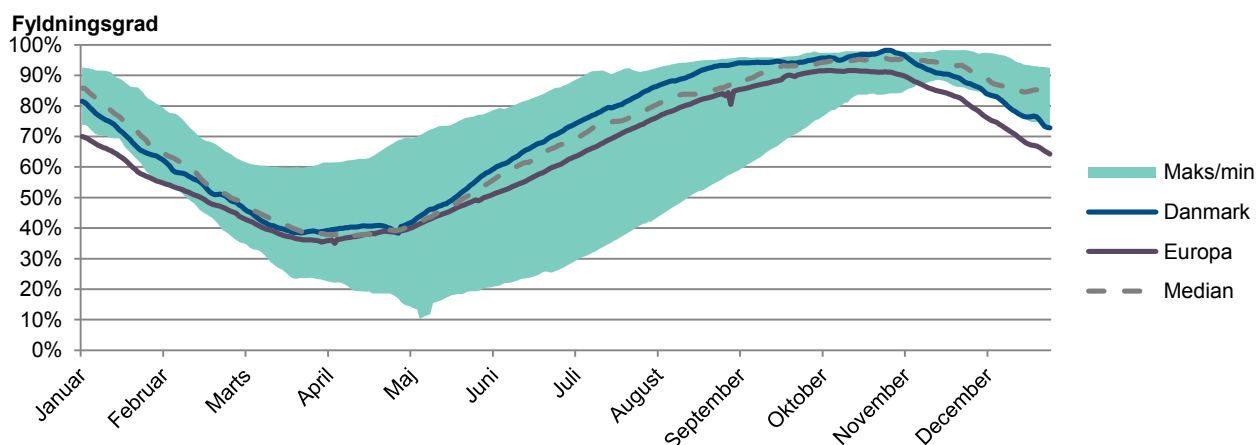
Injektion og udtræk

Gas injiceres typisk i lagrene i sommerhalvåret og udtrækkes i vinterhalvåret. Gaspriserne er oftest højest om vinteren, hvor efterspørgslen efter gas ligeledes er højest. Injektion og udtræk af gas afhænger typisk af prisforskelle på gas, fx lagres gas om sommeren, hvis det forventes at gassen kan sælges til en højere pris om vinteren (inkl. omkostninger til lager). Injektion og udtræk af lagrene sker imidlertid henover hele året.

I starten af 2. halvår 2016 var fyldningsgraden 72 pct., jf. figur 10. Fyldningsgraden steg frem til starten af november og nåede op på 98 pct. I perioden frem til november lå fyldningsgraden forholdsvist højt sammenlignet med tidligere år, mens den i resten af året lå på niveau med minimumslagerfyldning for perioden 2007-2016. Ved årets udgang var fyldningsgraden nede på 73 pct.

I 2. halvår 2016 var månedsprisen højere end spotprisen 80 pct. af dagene på den danske gasbørs. Dette kan give markedsaktørerne incitament til at udskyde udtræk af gas i håb om højere gaspriser senere. Temperaturen lå i november under normal, jf. figur 6, hvilket kan være med til at øge behovet for lagerudtræk.

FIGUR 10 | LAGERFYLDNINGSGRAD I DANMARK OG EUROPA, 2016



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

Note: Figuren viser den danske lagerfyldningsgrad (gaslagrene Stenlille og Lille Torup samlet) og den gennemsnitlige lagerfyldningsgrad for EU. Værdierne Maks/min og Median er beregnet for perioden 2007-2016 for Danmark. Data er opgjort på dagsbasis og opgjort i procent af den maksimale lagerkapacitet. I skudår er observationen for den 29. februar udeladt. Europa indeholder 20 EU-lande.

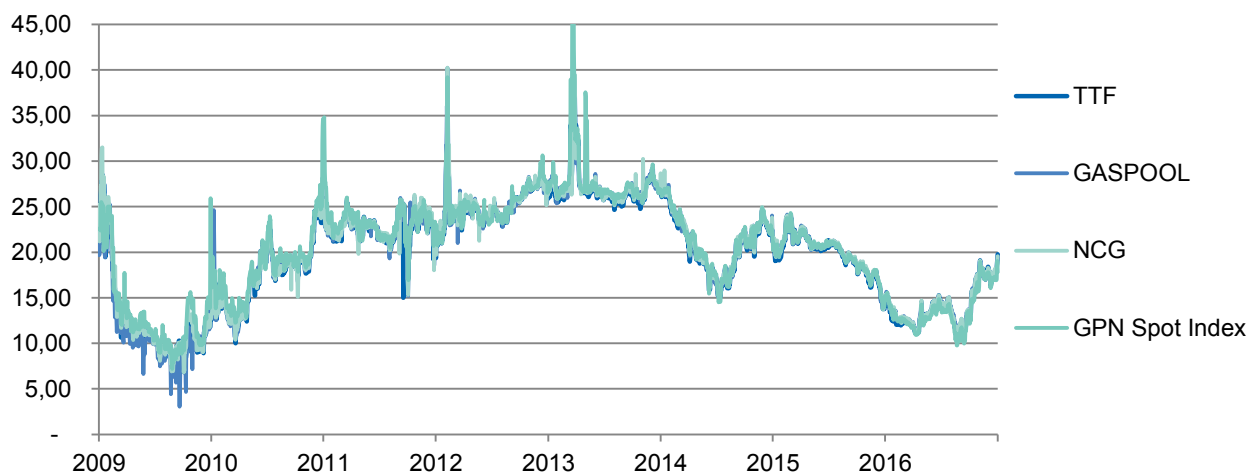
De danske og europæiske lagre fulgte nogenlunde samme trend i 2. halvår 2016. Fyldningsgraden i EU begyndte at falde i slutningen af oktober, mens fyldningsgraden i Danmark begyndte at falde i starten af november, jf. figur 10. Fyldningsgraden i EU lå under fyldningsgraden for Danmark i hele perioden.

I starten af 2. halvår 2016 var fyldningsgraden i de europæiske gaslagre 61 pct., hvilket er 13 procentpoint højere end året før og 11 procentpoint lavere end fyldningsgraden i de danske gaslagre, jf. figur 10. Ved årets udgang var fyldningsgraden i EU 64 pct., hvilket var 6 procentpoint lavere end året før og 9 procentpoint lavere end de danske gaslagre.

ORDLISTE

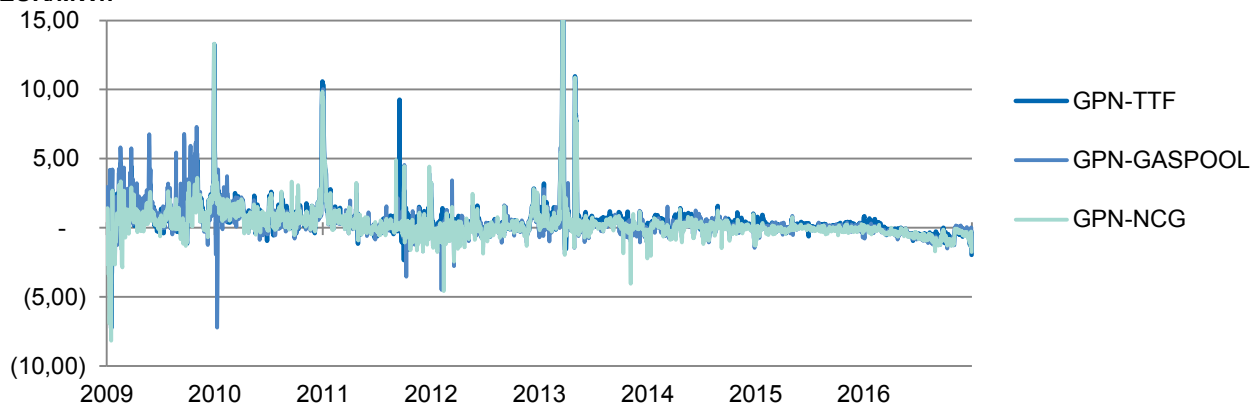
Begreb	Forklaring
Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	Agentur for EU's regulatorer af energimarkeder. ACER arbejder for at implementere netværkskoder og derigennem harmonisere de europæiske energimarkeder og øge markedsintegrationen.
Churn rate (forbrug)	Churn rate (forbrug) beskriver 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

Begreb	Forklaring
Lille Torup gaslager	Underjordisk gaslager beliggende i Jylland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i syv store hulrum, benævnt kaverner, der er udskyllet 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.
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

BILAG**FIGUR A1 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET, 2009-2016****EUR/MWh**

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

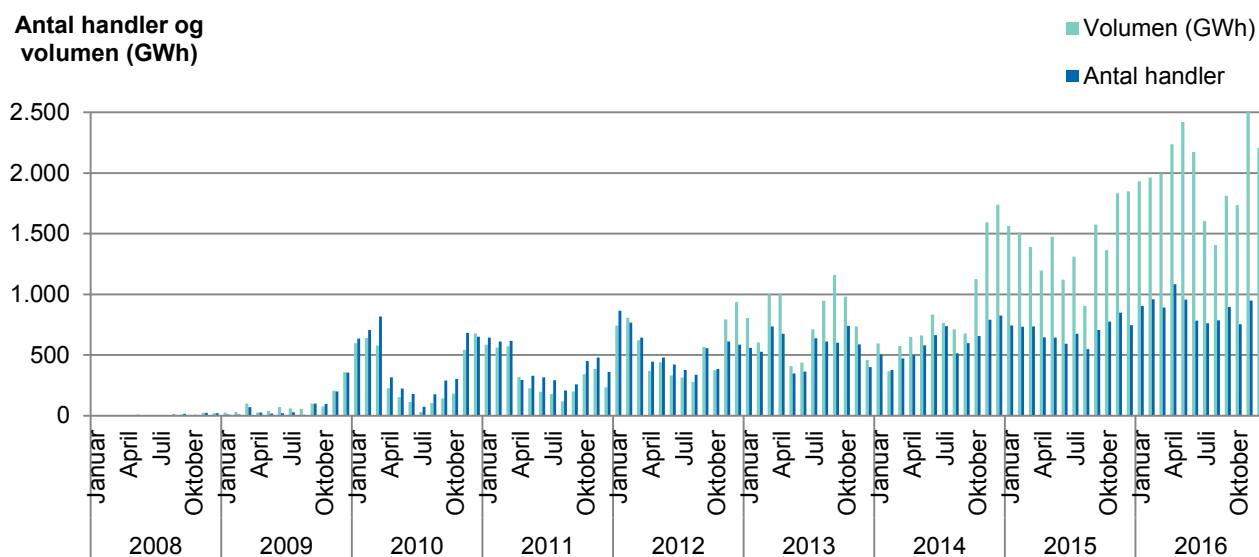
Note: Den 22. marts 2013 kom prisen på GPN Spot Index op på 78,64 EUR/MWh.

FIGUR A2 | PRIS-SPREAD MELLEML GPN OG HHV. NCG, GASPOOL OG TTF, 2009-2016**EUR/MWh**

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

Note: Den 22. marts 2013 kom prisforskellene op over 44 EUR/MWh.

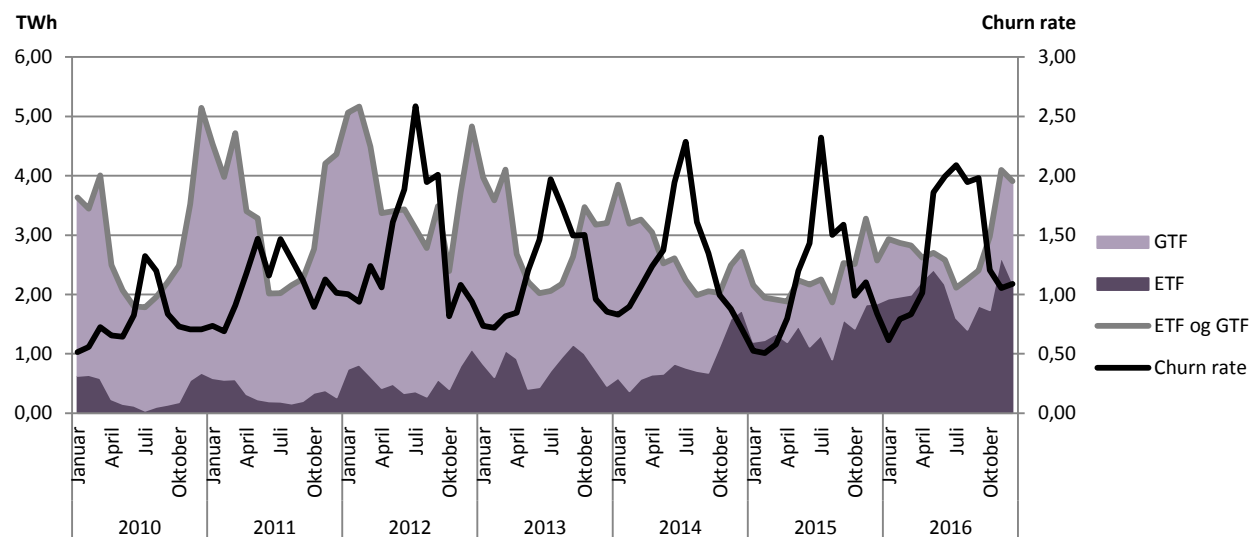
FIGUR A3 | ANTAL HANDLER OG HANDELEDE VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2008-2016



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

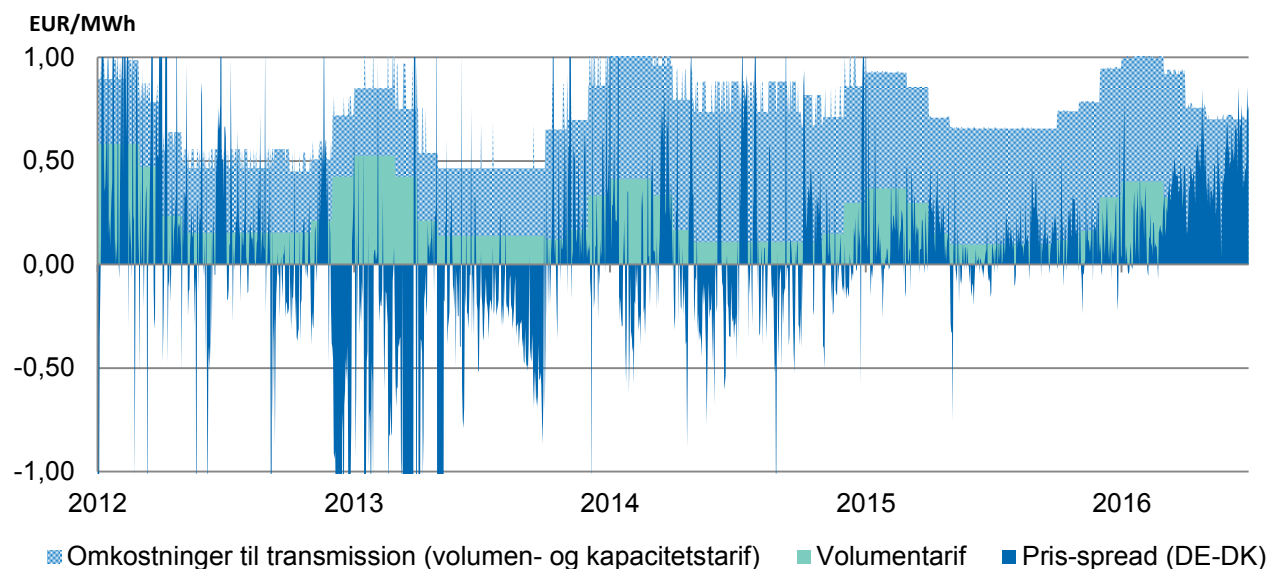
Note: I november 2016 blev der handlet 2.641 GWh.

FIGUR A4 | CHURN RATE OG HANDELT VOLUMEN PÅ ETF OG GTF, 2010-2016



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

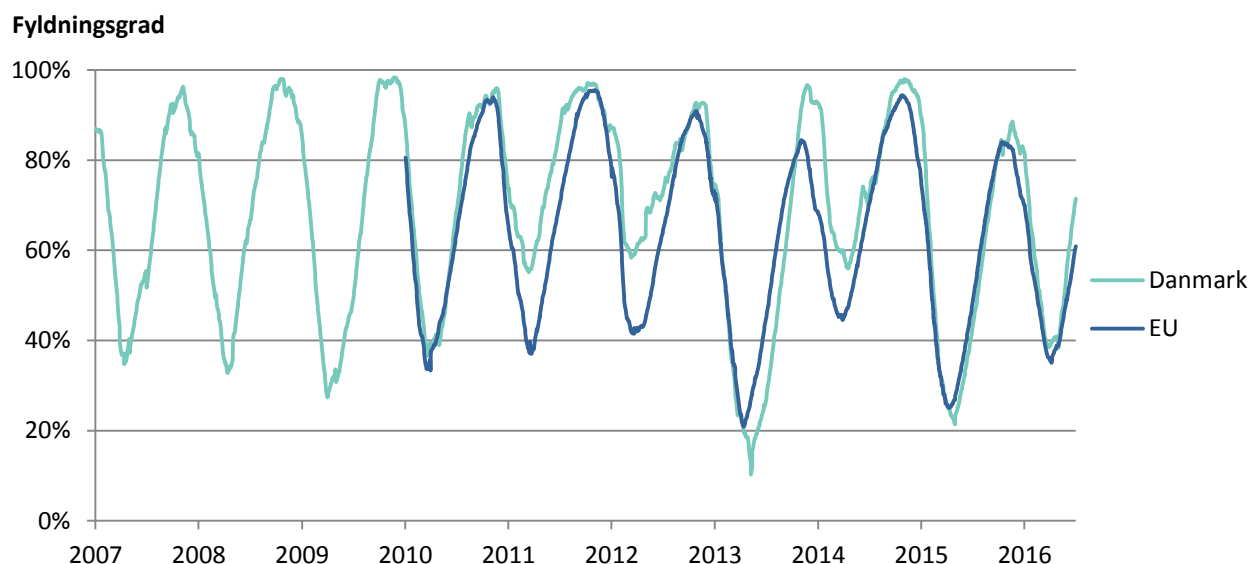
FIGUR A5 | PRIS-SPREAD OG TRANSPORTOMKOSTNINGER, 2012-2016



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

Note: Den lodrette akse er skåret i top og bund, da det er mængden af positive og negative pris-spreads og forholdet til transportomkostninger der er interessant i figuren.

FIGUR A6 | 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.

