



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

NOTA

(Z)160114-CDC-1506

over

*“de opvallende evoluties op de Belgische
groothandelsmarkten elektriciteit en gas in
2015”*

opgesteld met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en met toepassing van artikel 15/14, §2, 2°, van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen.

14 januari 2016

EXECUTIVE SUMMARY

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) geeft in deze nota op beknopte wijze een overzicht van de belangrijkste evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas. Deze nota is ter aanvulling van de meer gedetailleerde studies die de CREG jaarlijks maakt over de groothandelsmarkten en die in de komende maanden gefinaliseerd worden.

De bedoeling van deze studies is om alle belanghebbenden, in afwachting van de meer gedetailleerde monitoringstudies, bondig te informeren over de groothandelsprijzen en het verbruik op de Belgische groothandelsmarkten voor gas en elektriciteit.

Er wordt telkens een historiek gegeven van de voorgaande jaren. Op deze manier kan de lezer een beter begrip krijgen van de evoluties op de groothandelsmarkten.

Sommige gegevens zijn nog niet gevalideerd en kunnen dus nog wijzigen.

Het Directiecomité van de CREG heeft de onderhavige nota goedgekeurd op zijn vergadering van 14 januari 2016.

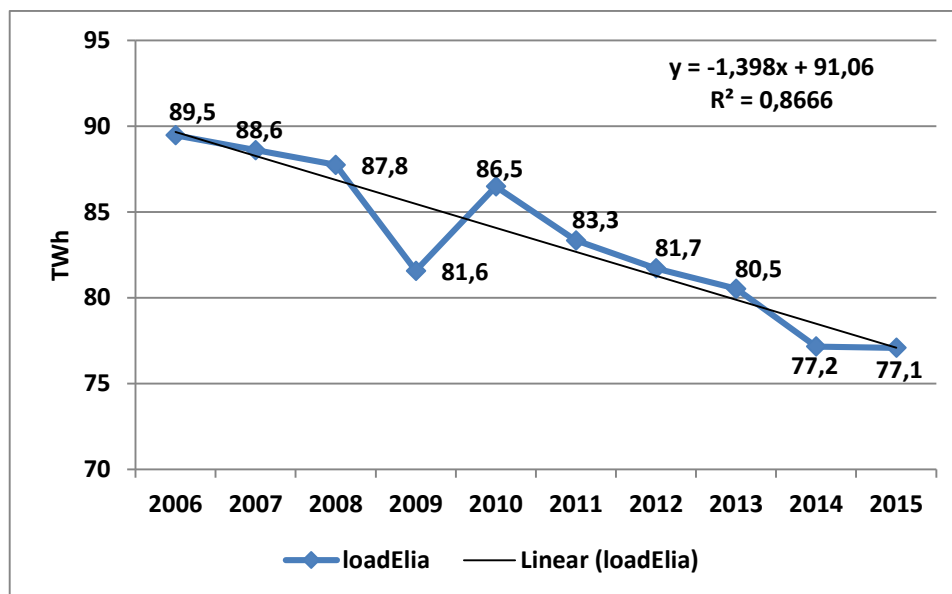
////

I. ELEKTRICITEIT

Elektriciteitsafname, hernieuwbare productie, import en export

1. De blauwe lijn (Figuur 1) geeft de elektriciteitsafname van het net voor de periode 2006-2015, zoals gemeten door de transmissienetbeheerder Elia. In 2015 werd er volgens deze meting 77,1 TWh afgenomen, nagenoeg evenveel als in 2014. Hiermee blijft de elektriciteitsafname onder het niveau van het crisisjaar 2009. De daling van de elektriciteitsafname is wel voor het eerst sinds 2010 gestopt.

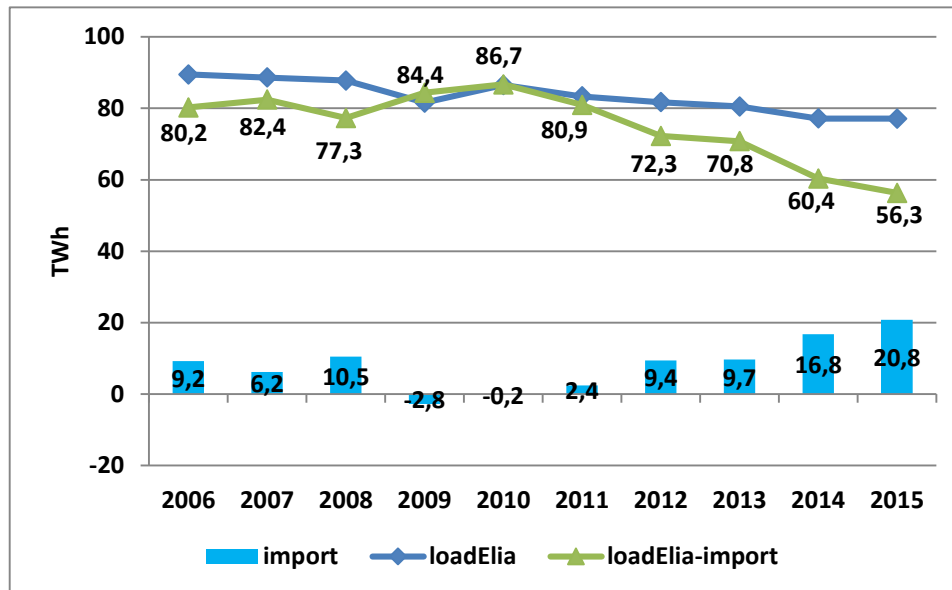
2. Let wel, niet alle elektriciteitsconsumptie wordt door Elia gemeten. Zo bijvoorbeeld wordt niet alle elektriciteitsopwekking door lokale productie-eenheden, zoals zonnepanelen, wind en WKKs aangesloten op het distributienet, door Elia gemeten. De elektriciteitsafname door Elia geeft echter wel een goede maatstaf van de elektriciteitsconsumptie die door de (Europese) markt moet beleverd worden.



Figuur 1 – Totale elektriciteitsafname [metingen Elia] (in TWh), per jaar

3. De blauwe balken (Figuur 2) geven de jaarlijkse gemeten netto fysische invoer (positieve waarde) en uitvoer (negatieve waarde) door de Elia-regelzone voor de periode 2006-2015. In 2015 werd er fysisch 20,8 TWh ingevoerd, het hoogste invoerpeil tijdens de beschouwde periode. De groene lijn geeft de elektriciteitsafname verminderd met de invoer (en vermeerderd met de uitvoer), met andere woorden een goede maat voor de elektriciteitsafname dat door de Belgische elektriciteitsmarkt moet geleverd worden. In 2015

was dit 56,3 TWh en daarmee het laagste afnameniveau voor de beschouwde periode. De grote centrales, aangesloten op het Elia-net, moeten dus minder elektriciteit leveren.

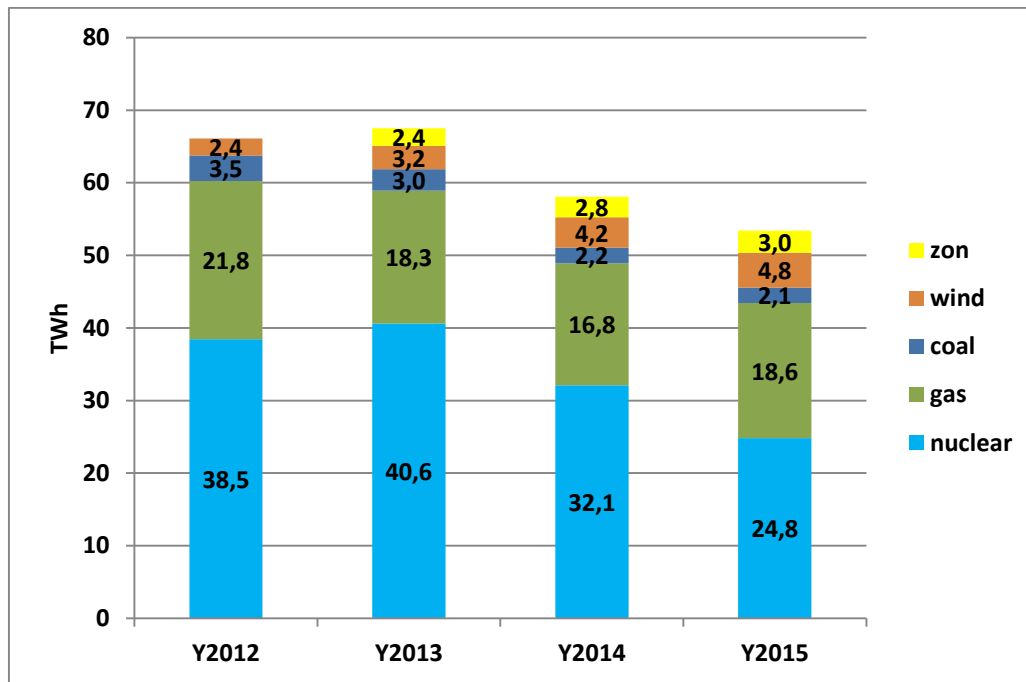


Figuur 2 – Totale elektriciteitsafname en invoer door de Elia-regelzone [metingen Elia], in TWh

Productie

4. Figuur 3 geeft het reële geproduceerde volume weer van vijf types productie-eenheden aangesloten op het Elia-net, voor de periode van 2012-2015. De vijf geselecteerde types zijn nucleaire, gasgestookte en steenkoolgestookte eenheden, evenals windproductie en de door Elia geschatte productie door zonnepanelen¹.

¹ Cijfers productie door zonnepanelen pas beschikbaar vanaf 2013



Figuur 3 – Totale elektriciteitsproductie in de Elia-regelzone van vijf productietypes [metingen Elia], in TWh

5. Het geproduceerde volume afkomstig van nucleaire eenheden zet de dalende trend geobserveerd in 2013 en 2014 verder tot 24,8 TWh in 2015. Ter vergelijking, tijdens de periode 2007-2011 werd een gemiddeld geproduceerd volume van 45,2 TWh vastgesteld. Dit is het gevolg van de onbeschikbaarheden van Doel 3 en Tihange 2 gedurende het hele jaar 2015 en die van Doel 1 van half februari 2015. Deze centrales werden pas helemaal op einde van 2015 en begin 2016 terug beschikbaar.

6. Merk op dat de gascentrales de vermindering in geproduceerd volume afkomstig van nucleaire eenheden lang niet volledig compenseren. Toch is er een stijging van de gasgestookte elektriciteitsproductie: van 16,8 TWh in 2014 naar 18,6 TWh in 2015, ondanks het feit dat het aantal beschikbare STEG's daalde van 11 naar 9 en daarna zelfs naar 8. De gasgestookte elektriciteitsproductie blijft echter ook in 2015 fors onder het gemiddelde van 24,9 TWh tijdens de periode 2007-2011. Dat is te verklaren doordat de vermindering in nucleaire elektriciteitsproductie grotendeels wordt gecompenseerd door meer invoer.

7. Ook steenkoolgestookte elektriciteitsproductie vermindert nog licht tot een niveau van 2,1 TWh in 2015. Deze daling werd, in tegenstelling tot die van bovenstaande centrales, al ingezet vanaf 2007. De daling sinds 2007 is te verklaren doordat het oude centrales betreft die ofwel volledig uit dienst genomen worden, of omgebouwd worden tot biomassa centrales en zo buiten deze categorie vallen.

8. In totaal produceren de nucleaire, gas- en steenkoolcentrales 45,6 TWh in 2015. Dit komt overeen met een daling van 5,5 TWh (-10,8%) in vergelijking met 2014, of 16,3 TWh (-26,4%) ten opzichte van 2013.

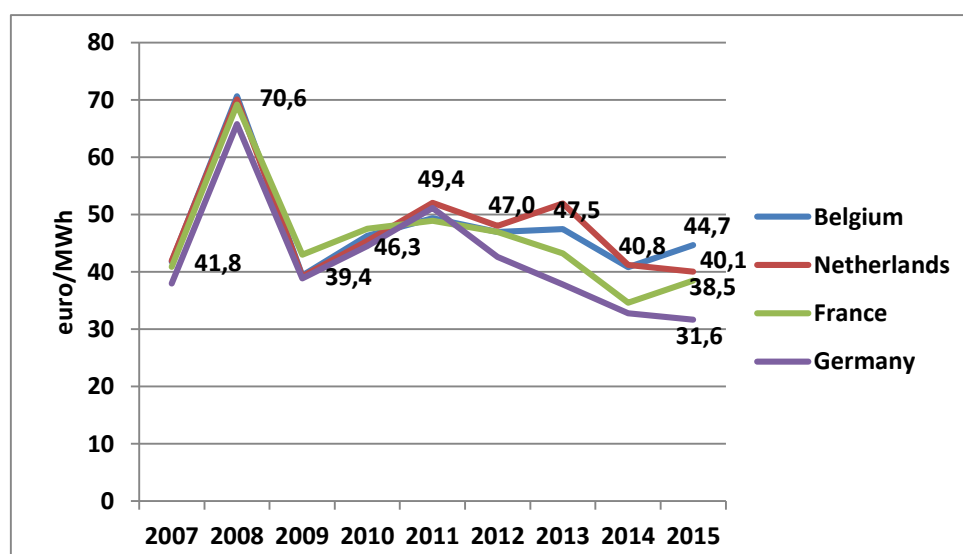
9. De windproductie in België, zowel op het transport- als op het distributienet, stijgt in 2015 verder naar 4,8 TWh tegenover 4,2 TWh in 2014, meer dan dubbel van de steenkoolgestookte centrales. Desalniettemin blijft het aandeel relatief laag ten opzichte van de nucleaire eenheden en gascentrales.

10. De geschatte productie door zonnepanelen stijgt in 2015 tot 3 TWh, een lichte stijging in vergelijking met 2,8 TWh in 2014.

Kortetermijnmarkt

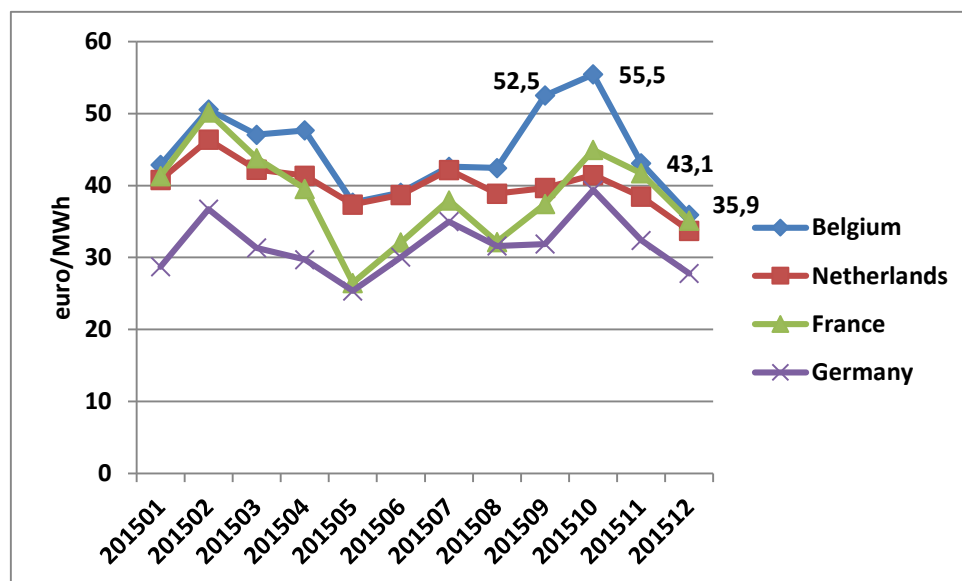
11. Figuur 4 geeft voor de periode 2007-2015 de jaarlijkse, gemiddelde elektriciteitsprijs op de day ahead markt van België, Nederland, Frankrijk, en Duitsland (de centraal-westelijke Europese regio (CWE-regio)). De gemiddelde Belgische day ahead prijs in 2015 was €44,7/MWh, een stijging van €3,9/MWh (+9,5%) ten opzichte van 2014.

12. In de periode 2007-2011 was er een relatief goede prijsconvergentie, terwijl deze in 2012 en zeker in 2013 vermindert. Alhoewel in 2014 de divergentie tussen de vier landen vermindert, is deze in 2015 terug toegenomen, met daarenboven de hoogste prijs op de kortetermijnmarkt voor België. Duitsland kent sinds 2012 steeds de laagste prijs; in 2015 is het gemiddelde prijsverschil toegenomen tot €13/MWh, het hoogste prijsverschil van de beschouwde periode. Ook de prijsverschillen met Nederland en Frankrijk, respectievelijk €4,6/MWh en €6,2/MWh, waren het hoogst voor de beschouwde periode.



Figuur 4 - Gemiddelde dagmarktprijs voor elektriciteit (in €/MWh), per jaar

13. Figuur 5 bekijkt de periode 2015 meer in detail en geeft gemiddelde prijzen per maand. Hieruit blijkt dat de Belgische prijzen op de kortetermijnmarkt vooral tijdens september en oktober veel hoger waren dan in de andere landen, met respectievelijk gemiddeld €52,5/MWh en €55,5/MWh. Deze prijzen waren ook gevoelig hoger dan in november en december. Dit is in grote mate te wijten aan de beperkte importcapaciteit die in september en oktober beschikbaar was als gevolg van de prioritaire behandeling van niet-competitieve stromen in de CWE-regio (zie de gedetailleerde analyse in de CREG *working paper* 1476).



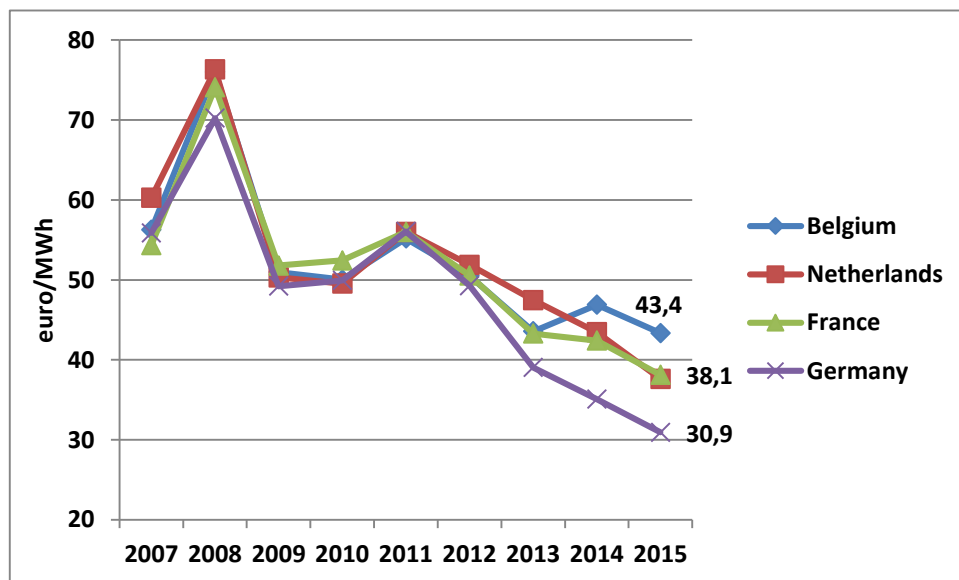
Figuur 5 - Gemiddelde dagmarktprijs voor elektriciteit in 2015 (in €/MWh), per maand

14. Een bijkomende verklaring voor de prijsdivergentie zijn de verschillen in het productiepark. België heeft een productiepark dat voor een groot deel uit nucleaire productiecapaciteit bestaat, aangevuld met voornamelijk gascentrales. Door de lage graad van beschikbaarheid van deze nucleaire capaciteit wordt er beroep gedaan op centrales met hogere brandstofkosten, onder meer gascentrales, om de energievraag te dekken. De hernieuwbare capaciteit is niet gering (ongeveer 3 GW zonvermogen en bijna 2 GW windvermogen), maar levert nog steeds een marginale energieproductie. Frankrijk kent een gelijkaardig productiepark, echter met een veel groter aandeel nucleaire capaciteit en minder gascapaciteit en hernieuwbare capaciteit. Nederland heeft bijna geen nucleaire capaciteit en heeft vooral gascapaciteit en recent ook bijkomende steenkoolgestookte capaciteit (+3,5 GW). Duitsland heeft een relatief kleine nucleaire capaciteit, maar een grote capaciteit aan steenkool en bruinkool, evenals een grote capaciteit aan hernieuwbare energie (ongeveer 40 GW wind en 40 GW zon).

Langetermijnmarkt

15. Figuur 6 geeft voor de periode 2007-2015 de jaarlijkse, gemiddelde elektriciteitsprijs op de year ahead markt voor België, Nederland, Frankrijk en Duitsland (de centraal-westelijke Europese regio (CWE-regio)). De gemiddelde Belgische year ahead prijs in 2015 was €43,4/MWh, een daling ten opzichte van 2014 toen het gemiddelde €46,9/MWh was.

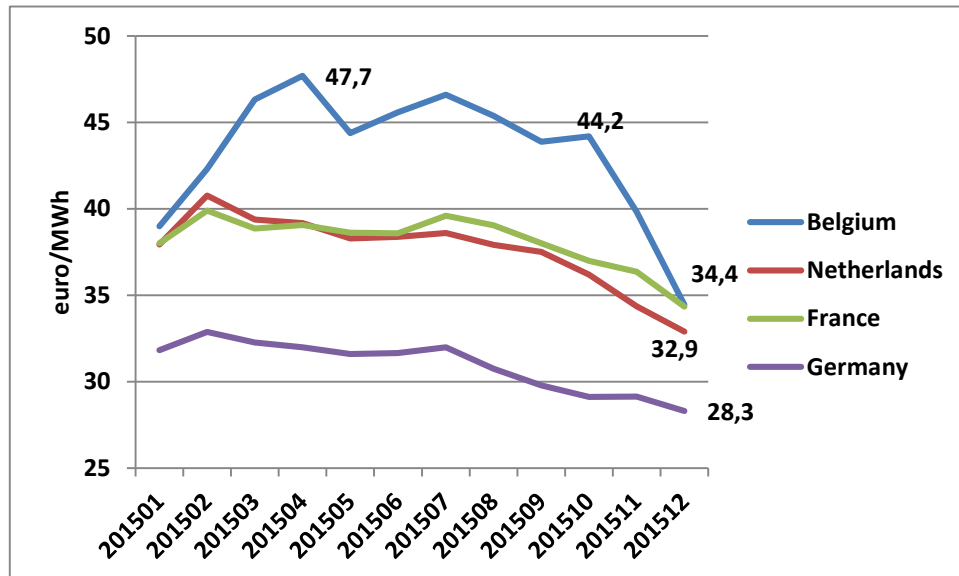
16. In de periode 2007-2012 was er een relatief goede prijsconvergentie, terwijl die in 2013 verminderde. Deze trend zette zich verder in 2014-2015. Ook in 2015 kende Duitsland met €30,9/MWh de laagste prijs van de vier landen; het is ook veruit de laagste prijs in Duitsland voor de beschouwde periode. België kende in 2014 met €43,4/MWh de hoogste prijs; het verschil tussen Duitsland en België is €12,5/MWh. De prijzen liggen nog steeds gevoelig lager dan in 2007 en 2008, waarbij de dalende trend sinds 2010 enkel in België minder uitgesproken heeft. De onzekerheid omtrent de beschikbaarheden van nucleaire productie-eenheden zijn hiervan de oorzaak.



Figuur 6 - Gemiddelde year-ahead future prijs voor elektriciteit, per jaar (in €/MWh)

17. Figuur 7 geeft voor 2015 de maandelijkse, gemiddelde elektriciteitsprijs op de year ahead markt voor België, Nederland, Frankrijk en Duitsland (de centraal-westelijke Europese regio (CWE-regio)). De prijs voor levering in België in 2016 kent een volatiel verloop in 2015 met een sterke stijging tijdens de eerst vier maanden van onder €40/MWh in januari tot boven 45/MWh in april, waarna de gemiddelde prijs rond €45/MWh schommelt. Op het einde van 2015 daalt de prijs sterk tot een gemiddelde prijs van 34,4/MWh in december 2015, een daling ten opzichte met oktober 2015 met bijna €10/MWh (-22%). De laatste notering op 11 januari 2016 van de baseload forward prijzen voor België voor 2017-2019 geeft een elektriciteitsprijs van €31-31,5/MWh. Voor levering in Duitsland voor 2017-2019 is de prijs ondertussen gedaald tot onder €25/MWh.

18. De scherpe daling van de Belgische elektriciteitsprijs vanaf november 2015 is nagenoeg volledig te verklaren door de aankondiging van half november dat de nucleaire centrales Doel 3 en Tihange 2 terug opgestart worden tegen het einde van 2015. Een bijkomende verklaring is de daling van de gasprijs (zie infra).



Figuur 7 - Gemiddelde year-ahead future prijs voor elektriciteit in 2015, per maand (in €/MWh)

19. Ondanks de scherpe daling van de elektriciteitsprijs op het einde van 2015 is de winstgevendheid van een efficiënte gasgestookte centrale (berekend door de CREG met een reëel rendement van ongeveer 52%) ook in december 2015 nog steeds fors beter dan in 2013 en 2014. De baseload marge² van een dergelijke efficiënte centrale op de langetermijnmarkt neemt op het einde van 2015 af, maar is nog veel hoger dan tijdens de periode 2013-2014. Deze opvallende vaststelling is te verklaren door de sterke daling van de gasprijs.

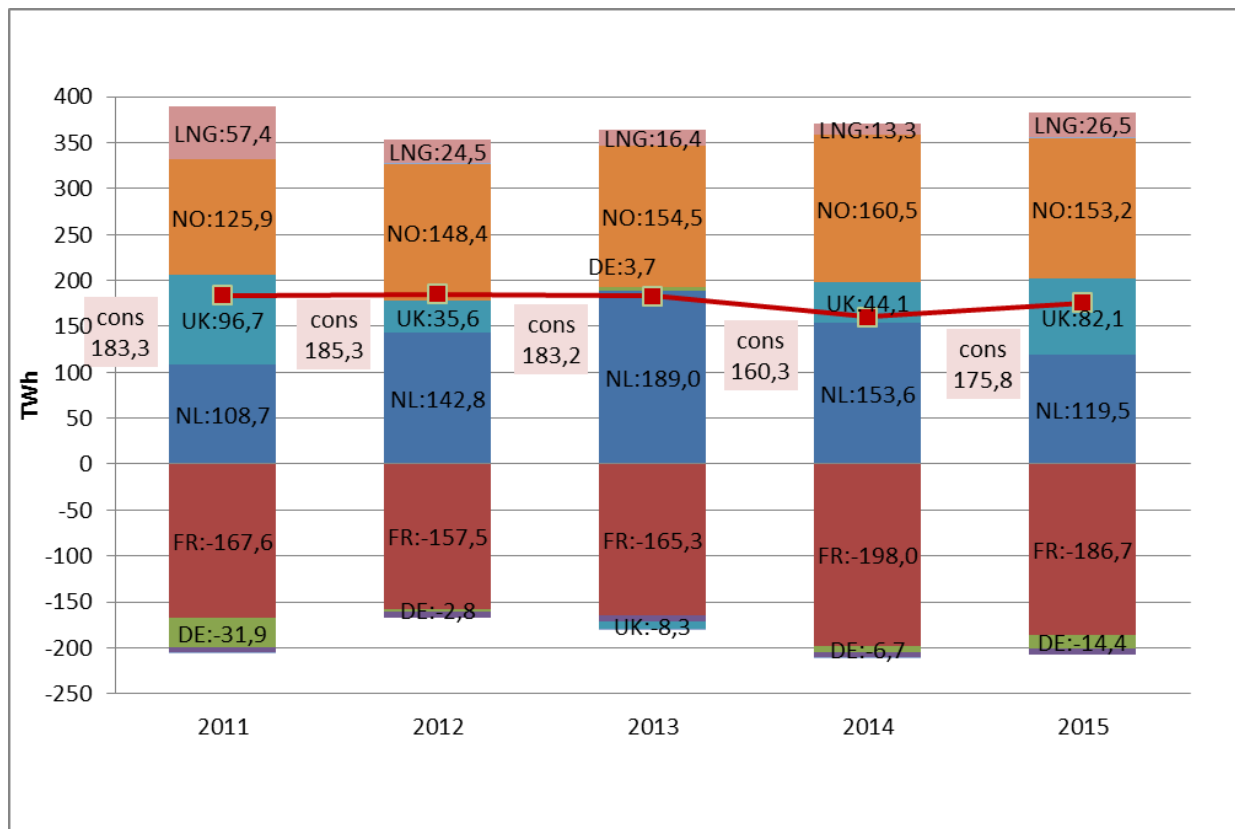
20. Let wel, dit betreft de baseload marge wat een (sterke) onderschatting is van de winstgevendheid. Gascentrales zijn immers flexibel en kunnen stilgezet worden als de marge negatief wordt. De baseload marge is echter de som van de marges over alle uren van het jaar, dus uren met positieve én negatieve marges.

² De marge of de *clean spark spread* (in €/MWh) geeft het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de kostprijs van gas en CO₂ voor het produceren van 1 MWh elektriciteit met een gasgestookte centrale.

II. GAS

Grensoverschrijdende aardgasstromen, aardgasverbruik en opslag

21. De onderstaande grafiek geeft voor de periode 2011-2015 de netto aardgasstromen per betrokken land of via LNG, zowel voor entry (positief) als exit (negatief). De rode lijn geeft het verschil tussen grensoverschrijdende entry en exit en is dan ook de aardgasconsumptie in België³. In 2015 was dit 176 TWh, een stijging met 9,7% ten opzichte van 2014.



Figuur 8: Grensoverschrijdende aardgasstromen in België (in TWh)

22. De Belgische aardgasconsumptie kende in 2015 een belangrijke herneming wegens enerzijds een stijging van de verwarmingsbehoeften met 16% ten opzichte van het zeer zachte 2014 en gunstiger aardgasprijzen waardoor ook het aardgasverbruik in de industrie en voor elektriciteitsopwekking toenam. De patronen in de grensoverschrijdende aardgasstromen zien er als volgt uit:

³ Dit is niet exact het netto verbruik aangezien er ook netto stockwijzigingen zijn in de opslag van Loenhout (2011:-0,36 TWh; 2012:+1,45 TWh; 2013:-0,72 TWh; 2014: -1,18 TWh; 2015: +1,82 TWh).

- Verenigd Koninkrijk (UK): de aardgasstroom vanuit het VK bedroeg in 2011 nog netto 97 TWh, terwijl er in 2013 een omgekeerde aardgasstroom was van netto 8 TWh, een verandering van 105 TWh op twee jaar tijd. In 2014 zien we dan weer een netto aardgasstroom vanuit het VK van 44 TWh die verder toeneemt met 86% in 2015 om 82 TWh te bereiken.
- Nederland (NL): de aardgasstroom vanuit Nederland bedroeg in 2011 netto 109 TWh om vervolgens drastisch te stijgen tot netto 189 TWh in 2013, een stijging van 80 TWh op twee jaar tijd of 74%. In 2014 was er dan weer een daling tot 154 TWh van de netto aardgasstroom vanuit Nederland die verder afneemt tot 119 TWh in 2015. Aardgas vanuit Nederland betreft niet enkel aardgas gewonnen in Nederland (zie bijvoorbeeld L-gas) maar tevens aardgas afkomstig van bronnen elders (bijvoorbeeld vanuit Noorwegen of Rusland) die al dan niet via verhandeling in Nederland terecht komt op de Belgische markt.
- Noorwegen: de aardgasstromen uit Noorwegen stegen van 126 TWh in 2011 naar 155 TWh in 2013, of een stijging met 23% op twee jaar. Deze stijgende trend zet zich voort in 2014 om het niveau van 160,5 TWh te bereiken maar kent in 2015 een ommekeer door een daling met 4,5% tot 153 TWh. Een volume dat overeenkomt met 87% van het Belgisch aardgasverbruik.
- LNG: de aanvoer van LNG nam af van 57 TWh in 2011 tot 16 TWh in 2013, of een daling met 71% op twee jaar. Deze dalende trend zet zich verder in 2014 waar een aanvoervolume van 13 TWh wordt genoteerd. De vraag naar LNG kende een belangrijke herneming in 2015 door te verdubbelen tot 26 TWh, een niveau dat echter nog lager is dan de helft van de LNG aanvoer in 2011.

België heeft een zeer flexibel bevoorradingspatroon van aardgas en dit heeft alles te maken met de intense grensoverschrijdende aardgashandel in België en de keuze uit diverse routes en bronnen naargelang de marktomstandigheden. Het is net deze grensoverschrijdende handel en het internationaal portefeuillebeheer van de leveranciers die zorgen voor liquiditeit in België zelf en bijdragen tot het waarborgen van efficiënte groothandelsprijzen en leveringszekerheid.

23. De exitstromen zijn vooral richting Frankrijk en bestemd voor de Franse consumptie. De aardgasstromen naar Frankrijk waren in 2013 met 165 TWh ongeveer op hetzelfde niveau als in 2011, na een daling in 2012. In 2014 wordt een stijging genoteerd tot 198 TWh

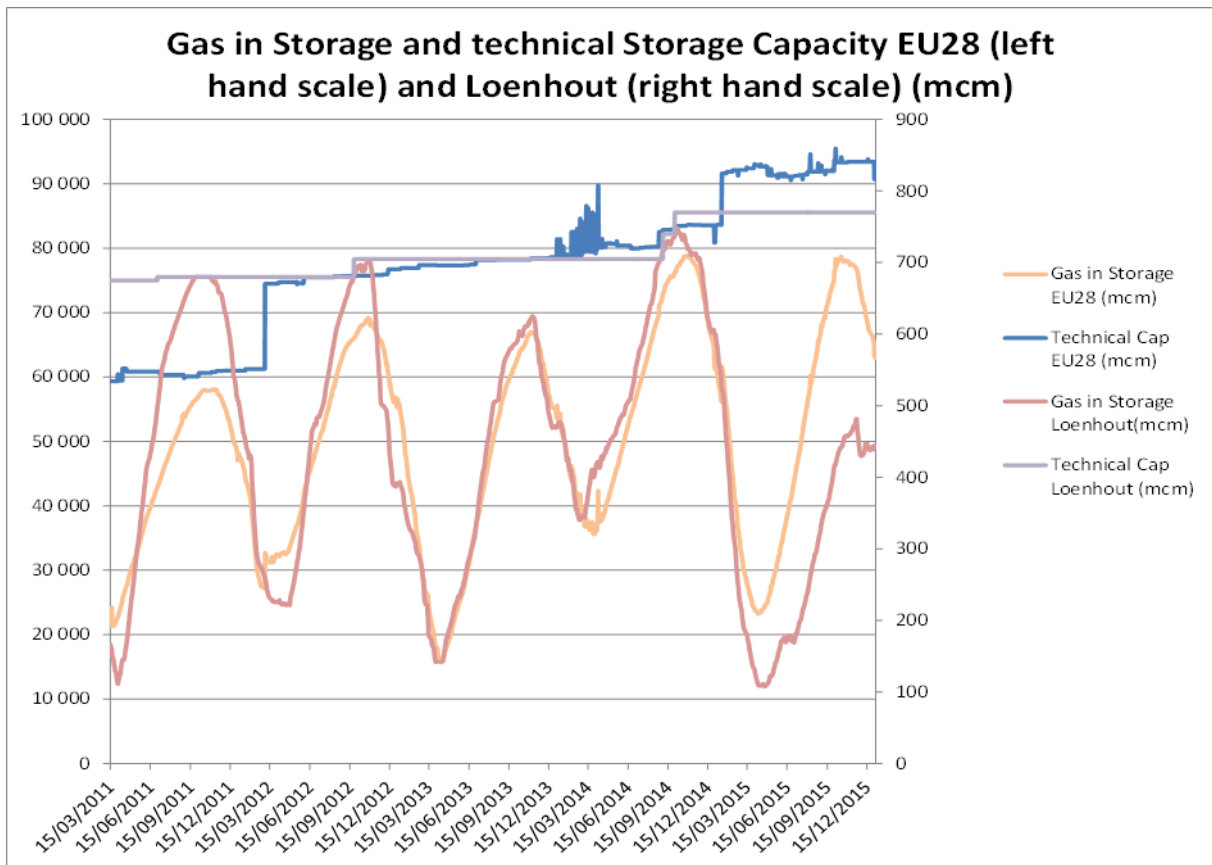
die in 2015 dan weer terugvalt op het niveau van 187 TWh. Hierbij moet worden vermeld dat sinds 1 oktober 2015 het voor het eerst mogelijk is om fysisch aardgas over te brengen van Frankrijk naar België dankzij het nieuw interconnectiepunt in het West-Vlaamse Alveringem. De netto aardgasstroom van 32 TWh naar Duitsland in 2011 veranderde wel in een netto aardgasstroom naar België in 2013 van 4 TWh. In 2014 sloeg de stroomrichting weer om in een netto aardgasstroom van 7 TWh vanuit België naar Duitsland. In 2015 wordt zelfs een verdubbeling genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit België naar Duitsland. De Luxemburgse aardgasverbruikers zijn sterk afhankelijk van de aardgasstromen via België. Ter bevordering van de aardgashandel en de leveringszekerheid in Luxemburg is sinds 1 oktober 2015 de Belgische en Luxemburgse aardgasmarkt geïntegreerd in één entry/exit-zone, één balanceringszone en één gemeenschappelijk handelsplatform (bestaande ZTP: Zeebrugge Trading Platform). Deze markthervorming wordt gunstig geacht voor de fysische aardgasstromen tussen België en Luxemburg. Het is nog te vroeg om deze marktintegratie cijfermatig te evalueren hoewel een stijging van 19% kan genoteerd worden in 2015 van de aardgasstromen richting Luxemburg (van 5,3 TWh naar 6,2 TWh).

Opslag

24. De onderstaande grafiek geeft het totaal opgeslagen volume aardgas in Europa (EU28, mcm, linker as) en in België (Loenhout, mcm, rechter as). In de figuur wordt ook de totaal beschikbare opslagcapaciteit getoond (Technical Capacity) (EU28 en Loenhout).

25. Het in EU28 totaal beschikbare opslagvolume voor aardgas is in 2015 toegenomen van ongeveer 83 bcm tot ongeveer 93 bcm. Voor Loenhout is het beschikbare volume in principe constant (700 mcm). De stijging tot 770 mcm in de aangeboden technische capaciteit sinds 2014 is het gevolg van optimalisatie van de aangeboden diensten door de opslagbeheerder: de opslaggebruikers kunnen opslagcapaciteit onderschrijven als 'trage capaciteit' en niet uitsluitend als SBU (Standard Bundled Unit).

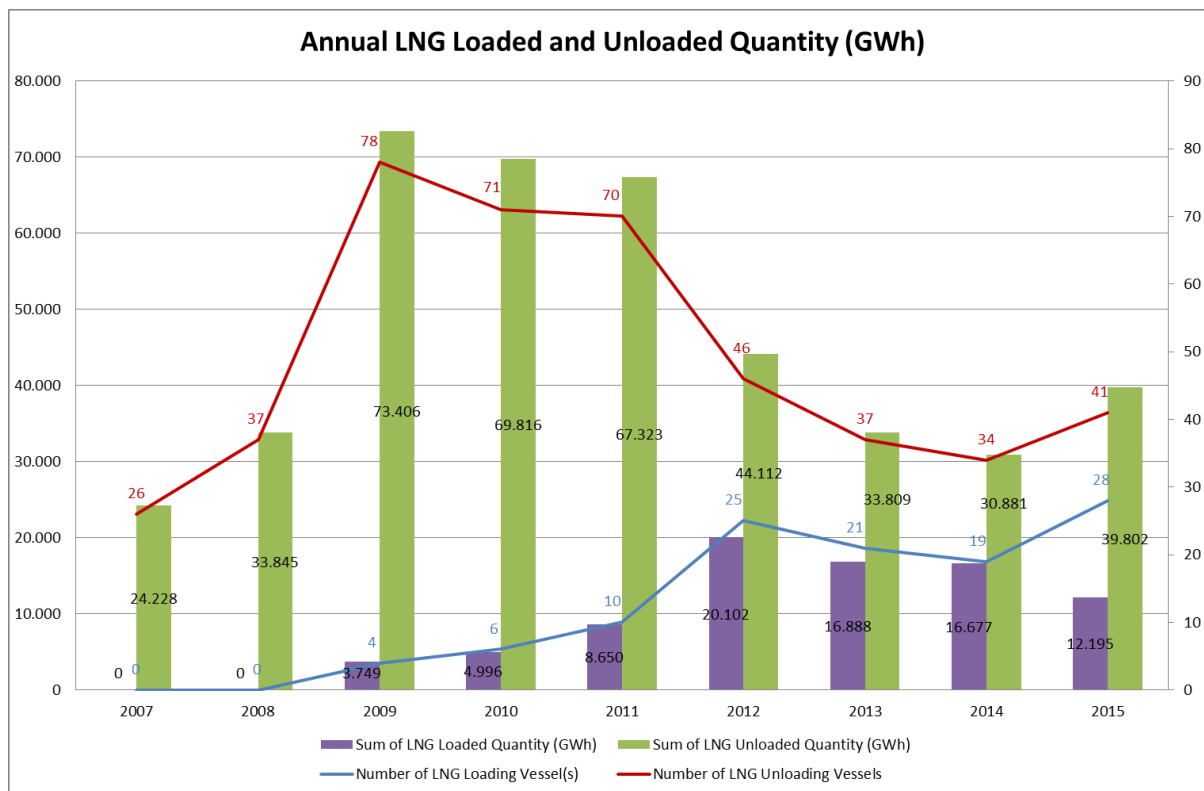
26. Voor het seizoen 2015-2016 valt de lage vullingsgraad op, zowel voor EU28 (84%) als voor Loenhout (62%). Dit kan enerzijds toegeschreven worden aan de overvloedige beschikbaarheid van niet-gecontracteerd aardgas op de West-Europese markt, terwijl anderzijds de spread tussen de winter- en zomerprijs voor aardgas in 2015 gedaald is tot onder 2€/MWh, ruim onder de gemiddelde kost van opslag (>3.5€/MWh). Het verschil met het seizoen 2014-2015 is opvallend. Toen bedroeg de vullingsgraad respectievelijk 94% voor EU28 en 97% voor Loenhout.



Figuur 9: technisch beschikbare capaciteit en volume gas in opslag in België (LHT) en Europa (EU_28) (in mcm)

LNG

27. Tussen 2011 en 2014 wordt een daling vastgesteld van de hoeveelheid LNG gelost in de LNG-terminal te Zeebrugge. In 2015 stijgt het totaal gelost volume samen met het aantal boten die komen aanmeren om te lossen. In termen van het laden van LNG-tankers, is er een groeiende toename tussen 2009 en 2012 gevolgd door een relatieve daling in 2013 (gestabiliseerd in 2014). In 2015 is het niveau van het herladen van LNG-tankers fors gestegen wat betreft het aantal LNG-tankers, terwijl het volume gedaald is.

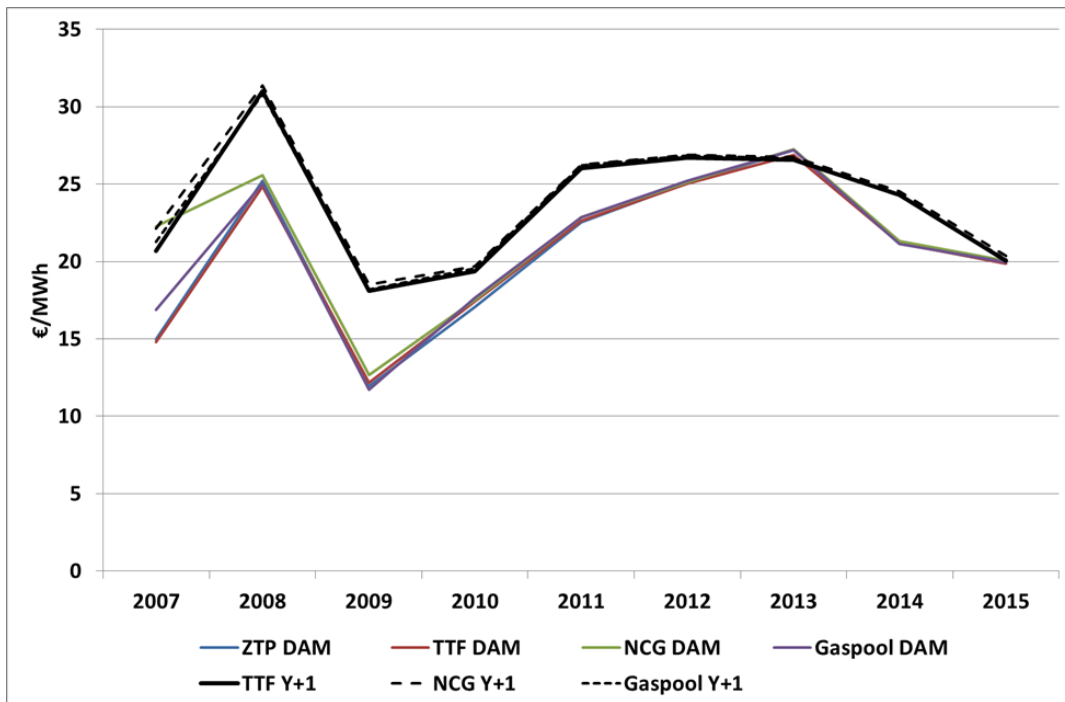


Figuur 10 : Jaarlijks geladen en geloste hoeveelheden (GWh) en aantal boten in Zeebrugge.

Korte- en langetermijnmarkt

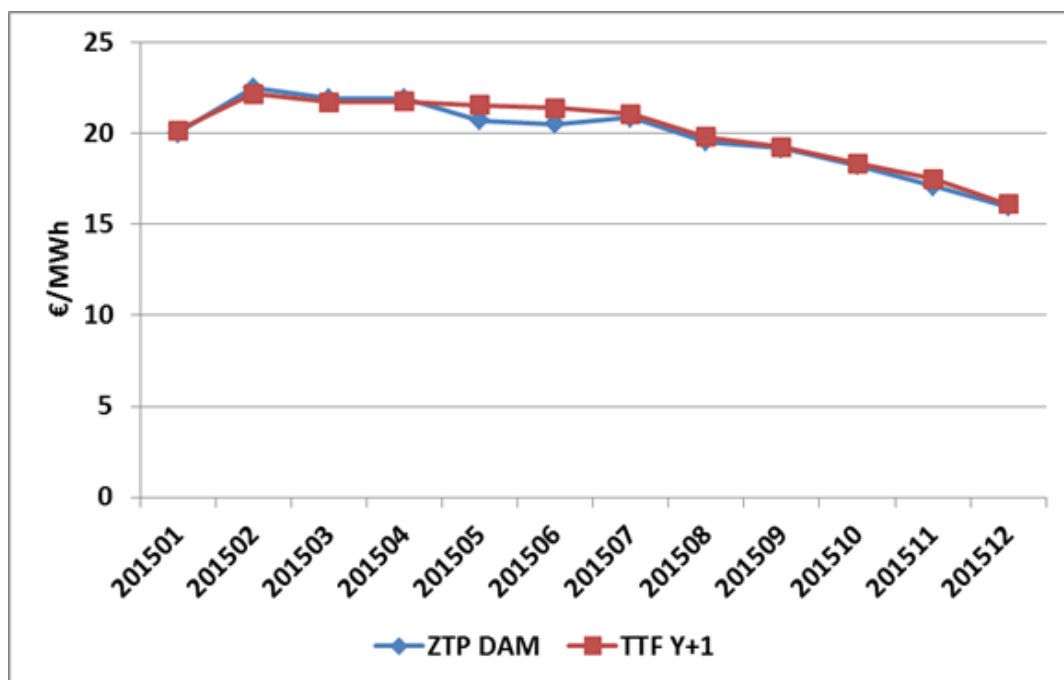
28. De onderstaande figuur geeft met de kleurrijke lijnen de jaarlijks gemiddelde day ahead gasprijs (DAM) voor respectievelijk België (ZTP), Nederland (TTF), Duitsland (NCG, Gaspool) (in €/MWh). Deze lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er een vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen België, Nederland en Duitsland (althans voor H-gas). De zwarte lijnen geven de jaarlijks gemiddelde year ahead gasprijs (Y+1) voor Nederland en Duitsland (NCG, Gaspool); gezien de nagenoeg perfecte prijsconvergentie op de kortetermijnmarkt, kan de langetermijnprijs van Nederland en Duitsland ook gebruikt worden als referentie voor de Belgische markt.

29. Zowel de day ahead als de year ahead prijs noteerden in 2015 gemiddeld nagenoeg gelijk aan 20 €/MWh. Dat is voor de beide producten een forse daling ten opzichte van 2013 toen ze gemiddeld boven 26 €/MWh noteerden.



Figuur 11: gemiddelde gasprijs op day en year ahead markt, per jaar (in €/MWh)

30. Wat opvalt, is de nagenoeg gelijke evolutie van de kortetermijn- en de langetermijnprijs, zoals te zien op de onderstaande figuur. De seizoensgebonden evolutie van de kortetermijnprijs voor gas, met lagere prijzen in de zomer, is niet te zien. Beide prijzen kenden een forse daling tot gemiddeld 16 €/MWh tijdens december 2015. De prijzen op 11 januari 2016 op TTF voor levering van gas in 2017-2019 noteerden onder 15 €/MWh.



Figuur 12: gemiddelde gasprijs op day en year ahead markt in 2015, per maand (in €/MWh)


III. CONCLUSIE

31. De voornaamste conclusies zijn volgens de CREG de volgende:

- Het totale Belgische elektriciteitsverbruik zoals door de netbeheerder gemeten, was in 2015 77,2 TWh. Daarmee was de elektriciteitsafname min of meer gelijk aan die van 2014, en werd er voor het eerst sinds 2010 geen daling opgetekend.
- De lagere nucleaire elektriciteitsproductie in 2012-2015 wordt voornamelijk gecompenseerd door meer invoer uit het buitenland en in 2015 voor het eerst ook door een hogere productie door de Belgische gasgestookte eenheden; in 2015 werd een record van 20,8 TWh ingevoerd.
- De elektriciteitsprijs op de kortetermijnmarkt was gemiddeld 44,7 €/MWh in 2015, een stijging met ongeveer 4 €/MWh ten opzichte van 2014.
- De gemiddelde prijsverschillen op de kortetermijnmarkt voor elektriciteit in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland werden in 2015 groter ten opzichte van 2014, met in Duitsland de laagste en in België de hoogste prijzen. Frankrijk en Nederland zitten daar tussenin.
- Op de langetermijnmarkt voor elektriciteit daalde de prijs in 2015 tot gemiddeld 43,4 €/MWh. De langetermijnprijs daalde op het einde van 2015 tot een gemiddelde van 34,4 €/MWh in december ten gevolge van de aankondiging van de terugkeer van een aantal nucleaire centrales op het einde van 2015.
- Opvallend is de marge van de gascentrales die, ondanks de terugkeer van nucleaire centrales, nog steeds fors beter is in vergelijking met 2013 en 2014; dat is te verklaren door de scherpe daling van de gasprijs.
- De gasconsumptie in 2015 in België was 176 TWh, een stijging met 9,7% ten opzichte van 2014.
- De activiteit op de LNG-terminal in Zeebrugge steeg in 2015, na een periode van 3 jaar daling.
- De vullingsgraad van de opslaginstallatie in Loenhout bedroeg in 2015 slechts 62%, wat aanzienlijk lager is dan in 2014 (97%). Deze trend was algemeen, zij het minder uitgesproken, zichtbaar in EU28.

- De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt en de langetermijnmarkt daalt tot gemiddeld ongeveer 20 €/MWh in 2015, met in december 2015 een gemiddelde langetermijnprijs van 16 €/MWh. Opvallend is het gelijkaardig verloop van de prijzen op korte en lange termijn en het ontbreken van een seizoensgebonden karakter van de kortetermijnprijs voor gas.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité