CREG

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Studie

(F)1681
5/10/2017

“betreffende de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor aardgas - monitoringrapport 2016”

opgesteld met toepassing van artikel 15/14, § 2, 12° van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen

Niet-vertrouwelijk

CREG – Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE 2
1. EXECUTIVE SUMMARY 5
1.1. AARDGASVRAAG 5
1.2. Aargasbevoorrading 5
1.3. Aardgasleveranciers 5
1.4. Aardgashandel 5
1.5. PRIJSCONVERGENTIE 6
1.6. VERVOERSCAPACITEIT 6
1.7. Uitwisseling van gas 6
1.8. LNG 7
1.9. Opslag 7
1.10. Balancering 7
2. INLEIDING 8
3. Aardgas- en vervoersmarkt 9
3.1. De aardgasvraag in België 9
3.2. De aardgasbevoorrading van de Belgische markt 10
3.3. De aardgasleveranciers 13
3.4. grensoverschrijdende aardgashandel 13
3.5. internationale prijsconvergentie 14
3.6. integratie van de belgische en luxemburgse markt voor H-gas 15
3.7. investeringsplanning 16
3.8. dekking van de piekafnames 18
3.9. beschikbare vervoerscapaciteit 19
3.10. benutting entrycapaciteit 20
3.11. benutting exitcapaciteit 21
4. UITWISSELING VAN GAS 23
4.1. Aardolie-indexatie, % hubindexatie, % steenkoolindexatie – Volume en prijzen 23
4.1.1. Aardolie-indexering 23
4.1.2. Gasindexering 23
4.1.3. Steenkoolindexering 23
4.2. Beurzen 23
4.3. Vergelijking langetermijn- en kortetermijnprijzen 24
5. GASVERBRUIK 27
5.1. Verantwoording van de bestudeerde periode 27
5.2. Evolutie van het globaal aardgasverbruik. 27

5.3. Verbruik per verbruikerssegment en per gaskwaliteit (H/L) ... 28
5.4. Verbruik van aardgas door eindklanten op de distributienetten ... 29
5.5. Gasverbruik van de industriële afnemers aangesloten op het vervoersnet ... 30
5.6. Aardgasverbruik ten behoeve van de elektriciteitsproductie ... 31
5.7. Evolutie van het aantal marktpartijen ... 31
5.8. Onderscheid H-gas en L-gas ... 32
5.9. Evolutie van de marktaandelen voor de bevoorrading van eindklanten via het vervoersnet. 33
5.10. Overzicht van het gebruik per gaskwaliteit en per verbruikerssegment. ... 35
5.11. Maandverbruik. ... 35
6. LNG ... 37
6.1. Capaciteit (fysisch, commercieel) ... 37
6.1.1. Beschrijving van de installaties van de LNG-terminal van Zeebrugge ... 37
6.1.2. Aangeboden capaciteit/diensten ... 37
6.1.3. Reservaties ... 38
6.1.4. Gebruik van capaciteit (nominaties + fysisch) ... 40
6.1.5. LNG-trucks ... 42
7. OPSLAG ... 44
7.1. Fysieke kenmerken van de installatie ... 44
7.2. Operationele kenmerken van de opslaginstallatie ... 44
7.3. Het opslagmodel ... 45
7.3.1. Opsplitsing van de beschikbare capaciteit naargelang de termijn: ... 45
7.3.2. Standaardeenheid (SBU) ... 45
7.3.3. Allocatieprocedure: Toewijzingskalender ... 46
7.3.4. Aanbod en toewijzing van lange termijn diensten (LTS): ... 46
7.3.5. Aanbod van de jaarlijkse opslagdiensten (YTS) via veiling ... 47
7.4. Ongunstige spread ... 47
7.5. Aanbod aan opslagcapaciteit, onderschrijving van opslagcapaciteit en vullingsgraad voor de opslaginstallatie in België – vergelijking met opslag in EU ... 49
7.6. Reservaties Loenhout voor de komende jaren ... 52
7.7. Afsluitende bedenkingen opslag: Storage paradoxen ... 53
8. Balancering ... 54
8.1. Evenwicht van het net – principe van marktbalancering (market based balancing) ... 54
8.2. Opvolging van het netevenwicht – regels voor market based balancing en marktdrempels tijdens de dag ... 54
8.3. Opvolging van het netevenwicht op het einde van de dag (residuele balancing of ende of day balancing) ... 56
8.4. Systeem van marktbalancing van Fluxys Belgium: performantie voor de H-gas markt ... 56
8.5. Prestaties van het model voor de L-gas markt ... 58

8.6. Besluit: het Entry/Exit vervoersmodel met marktgebaseerde balancing ondersteunt een goede marktwerking 59
9. UITGEBREIDE SAMENVATTING 60
9.1. AARDGASVRAAG 60
9.2. Aargasbevoorrading 60
9.3. Aardgasleveranciers 60
9.4. Aardgashandel 60
9.5. PRIJSCONVERGENTIE 61
9.6. VERVOERSCAPACITEIT 61
9.7. Uitwisseling van gas 61
9.8. LNG 62
9.9. Opslag 62
9.10. Balancering 63

1. EXECUTIVE SUMMARY

1.1. AARDGASVRAAG

In 2016 bedroeg het totale aardgasverbruik 179,4 TWh, wat een stijging van 2,1% betekent tegenover het verbruik in 2015 (175,8 TWh). De minder milde temperaturen in 2016 tegenover 2015, hoewel niet sterk verschillend van een normaal jaar, leiden tot een stijging van de verwarmingsbehoeften met naar schatting meer dan 10%. Deze vaststelling biedt mede een verklaring voor de stijging van de aardgasvraag op de distributienetten met 5,6%. Onder deze omstandigheden bedraagt het aandeel van de aardgasafname op de distributienetten 51,8% in 2016 (50,1% in 2015). Ondanks de forse daling van de groothandelsprijzen voor aardgas, van gemiddeld 19,9 EUR/MWh in 2015 naar 13,8 EUR/MWh in 2016 (-31%), wordt er geen verdere vraagherneming vastgesteld bij de grootverbruikers zoals in 2015. Het industriële aardgasverbruik neemt af met 3,2% en het aardgasverbruik voor elektriciteitsproductie noteert nauwelijks een stijging met 0,2%

1.2. AARGASBEVOORRADING

Aardgas op de Belgische is vooral rechtstreeks afkomstig uit Noorse aardgasvelden en via handel in Nederland. Globaal leiden de bevoorradingsportefeuilles van de individuele aardgasleveranciers tot een gespreide bevoorrading volgens contracttype. Het aandeel van de rechtstreeks met de aardgasproducenten afgesloten langetermijncontracten, met een resterende looptijd van meer dan 5 jaar, daalt verder (43,7% in 2016 tegenover 48,2% in 2015, 51,1% in 2014 en 55,5% in 2013) maar blijft de belangrijkste component. De totale bevoorrading via bevoorradingscontracten rechtstreeks afgesloten met aardgasproducenten bedraagt 57,9% (59,9% in 2015). De netto bevoorrading op de groothandelsmarkt kent een stijging in 2016 tot 42,1% (40,1% in 2015). Langetermijncontracten met aardgasproducenten blijven de ruggengraat in de portefeuille van de belangrijkste leveranciers op de Belgische markt maar steeds meer bevoorraden leveranciers zich op de groothandelsmarkten (hubs).

1.3. AARDGASLEVERANCIERS

In 2016 waren er in totaal 23 leveringsondernemingen actief op de Belgische markt (zelfde groep als in 2015). Electrabel (Engie) 35% (31% in 2015)) en ENI S.p.A. 23% (24% in 2015) beheersen samen 58% (55% in 2015 en 60% in 2014) van de aardgasleveringen aan de grootverbruikers rechtstreeks aangesloten op het vervoersnetwerk en de distributienetten. De derde grootste leverancier is EDF Luminus met een stabiel aandeel van 10% in 2016. De overige 20 leveringsondernemingen (samen een marktaandeel van 32%) beschikken elk over een marktaandeel van maximaal 5% waarvan 9 leveringsondernemingen met een aandeel van elk nog geen 1%. De marktconcentratie is stabiel gebleven in 2016 ten opzichte van 2015.

1.4. AARDGASHANDEL

België en de omringende landen vertegenwoordigen 58% van de Europese aardgasmarkt. België is gelegen in het centrum van belangrijke aardgascorridors in Noordwest-Europa en kent een intensieve grensoverschrijdende aardgashandel. Het Nederlandse TTF is de belangrijkste aanliggende handelsmarkt voor de verhandeling van aardgas (H-gas en L-gas) voor de België markt. In 2016 bedroegen de netto aardgastransacties van TTF naar ZTP 140,1 TWh. Het Britse NBP blijft een netto positief saldo vertonen van aardgastransacties naar ZTP (51,5 TWh in 2016). De aardgastransacties met

beide Duitse aardgasmarkten kennen een snelle omschakeling van stromen tussen exit naar Duitsland en entry naar België. Met het Noord-Duitse Gaspool bedroegen de netto aardgastransacties naar ZTP 11,9 TWh in 2016 terwijl er netto aardgastransacties van ZTP met het Zuid-Duitse NCG worden genoteerd van 1,6 TWh in 2016. Frankrijk is sterk afhankelijk van aardgastransacties tussen ZTP en PEG Nord (183,4 TWh in 2016).

1.5. PRIJSCONVERGENTIE

Deze aardgasprijscurven op de groothandelsmarkt in België en in de naburige marktplaatsen lopen samen wat erop wijst dat er vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen deze markten. De daling van de aardgasprijzen zet zich verder. De aardgasprijsnotering op ZTP ligt op ZTP gemiddeld het laagst op een niveau van 13,3 EUR/MWh. Een aanzienlijk daling ten opzichte van de notering van19,9 EUR/MWh in 2015 en 27,2 EUR/MWh in 2013.

1.6. VERVOERSCAPACITEIT

Er is voldoende entry- en exitcapaciteit op de interconnectiepunten met de naburige markten om de vraag te voldoen. De totale entrycapaciteit (inclusief LNG) bedraagt op dagbasis 4,1 TWh/d en de totale exitcapaciteit komt overeen met 2,9 TWh/d. De piek entrystroom in 2016 bedraagt 1,9 TWh/d. Het piekdagverbruik bedraagt 957 GWh/d. In totaal bedroeg de exitstroom aan de landsgrenzen 210,6 TWh ofwel 17,4% meer dan het totaal aardgasverbruik in België (179,4 TWh in 2016).

1.7. UITWISSELING VAN GAS

In 2016 werd 30 % (55 TWh) van de behoefte van de Belgische markt aangekocht op de beurzen en 70 % via de langetermijnbevoorradingen (124 TWh).

De meeste prijzen van de langetermijnbevoorradingen worden geïndexeerd op basis van de gasnoteringen.

Meer dan drie vierde van de kortetermijnvolumes werd aangekocht via een Zeebrugge-notering, bijna 20 % via een TTF-notering (Nederland) en ongeveer 1 % op de PEG NORD (Frankrijk).

De aankopen op de beurzen gebeuren voornamelijk via onderhandse transacties, *over-the-counter* of OTC genoemd.

De prijzen op de beurzen waren hoger dan deze verkregen via langetermijncontracten. De gemiddelde aankoopprijs van de kortetermijnaankopen in België bedroeg in 2016 15,2 €/MWh, dit is 0,4 €/MWh meer dan de prijs van de langetermijncontracten voor alle indexeringen samen.

1.8. LNG

Na een groeifase tussen 2007 en 2008 merkt men dat het aantal LNG-tankers die in Zeebrugge komen aanmeren sinds 2009 continu is gedaald (met uitzondering van 2015). Daarbovenop zijn er meer en meer LNG-tankers die in Zeebrugge komen laden.

Het gevolg daarvan is dat er minder gas in het Fluxys-net wordt gezonden (behalve in 2015 omdat er dan meer schepen werden gelost).

Wat de truckloadingactiviteit betreft, is er meer volatiliteit. Toch merkt men dat het aantal LNG-trucks die in Zeebrugge komen laden aan het stijgen is. Dit heeft te maken met lokale marktbehoeften in Europa waar er meer en meer projecten zijn in verband met *small scale* LNG.

1.9. OPSLAG

De vullingsgraad van de opslagsite te Loenhout ligt voor het seizoen 2016-2017 merkelijk hoger dan voor het jaar 2015-2016 (85% tegenover 64%). Hoewel de spread tussen de winter- en zomerprijs voor aardgas in 2016 laag blijft (< 2€/MWh, ruim onder de gemiddelde kost van opslag (>3.5€/MWh)), zorgt de onbeschikbaarheid van de grootste opslaginstallatie in UK (Rough, goed voor 3,8 BCM opslagcapaciteit) voor een toegenomen (ad hoc) boeking van opslagcapaciteit in de Noordwest-Europese markt.

De reservaties voor opslagdiensten onder de vorm van SBU blijven beperkt tot de onderschrijvingen op lange termijn. Wel is Fluxys Belgium erin geslaagd bijkomende opslagdiensten te vermarkten als additional services. De beschikbare capaciteit werd als afzonderlijke dienst onder de vorm van opslagvolume, injectiediensten en uitzenddiensten gecommercialiseerd voor termijnen die korter zijn dan de standaard jaarlijkse termijn. Op deze wijze kon het volledig beschikbare volume van Loenhout verkocht worden. De beschikbare injectie en uitzendcapaciteit konden eveneens gecommercialiseerd worden, zij het voor een in de tijd beperkt injectie-, respectievelijk uitzendvenster

1.10. BALANCERING

Het model voorziet aparte balanceringszones voor H-gas en L-gas. Uit de geobserveerde onevenwichten, zowel tijdens de dag als op het einde van de dag, kan afgeleid worden dat commerciële balancering mogelijk is met een aanvaardbare maximumprijs. De vaststelling van vorig jaar dat het systeem robuust is en betrouwbaar en commercieel voordeel biedt voor de netgebruikers, geldt onverminderd voor 2016.

Hierbij lijkt het niet aangewezen fundamenteel in te grijpen, noch in de bouwstenen van het model, noch in de parameters die worden gehanteerd om de commerciële grenzen te bepalen.

2. INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt in deze studie de werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor aardgas tijdens de periode van 1 januari 2016 tot en met 31 december 2016.

De bedoeling van deze studie is om alle belangstellenden te informeren over een aantal belangrijke aspecten van de Belgische aardgasmarkt, onder meer de gasbevoorrading, de uitwisseling van gas, het gasverbruik, de marktintegratie en de technische aspecten (LNG, opslag, balancering,…).

Er wordt zoveel mogelijk een historiek gegeven van de laatste 10 jaren (2007-2016). Het jaar 2007 wordt dit jaar nog vermeld omdat het voorafgaat aan de financiële en economische crisis van de bestudeerde periode. Op deze manier kan de lezer een beter begrip krijgen van de evolutie van de groothandelsmarkt voor aardgas.

Deze studie is opgedeeld in 7 hoofdstukken:

1) het eerste hoofdstuk heeft betrekking op de gasbevoorrading;
2) het tweede hoofdstuk behandelt meer specifiek de uitwisseling van gas;
3) het derde hoofdstuk analyseert het gasverbruik op niveau afname/netgebruik;
4) het vierde hoofdstuk gaat over marktintegratie en prijsconvergentie;
5) het vijfde hoofdstuk heeft betrekking op LNG;
6) het zesde hoofdstuk behandelt de opslag;
7) het zevende hoofdstuk betreft de balancering.

De studie van de zeven voormelde hoofdstukken wordt voorafgegaan door een samenvatting (executive summary) en wordt gevolgd door een uitgebreide samenvatting. Uit deze studie worden ook enkele besluiten getrokken.

Tijdens zijn vergadering van 5 oktober 2017 keurde het directiecomité van de CREG deze studie goed.

3. AARDGAS- EN VERVOERSMARKT

3.1. DE AARDGASVRAAG IN BELGIË

In 2016 bedroeg het totale aardgasverbruik 179,4 TWh, wat een stijging van 2,1% betekent tegenover het verbruik in 2015 (175,8 TWh). De minder milde temperaturen in 2016 tegenover 2015, hoewel niet sterk verschillend van een normaal jaar, leiden tot een stijging van de verwarmingsbehoeften met naar schatting meer dan 10%. Deze vaststelling biedt mede een verklaring voor de stijging van de aardgasvraag op de distributienetten met 5,6%. Onder deze omstandigheden bedraagt het aandeel van de aardgasafname op de distributienetten 51,8% in 2016 (50,1% in 2015). Ondanks de forse daling van de groothandelsprijzen voor aardgas, van gemiddeld 19,9 EUR/MWh in 2015 naar 13,8 EUR/MWh in 2016 (-31%), wordt er geen verdere vraagherneming vastgesteld bij de grootverbruikers zoals in 2015. Het industriële aardgasverbruik neemt af met 3,2% en het aardgasverbruik voor elektriciteitsproductie noteert nauwelijks een stijging met 0,2%.

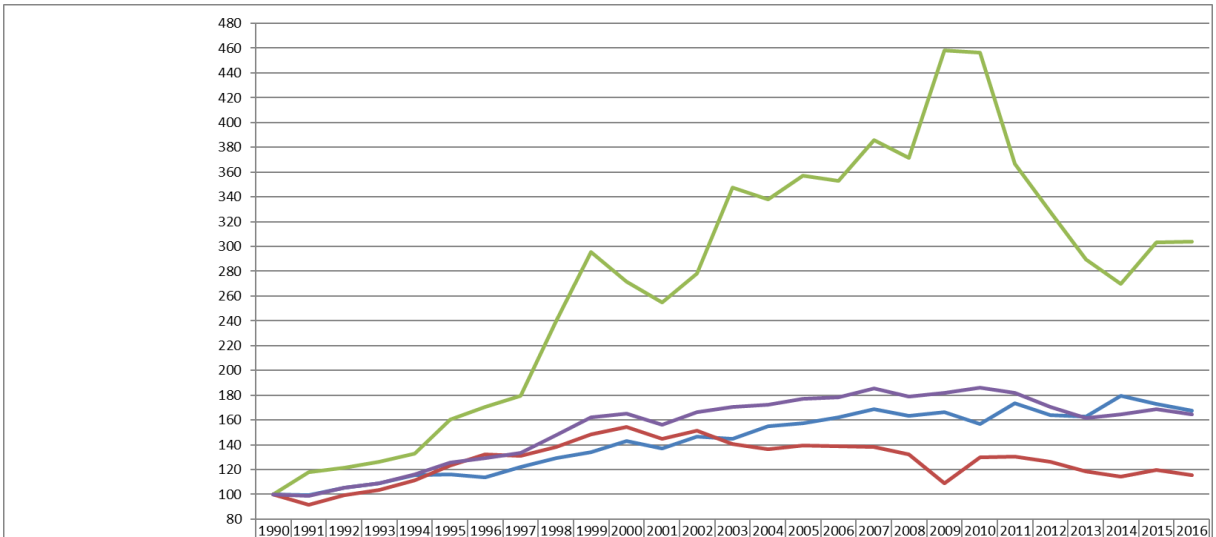
Tabel 1: Verdeling per gebruikerssegment van de Belgische aardgasvraag tussen 2004 en 2016 (in TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2016/ 2015
Distributie	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	79,6	88,1	93,0	+5,6
Industrie*	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,1	43,1	41,8	-3,2
Elektriciteits-produktie **	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	39,7	44,6	44,7	+0,2
Totaal	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	183,4	185,6	183,2	160,4	175,8	179,4	+2,1

*rechtstreekse afnemers,**gecentraliseerd park

Bron: CREG

Figuur 1: Evolutie van het aardgasverbruik per gebruikerssegment gedurende de periode 1990-2016 (1990=100), aangepast op basis van de klimaatveranderingen



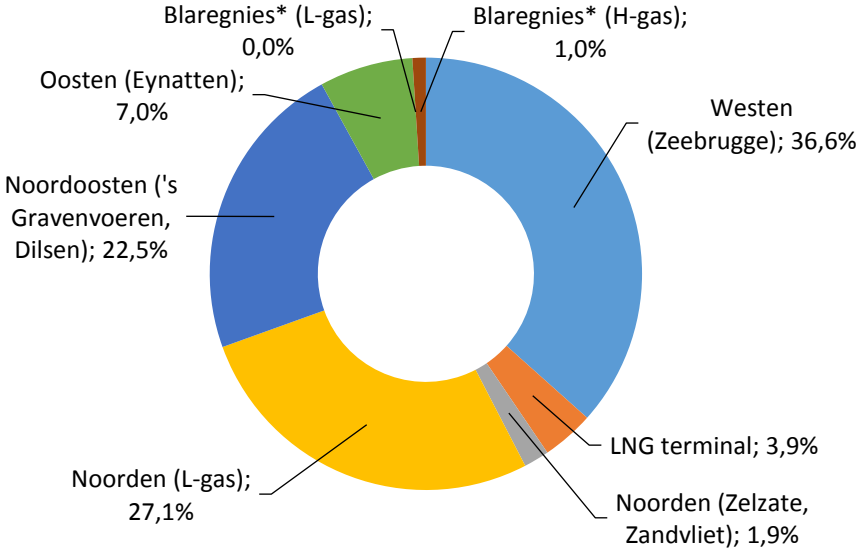
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
huishoudelijk & equivalent	100	99	105	109	116	116	113	122	129	134	143	137	146	145	155	158	162	169	164	166	157	173	164	163	179	173	167
industrie	100	92	100	103	111	124	132	131	138	149	155	145	152	141	137	140	139	139	132	109	130	130	126	119	114	120	116
elektriciteitsproductie	100	118	122	127	133	161	171	180	240	295	271	255	278	348	338	357	353	386	372	458	457	367	328	289	270	303	304
totaal	100	99	105	109	116	125	129	134	148	162	165	156	166	171	172	177	178	186	179	182	186	182	170	161	164	168	165

Bron: CREG

3.2. DE AARDGASBEVOORRADING VAN DE BELGISCHE MARKT

De aardgasleveranciers hebben de keuze uit een waaier van ingangspunten voor toegang tot het aardgasvervoersnet om zowel nationale als internationale aardgastransacties uit te voeren en hun Belgische klanten met H-gas te bevoorraden. De aardgasklanten die L-gas verbruiken worden rechtstreeks bevoorraad vanuit Nederland of onrechtstreeks, in tegenstroom, via het interconnectiepunt Blaregnies met Frankrijk. De invoer van LNG, hoofdzakelijk uit Qatar, via de terminal van Zeebrugge vertegenwoordigt in 2016 een aandeel van 3,9% van de gemiddelde invoerportefeuille voor de Belgische markt. Zeebrugge is het belangrijkste bevoorradingspunt voor de Belgische aardgasconsumenten en vertegenwoordigt in 2016 een aandeel van 36,6%. Virtueel is er invoer via het interconnectiepunt met Frankrijk te Blaregnies, zowel voor H-gas als voor L-gas, door nominaties in tegenstroom van grens-tot-grens aardgasstromen die initieel bedoeld zijn voor de Franse markt.

Figuur 2: Verdeling van de instroom van aardgas per ingangszone in 2016



*De ingangspunten van Blaregnies worden “in tegenrichting” gebruikt van de fysieke stromen (“reverse flow”) door gebruik te maken van de op die punten overheersende doorvoerstromen.

Bron: CREG

In tabel 2 worden de netto aardgasstromen met de naburige landen die het resultaat zijn van grensoverschrijdende transacties in 2015 en 2016. Aardgas op de Belgische markt is vooral afkomstig uit Noorwegen en transacties vanuit Nederland niet enkel aardgas gewonnen in Nederland maar tevens afkomstig van bronnen elders zoals Noorwegen en Rusland). De exitstromen gaan vooral richting Frankrijk en zijn bestemd voor de Franse consumptie.

Tabel 2: Netto aardgasstromen aan de grens in 2015 en 2016 (in TWh)

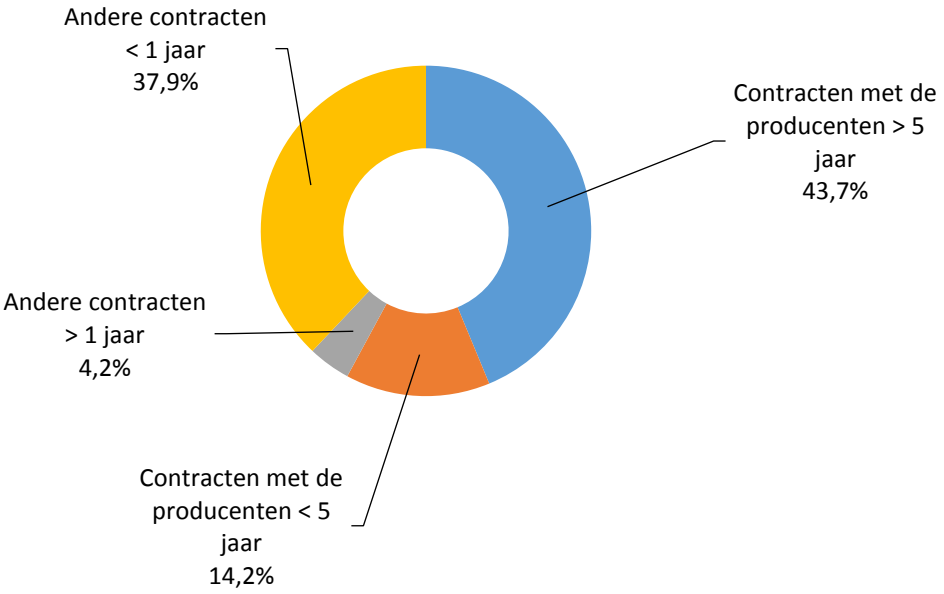
	2015	2016	%
Nederland	119,5	140,1	+17,3%
Duitsland	-14,4	10,3	*reverse flow*
Noorwegen	153,2	157,3	+2,7%
Groot-Brittannië	82,1	51,5	-37,3%
Frankrijk	-186,7	-183,4	-1,8%
Luxemburg	-6,2	-6,5	+3,8%
LNG	26,5	12,0	-54,8%

+ netto entrystroom, - netto exitstroom

Bron: CREG, gegevens gasdata.fluxys.com

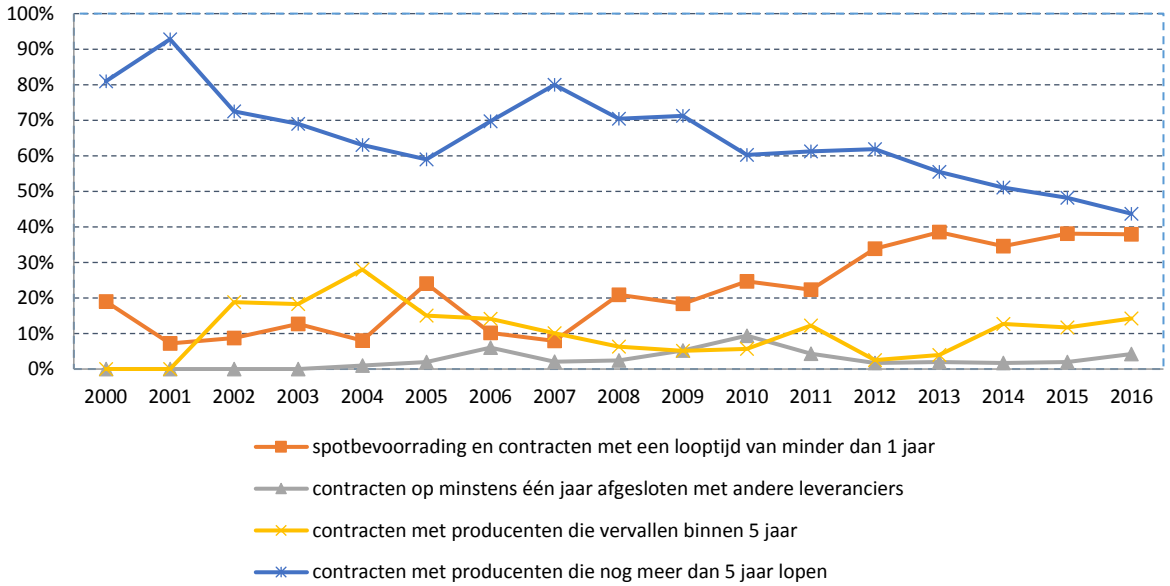
Globaal leiden de bevoorradingsportefeuilles van de individuele aardgasleveranciers tot een gespreide bevoorrading volgens contracttype. Het aandeel van de rechtstreeks met de aardgasproducenten afgesloten langetermijncontracten, met een resterende looptijd van meer dan 5 jaar, daalt verder (43,7% in 2016 tegenover 48,2% in 2015, 51,1% in 2014 en 55,5% in 2013) maar blijft de belangrijkste component. De totale bevoorrading via bevoorradingscontracten rechtstreeks afgesloten met aardgasproducenten bedraagt 57,9% (59,9% in 2015). De netto bevoorrading op de groothandelsmarkt kent een stijging in 2016 tot 42,1% (40,1% in 2015). Langetermijncontracten met aardgasproducenten blijven de ruggengraat in de portefeuille van de belangrijkste leveranciers op de Belgische markt maar steeds meer bevoorraden leveranciers zich op de groothandelsmarkten (hubs).

Figuur 3: Samenstelling van de gemiddelde bevoorradingsportefeuille van de leveranciers die in 2016 in België actief waren



Bron: CREG

Figuur 4: De samenstelling van de gemiddelde bevoorradingsportefeuille voor de Belgische aardgasmarkt 2000-2016 (aandelen in %)

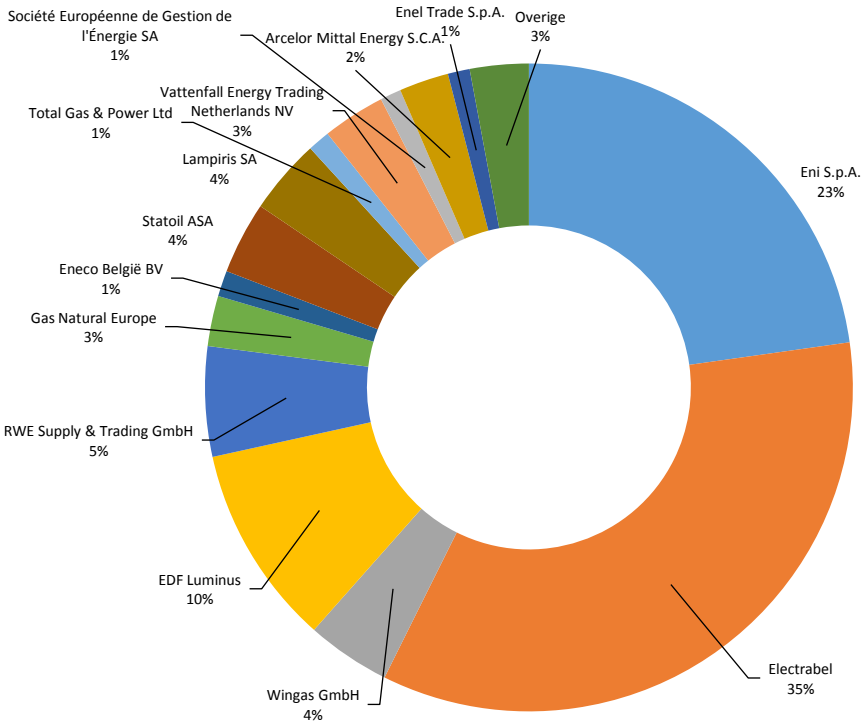


Bron: CREG

3.3. DE AARDGASLEVERANCIERS

In 2016 waren er in totaal 23 leveringsondernemingen actief op de Belgische markt (zelfde groep als in 2015). Electrabel (Engie) 35% (31% in 2015) en ENI S.p.A. 23% (24% in 2015) beheersen samen 58% (55% in 2015 en 60% in 2014) van de aardgasleveringen aan de grootverbruikers rechtstreeks aangesloten op het vervoersnetwerk en de distributienetten. De derde grootste leverancier is EDF Luminus met een stabiel aandeel van 10% in 2016. De overige 20 leveringsondernemingen (samen een marktaandeel van 32%) beschikken elk over een marktaandeel van maximaal 5% waarvan 9 leveringsondernemingen met een aandeel van elk nog geen 1%. De marktconcentratie is stabiel gebleven in 2016 ten opzichte van 2015.

Figuur 5. Marktaandelen van de leveringsondernemingen op het vervoersnet in 2016



*Overige: leveringsondernemingen met elk een marktaandeel van minder dan 1% (Progress Energy Services BVBA, Uniper Global Commodities SE, natGAS Aktiengesellschaft, Belgian Eco Energy NV, Enovos Luxembourg SA, European Energy Pooling BVBA, Antargaz SA, Getec Energy AG, Direct Energie).

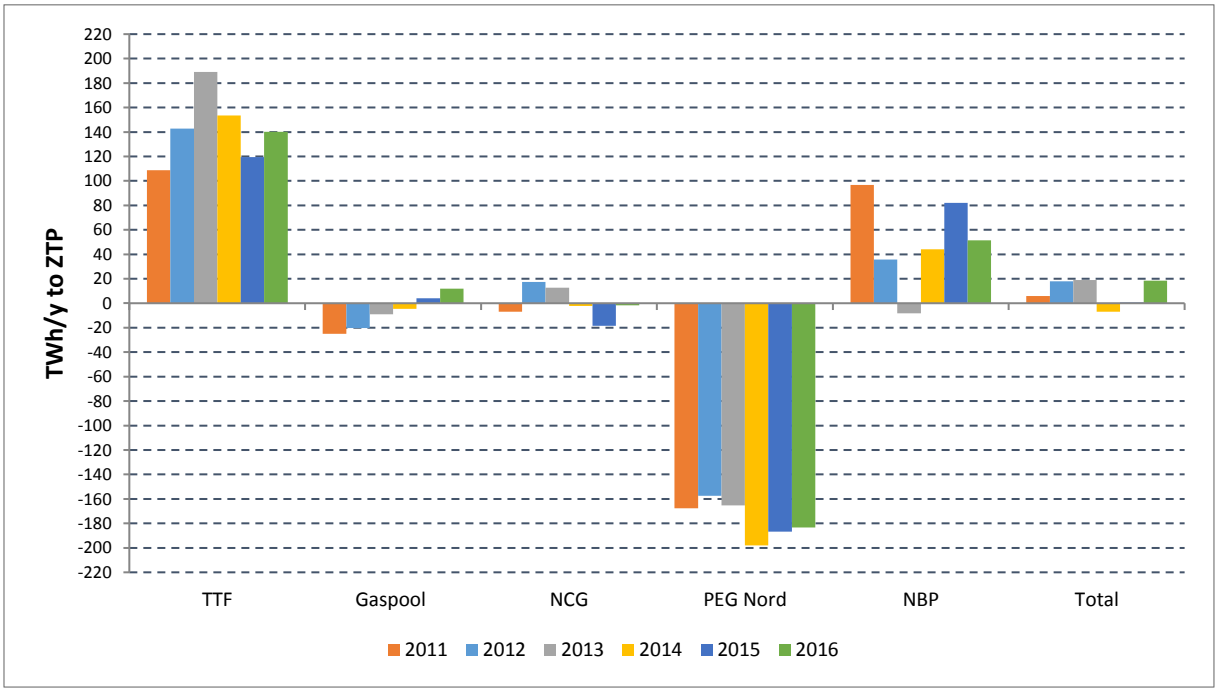
Bron: CREG

3.4. GRENSOVERSCHRIJDENDE AARDGASHANDEL

België en de omringende landen vertegenwoordigen 58% van de Europese aardgasmarkt. België is gelegen in het centrum van belangrijke aardgascorridors in Noordwest-Europa en kent een intensieve grensoverschrijdende aardgashandel. Het Nederlandse TTF is de belangrijkste aanliggende handelsmarkt voor de verhandeling van aardgas (H-gas en L-gas) voor de België markt. In 2016 bedroegen de netto aardgastransacties van TTF naar ZTP 140,1 TWh. Het Britse NBP blijft een netto positief saldo vertonen van aardgastransacties naar ZTP (51,5 TWh in 2016). De aardgastransacties met beide Duitse aardgasmarkten kennen een snelle omschakeling van stromen tussen exit naar Duitsland en entry naar België. Met het Noord-Duitse Gaspool bedroegen de netto aardgastransacties naar ZTP

11,9 TWh in 2016 terwijl er netto aardgastransacties van ZTP met het Zuid-Duitse NCG worden genoteerd van 1,6 TWh in 2016. Frankrijk is sterk afhankelijk van aardgastransacties tussen ZTP en PEG Nord (183,4 TWh in 2016).

Figuur 6: Netto aardgastransacties tussen Belgische aardgasmarkt ZTP(*) en de markten in de buurlanden van 2011 tot 2016 (in TWh/jaar, H-gas en L-gas)



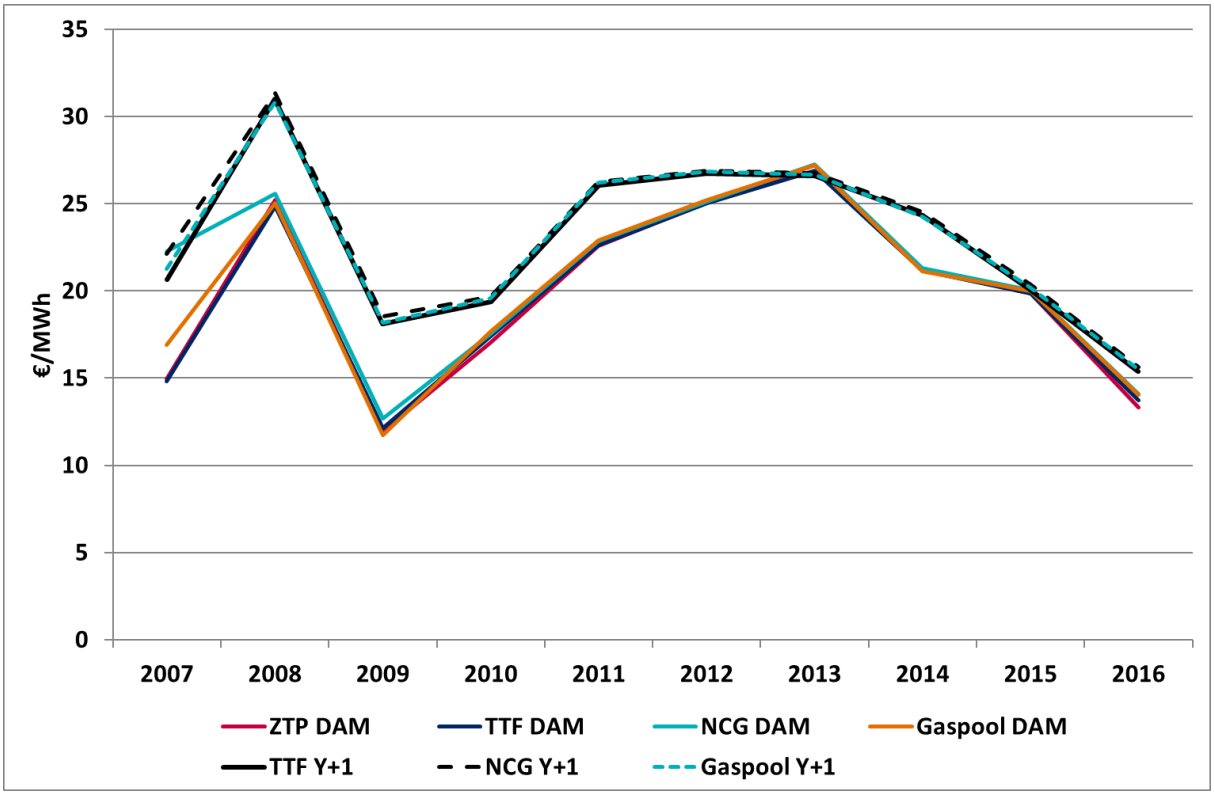
(*) sinds 1 oktober 2015 bestrijkt ZTP tevens de Luxemburgse aardgasmarkt
Bron: CREG, gegevens gasdata.fluxys.com

3.5. INTERNATIONALE PRIJSCONVERGENTIE

De prijscurven in figuur 7 geven de jaarlijkse gemiddelde day-ahead aardgasprijs (DAM) weer voor de Belgische aardgasmarkt ZTP (sinds 1 oktober 2015 bestrijkt ZTP tevens de Luxemburgse aardgasmarkt), het Nederlandse TTF en beide Duitse markten Gaspool en NCG. Deze prijscurven lopen samen wat erop wijst dat er vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen deze markten. De jaarlijkse gemiddelde year-ahead aardgasprijs (Y+1) wordt tevens in beeld gebracht. Gezien de prijsconvergentie en -correlatie op de kortetermijnmarkt, kan de langetermijnprijs in Nederland en Duitsland ook worden gebruikt als referentieprijs voor de Belgisch-Luxemburgse markt.

De daling van de aardgasprijzen zet zich verder. De aardgasprijsnotering op ZTP ligt op ZTP gemiddeld het laagst op een niveau van 13,3 EUR/MWh. Een aanzienlijk daling ten opzichte van de notering van19,9 EUR/MWh in 2015 en 27,2 EUR/MWh in 2013.

Figuur 7: Gemiddelde jaarlijkse aardgasprijs op de day-ahead en year-ahead markt



Bronnen: CREG, gegevens gasdata.fluxys.com

3.6. INTEGRATIE VAN DE BELGISCHE EN LUXEMBURGSE MARKT VOOR H-GAS

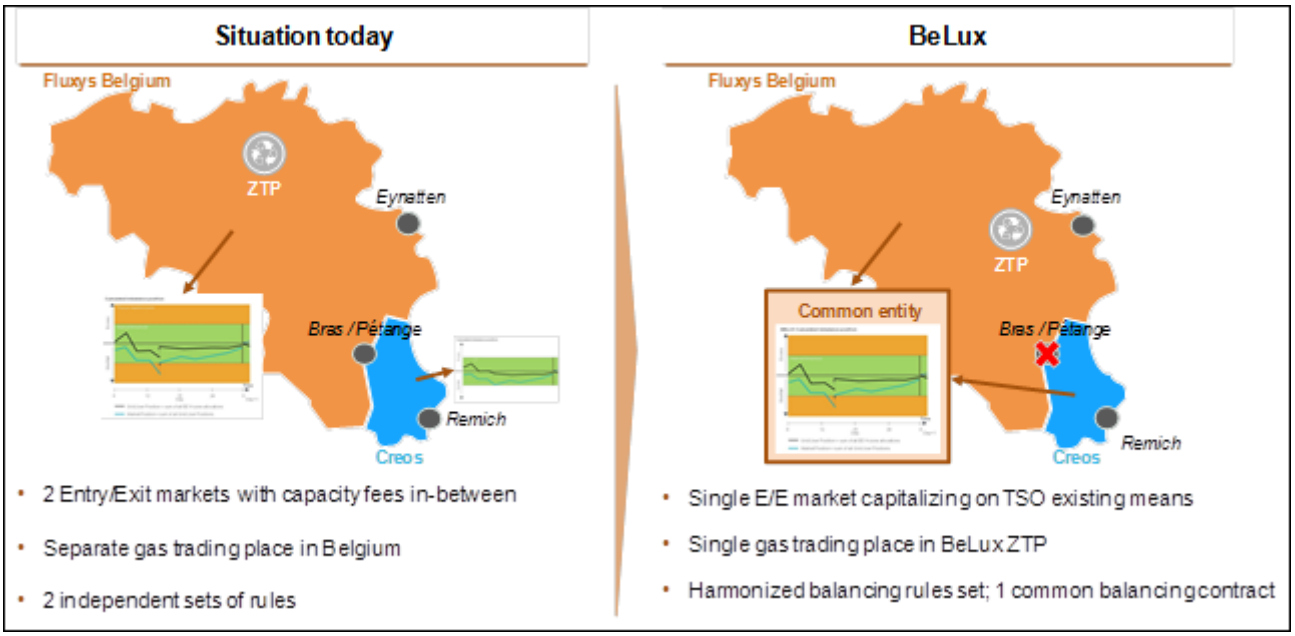
Sinds 1 oktober 2015 is de Belgische en Luxemburgse markt voor H-gas geïntegreerd tot één enkele Belux-markt. Er is één balanceringszone voor H-gas die beide landen dekt via de oprichting van een uniek entry-exitsysteem met een gemeenschappelijk balanceringsregime en één handelsplatform (hub), de bestaande *Zeebrugge Trading Platform* (ZTP). Deze realisatie is het eerste voorbeeld van een marktintegratieproject tussen twee Europese lidstaten. Dit project sluit volledig aan bij de Europese ambitie om aardgasmarkten verder te integreren en werd op 13 juli 2016 voorgesteld als een pilootproject tijdens een workshop over de implementatie van het *Gas Target Model*[1] georganiseerd bij de Oostenrijkse energieregulator E-Control. De volgende afbeelding geeft een beknopte weergave van het project.

Vóór 1 oktober 2015 vormden de twee markten voor H-gas onafhankelijke nationale entry-exitsystemen waartussen interconnectiecapaciteit (Bras/Pétange) moest worden aangekocht door netgebruikers voor handel tussen België en Luxemburg. Na de integratie zijn deze capaciteitsreservatie en entry-exittarieven niet meer van toepassing en is het ZTP de enige handelsplaats voor aardgas van de BeLux-markt geworden. Bovendien gelden dezelfde balanceringsregels en werd er een gemeenschappelijk bedrijf opgericht door beide transmissienetbeheerders om de commerciële

[1] Zie ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) (2015). European Gas Target Model - Review and Update. www.acer.europa.eu

balancering van de geïntegreerde H-gasmarkt te beheren[2]. Tegelijkertijd hebben de twee transmissienetbeheerders hun eigen identiteit en organisatiestructuur bewaard.

Figuur 8: Marktintegratie België en Luxemburg



De samenvoeging van de markten biedt extra efficiëntie en flexibiliteit aan leveranciers en grootverbruikers die in beide landen actief zijn. De samenvoeging brengt vooral een zichtbare verandering in de werking van de aardgasmarkt in Luxemburg. De bevoorradingszekerheid van aardgas in Luxemburg wordt gunstig beïnvloed en de Luxemburgse afnemers krijgen gemakkelijk toegang tot een meer concurrerende aardgasmarkt. De Luxemburgse leveranciers beschikken voortaan over vereenvoudigde bevoorradingsmogelijkheden dankzij rechtstreekse toegang tot ZTP en de Belgische opslag- en LNG-installaties. Bovendien kunnen ze voortaan hun gekoppelde portefeuilles beheren in overeenstemming met het verbruik van hun klanten in beide landen samen.

3.7. INVESTERINGSPLANNING

Het aardgasnetwerk in beheer van Fluxys Belgium is uitgegroeid tot een belangrijk kruispunt van vervoersleidingen in Noordwest-Europa met een topscore als het gaat over koppelingen met naburige vervoersnetwerken. De invoercapaciteit bedraagt meer dan 10 miljoen kubieke meter aardgas per uur (100 GWh/uur), met aardgasstromen in twee richtingen en zonder congestieproblemen. Deze maturiteit verklaart dat grote uitbreidingsinvesteringen niet onmiddellijk op het programma staan. Daarnaast zal echter de noodzaak om delen van de vervoersinstallaties te vernieuwen toenemen.

Er zijn enkele ongunstige evoluties die nieuwe investeringen minder vanzelfsprekend maken. Er is een algemene stagnatie tot daling van de aardgasvraag die verder gekenmerkt wordt door een grotere volatiliteit. Er wordt steeds meer vervoerscapaciteit besteld voor de korte termijn zonder zich nog te

[2] Op 7 mei 2015 werd Balansys N.V. in Luxemburg opgericht, de gemeenschappelijk balanceringsbeheerder (zie www.balansys.eu). Dit nieuw bedrijf is nog niet actief in de geïntegreerde balanceringszone aangezien er een aantal regulatoire procedures en goedkeuringen in behandeling zijn om te voldoen aan de Belgische gaswet. In tussentijd verzorgt Fluxys Belgium de balanceringstaken van Balansys. Deze aanpak heeft geen gevolgen voor de marktintegratie die sinds 1 oktober 2015 een feit is.

verbinden tot langlopende vervoerscontracten met de netbeheerder. Verder heerst er onzekerheid over de inzet van aardgasgestookte centrales voor toekomstige elektriciteitsproductie.

Fluxys Belgium heeft in 2016 een indicatief tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net (2017-2026)[3] opgesteld conform artikel 15/1, §5 van de gaswet. De CREG heeft dit plan geëvalueerd in samenhang met het Europees 10-jaren investeringsplan van ENTSOG (TYNDP 2015) en het regionale investeringsplan (GRIP) van de netbeheerders van Noordwest-Europa zonder knelpunten vast te stellen. De belangrijkste uitdaging die zich aandient is de conversie van het gescheiden L-gasvervoersnetwerk opdat geëvolueerd kan worden naar een Belgische aardgasmarkt die uitsluitend bevoorraad wordt met H-gas. Deze conversie dringt zich op omdat er geen nieuwe langetermijncontracten vanuit Nederland zullen worden afgesloten voor de levering van L-gas gezien het Nederlands beheer van de resterende L-gasvoorraden. Bovendien heeft de Nederlandse regering ingrijpende maatregelen genomen om de winning van L-gas uit het Groningenveld aan banden te leggen wegens de risico's op aardbevingen in Noord-Nederland. In 2016 heeft de CREG met Fluxys Belgium verder overlegd om een efficiënt L/H-omschakelplan uit te werken voor het aardgasvervoersnet met waarborg van de nodige vervoerscapaciteit voor de L-gasleveringen naar Frankrijk dat tevens zal starten met een omschakelprogramma. Het doel is om tegen 2029 het Belgisch aardgassysteem volledig te voorzien met H-gas. Fluxys Belgium heeft vervolgens dit indicatief omschakelplan getoetst en verder verfijnd met de distributienetbeheerders binnen Synergrid[4] met oog op het bekend maken van een indicatief L/H-omschakelplan door Synergrid tijdens een informatiesessie op 1 juli 2016. Inmiddels is dit indicatief L/H-omschakelplan opgenomen in het indicatief tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net en is Fluxys Belgium klaar om in 2018 te beginnen met de stelselmatige uitvoering van de voorgestelde omschakeling van L-gas naar H-gas en in 2029 af te ronden.

Onder impuls van nieuwe LNG-stromen en de marktontwikkelingen voor LNG als scheepsbrandstof, kent de LNG-terminal van Zeebrugge een belangrijke uitbreiding. Een tweede aanlegsteiger voor LNG-schepen is in dienst genomen in eind december 2016. Zowel grote als kleine LNG-schepen kunnen laden en lossen via deze nieuwe aanlegsteiger. De kleine LNG-schepen kennen een belangrijke opkomst om andere schepen te bevoorraden die LNG als brandstof gebruiken of voor de bevoorrading van kleine bunkerterminals. Verder wordt de LNG-terminal van Zeebrugge uitgebreid met de bouw van een vijfde tank met een capaciteit van 180.000 m³ LNG (2015-2018). Deze investering is nodig om vanaf 2018 ijsbreker-LNG-schepen te ontvangen vanuit het noordoosten van Siberië (Yamal LNG). Via de LNG-terminal kan dan de LNG-lading worden overgebracht naar de gebruikelijke LNG-schepen die het vervoer kunnen verder zetten.

Een beperkte jaarlijkse groei op de distributienetwerken van ongeveer 1% en de verwachte evolutie van industriële aardgasafnemers en elektriciteitscentrales leiden tot een aantal (lokale) versterkingen die aanzienlijk lager liggen dan in de voorbije jaren. Bovendien blijft de realisatie van deze investeringen afhankelijk van voldoende vergoeding van de capaciteit door de eindgebruikers.

De Europese investeringscontext is in evolutie met enerzijds wijzigend gedrag aan de vraagzijde en anderzijds de grotere aandacht van de Europese regelgeving om trans-Europese gascorridors te realiseren[5] niet enkel ten behoeve van fysische bevoorradingsnoodzaak maar tevens om de marktintegratie, de mededinging, de voorzieningszekerheid en de duurzaamheid te bevorderen.

[3] http://www.fluxys.com/belgium/nl-BE/About%20Fluxys/Investment/Investment

[4] Federatie van de vervoers- en distributienetbeheerders elektriciteit en aardgas in België.

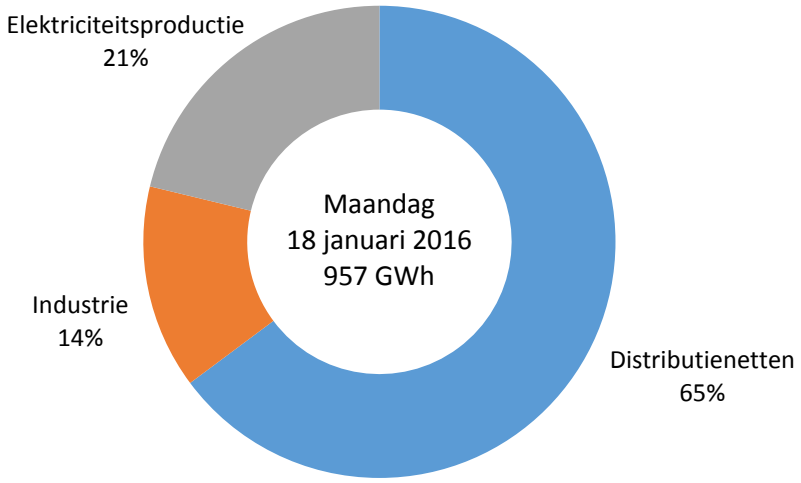
[5] Verordening (EU) Nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad van 17 april 2013 betreffende richtsnoeren voor trans-Europese energie-infrastructuur en tot intrekking van Beschikking nr. 1364/2006/EG en tot wijziging van de Verordeningen (EG) nr. 713/2009, (EG) nr. 714/2009 en (EG) nr. 715/2009. Gepubliceerd op 25 april 2013 en van toepassing met ingang van 15 mei 2013.

Kostenbewustzijn blijft evenwel van kernbelang voor de CREG en het is duidelijk dat er grotere aandacht zal uitgaan voor alternatieve oplossingen om gestrande investeringen te vermijden en de competitiviteit van aardgas te vrijwaren. Grensoverschrijdende investeringsbeslissingen worden meer en meer onderworpen aan nieuwe criteria die het nationaal belang overstijgen.

3.8. DEKKING VAN DE PIEKAFNAMES

De piekafname van aardgas in 2016 werd genoteerd op maandag 18 januari. Het Belgisch aardgasverbruik bedroeg 957 GWh (933 GWh in 2015), ofwel 1,95 maal het gemiddeld dagverbruik. De distributienetten vertegenwoordigen 65% van de piekafname, 21% was bestemd voor elektriciteitsproductie en de resterende 14% werd afgenomen door de industrie.

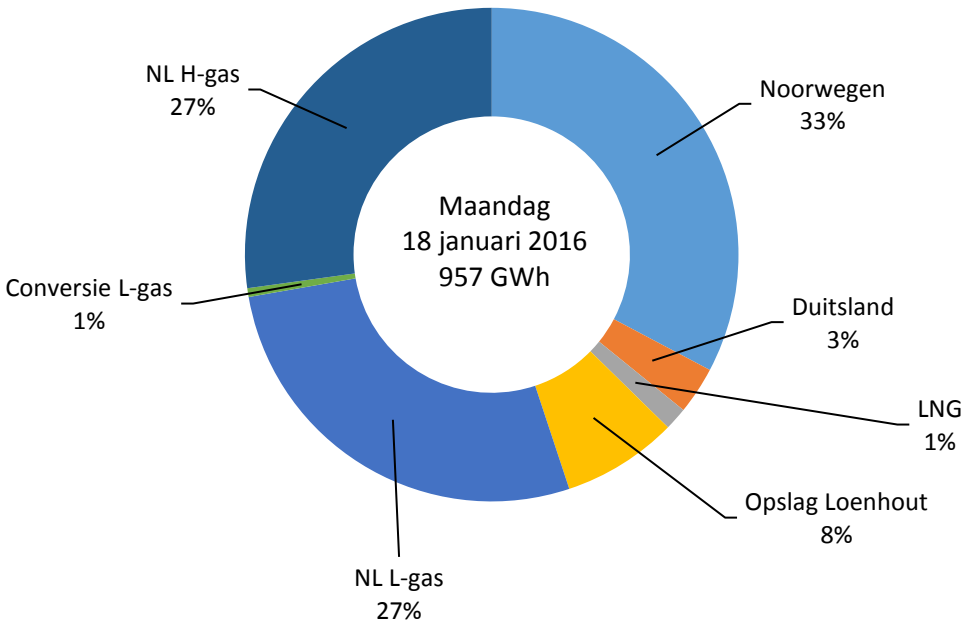
Figuur 9: Verdeling van de piekafname per gebruikerssegment in 2016



Bron: CREG

Het piekdagverbruik van 957 GWh op maandag 18 januari 2016 werd gedekt door een waaier van aardgasbronnen. Via Nederland was er een netto aardgastoevoer die 54% van de piekvraag dekt (27% H-gas en 27% L-gas), 33% was rechtstreeks afkomstig van de Noorse aardgasvelden in de Noordzee via de Zeepipe die aanmeert te Zeebrugge. Aardgasstromen via Duitsland stonden in voor een dekking van 3% van de piekvraag. Daarnaast stond de ondergrondse opslag van Loenhout voor 8% in, 1% was afkomstig van de LNG-terminal van Zeebrugge en 1% was afkomstig van de omzetting van H-gas in L-gas door de toevoeging van stikstof via de kwaliteitsconversiefaciliteit te Lillo van netbeheerder Fluxys Belgium.

Figuur 10: Verdeling van de aardgasbronnen voor de dekking van de piekafname in 2016



Bron: CREG

3.9. BESCHIKBARE VERVOERSCAPACITEIT

De technische capaciteit op de interconnectiepunten van een vermaasd aardgasnetwerk is een dynamische grootheid die afhankelijk is van de fysieke benutting van het netwerk (configuratie van de aardgasstromen. In tabel 3 worden de referentiecapaciteiten gegeven op de interconnectiepunten van het aardgasvervoersnetwerk op basis van netwerksimulaties die het netwerk testen op de technische haalbaarheid van het net om zonder problemen kritische belastingscenario's te verwerken. Deze referentiecapaciteiten komen niet noodzakelijk overeen met de maximum technische capaciteit op ieder interconnectiepunt. Voor sommige interconnectiepunten in tabel 3 ligt de referentiewaarde lager dan de maximale technische capaciteit en dit is mede ingegeven door de interesse van de markt voor de verschillende interconnectiepunten (keuze van de bevoorradingsroute). In ieder geval zijn de referentiewaarden in tabel 3 niet hoger dan de waarde aan de andere zijde van het interconnectiepunt in het aanliggende netwerk. Gegeven deze toelichting kan evenmin gesteld worden dat de meeste referentiewaarden in tabel 3 dicht aansluiten bij de maximale gasstroom die mogelijk is op het Belgisch en naburig netwerk.

Tabel 3 drukt de capaciteit uit in zowel GWh per dag als in k.m³(n)/h per interconnectiepunt en in beide richtingen naargelang de mogelijkheid om aardgasstromen in beide richtingen te kunnen vervoeren.

Tabel 3: De referentie vaste vervoerscapaciteit op de interconnectiepunten van het Belgisch aardasvervoersnetwerk in 2016 (in GWh/dag en k.m³(n)/h)

in GWh/dag (in k.m³(n)/h)	entry	exit
IZT (Interconnector)	754 (2.700)	907 (3.250)
Zeepipe	530 (1.900)	
LNG Terminal	530 (1.900)	
Alveringem	279 (1.000)	
Totaal WEST	2.093 (7.500)	907 (3.250)
Zelzate 1	419 (1.500)	279 (1.000)
Zelzate 2		126 (450)
Zandvliet H	49 (175)	
Loenhout	174 (625)	91 (325)
Totaal NOORD	642 (2.300)	496 (1.775)
's Gravenvoeren	363 (1.300)	
Eynatten 1	209 (750)	279 (1.000)
Eynatten 2	363 (1.300)	279 (1.000)
Pétange & Bras		50 (180)
Totaal Oost	935 (3.350)	608 (2.180)
Blaregnies		768 (2.750)
Totaal H-gas	3.670 (13.150)	2.779 (9.955)
Poppel/Hilvarenbeek (L-gas)	640 (2.730)	
Blaregnies/Taisnières (L-gas)		244 (1.040)

Bron: op basis van gegevens Fluxys Belgium

3.10. BENUTTING ENTRYCAPACITEIT

Tabel 4 biedt een beeld van aardgasstromen die gemeten werden op de ingangspunten van het aardgasvervoersnetwerk in 2016. De gemiddelde aardgasstroom, de piek aardgasstroom worden weergegeven naast de dagen dat er een effectieve ingangsstroom wordt gemeten. Vervolgens wordt de effectief gemeten aardgasstroom geconfronteerd met de referentiecapaciteit zoals besproken in deel 3.9 om een idee te vormen van de benuttingsgraad. De gemiddelde benuttingsgraad is een goede indicator van de het gemiddeld daadwerkelijk gebruik van het ingangspunt omdat de referentiecapaciteit aanleunt bij een gemiddelde capaciteit. De piekbenutting kan hoger liggen dan de referentiewaarde omdat de referentiewaarde niet noodzakelijk overeenkomt met de technische capaciteit. Voor het ingangspunt Zandvliet H wordt bijvoorbeeld een piekbenutting vastgesteld van 144% hetgeen aantoont dat in bepaalde netconfiguraties de capaciteit op dit punt gevoelig hoger kan liggen dan de referentiewaarde. Hierbij dient tevens vermeld dat het fysisch gebruik van interconnectiepunten niet louter gebaseerd is op nominaties van netgebruikers. Uiteindelijk bepaalt de efficiënte dispatching van de betrokken transmissienetbeheerders de effectieve aardgasstromen tussen de netwerken om tegemoet te komen aan de vragen van de netgebruikers. Hierin zit mede een verklaring voor piekbenuttingsgraden die hoger liggen dan de referentiewaarden voor de technische capaciteit.

In 2016 was er steeds voldoende entrycapaciteit aanwezig om de gevraagde aardgastransacties uit te vervoeren aan de interconnectiepunten (geen contractuele congestie).

Opvallend is dat er tijdens 326 dagen van het jaar L-gas wordt geïnjecteerd in het H-gas vervoersnetwerk. Weliswaar beperkt maar in totaal toch 975 GWh op jaarbasis. Dit heeft alles te maken met de dagelijkse optimalisatie van de flexibiliteit omwille van netbalancering. Niettemin kan men hierbij vragen stellen in een beleid van terugschroeving van de L-gasuitvoer en het steeds meer

produceren van pseudo L-gas in Nederland. De conversiefaciliteit te Lillo die H-gas omzet in L-gas door toevoeging van stikstof werd in 2016 gedurende 40 dagen benut met een maximale benutting van de technische capaciteit van 52%.

Tabel 4: Aardgasstromen en benutting van de entrycapaciteit in 2016

2016 ENTRY (GWh/dag)	gemiddeld	piek	dagen	% dagen	referentie capaciteit	% gemiddelde benutting	% piek benutting
IZT (Interconnector)	237,06	626,46	282,00	77%	753,62	31%	83%
Zeepipe	435,74	496,46	361,00	99%	530,33	82%	94%
LNG Terminal	32,70	211,21	366,00	100%	530,33	6%	40%
Dunkerque LNG terminal	0,00	0,00	0,00		166,42	0%	0%
Alveringem	7,61	91,55	105,00	29%	279,12	3%	33%
Zelzate 1	107,12	247,52	151,00	41%	418,68	26%	59%
Zelzate 2	-	-	-	-	-		
Zandvliet H	41,87	70,14	366,00	100%	48,85	86%	144%
Loenhout	36,90	121,93	126,00	34%	174,45	21%	70%
s Gravenvoeren	125,45	328,36	366,00	100%	362,86	35%	90%
Eynatten 1	46,30	213,23	259,00	71%	209,34	22%	102%
Eynatten 2	82,07	200,97	102,00	28%	362,86	23%	55%
Pétange & Bras	-	-	-	-	-	-	-
Blaregnies Segeo	-	-	-	-	-	-	-
Blaregnies Troll	-	-	-	-	-	-	-
Poppel/Hilvarenbeek	238,95	429,51	366,00	100%	640,06	37%	67%
Blaregnies/Taisnières	-	-	-	-	-	-	-
Quality Conversion H=>L	10,60	19,74	40,00	11%	38,00	28%	52%
Quality Conversion L in H	2,58	9,94	326,00	89%	-	-	-

Bron: op basis van gegevens Fluxys Belgium

De totale fysische entrycapaciteit via pijpleidingverbindingen bedraagt 3,6 TWh/d (incl. LNG brengt het totaal op 4,1 TWh/d). De piek entrystroom in 2016 bedraagt 1,9 TWh/d (voor de Belgische markt en doorvoer). Er was bijgevolg nog meer dan 50% vrije entrycapaciteit bij de piekbenutting. Dit beeld behoort een verfijning door tevens te kijken naar de individuele piekbenuttingsgraden van de interconnectiepunten die niet noodzakelijk samenvallen.

3.11. BENUTTING EXITCAPACITEIT

Tabel 5 biedt een beeld van aardgasstromen die gemeten werden op de uitgangspunten van het aardgasvervoersnetwerk in 2016. De gemiddelde aardgasstroom, de piek aardgasstroom worden weergegeven naast de dagen dat er een effectieve uitgangsstroom wordt gemeten. Vervolgens wordt de effectief gemeten aardgasstroom geconfronteerd met de referentiecapaciteit zoals besproken in deel 3.9 om een idee te vormen van de benuttingsgraad. De gemiddelde benuttingsgraad is een goede indicator van de het gemiddeld daadwerkelijk gebruik van het uitgangspunt omdat de referentiecapaciteit aanleunt bij een gemiddelde capaciteit. De piekbenutting kan hoger liggen dan de referentiewaarde omdat de referentiewaarde niet noodzakelijk overeenkomt met de technische capaciteit. In 2016 was er steeds voldoende exitcapaciteit aanwezig om de gevraagde aardgastransacties uit te vervoeren aan de interconnectiepunten (geen contractuele congestie).

Tabel 5: Aardgasstromen en benutting van de exitcapaciteit in 2016

2016 EXIT (GWh/dag)	gemiddeld	piek	dagen	% dagen	referentie capaciteit	% gemiddelde benutting	% piek benutting
IZT (Interconnector)	182,67	555,97	84,00	23%	907,14	20%	61%
Zeepipe	-	-	-	-	-	-	-
LNG Terminal	-	-	-	-	-	-	-
Dunkerque LNG terminal	-	-	-	-	-	-	-
Alveringem	7,49	122,65	78,00	21%	-	-	-
Zelzate 1	94,19	259,44	215,00	59%	279,12	34%	93%
Zelzate 2	40,37	70,37	366,00	100%	125,60	32%	56%
Zandvliet H	-	-	-	-	-	-	-
Loenhout	28,17	79,28	240,00	66%	90,71	31%	87%
s Gravenvoeren	-	-	-	-	-	-	-
Eynatten 1	0,93	51,92	107,00	29%	279,12	0%	19%
Eynatten 2	37,77	146,94	264,00	72%	753,62	5%	19%
Pétange & Bras	17,71	35,41	366,00	100%	50,24	35%	70%
Blaregnies Segeo	114,09	230,14	366,00	100%			
Blaregnies Troll	253,09	430,02	366,00	100%			
Poppel/Hilvarenbeek	-	-	-	-	-	-	-
Blaregnies/Taisnières	135,29	210,12	364,00	99%	243,83	55%	86%
Quality Conversion L in H	2,58	9,94	326,00	89%	-	-	-
Quality Conversion H=>L	10,60	19,74	40,00	11%	38,00	28%	52%

Bron: op basis van gegevens Fluxys Belgium

De totale fysische exitcapaciteit via pijpleidingverbindingen bedraagt 2,9 TWh/d. De piek exit in 2016 bedraagt bijna 1,0 TWh/d. Er was bijgevolg nog meer dan 65% vrije exitcapaciteit bij de piekbenutting. Dit beeld behoort een verfijning door tevens te kijken naar de individuele piekbenuttingsgraden van de interconnectiepunten die niet noodzakelijk samenvallen.

4. UITWISSELING VAN GAS

4.1. AARDOLIE-INDEXATIE, % HUBINDEXATIE, % STEENKOOLINDEXATIE – VOLUME EN PRIJZEN

Voor de bevoorrading van de Belgische markt bestaat er, op basis van de gegevens die we van de leveranciers ontvangen hebben, geen contract meer dat enkel op aardolie-indexeringen gebaseerd is. De meeste huidige contracten worden geïndexeerd op basis van gas. Er zijn wel enkele contracten op basis van een aardolie-indexering die samengesteld zijn uit een aardolie-indexering enerzijds en meestal een gasindexering anderzijds.

4.1.1. Aardolie-indexering

In 2016 kan 4 % van het totale volume worden beschouwd als geïndexeerd op basis van aardolie (Brent, extra zware stookolie en gasolie).

4.1.2. Gasindexering

In 2016 kan 79 % van het totale volume worden beschouwd als geïndexeerd op gas, zoals de ZTP (hub van Zeebrugge) of de TTF van Nederland.

4.1.3. Steenkoolindexering

Tot slot is 17 % van de langetermijncontracten voor België gebaseerd op de steenkoolprijzen. Slechts twee leveranciers hebben langetermijncontracten geïndexeerd op steenkool, ook al is het in beschouwing genomen volume hoger dan dat van de langetermijncontracten geïndexeerd op aardolie. De prijs wordt als vertrouwelijk beschouwd. Het gaat om contracten die oorspronkelijk werden gesloten met het oog op de bevoorrading van bepaalde elektriciteitscentrales

Aangezien de prijs van de contracten met een steenkoolindexering specifiek is voor het segment van de elektriciteitscentrales en aangezien die prijs bovendien vertrouwelijk is, wordt er best geen rekening mee gehouden om in het kader van deze studie een referentieprijs vast te stellen. De gewogen gemiddelde aankoopprijs voor alle categorieën samen, exclusief de steenkoolindexering, van de invoer op lange termijn in België was in 2016 14,8 €/MWh.

4.2. BEURZEN

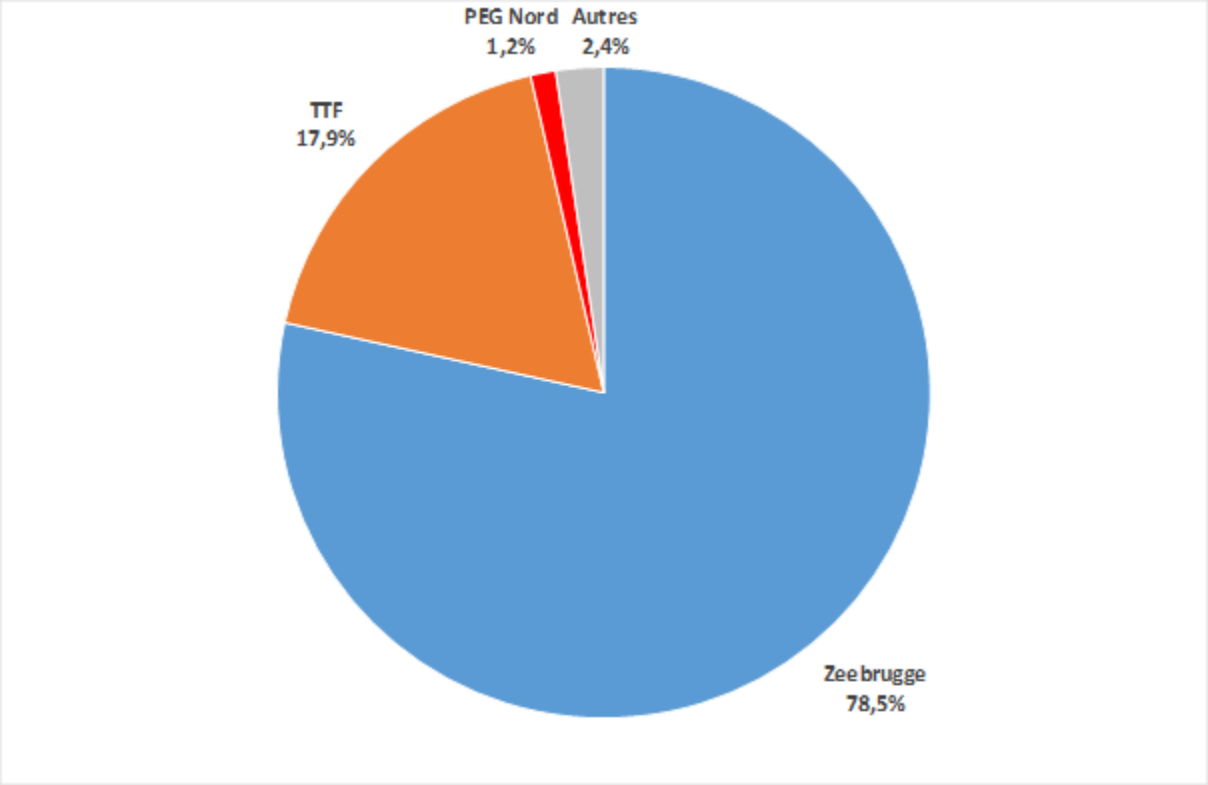
In 2016 werd 30 % (55 TWh) van de behoeften van de Belgische markt aangekocht op de beurzen. Het volume dat op deze markt werd aangekocht is in werkelijkheid veel hoger, maar het grootste deel werd doorverkocht in het kader van de arbitrage of vervoerd naar het buitenland.

De gemiddelde aankoopprijs van de invoer op de beurzen was ongeveer 15,2 €/MWh in 2016. De heronderhandelingen van langetermijncontracten met opname van de gasindexering hebben een relatieve convergentie van de prijzen van langetermijncontracten met die van de beurzen tot gevolg. De hogere prijs van de beurzen in 2016 t.o.v. de prijs van de langetermijncontracten is hoofdzakelijk het gevolg van het feit dat een beperkt aantal leveranciers jaarlijkse *forwardnoteringen* hebben

gebruikt die in 2015 duurder waren. De meeste leveranciers gebruiken echter maandelijkse noteringen of dagnoteringen voor de aankoop op de beurzen.

78 % van de bedoelde volumes werd aangekocht via een Zeebrugge-notering, bijna 20 % via een TTF-notering (Nederland) en 1 % op de PEG NORD (Frankrijk) (zie grafiek 6). De prijzen op de beurzen liepen in 2016 opnieuw vrij gelijk met de prijzen verkregen via langetermijncontracten. De aankopen op de beurzen gebeuren voornamelijk via onderhandse transacties, *over-the-counter* of OTC genoemd.

Grafiek 5: Oorsprong van het gas dat in 2016 werd gekocht op korte termijn (55 TWh)

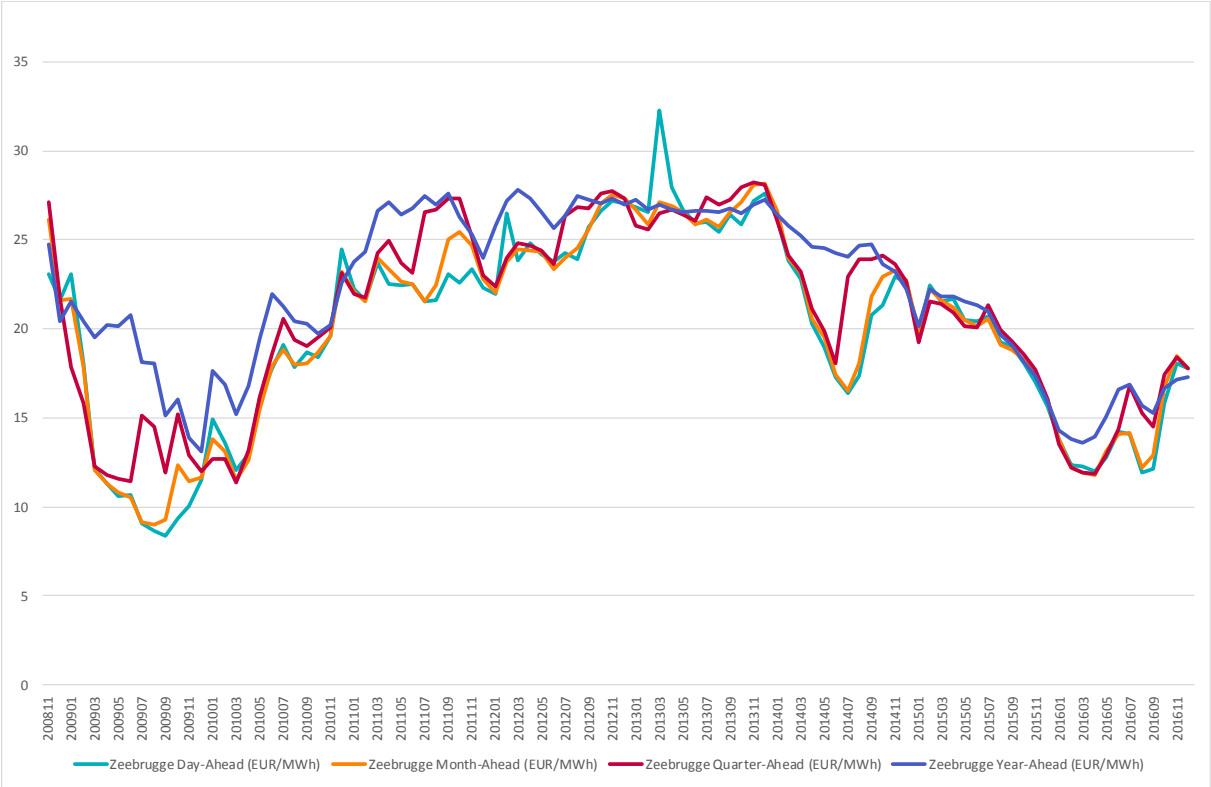


4.3. VERGELIJKING LANGETERMIJN- EN KORTETERMIJNPRIJZEN

De gemiddelde gewogen invoerprijzen (lange termijn gewogen voor 70 % van de volumes van 14,8 €/MWh en korte termijn gewogen voor 30 % van de volumes van 15,2 €/MWh) bedroegen in 2016 gemiddeld 14,9 €/MWh.

De gemiddelde prijs voor 2016 ligt bijgevolg 6 €/MWh lager dan voor 2015 (20,7 €/MWh) d.i. een daling van bijna 30 %.

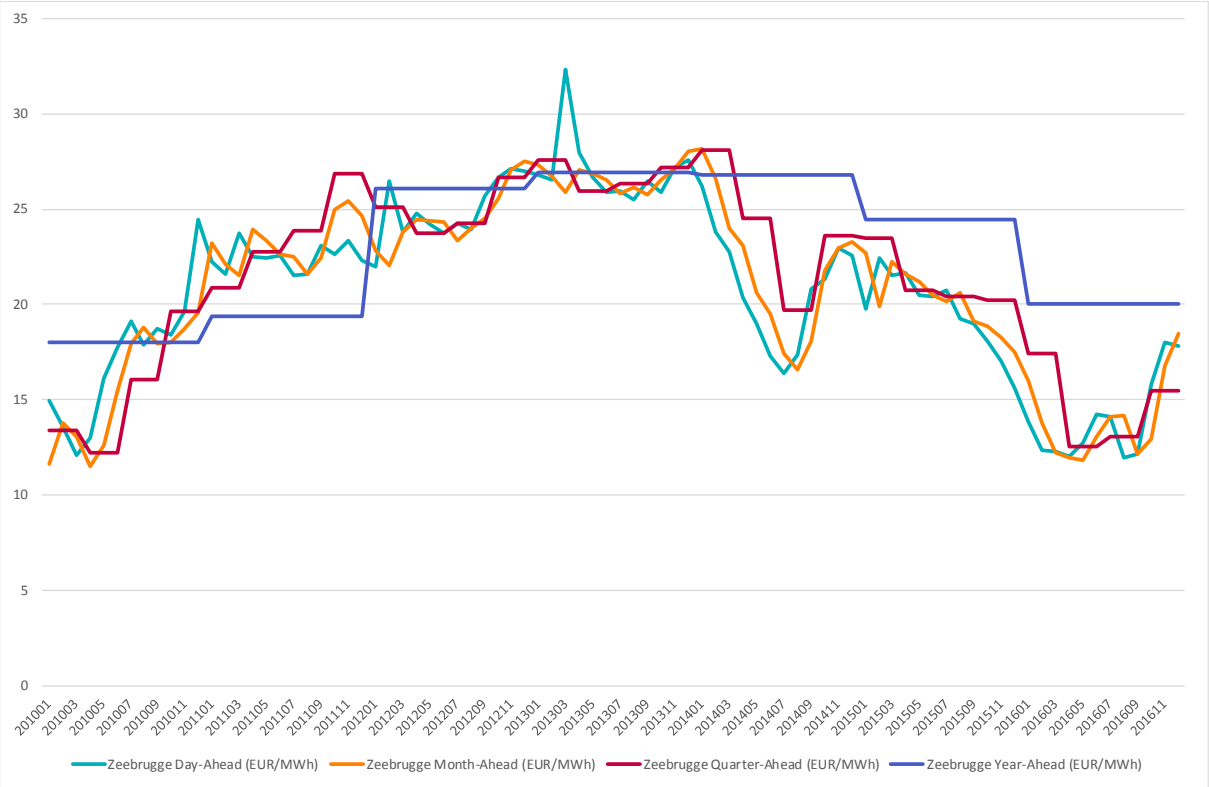
Grafiek 8: Gemiddelde maandelijkse prijzen van 4 contracttypes (€/MWh) tussen 2008 en 2016 (gegevens afgeleid uit publicaties Heren)



1. De prijs van een day ahead-transactie bedroeg gemiddeld 19,8 €/MWh tussen 2008 en 2016, die van een month ahead-transactie 19,9 €/MWh, die van een quarter ahead-transactie 20,7 €/MWh en die van een year ahead-transactie 22,2 €/MWh. Deze verschillen over de negen bekeken jaren lijken in het algemeen aan te tonen dat hoe vroeger de prijs wordt vastgelegd, hoe hoger de gemiddelde prijs zal zijn en hoe langer de contractuele periode, hoe meer dit geldt.

2. Om ex post te controleren wat op een gegeven moment het goedkoopste contract was (D+1, M+1, Q+1, Y+1) dient de prijs te worden vergeleken voor eenzelfde leveringsperiode. Als de vier contractperiodes worden samengebracht, bekomt men de volgende grafiek:

Grafiek 9: Gemiddelde maandelijkse prijzen per leveringsmaand van 4 contracttypes (€/MWh) tussen 2010 en 2016 (gegevens afgeleid uit publicaties Heren)



3. Er wordt vastgesteld dat, welke deal men ook sluit (D+1, M+1, Q+1 of Y+1), als men de prijs van het contract terugbrengt tot de leveringsperiode, de verschillen vrij klein zijn, behalve voor Y+1. Er wordt vastgesteld dat, in vergelijking met D+1, een deal van het type M+1 sluiten, gemiddeld 0,03 % duurder is voor de periode 2010-2016 terwijl een deal Q+1 of Y+1 uiteindelijk respectievelijk 2,95 % en 9,56 % duurder is. Dit wordt geïllustreerd door onderstaande tabel:

						Compared to D+1		
Supply Year	D+1	M+1	Q+1	Y+1		M+1	Q+1	Y+1
2010	17,1681	15,7988	15,3407	18,0277		-1,3693	-1,8274	0,8596
2011	22,4788	23,2298	23,6145	19,3855		0,7509	1,1357	-3,0934
2012	24,9909	24,5123	24,9199	26,0713		-0,4786	-0,0710	1,0805
2013	27,0389	26,6705	26,8052	26,9074		-0,3684	-0,2336	-0,1315
2014	20,9317	21,8615	24,0454	26,7902		0,9298	3,1137	5,8584
2015	19,6577	20,2075	21,2186	24,4514		0,5498	1,5609	4,7937
2016	13,9136	13,9389	14,6781	20,0020		0,0253	0,7645	6,0883
2010-2016	20,8828	20,8885	21,5175	23,0908		0,0056	0,6347	2,2080
						0,03%	2,95%	9,56%

5. GASVERBRUIK

4. Evolutie van de vervoersmarkt voor aardgas over de periode 2006-2016.

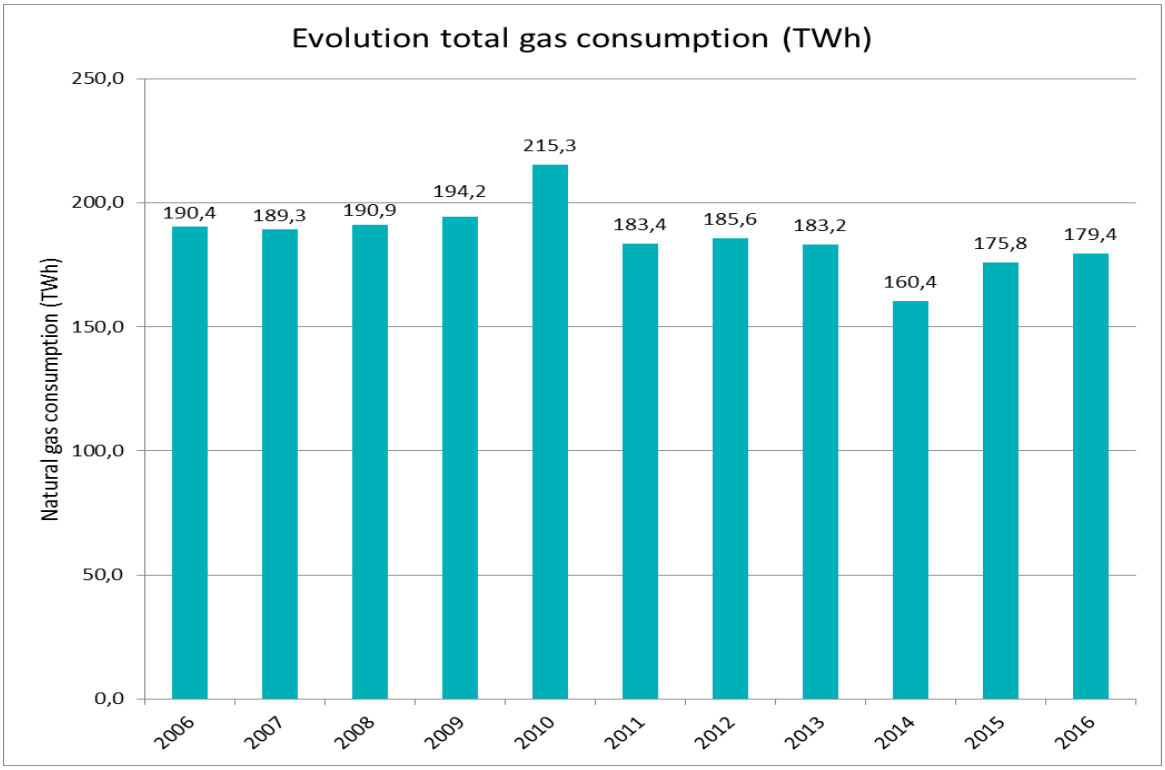
5.1. VERANTWOORDING VAN DE BESTUDEERDE PERIODE

Op 1 april 2004 heeft Fluxys Belgium in uitvoering van het KB 4 april 2003 betreffende de gedragscode inzake toegang tot de vervoersnetten voor aardgas, zijn vervoersnet opengesteld voor derden (TPA). De gegevens waarover de CREG beschikt laten slechts vanaf het jaar 2006 toe informatie over individuele netgebruikers in kaart te brengen. De voorliggende analyse neemt daarom 2006 als beginjaar voor de vergelijking. De CREG merkt op dat, ondanks het feit dat de inloopperiode van de openstelling van het net niet in de analyse werd opgenomen, de vergelijking zeker relevant blijft. Voor het Belgisch vervoersnet en voor de activiteiten op de groothandelsmarkt is vooral het jaar 2007 interessant. In 2007 werd immers door de Europese Commissie de fusie goedgekeurd tussen de ondernemingen Gaz de France (GdF) en Suez leidend tot de fusiegroep GDF Suez waarvan de naam werd gewijzigd in Engie. Aan de fusie waren voorwaarden verbonden, die onder meer inhielden dat Engie de onderneming Distrigas, een 100% dochteronderneming van Suez, zou afstoten. De herschikking van de activa en de overname van Distrigas door de Italiaanse groep ENI in 2009 bleek het werkelijke startsein voor het openbreken van de markt, zoals uit de cijfers duidelijk wordt.

Via een aantal grafieken wordt een overzicht gegeven van enkele belangrijke ontwikkelingen over de periode 2006 – 2016.

5.2. EVOLUTIE VAN HET GLOBAAL AARDGASVERBRUIK.

5. Bijgevoegde grafiek geeft de ontwikkeling van het aardgasverbruik in de beschouwde periode.

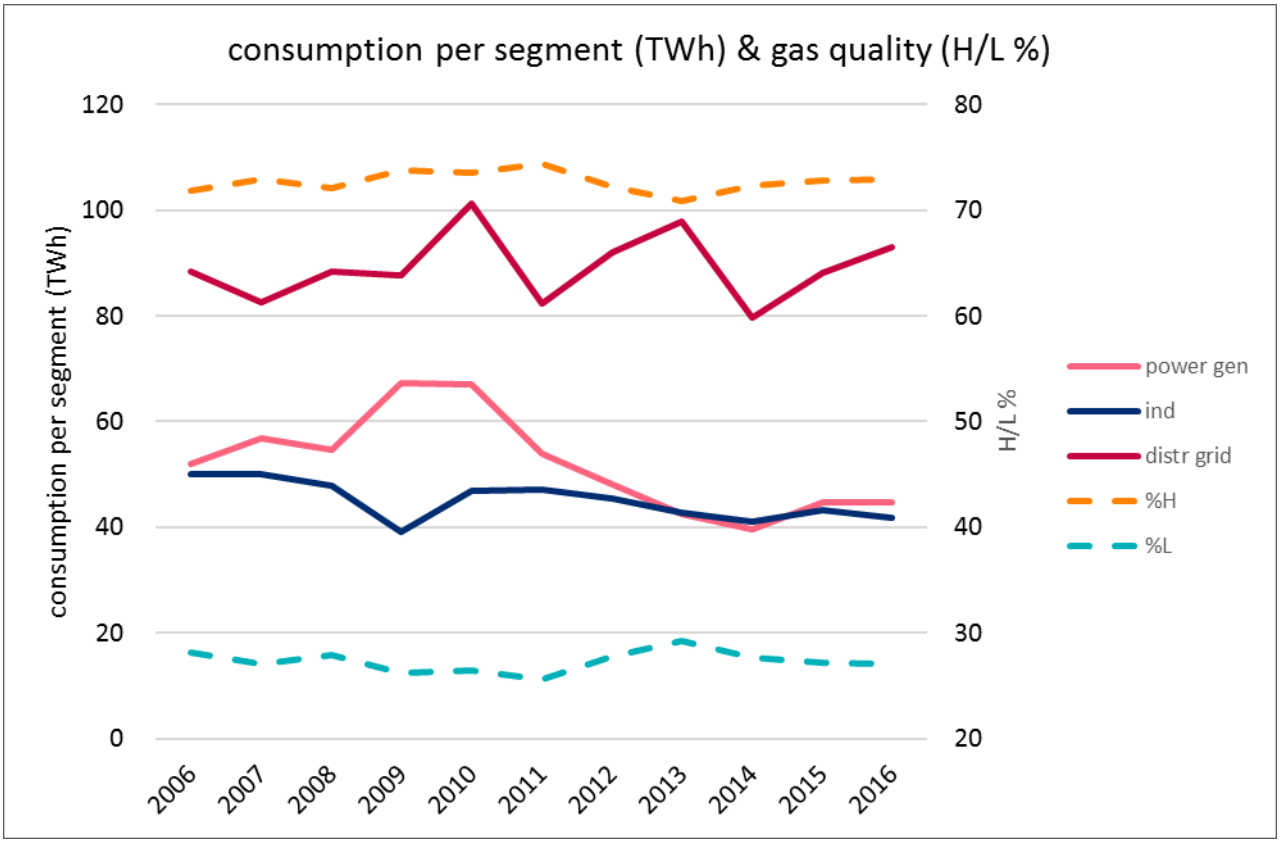


De grafiek geeft aan dat het aardgasverbruik over de periode 2006 – 2016 licht daalt. Het aardgasverbruik in 2016 ligt ongeveer 6 % lager dan in 2006. De equivalente daling over de volledige periode bedraagt dan ongeveer 0,6 % per jaar. Het jaar 2010, met een recordverbruik van 215 TWh, wijkt aanzienlijk af van alle andere jaren en beschouwen we als een uitzondering. Het is wellicht voorbarig de daling van het verbruik over de periode 2006 – 2016 ook te extrapoleren naar de toekomst. Tal van factoren spelen een rol en maken de uitkomst van een dergelijke uitspraak onzeker. De invloed van de financiële en economische crisis van 2008, de afspraken gemaakt in Parijs in 2015 in het kader van de klimaatproblematiek, de ondersteuningsmaatregelen voor hernieuwbare energie en het beleid aangaande veiligstelling van de energiebevoorrading hebben elk een impact op de ontwikkeling van de gasconsumptie.

Enkele aspecten van de dalende verbruikstrend worden verder besproken.

5.3. VERBRUIK PER VERBRUIKERSSEGMENT EN PER GASKWALITEIT (H/L)

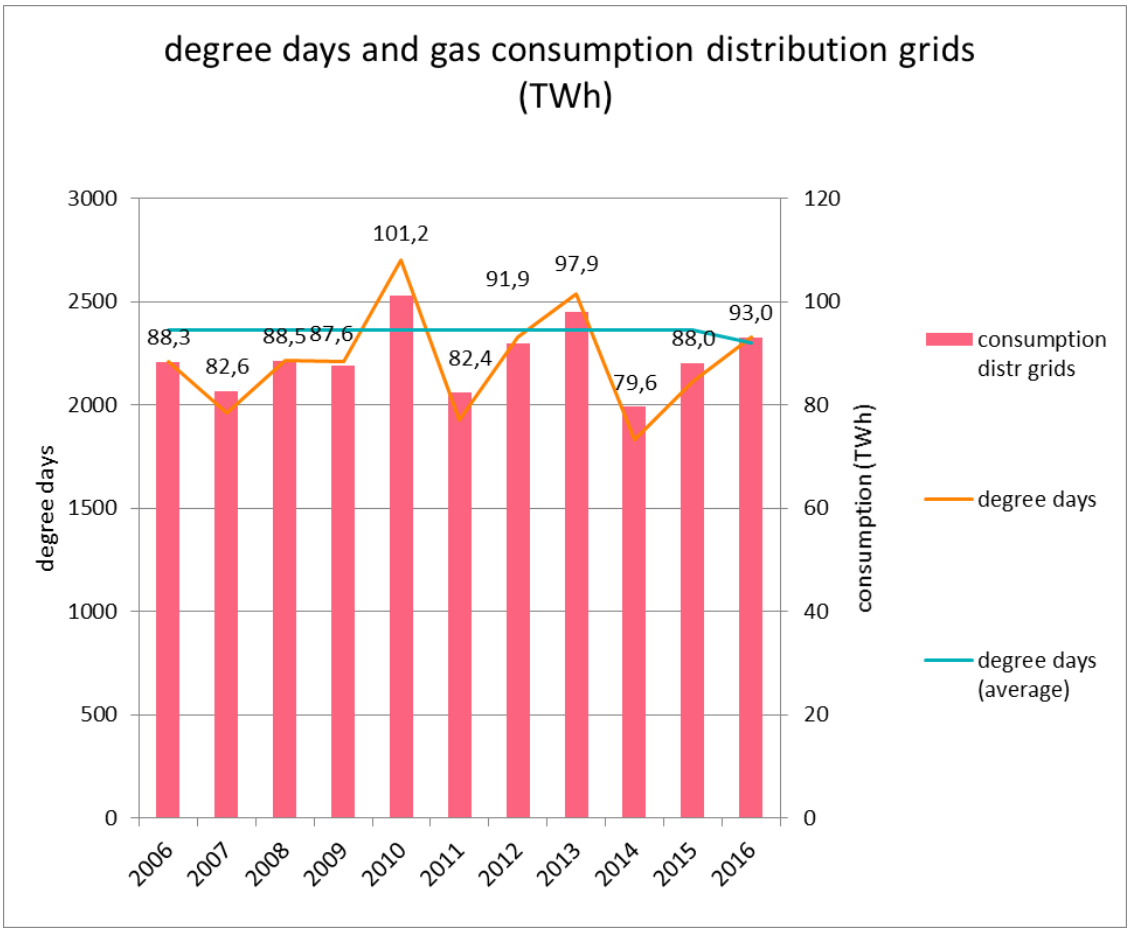
6. Bijgevoegde grafiek toont de opsplitsing van het aardgasverbruik per type afnemer. Tevens wordt in stippellijn de opsplitsing H-gas/L-gas weergegeven



Het langetermijn beeld dat uit deze grafiek naar voor komt wijst op een weliswaar schommelend, maar globaal gelijkblijvend verbruik op de distributienetten, een licht dalende trend voor de industriële afnemers en voor elektriciteitsproductie een stijging tot 2009, gevolgd door een scherpe daling en aansluitend een stabilisatie van het verbruik. Het aandeel van beide gaskwaliteiten lijkt redelijk stabiel over de beschouwde periode, met een licht afnemend aandeel van L-gas over de lange termijn, hoofdzakelijk toe te schrijven aan de stapsgewijze conversie van L-gas naar H-gas van de industriële afnemers aangesloten op het L-gasnet.

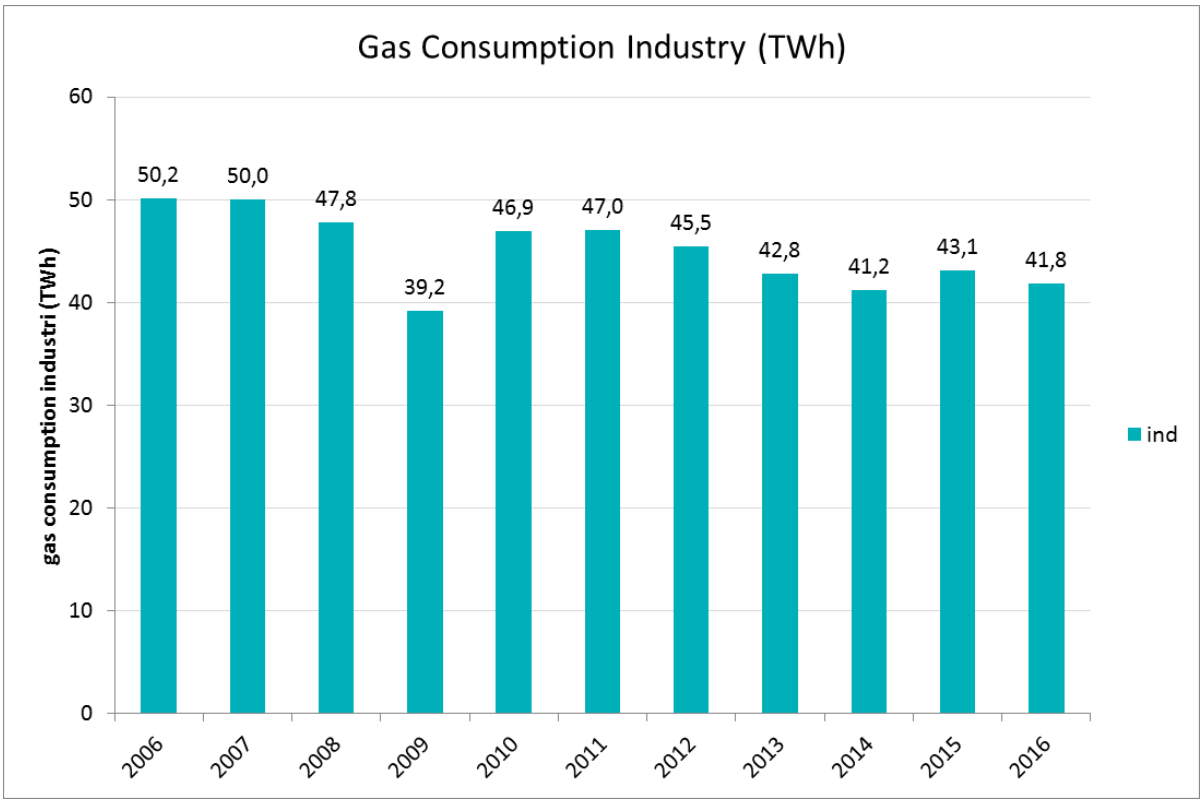
Voor een nauwkeuriger onderzoek beschouwen we alle verbruikersgroepen apart.

5.4. VERBRUIK VAN AARDGAS DOOR EINDKLANTEN OP DE DISTRIBUTIENETTEN



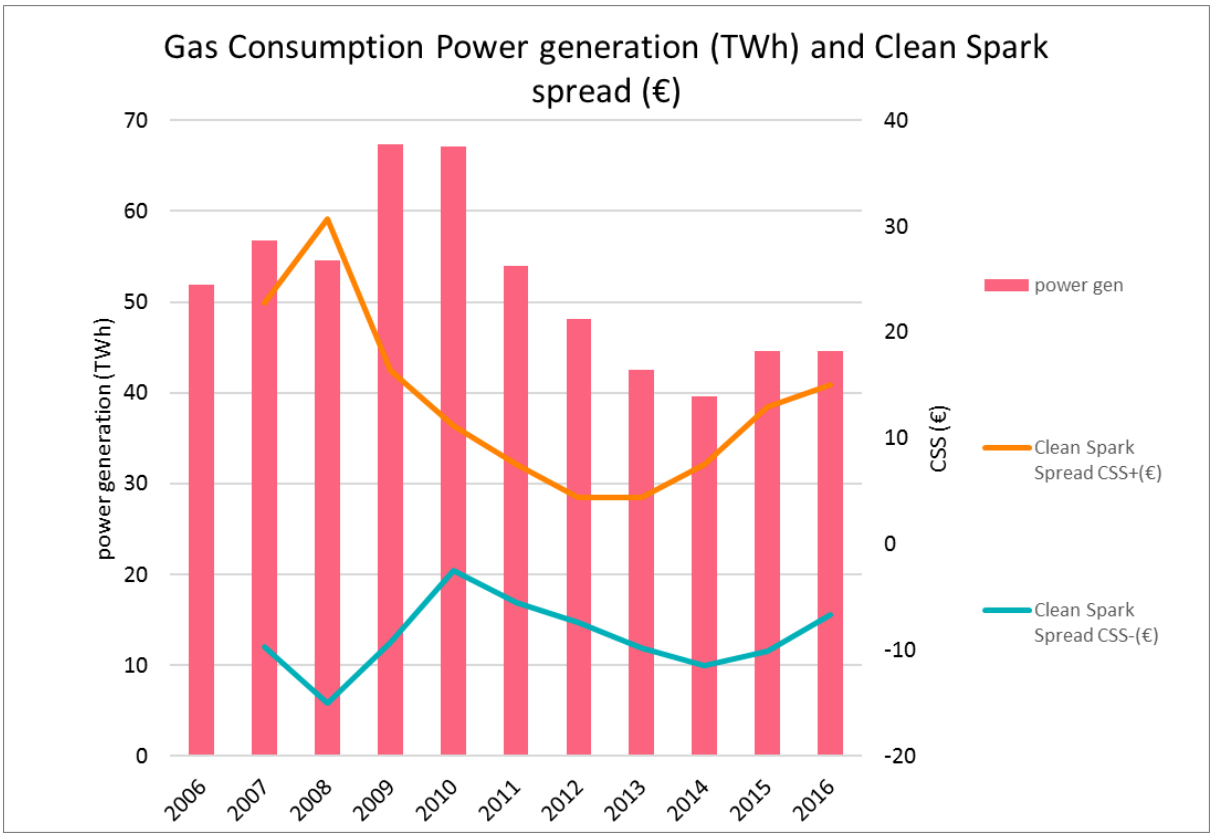
7. Het verbruik van aardgas door eindklanten op de distributienetten neemt in de periode 2006 – 2016 licht toe van 88,3 TWh tot 93,0 TWh, wat overeenkomt met een stijging van nagenoeg 5 %, of een equivalente jaarlijkse toename met 0,5 %. Globaal neemt het gasverbruik op de distributienetten niet meer toe. Uit de figuur blijkt vooral dat er een zeer sterke correlatie is met de verwarmingsbehoeften van de residentiële sector (de correlatie bedraagt 0,992).

5.5. GASVERBRUIK VAN DE INDUSTRIËLE AFNEMERS AANGESLOTEN OP HET VERVOERSNET



8. Het gasverbruik van het segment industriële afnemers kent over de periode 2006 – 2016 een terugval van 50,2 Twh tot 41,8 TWh, wat overeenkomt met een daling van 17 %, of een equivalente jaarlijkse afname met 1,8 %. In dit verbruikerssegment moet zeker rekening gehouden worden met de terugval van de economische activiteit als gevolg van de economische crisis sinds 2008. Het jaar 2009, wanneer de crisis zich het scherpst liet voelen op het vlak van industriële productie, toont het crisiseffect duidelijk aan. Vanaf 2010 herneemt de vraag, zij het op een licht lager niveau. Toch ontkomt men niet aan de perceptie dat de langetermijn trend eerder wijst op een afname van de hoeveelheid aardgas voor industriële consumptie. Met name de evolutie 2015 – 2016 wijst in die richting: terwijl de economische activiteit in 2016 toenam in vergelijking met 2015, viel de aardgasconsumptie terug met 3,6 %.

5.6. AARDGASVERBRUIK TEN BEHOEVE VAN DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE



9. Het aardgasverbruik ten behoeve van de elektriciteitsproductie die aangesloten is op het vervoersnet voor aardgas zag over de periode 2006 – 2016 zijn volume verminderen: met 14 %, van 51,9 TWh tot 44,7 TWh. Dit komt overeen met een equivalente jaarlijkse afname met 1,5 %. De reden hiervoor dient gezocht te worden bij de ongunstige ontwikkeling van het verschil tussen de prijs voor elektriciteit opgewekt met aardgas, met verrekening van de kostprijs voor CO_2, en de marktprijs voor elektriciteit opgewekt met steenkool (dit verschil wordt aangeduid als de *clean spark spread of CSS*). Deze vaststelling geldt voor de jaren 2011 – 2014. Sedert 2015 verbetert de CSS en neemt de aardgasgestookte elektriciteitsproductie opnieuw licht toe. De beschikbaarheid van de nucleaire productie-eenheden heeft een aanzienlijke impact op de aantrekkelijkheid van elektriciteitsproductie op basis van aardgas. Een gelijkaardig beeld ziet men in heel Noordwest-Europa, met uitzondering van het Verenigd Koninkrijk waar een zogenaamde *carbon floor* elektriciteitsproductie op basis van steenkool uit de markt prijst ten voordele van gas.

5.7. EVOLUTIE VAN HET AANTAL MARKTPARTIJEN

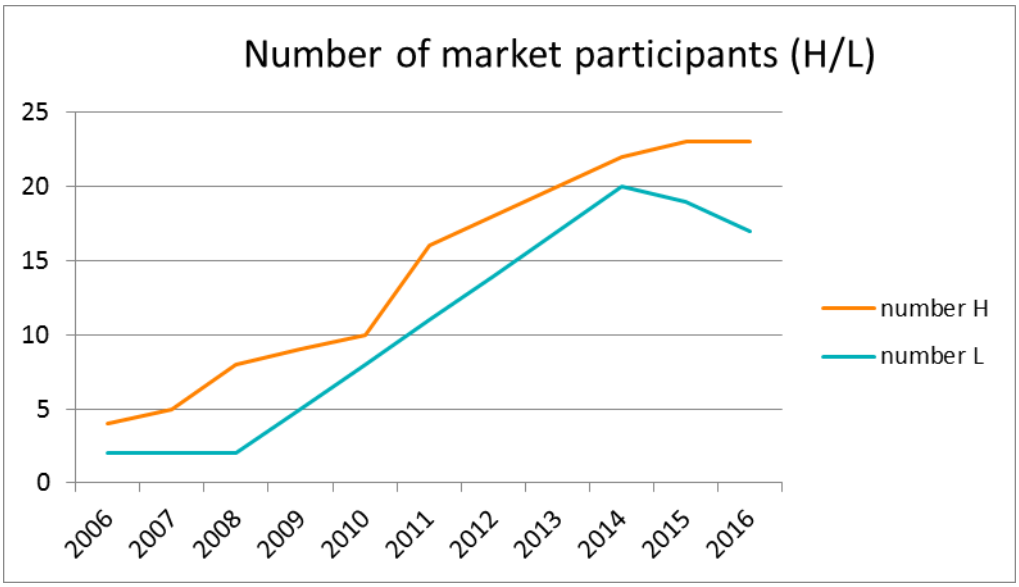
10. in 2016 waren er 23 netgebruikers actief op de Belgische vervoersmarkt voor de bevoorrading van Belgische klanten. Wanneer binnen een bepaalde groep meerdere ondernemingen actief zijn op het vlak van levering aan eindklanten, maar voor hun vervoersactiviteiten beroep doen op dezelfde entiteit binnen de groep, dan worden deze activiteiten geconsolideerd binnen de groep.

De lijst met 23 vervoersnetgebruikers die actief waren in 2016 voor de bevoorrading van Belgische klanten:

- Antargaz S.A.
- ArcelorMittal Energy S.C.A.
- Belgian Eco Energy NV
- Direct Energie
- EDF Luminus
- Electrabel Engie
- Eneco België BV
- Enel Trade S.p.A
- Eni S.p.A.
- Enovos Luxembourg S.A.
- European Energy Pooling
- Gas Natural Europe
- GETEC Energie AG
- Lampiris SA
- natGAS Aktiengesellschaft
- Progress Energy Services
- RWE Supply & Trading GmbH
- Soc. Europ. de Gestion de l'Energie S.A.
- Statoil ASA
- Total Gas & Power Ltd
- Uniper Global Commodities SE
- Vattenfall Energy Trading Netherlands NV
- WINGAS GmbH

5.8. ONDERSCHEID H-GAS EN L-GAS

11. Alle actieve vervoersnetgebruikers zijn aanwezig op de H-gas markt. De meeste onder hen oefenen ook activiteiten uit op de L-gasmarkt. Voor 2016 betrof het 17 partijen. Bijgevoegde grafiek toont de ontwikkeling van het aantal actieve vervoersnetgebruikers in de twee gaskwaliteiten:



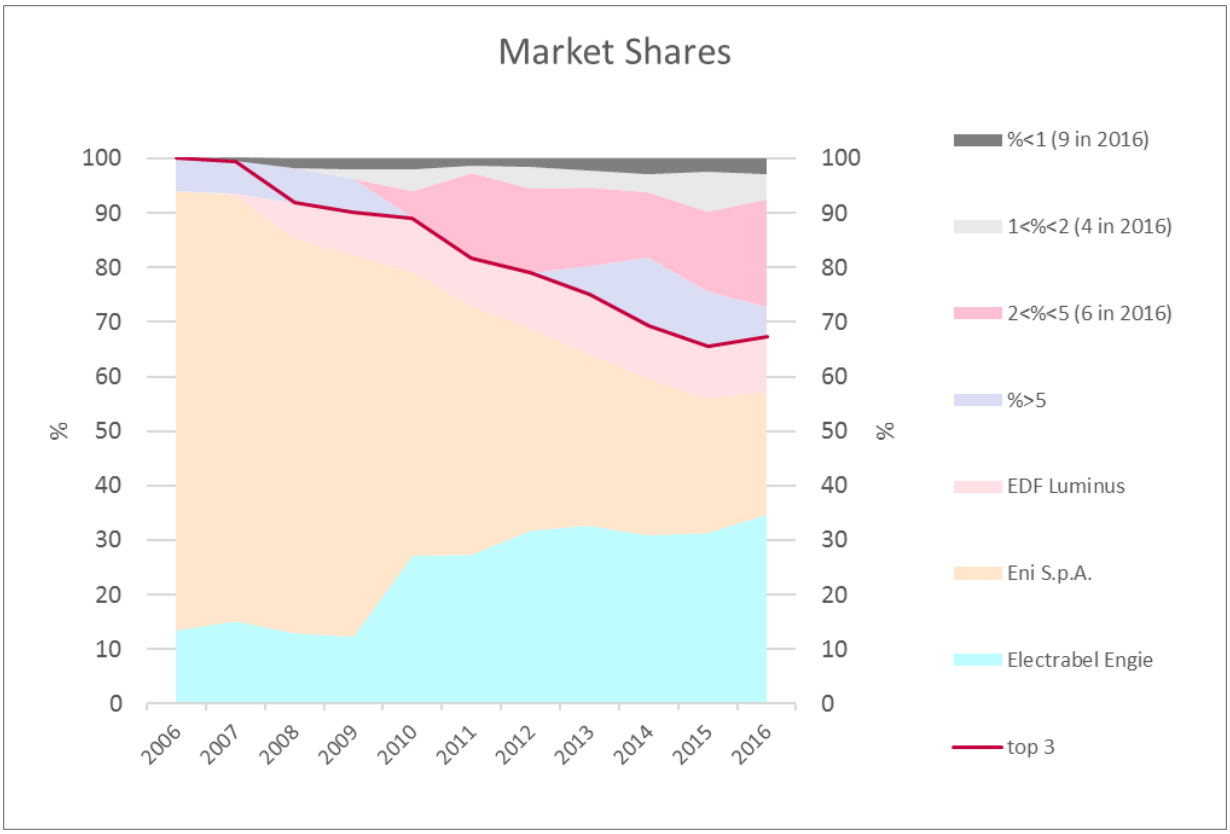
Uit de figuur kan men afleiden dat, wat het aantal deelnemende partijen betreft, de openstelling van de markt pas echt van de grond komt in 2009, het jaar waarin de activiteiten van Distrigas overgenomen worden door Eni. Bovendien starten In 2009 bijkomende spelers behalve de incumbents (Eni en Electrabel Engie) activiteiten op in de L-gas markt. Daarna volgt een gestage toename van het aantal deelnemende marktpartijen, ook in de L-gas kwaliteit. In 2015 is er nog 1 nieuwkomer op de markt voor H-gas, maar valt het aantal marktpartijen voor L-gas terug van 20 tot 19. In 2016 blijft het aantal marktpartijen stabiel voor H-gas maar neemt het voor L-gas verder af tot 17.

5.9. EVOLUTIE VAN DE MARKTAANDELEN VOOR DE BEVOORRADING VAN EINDKLANTEN VIA HET VERVOERSNET.

12. De top 3 van de leveringsondernemingen wordt sinds 2009 ingenomen door Electrabel Engie, Eni en EDF Luminus en ook in 2016 blijft de top ongewijzigd, evenals hun respectieve plaats. Electrabel Engie behoudt de eerste plaats en versterkt zijn marktaandeel van 31,4 % in 2015 tot 34,6 % (+ 3,2 %). Electrabel Engie is hiermee de sterkste stijger van de markt. Eni behoudt de tweede plaats maar ziet zijn marktaandeel van 2015 naar 2016 dalen met 1,7 % tot 22,8 %. Eni is de sterkste daler op de markt. EDF Luminus stijgt in vergelijking met 2015 met 0,4 % en komt net boven de drempel van 10 % (10,0 %).

De top 3 heeft samen een marktaandeel van net geen 70 % (69,4 %). Daarnaast kunnen we vaststellen dat de HHI-index nog steeds 2005 bedraagt, wat er op wijst dat de benutting van het vervoersnet voor de bevoorrading van Belgische klanten ook in 2014 nog sterk geconcentreerd is. Sterke concentratie betekent echter niet dat er geen sprake zou zijn van concurrentie tussen shippers die wedijveren voor marktaandeel.

Onderstaande figuur toont de evolutie van de marktaandelen van de verschillende partijen over de periode 2006 – 2016. Voor de overzichtelijkheid werden enkel de partijen met een marktaandeel van meer dan 5 % weergegeven als individuele speler. De andere partijen werden gegroepeerd in drie blokken: 2<%<5, 1<%<2 en %<1. Het aantal partijen in de betreffende groep staat vermeld tussen haakjes.



13. Enkele vaststellingen:

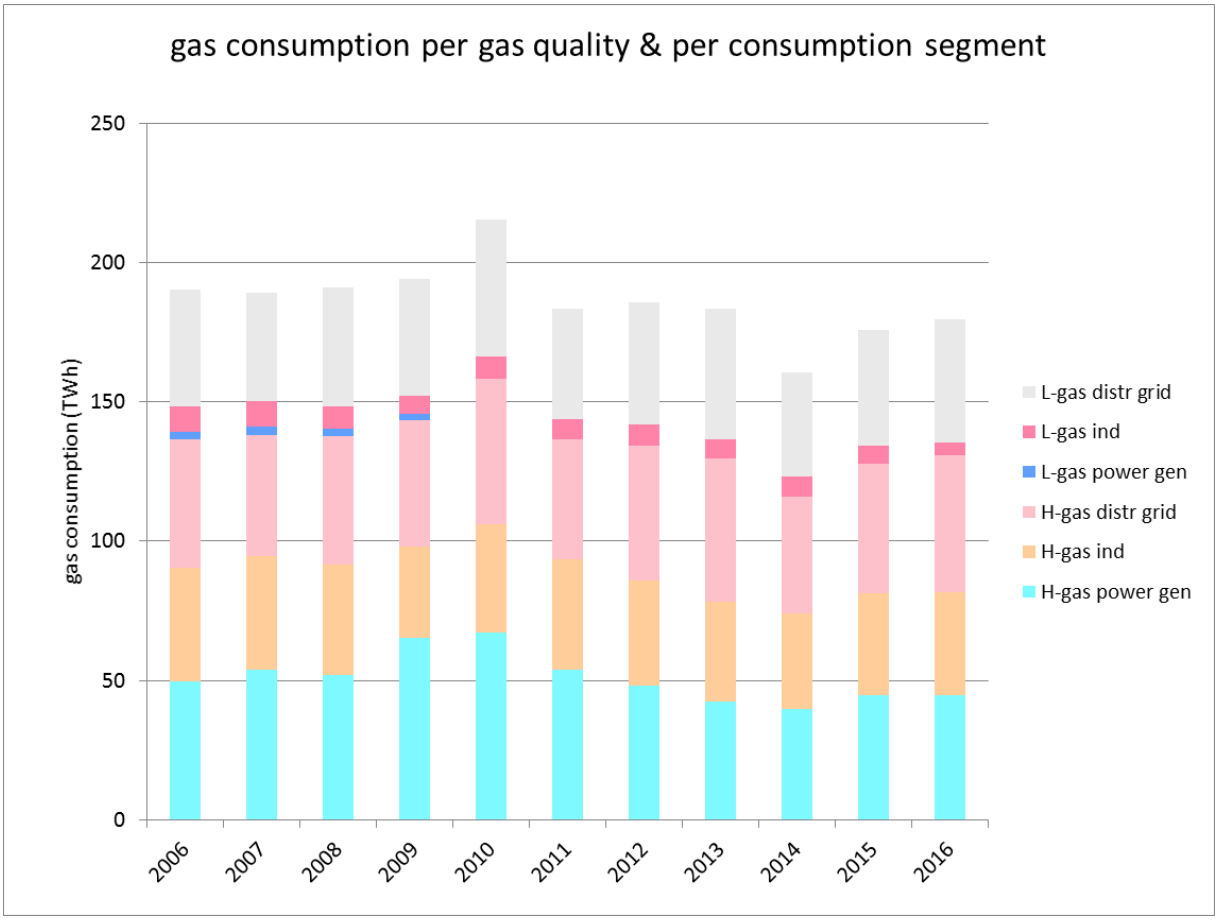
Het duurt tot 2012 vooraleer het marktaandeel van de top 3 onder 80 % zakt. In 2016 neemt de dominantie van de top 3 zelfs licht toe: hun marktaandeel stijgt van 65,5 % tot 67,4 %. Deze vaststelling is opvallend, omdat voor het eerst sedert de openstelling van de markt en meer bepaald sinds de beschikbaarheid van consistente gegevens (voor het jaar 2006), geconstateerd wordt dat het marktaandeel van de top 3 toeneemt. Van 2006 tot en met 2015 is er en constante daling van het marktaandeel. De HHI-index geeft eenzelfde signaal en stijgt van net onder 1800 tot ruim 1900, wat er op wijst dat de concentratie voor het gebruik van het vervoersnet voor de bevoorrading van Belgische klanten in 2016 toeneemt.

In 2016 zijn er 4 partijen met een marktaandeel hoger dan 5 %, terwijl er in 2015 nog 5 marktspelers waren met een marktaandeel hoger dan 5 %. Zoals in 2015 hebben in 2016 niet minder dan 9 partijen een marktaandeel dat minder dan 1 % bedraagt. Hun gecumuleerd marktaandeel bedraagt slechts 3,0 %. Meerdere van deze laatste betrokken partijen zijn reeds verschillende jaren actief op het Belgisch vervoersnet. De ontwikkeling die zij in de loop der jaren hebben meegemaakt is bijgevolg vrij beperkt. Dikwijls richten zij zich tot een zeer specifieke doelgroep van eindklanten.

Voor 2016 stellen we bijgevolg enkele markante ontwikkelingen vast: stabilisering van het aantal marktpartijen, minder partijen actief in de L-gas markt en versterking van het marktaandeel van de historische spelers en hogere marktaandelen voor de top 3. Verder blijkt uit detailanalyse dat de bestaande netgebruikers hun leveringsactiviteiten niet of slechts beperkt uitbreiden naar andere verbruikerssegmenten. De top 3 versterkt niet alleen zijn algemeen marktaandeel, maar eveneens zijn marktaandeel in de respectieve verbruikerssegmenten én in de respectieve gaskwaliteiten. Verder zien we een stijging van de HHI index. Uit deze vaststellingen kan men enkel afleiden dat 2016 voor de groothandelsmarkt voor aardgas niet aanknoopt met de marktgeoriënteerde ontwikkeling van de periode 2006 - 2015 waarin het aantal spelers onafgebroken toenam, het belang van de historische spelers gestaag daalde en de concentratie indices gunstig evolueerden. Er is dus in 2016 eerder sprake van een bepaalde vorm van herconcentratie op de aardgasmarkt.

5.10. OVERZICHT VAN HET GEBRUIK PER GASKWALITEIT EN PER VERBRUIKERSSEGMENT.

14. Onderstaande grafiek geeft een overzicht van het gebruik per gaskwaliteit en per verbruikerssegment



Binnen het geheel van aardgasmarkt zien we volgende verdeling (cijfers voor 2016): het segment distributienetten staat in voor iets meer dan de helft (51,8 %) van de totale aardgasconsumptie. L-gas (47,2 %) en H-gas (52,8 %) hebben hierin een marktaandeel dat slechts heel weinig verschilt.

Het volume van het verbruik door de industrie binnen de aardgasmarkt daalt in 2016 met 3,1 % tot 23,3 %. H-gas staat hiervan in voor bijna 89 % van de behoefte.

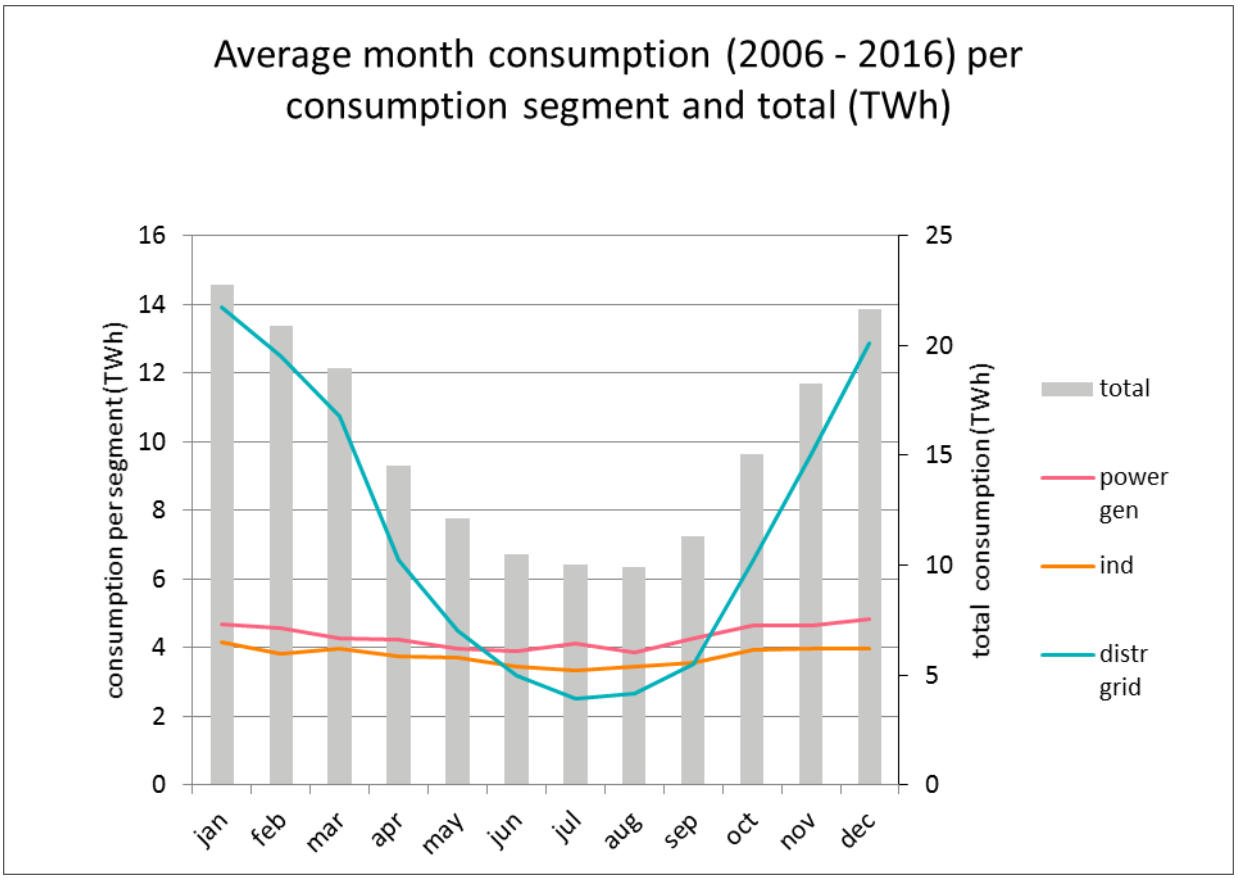
Binnen de globale markt stijgt het volume aardgas voor elektriciteitsproductie in 2016 met 0,1 %. Het marktaandeel van dit segment bedraagt 24,9 %. Sinds 2014 is de elektriciteitsproductie een exclusieve aangelegenheid van H-gas.

5.11. MAANDVERBRUIK.

15. Een laatste beschouwing is gewijd aan de verdeling van het verbruik over de verschillende maanden van het jaar. Onderstaande grafiek toont het gemiddelde maandverbruik over de periode 2006 – 2016 voor de respectieve verbruikerssegmenten. Om de invloed van meteorologische omstandigheden en andere tijdsgebonden effecten te dempen werd ervoor geopteerd de individuele jaarprofielen niet te geven, maar maandgemiddelden te maken over de beschouwde periode.

Het verbruik door de afnemers op de distributienetten toont duidelijk dat deze groep afnemers een uitgesproken warmtegebonden vraagpatroon hebben.

De elektriciteitsproductie en de industriële vraag hebben een opvallend stabiel profiel, met een licht hoger verbruik voor elektriciteitsproductie in de wintermaanden. Ook voor de industrie is er een gelijkaardig patroon met een iets lager verbruik tijdens de vakantiemaanden.



6. LNG

6.1. CAPACITEIT (FYSISCH, COMMERCIEEL)

6.1.1. Beschrijving van de installaties van de LNG-terminal van Zeebrugge

16. De LNG-terminal van Zeebrugge werd in 1987 in dienst genomen. De terminal bestaat uit ontvangstinstallaties (twee aanlegsteigers), vier LNG-opslagtanks (drie met een nuttige capaciteit van elk 80.000 m³ LNG en een met een nuttige capaciteit van 140.000 m³ LNG), hervergassingsinstallaties om het hervergaste LNG in het hogedrukgasnet en bijbehorende installaties te injecteren (met een vaste uitzendcapaciteit van 1.700.000 m³/u). De LNG-terminal kan bijna alle soorten LNG-schepen ontvangen: van schepen met een capaciteit van 7.500 m³ LNG tot de Q-max schepen met een capaciteit van 266.000 m³ LNG.

17. De eerste aanlegsteiger is uitgerust met vier LNG-losarmen van 16" om LNG over te brengen en één terugvoerarm van 16" om verdampt LNG op te vangen.

18. Voor het lossen van LNG-schepen worden drie LNG-losarmen en de terugvoerarm gebruikt. De maximale lossnelheid is 14.000 m³ LNG/uur. Het lossen van een standaardcargo duurt ongeveer 14 uur.

19. De laadsnelheid kan oplopen tot 5.400 m³ LNG/uur, afhankelijk van het aantal opslagtanks op de terminal die voor de laadoperatie beschikbaar zijn.

20. De tweede aanlegsteiger dient voor het laden en lossen van kleine en grote LNG-schepen: van 2.000 m³ tot 217.000 m³ LNG. Kleine bunkerschepen kunnen LNG laden voor de bevoorrading van andere schepen die LNG als brandstof gebruiken of van kleine bunkerterminals.

21. De LNG-infrastructuur te Zeebrugge heeft een hervergassingscapaciteit van 9 miljard m³ aardgas per jaar die de nv Fluxys LNG ter beschikking stelt van de terminalgebruikers en die berekend wordt op basis van de technische capaciteit van de terminalinstallaties en wijzigingen daarvan, in het bijzonder de eerste capaciteitsuitbreiding die op 1 april 2008 in gebruik werd genomen.

6.1.2. Aangeboden capaciteit/diensten

22. Occasioneel wordt er capaciteit op de primaire markt ter beschikking gesteld voor LNG-diensten. Bovendien kunnen LNG-diensten op de secundaire markt worden verhandeld. Deze LNG-diensten worden aangeboden aan terminalgebruikers en andere partijen die de vereiste contractuele documenten hebben ondertekend.

23. Additionele (flexibele) opslag- en uitzendcapaciteit is eveneens beschikbaar.

24. Fluxys LNG biedt een dienst aan om LNG-tankwagens te laden op de terminal in Zeebrugge, waar één van de opslagtanks is uitgerust met een laadstation. Alle tankwagens die worden gebruikt om LNG in de terminal te laden, moeten vooraleer ze mogen laden via de Goedkeuringsprocedure voor tankwagens worden goedgekeurd.

25. De LNG-infrastructuur in Zeebrugge heeft momenteel een doorvoercapaciteit van 9 miljard m³(n) aardgas per jaar.

Dienst	Eenheid	Capaciteit op de LNG Terminal
Totaal aantal slots	*Slots per jaar*	110
Minimum interval tussen de getijden dat de start van elk slot aangeeft	*Getijden*	10
Basisopslagperiode	*Hoge getijden*	20
Basisopslag per slot	*m³ (LNG) per Slot*	140 000
Basisuitzending per slot	*MWh/u per Slot*	4 200
Totale basisopslag	*m³ (LNG)*	350 000
Aanvullende opslag	*m³ (LNG) gedurende één jaar*	30 000
Totale basisuitzending	*MWh/u*	16 800
Aanvullende uitzending	*MWh/u gedurende één jaar*	0
Totaal aantal aanvullende aanmeerrechten	*aanmeerrechten per jaar*	0
Totaal aantal LNG-truckladingen	*Truckladingen per jaar*	4 000

6.1.3. Reservaties

26. Naar aanleiding van een open season in 2003 werd deze primaire capaciteit volledig toegewezen op basis van lange termijn ship-or-pay contracten.

27. In 2004 heeft Fluxys LNG langetermijncontracten afgesloten met drie terminalgebruikers: Qatar Petroleum/ExxonMobil, Distrigas en SUEZ LNG Trading. De contracten vertegenwoordigen in totaal een geboekte jaarlijkse capaciteit van 9 miljard kubieke meter aardgas.

De volgende tabellen bevatten een overzicht van deze contracten:

<u>Qatar Petroleum/ExxonMobil</u>

20 Years from 1 April 2007

Dienst	Eenheid	Gereserveerde capaciteit
Totaal aantal slots	*Slots per jaar*	55
Basisopslagperiode	*Hoge getijden*	20
Basisopslag	*m³ (LNG) per Slot*	140 000
Basisuitzending per slot	*MWh/h per Slot*	4 200
Totale basisopslag	*m³ (LNG)*	350 000

Distrigaz (Eni)

20 Years from 1 April 2007

Dienst	Eenheid	Gereserveerde capaciteit
Totaal aantal slots	*Slots per jaar*	33
Basisopslagperiode	*Hoge getijden*	20
Basisopslag	*m³ (LNG) per Slot*	140 000
Basisuitzending per slot	*MWh/h per Slot*	4 200
Totale basisopslag	*m³ (LNG)*	350 000

<u>SUEZ LNG Trading</u>

15 Years from 1 October 2008

Dienst	Eenheid	Gereserveerde capaciteit
Totaal aantal slots	*Slots per jaar*	22
Basisopslagperiode	*Hoge getijden*	20
Basisopslag	*m³ (LNG) per Slot*	140 000
Basisuitzending per slot	*MWh/h per Slot*	4 200
Totale basisopslag	*m³ (LNG)*	350 000

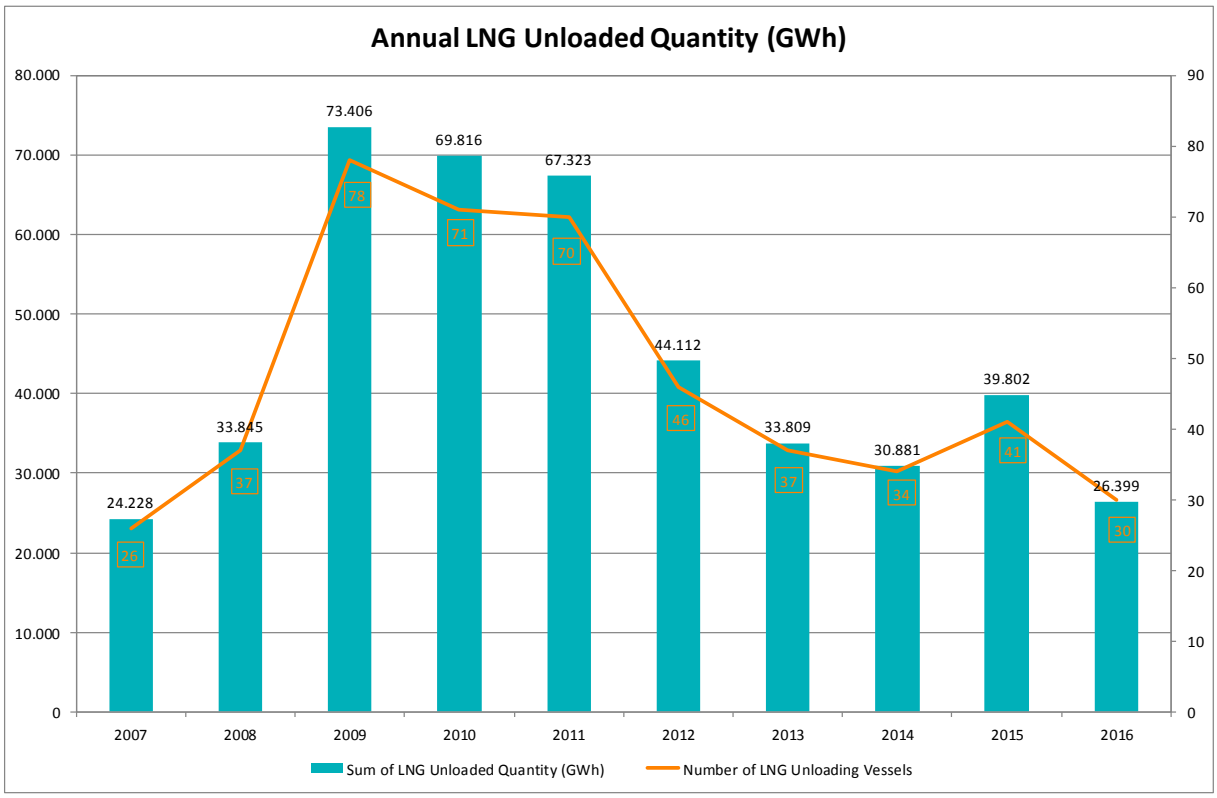
Alle capaciteit wordt momenteel gecommercialiseerd door middel van slots. Met deze slots mogen de terminalgebruikers:

- aankomen en hun LNG-schip aanleggen binnen een bepaald venster;
- een basisopslagcapaciteit van 140 000 m³ LNG gebruiken die lineair afneemt over 40 getijden;
- een basisuitzendcapaciteit van 4 200 MWh/h gebruiken tijdens de bovenvermelde 40 getijden.

6.1.4. Gebruik van capaciteit (nominaties + fysisch)

6.1.4.1. Unloadings

28. Uit de analyse van de cijfers over het lossen van LNG-schepen in de terminal van Zeebrugge tussen 2007 en 2016 blijkt dat er drie verschillende periodes zijn.



29. De eerste periode stemt overeen met 2007 en 2008, dit zijn de scharnierjaren voor de indienstname van de installaties voor de eerste uitbreiding van de LNG-terminal (1 april 2008).

30. Dit is eveneens een overgangsperiode waarbij werd overgeschakeld van een LNG-terminal waarvan de capaciteit volledig werd gereserveerd door de historische marktspeler in het kader van een contract voor de bevoorrading van gas uit Algerije naar een LNG-terminal waarvan de capaciteit werd uitgebreid en volledig werd toegekend aan drie marktspelers waarvan één (Distrigas, nu Eni) enkel over een contract beschikte voor de aankoop van LNG uit Qatar.

De tweede periode dekt de jaren 2009, 2010 en 2011. Dan is het aantal LNG-schepen dat Zeebrugge aandoet vrij stabiel. Dit kan worden verklaard door de volgende elementen:

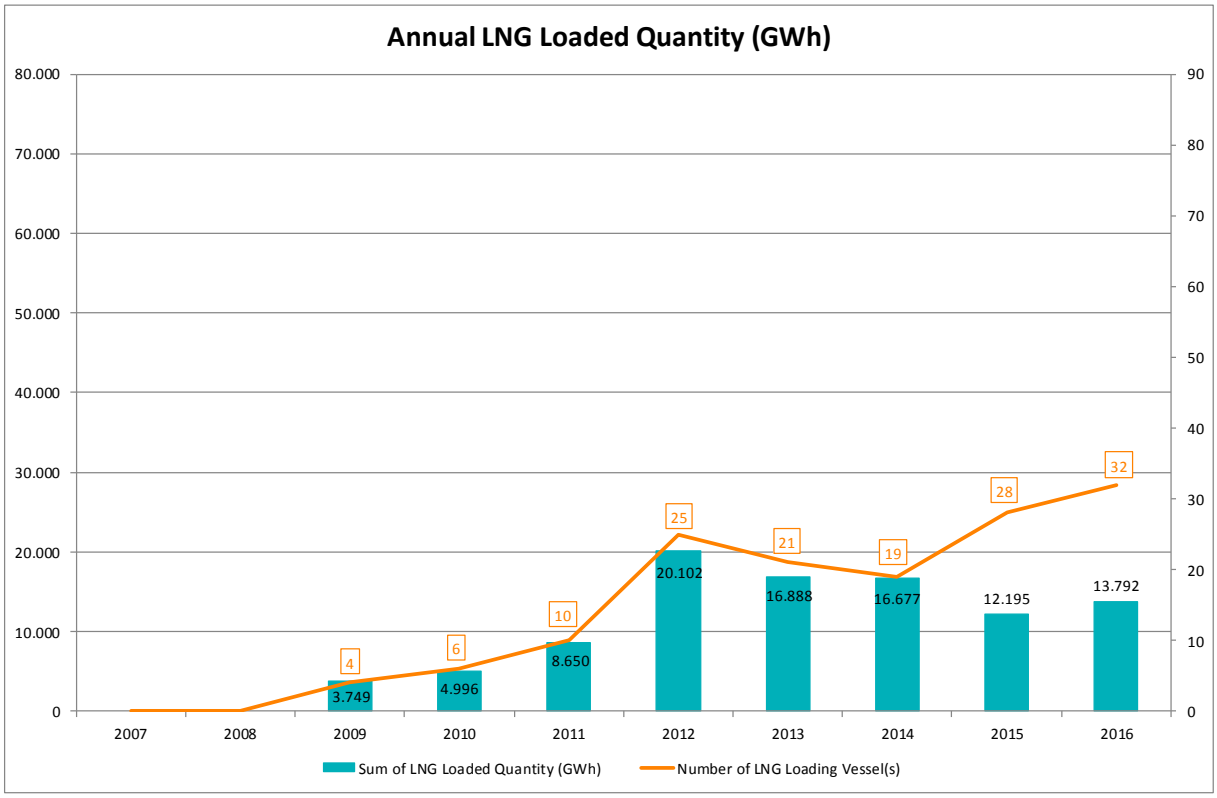
1) Het contract voor de bevoorrading uit Qatar zit in een plateaufase en de leveringen gebeuren op regelmatige basis.

2) Een nieuwe marktspeler (EDF Trading) heeft terminallingcapaciteit doorverhuurd aan een van de twee nieuwe marktspelers om zijn activiteiten in Europa met aardgas te bevoorraden.

In de derde periode (2012-2016) was er een afname van de hoeveelheid LNG die in de LNG-terminal van Zeebrugge werd gelost. In 2015 was er wel een kleine opleving. Eni was ongeveer de enige die regelmatig LNG-leveringen bleef krijgen. Dit kan enerzijds verklaard worden door het einde van de doorverhuur van capaciteit door EDF Trading en anderzijds door de continuïteit van het

bevoorradingscontract tussen Eni en Qatar, ook al konden sommige cargo's worden omgeleid naar andere bestemmingen.

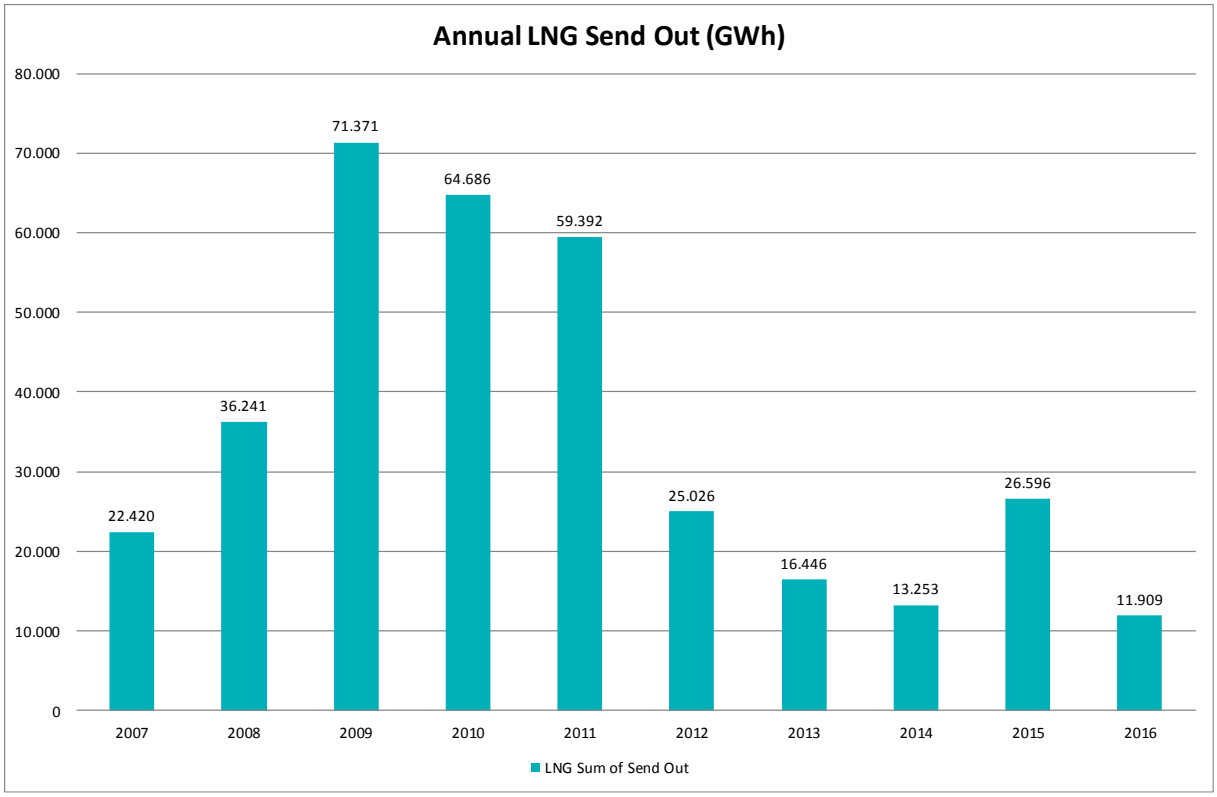
6.1.4.2. Loadings



31. Daarnaast is het aantal beladingen van schepen tussen 2009 en 2012 gestegen en in 2013 gedaald. In 2014 werd die daling, wat het aantal schepen betreft, verdergezet terwijl de geladen hoeveelheden stabiel zijn gebleven. In 2015 en 2016 werden er opnieuw meer schepen geladen, wel met kleinere volumes. Het zijn immers voornamelijk kleinere schepen die LNG-volumes in Zeebrugge komen laden.

32. Dit kan worden verklaard door het feit dat het bevoorradingscontract tussen Eni en Qatar een contract is dat op een CIF-basis werd gesloten met Zeebrugge als leveringspunt. Indien de aankoper van dit gas het gas naar andere markten wil sturen waar het meer waard is, behalve de mogelijke omleiding van cargo's mits akkoord van de verkoper, kan het LNG dat aangekocht is in dit geval op een andere LNG-tanker worden geladen om het te verschepen naar de genoemde markten waar de prijs hoger is.

6.1.4.3. *Send-out*



33. De bovenstaande grafiek geeft de evolutie weer van de send-out van LNG in het net van Fluxys Belgium. Het is het logische gevolg van de laad- en losoperaties van LNG-tankers die hierboven worden beschreven. Tussen 2009 en 2014 is deze send-out constant gedaald. Aangezien de Europese markt voornamelijk tussen 2012 en 2014 minder aantrekkelijk was dan de Aziatische markt en LNG een flexibel middel is om gas over lange afstanden te vervoeren tussen markten die niet noodzakelijk met elkaar verbonden zijn via pijpleidingen, is het logisch dat dit gas niet in het Belgische (en bijgevolg Europese) vervoersnet wordt gezonden. In 2015 is de send-out gestegen. Dit was niet het geval in 2016 waar de send-out met 11909 GWh zijn laagste niveau sinds 2007 bereikte.

6.1.5. LNG-trucks

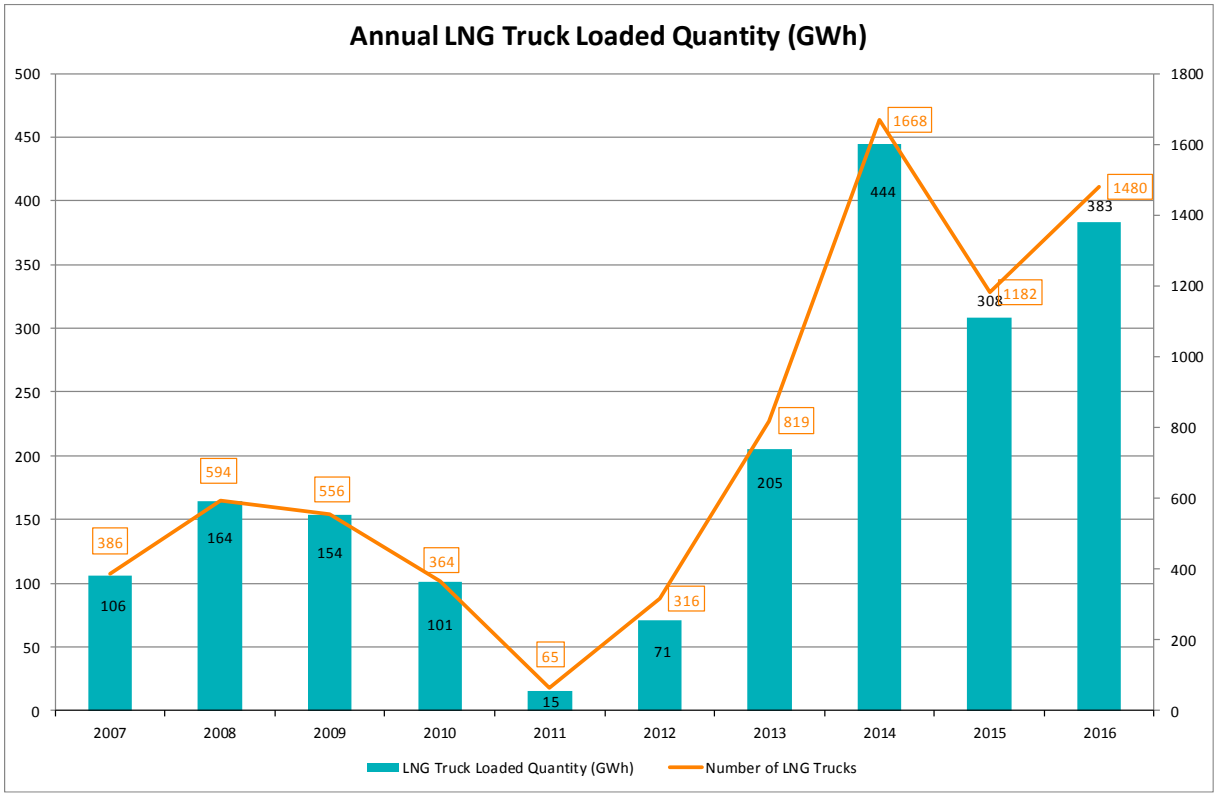
6.1.5.1. *Capaciteit*

34. LNG via de weg vervoeren is een zeer interessant alternatief om de gasbevoorrading van industriële sites in Europa die niet verbonden zijn met een leidingnetwerk te verzekeren.

35. Met de (be)lading van LNG-vrachtwagens wordt de dienst bedoeld om een LNG-vrachtwagen op de terminal te laden. De LNG-terminal beschikt over een laadcapaciteit van 4000 vrachtwagens per jaar. Onafhankelijk van de operator van de terminal moeten de klanten zelf LNG aankopen bij een bevrachter die gas in stock heeft in de LNG-terminal.

36. Er wordt niet alleen een dienst aangeboden om de vrachtwagen te laden, de vrachtwagen kan ook worden gekoeld zodat de LNG-tank kan worden afgekoeld van de omgevingstemperatuur naar de temperatuur van LNG.

6.1.5.2. Gebruik van capaciteit



37. De bovenstaande grafiek geeft de evolutie weer van de beladingen van tankwagens op de LNG-terminal van Zeebrugge.

38. De voorbije jaren is het aantal beladingen van tankwagens op de LNG-terminal aanzienlijk gestegen en Fluxys heeft zijn dienstenaanbod herwerkt en beschikbaarder en flexibeler gemaakt.

39. In 2014 bereikte het aantal laadslots het hoogste niveau uit de bestudeerde periode (2007-2016). Het aantal vrachtwagens dat werd geladen daalde in 2015 sterk en steeg opnieuw in 2016.

7. OPSLAG

7.1. FYSIEKE KENMERKEN VAN DE INSTALLATIE

40. Er is in België slechts één installatie voor de opslag van aardgas, namelijk de ondergrondse opslaginstallatie te Loenhout. Het betreft een opslag in aquifer waarbij het aardgas onder hoge druk wordt ingebracht in een watervoerende laag die zich onder een geologisch afgesloten koepel bevindt. Tijdens het injectieproces verdringt het aardgas het water in het poreuze rotsgesteente en wordt het gevangen onder de gasdichte koepel. Wanneer er behoefte is aan aardgas volstaat de hoge opslagdruk om het gas te kunnen aftappen en, na droging en reiniging, te kunnen injecteren in het vervoersnet. Een deel van het ingebrachte gas dient als kussen om het gas uit het gesteente te persen. Dit deel van het gas wordt kussengas genoemd. Voor een installatie van het type Loenhout is de hoeveelheid kussengas nagenoeg even groot als de hoeveelheid nuttig opgeslagen gas. Dit laatste duidt men aan met de naam werkvolume.

41. Het totaal volume van de opslaginstallatie is afhankelijk van de beschikbare geologische structuur. Daarnaast legt de geologische structuur ook beperkingen op aan de snelheid van injectie van het gas en de snelheid waarmee het gas kan gerecupereerd worden bij uitzending. De genoemde beperkingen dienen niet opgevat te worden als harde fysische limieten, maar als 'veilige' waarden die waarborgen dat de geologische structuur niet beschadigd wordt als gevolg van te hoge druk of te hoge snelheid van injectie of uitzending (te sterke drukschommelingen). Bij te hoge injectiedruk zouden te grote ondergrondse drukverschillen kunnen ontstaan. Die drukverschillen zouden kunnen leiden tot scheuren of instorten van bepaalde formaties of barsten in de gasdichte koepel. In dit geval zou de bruikbaarheid van de opslaginstallatie bijzonder zwaar beschadigd worden. Dit zou een zeer ongunstige impact hebben op de economische waarde van de installatie en van zijn inhoud. In het slechtste geval zou beschadiging van de geologische koepel betekenen dat er een permanent en onherstelbaar lek ontstaan is. Hierdoor zou het onmogelijk worden de site nog langer te gebruiken voor de opslag van gas. De volledige ondergrondse infrastructuur en een aanzienlijk deel van de bovengrondse installaties zouden hierdoor totaal waardeloos worden. De installatie zou bijgevolg verloren zijn voor de opslagbeheerder. België zou bovendien zijn enige installatie voor de opslag van aardgas verliezen. Op de koop toe zou men zowel een deel van het opgeslagen aardgas als van het kussengas verliezen als gevolg van het lek. Om al deze redenen heeft de opslagbeheerder een bovengrens opgelegd voor zowel het injectiedebiet als het emissiedebiet en bijkomende beperkingen voor de duur waarop gebruik kan gemaakt worden van deze bovengrenzen.

7.2. OPERATIONELE KENMERKEN VAN DE OPSLAGINSTALLATIE

42. Het opslagvolume van de opslaginstallatie is beperkt tot een werkvolume van 700 Mm^3(n). Hiermee positioneert Loenhout zich als een eerder kleine opslaginstallatie. Grote opslaginstallaties hebben werkvolumes die een veelvoud kunnen zijn van het volume van Loenhout. Als voorbeeld vermelden we het volume van de opslaginstallatie te Rheden in Duitsland, op minder dan 100 km van de grens, dat 4,2 BCM beloopt, of het zesvoudige van Loenhout.

Bijgevoegde tabel geeft een overzicht van de maximaal toelaatbare injectie- en uitzendcapaciteit en van het beschikbare opslagvolume dat op de opslaginstallatie van Loenhout aan de markt wordt aangeboden.

	eenheid	maximaal capaciteitsaanbod
opslagvolume	Mm³(n)	680
injectiedebiet	k.m³(n)/h	325
uitzenddebiet	k.m³(n)/h	625

Bij de cijfers dient volgende kanttekening gemaakt te worden: het beschikbare opslagvolume is eigenlijk 700 Mm³(n). Het verschil met het cijfer in de tabel bedraagt 20 Mm³(n). Dit is het volume dat door de vervoersnetbeheerder gereserveerd wordt voor het uitoefenen van zijn operationeel beheer, waaronder aanbieden van balanceringsmiddelen (within day marktdrempels en EOD drempels) aan de markt en het waarborgen van de systeemintegriteit

7.3. HET OPSLAGMODEL

7.3.1. Opsplitsing van de beschikbare capaciteit naargelang de termijn:

43. In het opslagmodel wordt de volgende indeling weerhouden:

- Jaarlijkse Termijn Opslagdiensten (YTS) worden toegewezen voor een Dienstperiode van één (1) volledig Opslagjaar;
- Lange termijn Opslagdiensten (LTS) worden toegewezen voor een Dienstperiode variërend tussen minimaal twee (2) en maximaal tien (10) volledige Opslagjaren.
- Korte Termijn Opslagdiensten (STS), zoals aangeboden door de Beheerder van de Opslaginstallatie, zijn bijkomende of additionele diensten die worden toegewezen voor een Dienstperiode korter dan één (1) Opslagjaar;

Om te kunnen inspelen op de behoeften van de markt kunnen, in functie van de marktomstandigheden, opslagdiensten als additionele diensten aangeboden worden met een andere dienstperiode. Minimum vereiste hiervoor is dat de diensten op transparante wijze beschikbaar zijn voor alle marktpartijen en dat ze worden aangeboden op basis van door de CREG goedgekeurde tarieven.

7.3.2. Standaardeenheid (SBU)

44. De beschikbare opslagdiensten omvatten injectiediensten, opslagvolumediensten en uitzenddiensten. Standaard worden deze diensten aangeboden als gebundelde diensten onder de vorm van zogenaamde Standaardeenheden of SBU.

7.3.2.1. Samenstelling van de SBU voor alle Diensttermijnen

Aard	Injectie [m³(n)/h]	Opslag volume [MWh]	Uitzending [m³(n)/h]
Vast	0,85294	25,07924	1,70588
Voorwaardelijk	0,25588	2,04160	0,42647

7.3.2.2. *Additionele Diensten*

45. Nadat opslaggebruikers de mogelijkheid gekregen hebben om standaardeenheden te onderschrijven en indien niet alle beschikbare SBU werden toegewezen bestaat de mogelijkheid de diensten niet uitsluitend aan te bieden als SBU maar als additionele diensten voor injectie, opslagvolume en uitzending. Deze diensten kunnen aangeboden worden op een korte termijn basis (e.g. dagelijks, wekelijks, of maandelijks) of jaarlijks of op een andere termijn op een vaste of onderbreekbare/voorwaardelijke wijze onder de vorm van ontbundelde diensten of als een gecombineerde dienst. De maximale diensttijd voor deze additionele diensten is beperkt tot 1 jaar.

In functie van de modaliteiten waaronder de dienst wordt aangeboden is het mogelijk dat de geologische structuur van de opslaginstallatie toelaat meer opslagvolume aan te bieden dan vastgelegd in de operationele karakteristieken van de installatie. Dit kan enkel op tijdelijke basis en ad hoc.

7.3.3. Allocatieprocedure: Toewijzingskalender

46. In principe worden de opslagdiensten aangeboden via toewijzingsvensters. Onder toewijzingsvenster dient te worden verstaan een onderschrijvingsvenster of veilingvenster. De specifieke modaliteiten waaronder een dergelijk venster wordt georganiseerd, worden vastgelegd via zogenaamde Term & Conditions. Dit zijn begeleidende documenten waarin de praktische afspraken in verband met het toewijzingsvenster worden vastgelegd en die, naast de productspecificaties van de dienst, onder meer betrekking hebben op de data waarop het venster plaatsvindt en de aangeboden hoeveelheden.

Indien na afsluiten van het toewijzingsvenster blijkt dat niet alle beschikbare capaciteit werd toegewezen, dan kan de resterende capaciteit aangeboden worden op een FCFS basis (First Committed, First Served).

7.3.4. Aanbod en toewijzing van lange termijn diensten (LTS):

47. Bij de invoering van het vernieuwde opslagmodel in het najaar van 2011 werd het eerste langetermijnvenster voor de toewijzing van opslagcapaciteit georganiseerd. Bij dat onderschrijvingsvenster bleek de vraag naar lange termijn opslag bijzonder groot: het totaal van de door alle marktpartijen gevraagde capaciteit bedroeg 600 Mm^3(n) terwijl slechts 400 Mm^3(n) beschikbaar was, verdeeld over 172.414 SBU's. Het toewijzingsalgoritme voorzag dat bij de toewijzing van de capaciteit voorrang gegeven werd aan de aanvragen voor de langste periode. Bij de toewijzing bleek dat voldoende vraag was om alle LT capaciteit toe te wijzen voor de maximale duur van 10 jaar, zodat alle beschikbare capaciteit voor de maximumperiode van 10 jaar verkocht werd aan leveranciers die een vooraanstaande rol spelen bij de bevoorrading van de Noordwest-Europese markt. Het feit dat de vraag het aanbod overtrof hangt vermoedelijk samen met de pro rata regel voor toewijzing die voorzien was in voorkomend geval. Belangstellende partijen wilden zich verzekeren van een minimale opslagcapaciteit. Praktisch impliceert dit dat, voor de periode 15 april 2012 tot en met 14 april 2022 een hoeveelheid SBU's corresponderend met 400 Mm^3(n) opslagvolume, is toegewezen.

Daarnaast werd voor een periode van 3 jaar onder de vorm van SBU 100 Mm^3(n) opslagvolume toegewezen via een onderschrijvingsvenster voor een looptijd van 3 jaar (periode 15 april 2012 tot en met 14 april 2015).

7.3.5. Aanbod van de jaarlijkse opslagdiensten (YTS) via veiling

48. De jaarlijkse opslagdiensten kunnen aangeboden worden via een veilingvenster of via een onderschrijvingsvenster. Voor het opslagseizoen 2012 – 2013 werd alle opslagcapaciteit gecommercialiseerd: 180 Mm³(n) werd toegewezen via een veilingvenster voor een looptijd van een jaar.

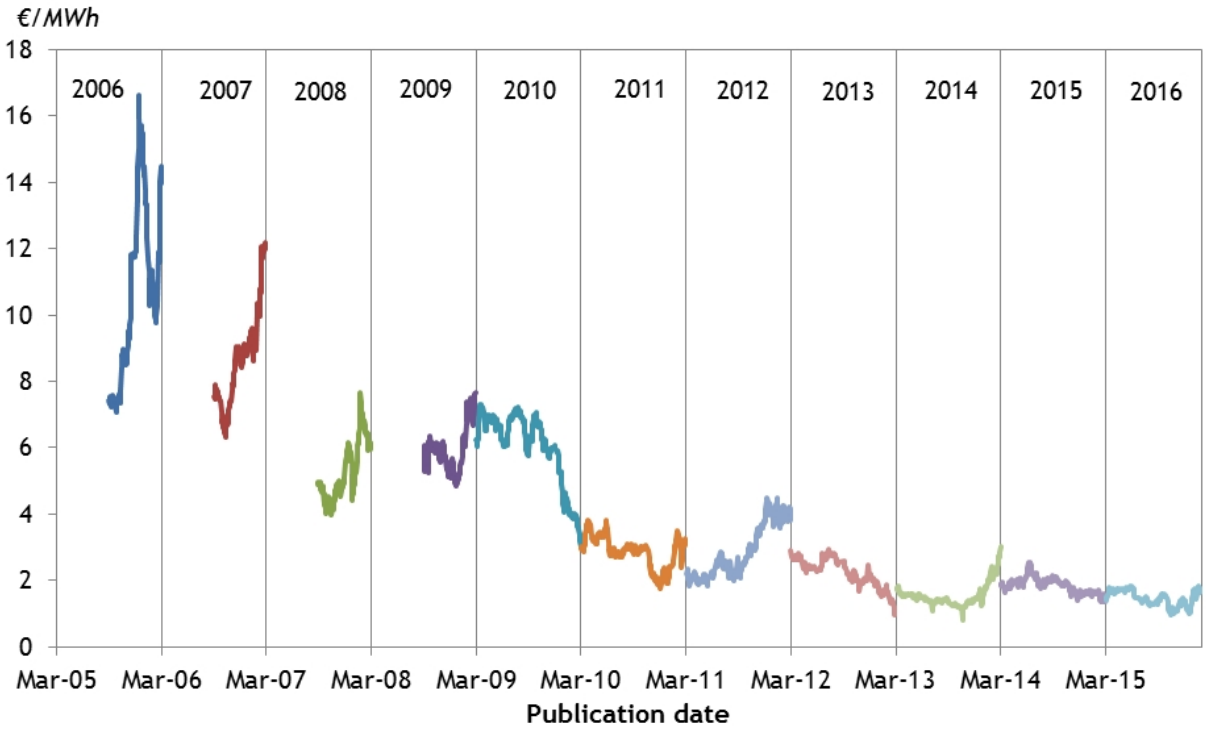
Bij het veilingvenster op 28 november 2012 voor de toewijzing van de jaarlijkse opslagcapaciteit voor het seizoen 2013/2014 is Fluxys Belgium er niet in geslaagd de beschikbare capaciteit succesvol toe te wijzen: slechts 48% van de beschikbare capaciteit (18 Mm³(n)) werd verkocht.

Als onderliggende redenen verwees Fluxys Belgium naar de rechtstreekse concurrentie met andere fysische opslagoperatoren in de buurlanden (e.g. Gasterra, etc…). Daarnaast beweerde Fluxys Belgium additionele commerciële druk te ondervinden ten gevolge van virtuele flexibiliteitscontracten die door verschillende marktpartijen onder verschillende vormen aangeboden worden. Dit veilingvenster is voorlopig het laatste veilingvenster dat door Fluxys Belgium voor de commercialisatie van opslagdiensten werd georganiseerd.

7.4. ONGUNSTIGE SPREAD

49. De drempelwaarde waarbij het commercieel interessant is gas aan te kopen en op te slaan in de zomer en uit de stockage te halen voor levering aan eindklanten is afhankelijk van de kostenstructuur van de opslaginstallatie en van de wijze waarop de diensten worden gecommercialiseerd. In het verleden werd er als vuistregel een praktische richtwaarde van 4 €/MWh gehanteerd om te beoordelen of opslag commercieel voordelig was. Als de forward van de aardgasprijs voor levering in de winter 4 €/MWh of meer hoger was dan de prijs voor levering in de zomer, dan was het voordelig op opslagcapaciteit te onderschrijven. De totale prijs voor opslag werd meestal begroot op een bedrag net onder deze 4 €/MWh, zodat het voor netgebruikers interessant was opslagcapaciteit te onderschrijven. De genoemde cijfers waren gedurende vele jaren representatief voor de stockagemarkt in NW Europa.

De laatste jaren stelt men vast dat de winter-zomer spread kleiner geworden is. Sinds 2013 is het verschil tussen de winter- en zomernotering zelfs kleiner dan 2 €/MWh, zoals blijkt uit bijgevoegde grafiek die betrekking heeft op TTF. Deze grafiek werd overgenomen uit een publiek beschikbaar document en werd gemaakt op basis van publiek beschikbare LEBA data. De grafiek geeft aan dat de drempelwaarde van 4 €/MWh niet meer bereikt wordt sinds het voorjaar van 2010.



Uit hogerstaande grafiek kan men afleiden dat de markt voor opslag van aardgas en voor aardgasopslagdiensten sinds 2013 te maken heeft met een structureel probleem. De bijdrage die opslaginstallaties kunnen leveren aan het beheer van het aardgasvervoerssysteem is in belangrijke mate gebaseerd op het verschil tussen de aardgasprijs in de winter en de aardgasprijs in de zomer. Opslag van aardgas is economisch enkel haalbaar indien het verschil in prijs de kosten voor het gebruik van de installatie overtreft. De laatste jaren is dit niet meer het geval en komt het bedrijfsmodel voor opslaginstallaties onder druk. Dit fenomeen is niet beperkt tot België, maar doet zich voor in de hele West-Europese aardgasmarkt.

Het effect is voelbaar, zowel in markten waar rTPA regulering voor opslag van toepassing is als in markten waar nTPA ingevoerd werd. Een gevolg is dat een deel van de beschikbare opslagcapaciteit niet kan gecommercialiseerd worden.

Om hieraan tegemoet te komen nemen opslagbeheerders initiatieven om hun diensten goedkoper en dus aantrekkelijker te maken. Een mogelijke manier om dit te doen is door de gebruiksregels voor diensten een specifiek karakter te geven, waardoor een nicheproduct ontstaat. Dit kan bijvoorbeeld door injectie- en uitzendrechten te beperken tot afgelijnde periodes. Concreet houdt een dergelijke maatregel in dat voor de nieuwe diensten opslaggebruikers niet meer de mogelijkheid hebben om willekeurig naar eigen behoefte de door hen gecontracteerde diensten te gebruiken, maar dat zij zich dienen te houden aan de vooraf vastgelegde periodes voor injectie en voor uitzending. De opslagbeheerder kan de opslagkarakteristieken ook aanpassen door injectie- en/of uitzendrechten aan specifieke regels te onderwerpen.

Door de gebruiksduur te beperken in de tijd of de capaciteitsrechten te onderwerpen aan een bovengrens kan de kostprijs van de dienst gedrukt worden. De nieuwe dienst wint daardoor aan competitiviteit waardoor het voor opslaggebruikers opnieuw interessant kan zijn opslagdiensten te onderschrijven.

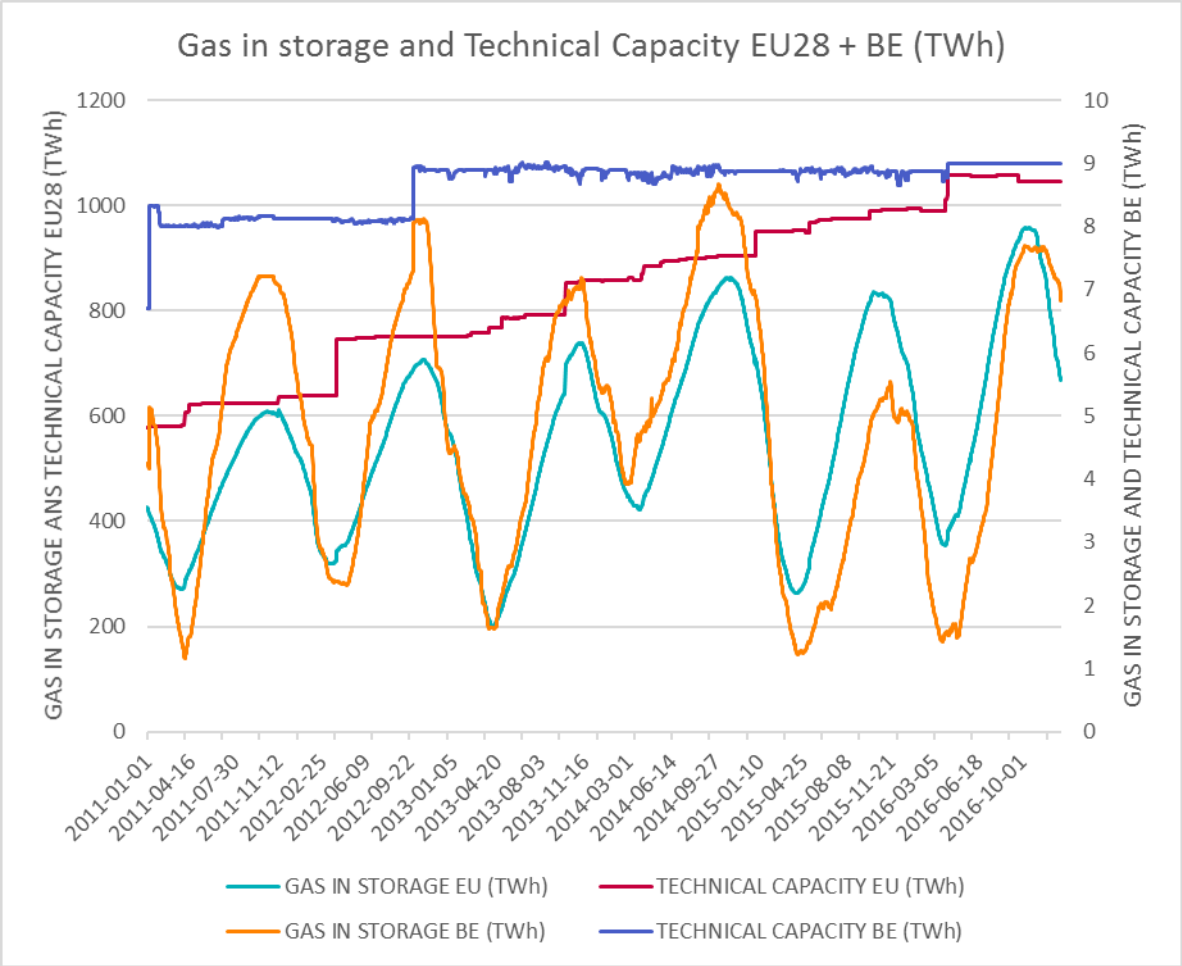
Niet alleen opslagbeheerders zetten zich in om opslaginstallaties te rentabiliseren. In sommige EU lidstaten neemt ook de overheid initiatieven om het gebruik van opslaginstallaties te verhogen. Voorbeelden zijn het verplicht reserveren van een minimale hoeveelheid opslagcapaciteit in functie

van de samenstelling van de klantenportfolio (vb beschermde klanten in de zin van SoS richtlijn EU/994/2010) of het verplicht aanhouden van een strategische reserve.

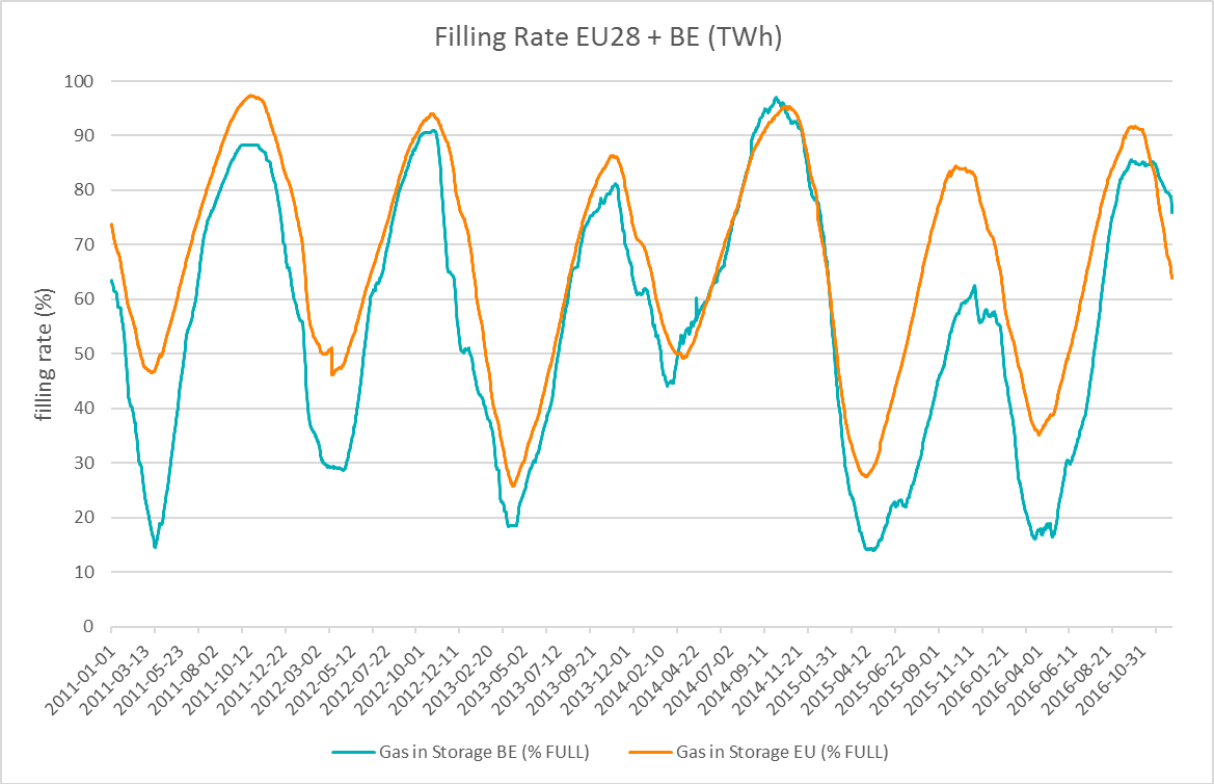
7.5. AANBOD AAN OPSLAGCAPACITEIT, ONDERSCHRIJVING VAN OPSLAGCAPACITEIT EN VULLINGSGRAAD VOOR DE OPSLAGINSTALLATIE IN BELGIË – VERGELIJKING MET OPSLAG IN EU.

50. Onderstaande grafieken bieden een overzicht van de evolutie van de beschikbare opslagcapaciteit en de hoeveelheid aardgas opgeslagen in de opslaginstallaties in België en in EU28 voor de periode 2011 -2016 enerzijds en de vullingsgraad van de opslaginstallaties in België en in EU28 voor dezelfde periode anderzijds. Beide grafieken dienen samen gelezen te worden om een idee te krijgen over de ontwikkelingen op de opslagmarkt voor aardgas in België en in de EU. De informatie wordt getoond op twee grafieken omwille van de duidelijkheid.

Technische capaciteit en opgeslagen volume aardgas (TWh)



Vullingsgraad (%)



We stellen vast dat het totaal beschikbare opslagvolume voor aardgas nog steeds toeneemt in Europa. De stijging van de beschikbare opslagcapaciteit houdt nu reeds enkele jaren aan en is (tot op vandaag nog altijd) een gevolg van de investeringsbeslissingen in de periode 2003 – 2007. Deze investeringsbeslissingen werden genomen in het licht van historische ontwikkelingen en op basis van veronderstellingen die aansluiten bij de toen heersende marktverwachtingen:

- Een aanhoudende groei van de aardgasconsumptie in EU28, vooral aangedreven door de verwachte stijging van elektriciteitsproductie op basis van aardgas
- Een afname van de interne productie binnen EU28
- De bouw en exploitatie van een vervoersnet voor aardgas afgestemd op de beschikbaarheid van lokale opslaginstallaties met het oog op het dekken van de piekvraag in periodes van grote aardgasvraag.
- Een leveranciers bevoorradingsportefeuille gebaseerd op langetermijn contracten met TOP verplichtingen en punt-tot-punt leveringscontracten.
- Een jaarlijks terugkerend, relatief voorspelbaar verschil tussen de aardgasprijs in de winter en de aardgasprijs in de zomer op een niveau dat hoger is dan de gemiddelde kosten voor opslag, zodat de vraag naar opslagcapaciteit het aanbod overtreft.

Een combinatie van deze elementen wijst in de richting van een stijging van de invoer van aardgas in EU28, een verdere toename van de Europese afhankelijkheid van import voor wat betreft de aardgasbevoorrading en tevens een toenemende behoefte aan opslagcapaciteit. De beslissing om te investeren in bijkomende opslagcapaciteit is dan niet meer dan een logisch gevolg van de groeiende externe afhankelijkheid. De verhoging van de beschikbare opslagcapaciteit voor aardgas in Europa heeft zich stapsgewijze voltrokken.

In 2011 bedroeg de totale opslagcapaciteit in EU28 ongeveer 580 TWh. In 2016 is de beschikbare opslagcapaciteit toegenomen tot ongeveer 1045 TWh. De toename over een periode van 6 jaar bedraagt bijgevolg ruim 80 %.

In België heeft een gelijkaardige ontwikkeling zich niet voorgedaan. België beschikt enkel over de opslaginstallatie van Loenhout met beperkte uitbreidingsmogelijkheden. Toch is er een capaciteitsuitbreiding geweest. In de periode 2007 – 2011 werd een investeringsprogramma afgewerkt dat toeliet de capaciteit uit te breiden van 600 Mm^3(n) naar 700 Mm^3(n), wat overeenkomt met 8,1 TWh. Deze capaciteit van 8,1 TWh is in principe nog steeds de technische capaciteit die vandaag beschikbaar is via standaard opslagdiensten (SBU). De stijging in de loop van 2014 en ook in de daaropvolgende jaren is het gevolg van optimalisatie van de aangeboden diensten door de opslagbeheerder: door een deel van de capaciteit aan te bieden als 'trage capaciteit' en niet als SBU (Standard Bundled Unit) kon het aangeboden volume in 2013 verhoogd worden (770 Mm^3(n) – 8,8 TWh) ten nadele van de injectie- en emissiesnelheid.

Wat betreft de vullingsgraad merkt men tot het opslagseizoen 2011 – 2012 een verschillend patroon tussen Loenhout en EU28. Tot april 2012 was het oud opslagmodel van toepassing dat voorzag dat de beschikbare opslagcapaciteit in België voorbehouden werd voor leveranciers die actief waren op het distributienet (via proportionele toewijzingsrechten). Vanaf 2012 wordt de beschikbare opslagcapaciteit aangeboden aan alle netgebruikers. Sinds het opslagseizoen 2013-2014 ziet men een opvallende convergentie tussen het gebruik van Loenhout en het gebruik van opslag in EU28 in het algemeen.

Verder stellen we vast dat in de zomer 2013 de beschikbare capaciteit niet helemaal benut wordt: de zomer/winter spread zakt voor het eerst onder 2€/MWh met als gevolg dat de vullingsgraad geen 90% bedraagt, zowel in EU28 als in Loenhout.

De winter van 2013 en het voorjaar van 2014 zijn heel mild met als resultaat dat de stockages in Europa op het einde van het stookseizoen nog bijna voor de helft gevuld zijn.

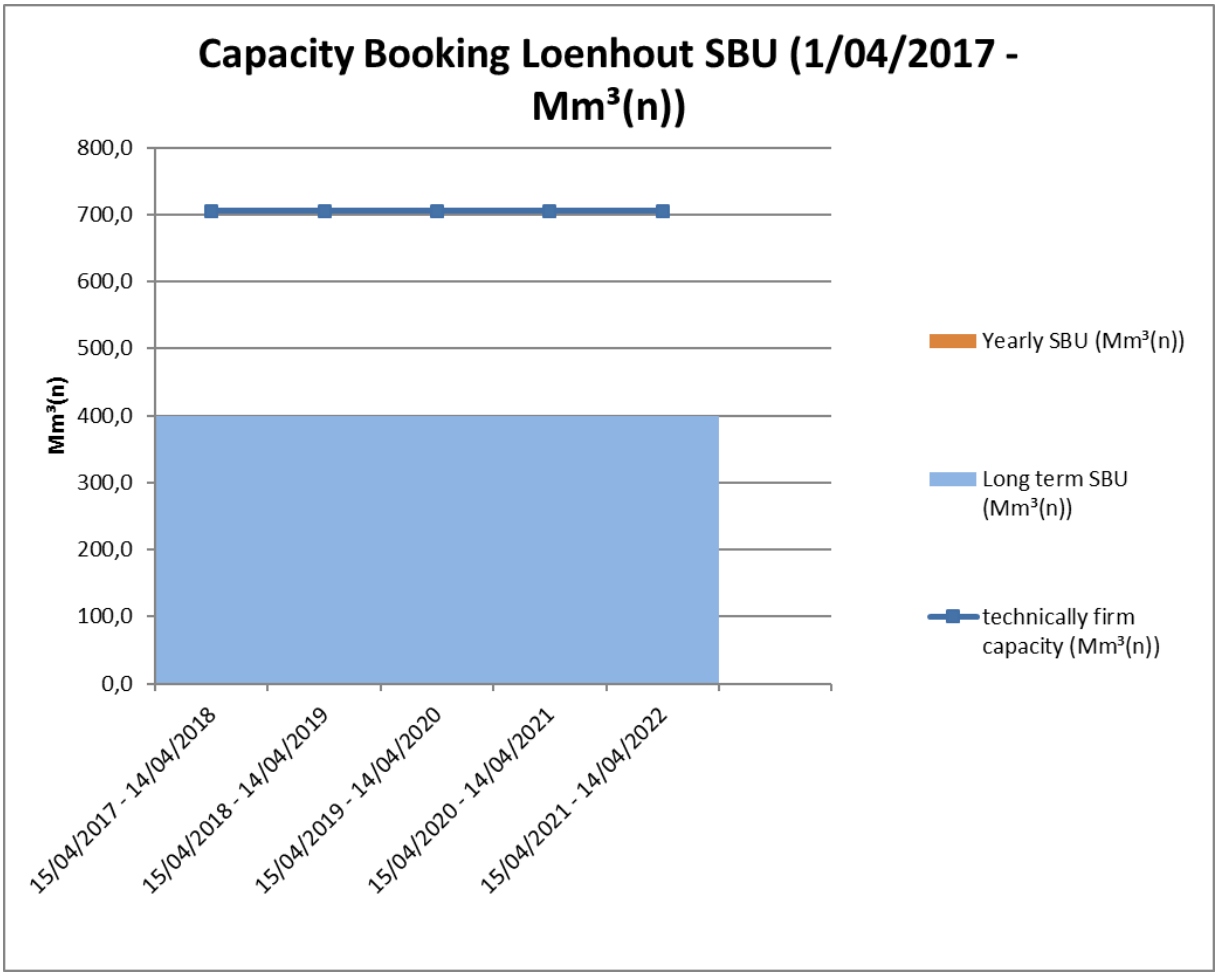
Voor het seizoen 2014-2015 valt de hoge vullingsgraad op, zowel voor EU28 (94%) als voor Loenhout (97%), te danken aan de zachte winter 2013-2014. Het verschil met het seizoen 2013-2014 is opvallend. Toen bedroeg de vullingsgraad respectievelijk 84% voor EU28 en 88% voor Loenhout.

Voor het seizoen 2015-2016 valt opnieuw de lage vullingsgraad op, zowel voor EU28 (84%) als voor Loenhout (62%). Dit kan enerzijds toegeschreven worden aan de overvloedige beschikbaarheid van niet-gecontracteerd aardgas op de West-Europese markt, terwijl anderzijds de spread tussen de winter- en zomerprijs voor aardgas in 2015 zich op stabiele wijze situeert onder een niveau van 2€/MWh, ruim onder de gemiddelde totale kost van opslag via SBU (>3.5€/MWh). In dergelijke marktomstandigheden ontbreekt een incentive voor netgebruikers om opslagcapaciteit te onderschrijven en deze te gebruiken als aanvulling van de bevoorradingsportefeuille voor de levering aan eindklanten tijdens de wintermaanden.

De vullingsgraad voor het seizoen 2016-2017 ligt met 85% voor België (Loenhout) en 91% voor EU28 merkelijk hoger dan vorig jaar (62%, respectievelijk 84%). Hoewel de spread tussen de winter- en zomerprijs voor aardgas in 2016 laag blijft (< 2€/MWh, ruim onder de gemiddelde kost van opslag (>3.5€/MWh)), zorgt de onbeschikbaarheid van de grootste opslaginstallatie in UK (Rough, goed voor 3,8 BCM opslagcapaciteit) voor een toegenomen (ad hoc) boeking van opslagcapaciteit in de Noordwest-Europese markt.

7.6. RESERVATIES LOENHOUT VOOR DE KOMENDE JAREN

51. Onderstaande grafiek geeft een overzicht van de capaciteitsreservaties voor de opslaginstallatie van Loenhout zoals bekend op 1 april 2017.



Uit de grafiek blijkt dat op dit ogenblik de reservaties voor opslagdiensten onder de vorm van SBU blijven beperkt tot de onderschrijvingen op lange termijn. Er zijn geen jaarlijkse opslagdiensten gecontracteerd voor het opslagseizoen 2017/2018 onder de vorm van SBU.

Wel is Fluxys Belgium erin geslaagd bijkomende opslagdiensten te vermarkten als additional services. De beschikbare capaciteit werd als afzonderlijke diensten onder de vorm van opslagvolume, injectiediensten en uitzenddiensten gecommercialiseerd voor termijnen die korter zijn dan de standaard jaarlijkse termijn. Op deze wijze kon het volledig beschikbare volume verkocht worden. De beschikbare injectie en uitzendcapaciteit konden eveneens gecommercialiseerd worden, zij het voor een in de tijd beperkt injectie-, respectievelijk uitzendvenster. Op deze wijze is Fluxys Belgium erin geslaagd een deel van het inkomstenverlies voor de jaarlijkse SBU te recupereren. De bijhorende reservaties werden niet weergegeven in de grafiek.

7.7. AFSLUITENDE BEDENKINGEN OPSLAG: STORAGE PARADOXEN

52. Aanvullend herhalen we een aantal bedenkingen die de huidige situatie op de opslagmarkt in perspectief plaatsen. Ze betreffen de functie van aardgasopslag als prijsstabilisator en de bijdrage van opslag tot leveringszekerheid.

De grafiek over de benuttiging van de opslaginstallaties in Europa toont aan dat, ondanks de ongunstige marktomstandigheden, opslag een rol vervult bij het in evenwicht brengen van vraag en aanbod. Deze functie komt evenwel onder druk te staan, aangezien shippers zich voor wat betreft hun reserveringsgedrag voor opslagcapaciteit meer en meer baseren op forecasts voor aardgasprijzen. Een dergelijke handelswijze is effectief wanneer het om pure tradingactiviteiten gaat. Het is veel minder duidelijk of, in geval van onderreservering van opslagcapaciteit, de noodzakelijke fysische aardgasstromen nog zullen kunnen gewaarborgd worden indien zich omwille van meteorologische omstandigheden een hoger dan voorziene gasvraag zou voordoen.

Een ander aandachtspunt is de onzekerheid die rust op het voorspellen van gebeurtenissen met lage waarschijnlijkheid, maar met ingrijpende gevolgen. Precies als gevolg van de onvoorspelbaarheid van een dergelijke calamiteit en de onduidelijkheid aangaande de individuele verantwoordelijkheid kan de vraag naar voor geschoven worden of de actuele marktomstandigheden voor opslag wel toelaten een adequaat antwoord bieden op dergelijke fenomenen.

Tenslotte dient gewezen te worden op de zogenaamde opslagparadox. Een intensief opslaggebruik (hoog uitzendniveau) tijdens de wintermaanden kan leiden tot een lagere vullingsgraad op het einde van het opslagseizoen en kan (onder normale marktomstandigheden) aanleiding geven tot hogere aardgasprijzen tijdens de zomermaanden. Dit zet op zijn beurt de winter/zomer spread onder druk, wat op zijn beurt aanleiding kan geven tot een lagere reservering van opslagcapaciteit.

8. BALANCERING

8.1. EVENWICHT VAN HET NET – PRINCIPE VAN MARKTBALANCERING (*MARKET BASED BALANCING*)

53. Op 1 oktober 2012 werd door Fluxys Belgium een nieuw vervoersmodel geïmplementeerd. Dit nieuwe vervoersmodel werd door de CREG goedgekeurd in haar beslissing (B)120510-CDC-1155 van 10 mei 2012. De belangrijkste voorwaarden van het nieuwe Entry/Exit vervoersmodel die bestaan uit het Standaard Aardgasvervoerscontract, het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer en het Aardgasvervoersprogramma garanderen een eenvoudige toegang tot het aardgasvervoersnet voor alle marktspelers, de creatie van een handelsplaats waarbij, naast de mogelijkheid tot bilaterale handel (OTC), een anonieme beurs (exchange) diensten aanbiedt aan de marktspelers en de invoering van een markt gestuurd balanceringssysteem.

De belangrijkste kenmerken van het vervoersmodel zijn de volgende:

- - Het vervoersnet is in twee ingangs-/uitgangszones ingedeeld: de H-zone en de L-zone. De H-zone stemt overeen met het fysieke H-calorisch vervoerssysteem en de L-zone met het fysieke L-calorisch vervoerssysteem.
- - Een netgebruiker kan ingangs- en uitgangsdiensten contracteren. De ingangsdiensten verlenen hem het recht een hoeveelheid aardgas op een interconnectiepunt in het vervoersnet te injecteren a rato van de gecontracteerde injectiecapaciteit. Via de uitgangsdiensten kan hij een hoeveelheid aardgas uit het net uitzenden.
- - Een 'interconnectiepunt' verbindt het vervoersnet van Fluxys Belgium met het vervoersnet van een aangrenzende TSO, of met een vervoersinstallatie onder het beheer van Fluxys Belgium, zoals bijv. de opslaginstallatie te Loenhout.
- - Een 'afnamepunt' verbindt het vervoersnet van Fluxys Belgium met een eindklant of met een afnamepunt ten behoeve van het distributienet.

In een systeem van marktbalancering is het basisprincipe dat de netgebruikers (marktpartijen) er zelf voor zorgen dat per tijdseenheid de hoeveelheden aardgas die zij in het systeem injecteren gelijk zijn aan de hoeveelheid die zij eraan onttrekken. Om eventuele beperkte afwijkingen te kunnen opvangen dient het evenwicht gerealiseerd te worden binnen een werkingsgebied dat door de TSO wordt ter beschikking gesteld van de netgebruikers en dat afgebakend wordt door zogenaamde marktdrempels.

8.2. OPVOLGING VAN HET NETEVENWICHT – REGELS VOOR MARKET BASED BALANCING EN MARKTDREMPELS TIJDENS DE DAG

54. De vervoersnetbeheerder volgt voor alle uren van de beschouwde gasdag het evenwicht op tussen ingangs- en uitgangsstromen op een gecumuleerde basis. Dit gebeurt via de marktbalanceringspositie, die ieder uur wordt geüpdatet, zowel voor de individuele netgebruiker als voor de markt in zijn geheel.

De netgebruiker is verantwoordelijk voor zijn individuele positie gedurende de dag. Om zijn positie te kunnen opvolgen beschikt de netgebruiker over de nodige informatie die hem door de netbeheerder wordt bezorgd. De beschikbaarheid van volledige, kwaliteitsvolle en transparante informatie vormt een essentieel element bij de implementatie van het model. Teneinde deze informatiestroom

adequaat te kunnen beheren heeft de netbeheerder een performant elektronisch platform ontwikkeld en in dienst genomen. Door zich op dit platform aan te sluiten verzekert de netgebruiker zich van toegang tot de noodzakelijke informatie.

De balancing positie van de individuele netgebruiker houdt, voor een specifiek uur en voor de beschouwde zone, rekening met de som van alle ingangsallocaties en de som van alle uitgangsallocaties voor alle voorbije uren van de beschouwde gasdag, inclusief het netto resultaat van de transacties op de virtuele marktplaats (notioneel balancing punt). Dit geldt voor elk van de zones (ZTP voor H-gas en ZTPL voor L-gas).

De balancing positie van de markt geeft de netto positie van het verschil tussen de som van alle ingangen en de som van alle uitgangen voor alle voorgaande uren van een bepaalde gasdag voor alle netgebruikers samen. De balancing positie van de markt is dus gelijk aan de som van alle individuele netgebruiker evenwicht posities voor de zone in kwestie. Analoog als voor de individuele verbruiker is er een marktpositie per zone.

Zowel de individuele balancing positie van de netgebruiker als de balancing positie van de markt worden bijgewerkt op uurbasis met online vermelding van de waarden voor de laatste uren van de gasdag. Op basis van de beschikbare nominaties ontvangt de gebruiker eveneens een indicatieve raming van zowel zijn eigen individuele positie als van de markt voor de resterende uren van de gasdag.

De vervoersnetbeheerder komt niet tussen tijdens de dag zolang de balancing positie van de markt binnen de vooraf bepaalde drempelwaarden van de markt (MT^+ en MT^-genoemd) schommelt. Die limietwaarden worden per zone bepaald. Het is belangrijk te benadrukken dat het om commerciële grenzen gaat waarbinnen de markt kan bewegen. Deze commerciële balancing steunt op onderliggende fysische assets aangestuurd door een onderliggend operationeel mechanisme van fysische balancing. Het beheer van dit mechanisme en van de onderliggende fysische assets is een van de kerntaken van de beheerder van het vervoersnet. De drempelwaarden die gelden voor het fysisch systeem hoeven in het geheel niet samen te vallen met de commerciële drempelwaarden die gelden voor de markt. Ze zijn eigen aan de fysische karakteristieken van het vervoersnet maar hangen ook af van de specifieke operationele en commerciële omstandigheden van ieder moment zelf. Het beheer van de fysische grenzen van het vervoerssysteem behoort tot de knowhow van de netbeheerder. De marktpartijen dienen in het geheel geen rekening te houden met de fysische grenzen, voor hen gelden uitsluitend de commerciële grenzen.

De commerciële grenzen (marktdrempels) variëren op seizoensbasis. De reden hiervoor is het feit dat de limieten van wat het vervoerssyteem aankan afhankelijk zijn van de hoogte van de belasting van het systeem en van de specifieke operationele kenmerken op elk ogenblik. Algemeen en vereenvoudigend geldt dat bij een lage belasting (een laag algemeen verbruik en beperkte doorvoer), een voorspelbaar verbruik en stabiele aardgasstromen het vervoersnet relatief veel marge heeft om brede commerciële grenzen toe te staan. In andere minder gunstige operationele omstandigheden zijn er meer beperkingen en dient de commercieel beschikbare marge verengd te worden. Meer specifiek wordt de marktlimiet (voor elke zone individueel) bepaald op basis van de piek in onbalans op de Belgische markt (totaal aangesloten eindgebruikers op de beschouwde zone, hetzij rechtstreeks, hetzij via distributienetwerken) waargenomen over een historische periode van de 3 laatste jaren en uitgaande van een profilering over de gasdag van het gas dat het transportnet binnenkomt volgens een 102/96 profiel voor de H-zone en een 105/90 profiel voor de L-zone (een XX / YY profiel wil zeggen een profilering binnen de gasdag overeenkomstig met een ingang van XX% van de dagelijkse hoeveelheid gedeeld door 24 gedurende de eerste 16 uur van de gasdag en YY% de rest van de gasdag).

Tijdens de gasdag voert Fluxys Belgium, zoals gezegd, geen interventies uit zolang de markt balancing positie (dwz de balancing positie voor de totale markt) zich binnen de vooraf bepaalde bovenste en onderste markt limietwaarden bevindt. Indien de markt balancing positie de bovenste (of onderste) markt limietwaarde overschrijdt, komt Fluxys Belgium tussenbeide met een verkoop- (of aankoop-)

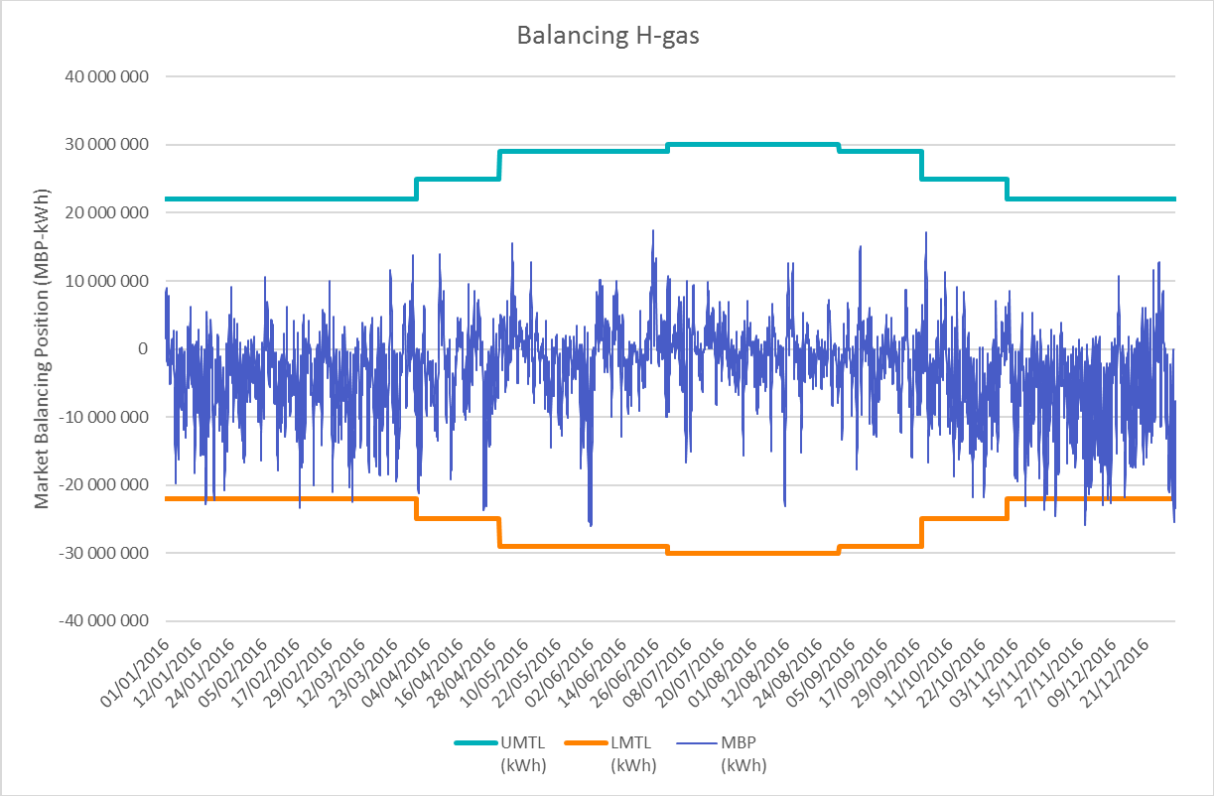
transactie op de aardgasmarkt (commodity) voor de hoeveelheid van de marktoverschot (of tekort). De overschotten, respectievelijk tekorten worden per netgebruiker verrekend in contanten. De verrekening gebeurt met elke netgebruiker die bijdroeg aan de onbalans in verhouding tot zijn individuele bijdrage tot het onevenwicht op het moment van de (uur)overschrijding. Er is enkel een tussenkomst van de netbeheerder voor de netgebruikers die veroorzaker zijn van respectievelijk een overschot of een tekort. Voor alle veroorzakers is er een correctie van de individuele positie. De verrekening gebeurt op basis van de prijs van de commodity bij de transactie door Fluxys Belgium op de markt, verhoogd met een incentive en desgevallend de eventuele conversiekosten (Hgas/Lgas). Het is bijgevolg de werkelijk door de vervoersnetbeheerder betaalde transactieprijs, op het ogenblik dat de transactie plaatsgrijpt, die geldt als basis voor de verrekening en niet een referentieprijs of referentie-index of een prijs betaald op enig ander moment.

8.3. OPVOLGING VAN HET NETEVENWICHT OP HET EINDE VAN DE DAG (RESIDUELE BALANCING OF ENDE OF DAY BALANCING)

55. Op het einde van iedere gasdag wordt het verschil tussen de totale hoeveelheden die in de beschouwde zone zijn binnengekomen en de totale hoeveelheden die door de eindklanten van de netgebruikers werden verbruikt of die de beschouwde zone naar een aangrenzend vervoersnet verlieten, op nul gesteld. De verrekening gebeurt in contanten en is van toepassing op iedere netgebruiker, zowel voor degenen die een overschot hadden (de 'helpers'), als voor degenen die een tekort hadden. De verrekening gebeurt op basis van de prijs van de commodity bij de transactie door Fluxys Belgium op de markt. Voor de netgebruikers die een tekort hebben wordt de transactieprijs verhoogd met een toeslag (zogenaamd small adjustment). Voor de netgebruikers die een overschot geldt de transactieprijs.

8.4. SYSTEEM VAN MARKTBALANCING VAN FLUXYS BELGIUM: PERFORMANTIE VOOR DE H-GAS MARKT

56. Op bijgevoegde grafieken is het verloop van de marktpositie aangegeven, alsook van de marktdrempels voor de periode 1 januari 2016 – 31 december 2016, en dit voor de H-gas zone en de L-gas zone afzonderlijk. Onderstaande figuur geldt voor de H-gas zone.



Op de figuur stellen we vast dat de markt er goed in slaagt binnen de vooraf bepaalde marktdrempels te blijven. Het aantal interventies door de TSO dat nodig is om het systeem binnen de vastgelegde grenzen te houden blijft beperkt. De iets hogere frequentie van het aantal tussenkomsten door de TSO vanaf de tweede helft van november tot het einde van het jaar kan mogelijk een gevolg zijn van de relatief gespannen toestand van de aardgasmarkt in UK, ten gevolge van de onbeschikbaarheid van de opslaginstallatie van Rough. Ter compensatie van deze onbeschikbaarheid werden verhoogde transitstromen geobserveerd tussen de UK en het continent. Vermits in het marktgebalanceerd vervoersmodel geen onderscheid gemaakt wordt tussen vervoer binnen de grenzen of transit kan de stijging van de transit aanleiding geweest zijn voor overschrijding van de binnen-de-dag marktgrenzen.

De conclusies uit het monitoring rapport over 2014 blijven dan ook grotendeels overeind:

- Het systeem, zoals het werd ontworpen en geïmplementeerd en waarbij de verantwoordelijkheid voor het marktevenwicht gelegd wordt bij de gebruikers, biedt voldoende flexibiliteit om de netgebruikers toe te laten hun commerciële activiteiten te ontwikkelen en hun verplichtingen na te komen tov de vervoersnetbeheerder. Het model op zichzelf is dus bruikbaar.

- De netgebruikers van hun kant slagen er goed in hun activiteiten te ontwikkelen zonder de commerciële grenzen te overschrijden. Uit de vaststelling dat het aantal overschrijdingen beperkt gebleven is in de beschouwde periode en het feit dat gedurende het grootste deel van de tijd de dagpositie van de markt vrij ver verwijderd blijft van de commerciële grens kan afgeleid worden dat de netgebruikers de verantwoordelijkheid die hun is toevertrouwd ter harte nemen en het systeem doen functioneren.

- De commerciële grenzen die door de netbeheerder vastgelegd werden, lijken voldoende ruim bemeten om marktpartijen toe te staan hun activiteiten te ontwikkelen. Hieraan dient absoluut toegevoegd te worden dat het vastleggen van grenzen op marktniveau voor kleine spelers een drastische verbetering inhoudt tov

het oude balancing model dat gebaseerd was op individuele drempels, afhankelijk van de hoogte van de individueel gecontracteerde diensten. Kleine spelers hebben dankzij de marktgrenzen veel meer mogelijkheden om hun relatieve positie te laten schommelen binnen de dag omdat zij enkel rekening dienen te houden met de commerciële drempels voor de markt in zijn geheel.

- Uit het verloop van de marktpositie kunnen we eveneens afleiden dat de markt als zodanig binnen de gestelde commerciële grenzen voldoende mogelijkheid biedt om de behoeften van individuele marktpartijen te voldoen. De markt vervult haar functie als mogelijke bevoorradingsbron en biedt voldoende liquiditeit.
- Tijdens de zomermaanden, wanneer het verbruik laag is en de netbeheerder ruimere commerciële marges kan toestaan, schommelt de marktpositie gemiddeld dichter bij de nulwaarde dan tijdens de wintermaanden. De relatieve beschikbare marge voor de individuele netgebruikers wordt dus groter.

57. Specifieke analyse van de performantie van het model voor de H-gas markt

Uit gegevens die de CREG ontvangen heeft van Fluxys Belgium kan afgeleid worden dat er in 2016 een dertigtal overschrijdingen van de marktdrempels waren waarbij interventies nodig waren door Fluxys Belgium en waarbij de transactieprijs minstens het dubbel bedroeg van de day ahead prijs. De maximale overschrijding deed zich voor op 29 november 2016 voor een totale hoeveelheid van 4 GWh gas aangekocht door de netbeheerder aan een prijs van 19,40 €/MWh, Ter vergelijking: de Heren ZTP D+1 OTC-prijs lag voor dezelfde dag op 18,575 €/MWh. De transactie kon bijgevolg doorgaan voor een amper 5% hogere prijs dan de marktprijs.

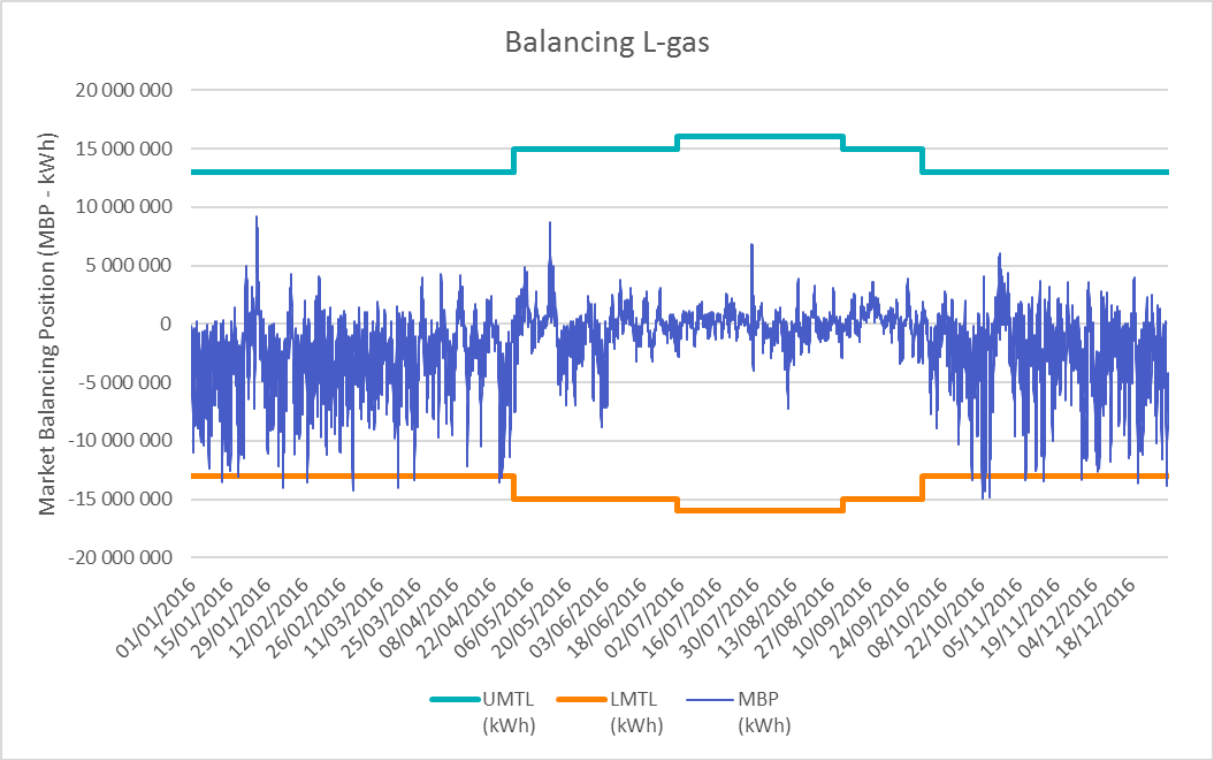
De transacties door de netbeheerder hadden dus in het geheel geen verstorend effect op de markt en gaven geen aanleiding tot sterk afwijkende prijzen: ook in de omstandigheden waarin de netbeheerder moest ingrijpen om de positie van de markt te corrigeren waren voldoende tegenpartijen beschikbaar om de transactie aan marktconforme omstandigheden te laten gebeuren.

8.5. PRESTATIES VAN HET MODEL VOOR DE L-GAS MARKT

58. Hogerstaande conclusies gelden in grote lijnen eveneens voor de L-gas markt. Ook voor L-gas blijkt uit bijgevoegde figuur dat de markt zeer goed in staat was de vooraf opgelegde marktdrempels na te leven. Deze vaststelling is niet evident tegen het licht dat er slechts één producent is voor L-gas en er slechts één interconnectiepunt is waarlangs het L-gas fysisch kan ingevoerd worden.

- Voor de L-gas zone gelden wel andere marktdrempels die naast de genoemde beperkingen rekening houden met de kleinere omvang van de markt (zowel qua volume als qua geografische uitgestrektheid) en met de beperkte eigen operationele middelen van de netbeheerder voor dit deel van de markt. De operationele middelen blijven namelijk beperkt tot de compressiestations van Poppel en Winksele.

- Het fenomeen dat de marktbehoeften tijdens de zomermaanden relatief beperkter zijn, terwijl de commerciële drempels in deze periode juist verruimd kunnen worden is veel nadrukkelijker merkbaar voor de L-gas markt. Dit is ongetwijfeld gekoppeld aan het grote belang van de afnemers op het distributienet in het geheel van de L-gas markt. De afnemers op het distributienet zijn overwegend SLP klanten, waarvan het verbruik zeer sterk temperatuursafhankelijk is en waarvan de voorspelbaarheid zeer goed is.



8.6. BESLUIT: HET ENTRY/EXIT VERVOERSMODEL MET MARKTGEBASEERDE BALANCING ONDERSTEUNT EEN GOEDE MARKTWERKING

59. Ruim twee jaar na de invoering van het Entry/Exit vervoersmodel met marktgebaseerde balancing blijkt dat het door Fluxys Belgium geïmplementeerde vervoersmodel behoorlijk functioneert tot algemene tevredenheid van de markt. De goede werking blijkt onder meer uit het geringe aantal overschrijdingen binnen de dag ('within day') van de marktdrempels, zowel voor H-gas als voor L-gas. Wanneer de netbeheerder moet ingrijpen, dan kan dit zonder dat dit aanleiding geeft tot buitensporige prijzen voor het aangekochte of verkochte gas.

9. UITGEBREIDE SAMENVATTING

9.1. AARDGASVRAAG

In 2016 bedroeg het totale aardgasverbruik 179,4 TWh, wat een stijging van 2,1% betekent tegenover het verbruik in 2015 (175,8 TWh). De minder milde temperaturen in 2016 tegenover 2015, hoewel niet sterk verschillend van een normaal jaar, leiden tot een stijging van de verwarmingsbehoeften met naar schatting meer dan 10%. Deze vaststelling biedt mede een verklaring voor de stijging van de aardgasvraag op de distributienetten met 5,6%. Onder deze omstandigheden bedraagt het aandeel van de aardgasafname op de distributienetten 51,8% in 2016 (50,1% in 2015). Ondanks de forse daling van de groothandelsprijzen voor aardgas, van gemiddeld 19,9 EUR/MWh in 2015 naar 13,8 EUR/MWh in 2016 (-31%), wordt er geen verdere vraagherneming vastgesteld bij de grootverbruikers zoals in 2015. Het industriële aardgasverbruik neemt af met 3,2% en het aardgasverbruik voor elektriciteitsproductie noteert nauwelijks een stijging met 0,2%

9.2. AARGASBEVOORRADING

Aardgas op de Belgische is vooral rechtstreeks afkomstig uit Noorse aardgasvelden en via handel in Nederland. Globaal leiden de bevoorradingsportefeuilles van de individuele aardgasleveranciers tot een gespreide bevoorrading volgens contracttype. Het aandeel van de rechtstreeks met de aardgasproducenten afgesloten langetermijncontracten, met een resterende looptijd van meer dan 5 jaar, daalt verder (43,7% in 2016 tegenover 48,2% in 2015, 51,1% in 2014 en 55,5% in 2013) maar blijft de belangrijkste component. De totale bevoorrading via bevoorradingscontracten rechtstreeks afgesloten met aardgasproducenten bedraagt 57,9% (59,9% in 2015). De netto bevoorrading op de groothandelsmarkt kent een stijging in 2016 tot 42,1% (40,1% in 2015). Langetermijncontracten met aardgasproducenten blijven de ruggengraat in de portefeuille van de belangrijkste leveranciers op de Belgische markt maar steeds meer bevoorraden leveranciers zich op de groothandelsmarkten (hubs).

9.3. AARDGASLEVERANCIERS

In 2016 waren er in totaal 23 leveringsondernemingen actief op de Belgische markt (zelfde groep als in 2015). Electrabel (Engie) 35% (31% in 2015)) en ENI S.p.A. 23% (24% in 2015) beheersen samen 58% (55% in 2015 en 60% in 2014) van de aardgasleveringen aan de grootverbruikers rechtstreeks aangesloten op het vervoersnetwerk en de distributienetten. De derde grootste leverancier is EDF Luminus met een stabiel aandeel van 10% in 2016. De overige 20 leveringsondernemingen (samen een marktaandeel van 32%) beschikken elk over een marktaandeel van maximaal 5% waarvan 9 leveringsondernemingen met een aandeel van elk nog geen 1%. De marktconcentratie is stabiel gebleven in 2016 ten opzichte van 2015.

9.4. AARDGASHANDEL

België en de omringende landen vertegenwoordigen 58% van de Europese aardgasmarkt. België is gelegen in het centrum van belangrijke aardgascorridors in Noordwest-Europa en kent een intensieve grensoverschrijdende aardgashandel. Het Nederlandse TTF is de belangrijkste aanliggende handelsmarkt voor de verhandeling van aardgas (H-gas en L-gas) voor de België markt. In 2016 bedroegen de netto aardgastransacties van TTF naar ZTP 140,1 TWh. Het Britse NBP blijft een netto positief saldo vertonen van aardgastransacties naar ZTP (51,5 TWh in 2016). De aardgastransacties met

beide Duitse aardgasmarkten kennen een snelle omschakeling van stromen tussen exit naar Duitsland en entry naar België. Met het Noord-Duitse Gaspool bedroegen de netto aardgastransacties naar ZTP 11,9 TWh in 2016 terwijl er netto aardgastransacties van ZTP met het Zuid-Duitse NCG worden genoteerd van 1,6 TWh in 2016. Frankrijk is sterk afhankelijk van aardgastransacties tussen ZTP en PEG Nord (183,4 TWh in 2016).

9.5. PRIJSCONVERGENTIE

Deze aardgasprijscurven op de groothandelsmarkt in België en in de naburige marktplaatsen lopen samen wat erop wijst dat er vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen deze markten. De daling van de aardgasprijzen zet zich verder. De aardgasprijsnotering op ZTP ligt op ZTP gemiddeld het laagst op een niveau van 13,3 EUR/MWh. Een aanzienlijk daling ten opzichte van de notering van19,9 EUR/MWh in 2015 en 27,2 EUR/MWh in 2013.

9.6. VERVOERSCAPACITEIT

Er is voldoende entry- en exitcapaciteit op de interconnectiepunten met de naburige markten om de vraag te voldoen. De totale entrycapaciteit (inclusief LNG) bedraagt op dagbasis 4,1 TWh/d en de totale exitcapaciteit komt overeen met 2,9 TWh/d. De piek entrystroom in 2016 bedraagt 1,9 TWh/d. Het piekdagverbruik bedraagt 957 GWh/d. In totaal bedroeg de exitstroom aan de landsgrenzen 210,6 TWh ofwel 17,4% meer dan het totaal aardgasverbruik in België (179,4 TWh in 2016).

9.7. UITWISSELING VAN GAS

In 2016 werd 30 % (55 TWh) van de behoefte van de Belgische markt aangekocht op de beurzen en 70 % via de langetermijnbevoorradingen (124 TWh).

De meeste prijzen van de langetermijnbevoorradingen worden geïndexeerd op basis van de gasnoteringen.

Meer dan drie vierde van de kortetermijnvolumes werd aangekocht via een Zeebrugge-notering, bijna 20 % via een TTF-notering (Nederland) en ongeveer 1 % via de PEG NORD (Frankrijk).

De aankopen op de beurzen gebeuren voornamelijk via onderhandse transacties, *over-the-counter* of OTC genoemd.

De prijzen op de beurzen waren hoger dan deze verkregen via langetermijncontracten. De gemiddelde aankoopprijs van de kortetermijnaankopen in België bedroeg in 2016 15,2 €/MWh, dit is 0,4 €/MWh meer dan de prijs van de langetermijncontracten voor alle indexeringen samen.

9.8. LNG

De evolutie van de LNG-activiteiten in Zeebrugge wordt in de volgende tabel samengevat:

	LNG Unloading Vessel	LNG Unloaded Quantity (GWh)	LNG Loading Vessel	LNG Loaded Quantity (GWh)	LNG Trucks	LNG Truck Loaded Quantity (GWh)	Send Out (GWh)
2007	26	24228	0	0	386	106	22420
2008	37	33845	0	0	594	164	36241
2009	78	73406	4	3749	556	154	71371
2010	71	69816	6	4996	364	101	64686
2011	70	67323	10	8650	65	15	59392
2012	46	44112	25	20102	316	71	25026
2013	37	33809	21	16888	819	205	16446
2014	34	38881	19	16677	1668	444	13253
2015	41	39802	28	12195	1182	308	26596
2016	30	26399	32	13792	1480	383	11909

Na een groeifase tussen 2007 en 2008 merkt men dat het aantal LNG-tankers die in Zeebrugge komen aanmeren sinds 2009 continu is gedaald (met uitzondering van 2015).

Daarbovenop zijn er meer en meer LNG-tankers die in Zeebrugge komen laden.

Het gevolg daarvan is dat er minder gas in het Fluxys-net wordt uitgezonden (behalve in 2015 omdat er meer schepen werden gelost). Uiteraard was de vraag naar LNG bijzonder hoog in Aziatische markten. De bevrachters die over LNG beschikken kunnen ofwel zelf het LNG naar Azië op hun eigen boten opsturen ofwel het LNG aan derde partijen in Zeebrugge verkopen. Ingeval ze het LNG in Zeebrugge kopen, kunnen ze met hun eigen boten naar Zeebrugge komen om te laden en daarna naar Azië te gaan.

Wat de truckloadingactiviteit betreft, is er meer volatiliteit. Toch merkt men dat het aantal LNG-trucks die in Zeebrugge komen laden sinds 2011 aan het stijgen is, in 2014 zeer sterk is gestegen, in 2015 is gedaald en in 2016 opnieuw is gestegen. Dit heeft te maken met lokale marktbehoeften in Europa waar er meer en meer projecten zijn in verband met small scale LNG.

9.9. OPSLAG

Er is in België slechts één installatie voor de opslag van aardgas, namelijk de ondergrondse opslaginstallatie te Loenhout. In 2016 kon het beschikbare volume, door het aanbieden van een dienst die toeliet trager gas te injecteren en uit te zenden, verhoogd worden tot ca 700 Mm^3(n).

Bij de openstelling van de energiemarkt werd op 15 april 2004 een opslagmodel ingevoerd in overeenstemming met de principes van derdentoegangsdiensten. De gaswet voorzag dat de capaciteiten van de opslaginstallaties bij voorrang moesten toegewezen worden aan de houders van een leveringsvergunning die de gasdistributie-installaties bevoorraden (prioriteitsregel) in verhouding tot de door hen onderschreven capaciteit op de ontvangststations (GOS).

De verdere vrijmaking van de markt na de goedkeuring van het derde wetgevend pakket in 2009 en de opkomst in noordwest-Europa van marktplaatsen waar aardgas vrij kon verhandeld worden had tot gevolg dat nieuwe flexibiliteitsbronnen, waaronder beurzen met Within-Dayhandel, beschikbaar waren voor de marktspelers, zodat de markt niet langer afhankelijk was van toegang tot opslaginstallaties om aan de vereisten van netevenwicht te voldoen. Een nieuw model voor de toewijzing van opslagdiensten was daarom nodig. Openstellen van de opslagdiensten voor alle categorieën van netgebruikers, uitbreiding van het dienstenaanbod (naast jaardiensten ook diensten op lange en middellange termijn) en toewijzing van de diensten via marktconforme toewijzingsmethoden waren de uitgangspunten van het nieuwe model. Er werden vaste hoeveelheden voorzien voor de respectieve diensttijden. Alle capaciteit werd gecommercialiseerd via SBU (*Standard Bundled Units*).

De laatste jaren stelt men vast dat de winter-zomerspread kleiner geworden is, waardoor voor netgebruikers de opslag van aardgas commercieel minder aantrekkelijk is. Voor het opslagseizoen 2017 – 2018 kon de jaarlijkse opslagcapaciteit niet volledig toegewezen worden. Dit leidde tot bijkomende aanpassingen in het opslagmodel: de integratie van de middellangetermijnopslagdiensten in de langetermijndiensten en de versoepeling van de wijze waarop de capaciteit wordt aangeboden aan de markt ('fast cycle' opslagcapaciteit, uitbreiding van de commerciële mogelijkheden via additionele diensten).

Voor het seizoen 2015-2016 was de vullingsgraad in Loenhout 62 % tegenover 83 % van de EU 28. Voor het seizoen 2016-2017 was de vullingsgraad voor België (Loenhout) 85 % tegenover 91 % voor de EU 28.

Er is geen jaarlijkse opslagdienst gecontracteerd voor het seizoen 2017-2018 onder de vorm van SBU's.

9.10. BALANCERING

Het nieuwe Entry/Exit-vervoersmodel met marktgebaseerde balancering dat op 1 oktober 2012 door Fluxys Belgium werd ingevoerd is op basis van de eerste analyses voldoende doordacht en onderbouwd om aan de marktpartijen toe te laten hun commerciële activiteiten op een succesvolle wijze uit te oefenen.

Het nieuwe model betekent zonder meer een meerwaarde voor de netgebruikers die niet meer gebonden zijn aan individuele drempels maar volop kunnen gebruikmaken van de volledige systeemflexibiliteit zoals deze wordt aangeboden via de commerciële grenzen. De verbetering geldt a fortiori voor de kleine marktspelers die slechts over een kleine portfolio beschikken: waar hun flexibiliteit vroeger gekoppeld was aan de omvang van de eigen portefeuille, kunnen zij nu volop gebruikmaken van de flexibiliteit van de volledige markt.

Het model voorziet aparte balanceringszones voor H-gas en L-gas. Uit de geobserveerde onevenwichten, zowel tijdens de dag als op het einde van de dag, kan afgeleid worden dat commerciële balancering mogelijk is met een aanvaardbare maximumprijs. De vaststelling van vorig jaar dat het systeem robuust is en betrouwbaar en commercieel voordeel biedt voor de netgebruikers, geldt onverminderd voor 2016.

Het lijkt dan ook niet aangewezen fundamenteel in te grijpen, noch in de bouwstenen van het model, noch in parameters die worden gehanteerd om de commerciële grenzen te bepalen.

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Laurent JACQUET Directeur	Andreas TIREZ Directeur	Marie-Pierre FAUCONNIER Voorzitster van het Directiecomité