



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)150122-CDC-1398**

over

*“de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten elektriciteit en gas in 2014”*

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.

22 januari 2015

# 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 groothandelsmarkt voor elektriciteit en gas. Deze nota is ter aanvulling van de meer gedetailleerde studies die de CREG jaarlijks maakt over de groothandelsmarkt 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 groothandelsmarkt 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 groothandelsmarkt.

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 22 januari 2015.

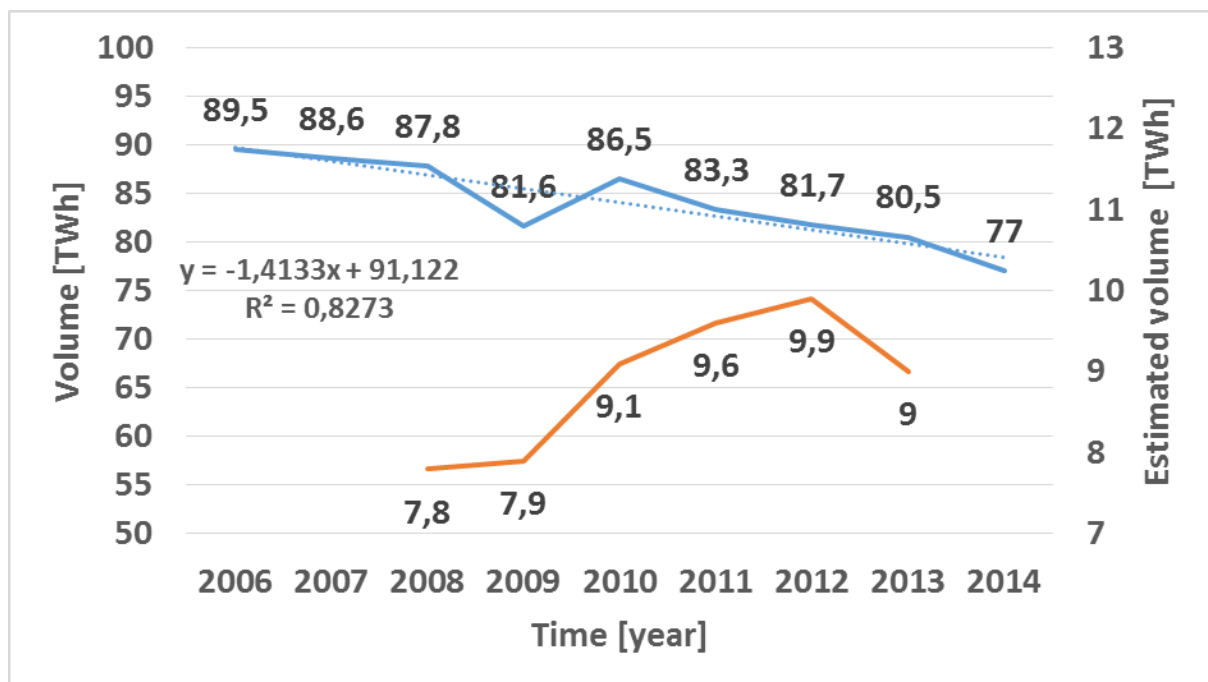
////

# I. ELEKTRICITEIT

## Elektriciteitsafname, hernieuwbare productie, import en export

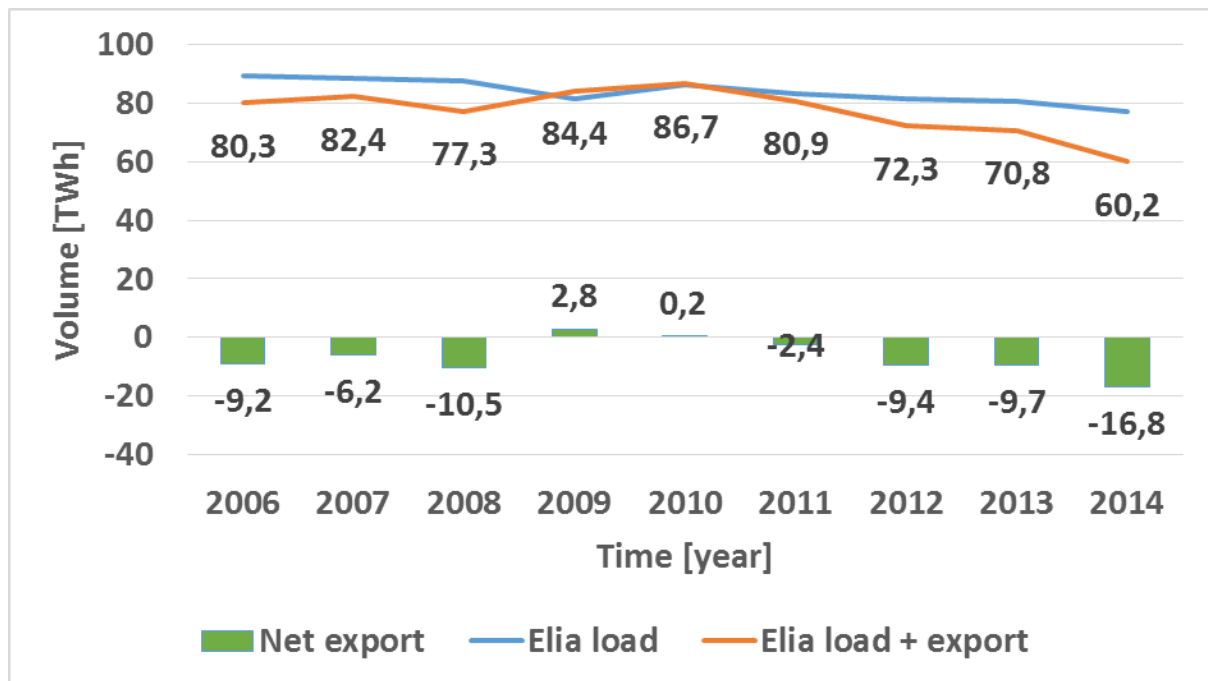
1. De blauwe lijn (Figuur 1) geeft de elektriciteitsafname van het net voor de periode 2006-2014, zoals gemeten door de transmissienetbeheerder Elia. In 2014 werd er volgens deze meting 77.0 TWh verbruikt, een daling van 4.3% ten opzichte van 2013. Hiermee zit de elektriciteitsafname onder het niveau van het crisisjaar 2009, maar ligt wel in lijn met de geobserveerde lineaire dalende trend sinds 2006.

2. Let wel, niet alle elektriciteitsconsumptie wordt door Elia gemeten. Zo bijvoorbeeld wordt de elektriciteitsopwekking door lokale productie-eenheden, zoals zonnepanelen of WKKs, niet door Elia gemeten. De geschatte evolutie van elektriciteitsproductie van lokale productie-eenheden is de laatste jaren sterk toegenomen (oranje lijn, Figuur 1). De elektriciteitsafname door Elia geeft dus een goede indicatie van de elektriciteitsconsumptie die door de (Europese) markt moet beleverd worden.



**Figuur 1 - Electriciteitsafname [metingen Elia] en evolutie van lokale elektriciteitsproductie [schatting Synergrid] (detail)**

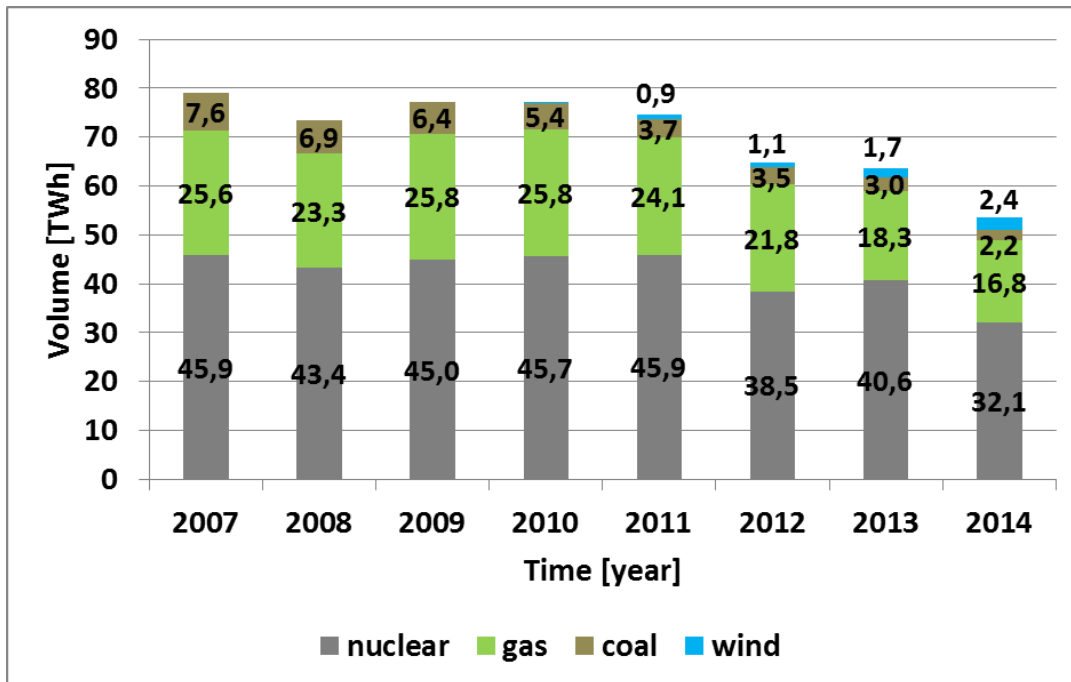
3. De groene balken (Figuur 2) geven de jaarlijkse gemeten netto fysieke invoer (negatieve waarde) en uitvoer (positieve waarde) door de Elia-regelzone voor de periode 2006-2014. In 2014 werd er fysisch 16.8 TWh ingevoerd, het hoogste invoerpeil tijdens de beschouwde periode. De oranje lijn geeft de elektriciteitsafname vermeerderd met de uitvoer (en verminderd met de invoer), met andere woorden een goede maat voor de elektriciteitsafname dat door de Belgische elektriciteitsmarkt moet geleverd worden. In 2014 was dit 60.2 TWh en daarmee het laagste afnameniveau voor de beschouwde periode. Tekst met nummer.



Figuur 2 - Electriciteitsafname en uitvoer door de Elia regelzone [metingen Elia]

### Productie

4. Figuur 3 geeft het reële geproduceerde volume weer van vier types productie-eenheden aangesloten op het Elia-net, voor de periode van 2007-2014. De vier geselecteerde types zijn nucleaire, gasgestookte en steenkoolgestookte eenheden, evenals windproductie.



Figuur 3 - Elektriciteitsproductie in de Elia regelzone [metingen Elia]

5. Het geproduceerde volume afkomstig van nucleaire eenheden zet de dalende trend geobserveerd in 2012 en 2013 verder tot 32.1 TWh in 2014. 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 vanaf eind maart 2014 en die van Doel 4 van begin augustus tot eind december 2014.

6. Merk op dat de gascentrales de vermindering in geproduceerd volume afkomstig van nucleaire eenheden niet compenseren. Ook hier wordt de dalende trend geobserveerd sinds 2012 verdergezet met in 2014 16.8 TWh aan gasgestookte elektriciteitsproductie ten opzichte van gemiddeld 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 steenkolgestookte elektriciteitsproductie vermindert verder tot een niveau van 2.2 TWh in 2014. Deze daling werd, in tegenstelling tot die van bovenstaande centrales, al ingezet vanaf 2007. De daling 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.

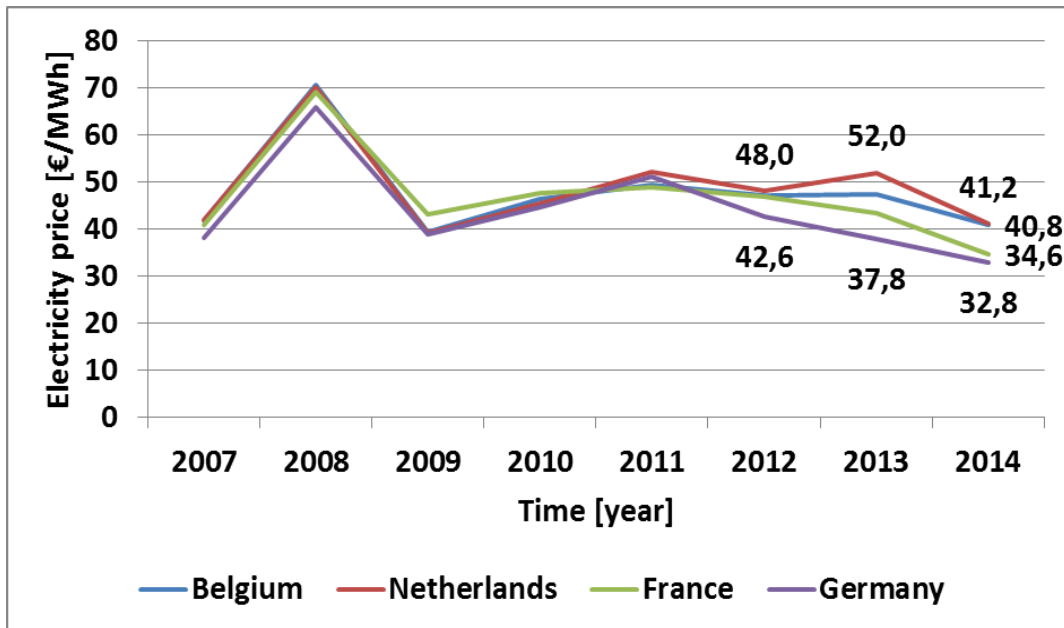
8. In totaal produceren de nucleair, gas- en steenkoolcentrales 51.1 TWh in 2014. Dit komt overeen met een daling van 10.8 TWh (-17.4%) in vergelijking met 2013, of 28.0 TWh (-35.4%) ten opzichte van 2007.

9. De windproductie gemeten door Elia stijgt in 2014 verder naar 2.4 TWh tegenover 1,7 TWh in 2013, en bereikt voor het eerst een groter aandeel dan die van steenkoolgestookte centrales. Desalniettemin blijft het aandeel relatief laag ten opzichte van de nucleaire eenheden en gascentrales. De off-shore windmolens produceerden 2,2 TWh; ze hebben een gemiddelde gebruiksfactor van ongeveer 38% of 3310 equivalent vollasturen per jaar. De CREG stelt vast dat de gemiddelde gebruiksfactor in 2014 lager ligt dan vorig jaar (40% of 3500 equivalent vollasturen in 2013) en dat vanaf de tweede jaarhelft van 2014 een grote differentiatie tussen de verschillende windmolenparken optreedt gaande van gemiddeld 35% tot gemiddeld 54%.

#### Kortetermijnmarkt

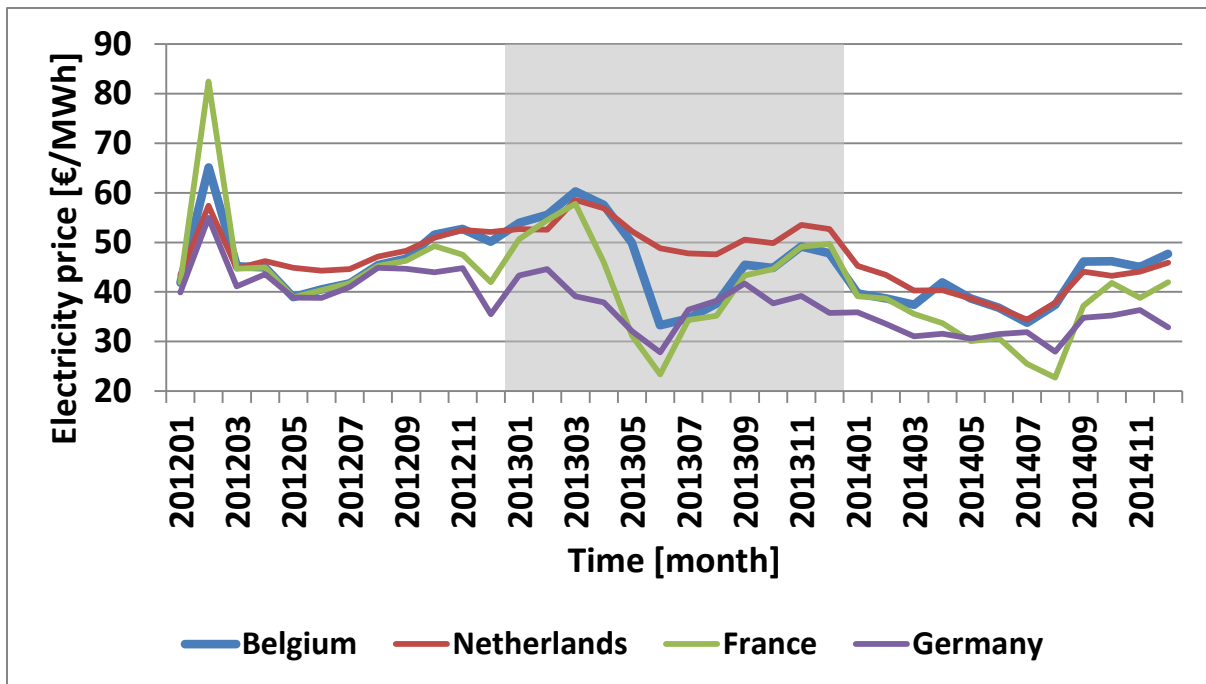
10. Figuur 4 geeft voor de periode 2007-2014 de jaarlijkse, gemiddelde elektriciteitsprijs op de day ahead markt van België, Nederland, Frankrijk, en Duitsland (de centraal-westelijke Europese regio (CWE-regio)). De gemiddelde Belgische day ahead prijs in 2014 was €40.8/MWh, een daling van €6.7/MWh (-14.1%) ten opzichte van 2013.

11. 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 de divergentie tussen de cluster België-Nederland en Frankrijk-Duitsland duidelijker zichtbaar. In 2014 kende Duitsland met €32.8/MWh de laagste prijs van de vier landen, €1.8/MWh lager dan die van Frankrijk (€34.6/MWh). Dit prijsniveau is ook de laagste in Duitsland voor de beschouwde periode. Nederland kende met €41.2/MWh de hoogste prijs, €0.4/MWh hoger dan die van België. Het verschil tussen Duitsland en Nederland is €8.4/MWh, die tussen België en Frankrijk €6.2/MWh.



Figuur 4 - Gemiddelde dagmarktprijs voor elektriciteit, per jaar

12. Figuur 5 bekijkt de periode 2012-2014 meer in detail en geeft gemiddelde prijzen per maand. Hieruit blijkt dat de prijsdivergentie start in de tweede helft van 2012. In eerste instantie volgt België de duurdere Nederlandse prijs. In juni 2013, wanneer de twee onbeschikbare nucleaire centrales terug beschikbaar worden, volgt België de goedkopere Franse prijs. Vanaf maart 2014, rond de periode wanneer Doel 3 en Tihange 2 opnieuw onbeschikbaar werden, volgt de elektriciteitsprijs in België de prijs in Nederland terwijl die van Frankrijk convergeert rond het niveau van de Duitse elektriciteitsprijs. De convergentie duurt tot augustus 2014 waarna de prijzen op alle beurzen stijgen. Door de mindere stijging op de Duitse beurs, bevindt de Franse elektriciteitsprijs zich tussen het Duitse en Nederlandse niveau. De Belgische prijs ligt dan nog iets boven het Nederlandse niveau. De Duitse prijzen blijven bijna altijd de laagste in de CWE-regio.



13. 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. De hernieuwbare capaciteit is niet gering (ongeveer 2.5 GW zonvermogen, 1.5 GW windvermogen), maar levert nog steeds een marginale energieproductie. Frankrijk kent een gelijkaardig productiepark, echter met een gevoelig groter aandeel nucleair capaciteit en minder gascapaciteit en hernieuwbare capaciteit. Nederland heeft bijna geen nucleaire capaciteit en heeft vooral gascapaciteit. Duitsland heeft een relatief kleine nucleaire capaciteit, maar een grote capaciteit aan steenkool en bruinkool, evenals een grote capaciteit aan hernieuwbare energie (ongeveer 35 GW wind en 35 GW zon).

14. Negatieve prijzen – day ahead. In 2012 werden voor het eerst negatieve prijzen gevormd op de Belgische day ahead markt Belpex DAM: tijdens 7 uren waren er licht negatieve prijzen (tot minimaal €-5/MWh). In 2013 waren er 15 uren met negatieve prijzen, waarvan 11 uren tijdens zondag 16 juni 2013, met negatieve prijsspieken tot €-200/MWh en een negatieve baseloadprijs van €-41/MWh. Deze trend zet zich niet verder in 2014: er werd geen enkel uur met negatieve dagmarktprijzen voor elektriciteit geobserveerd. Dit is waarschijnlijk te verklaren door de langdurige onbeschikbaarheid van meerdere nucleaire eenheden.

15. Negatieve prijzen – reële tijd (balancing). Negatieve prijzen komen op de balancing markt, de markt in reële tijd, vaker voor en de prijsspieken kunnen nog negatiever zijn. Al in december 2010 werden een aantal negatieve prijzen gevormd. In 2013 werden er voor een

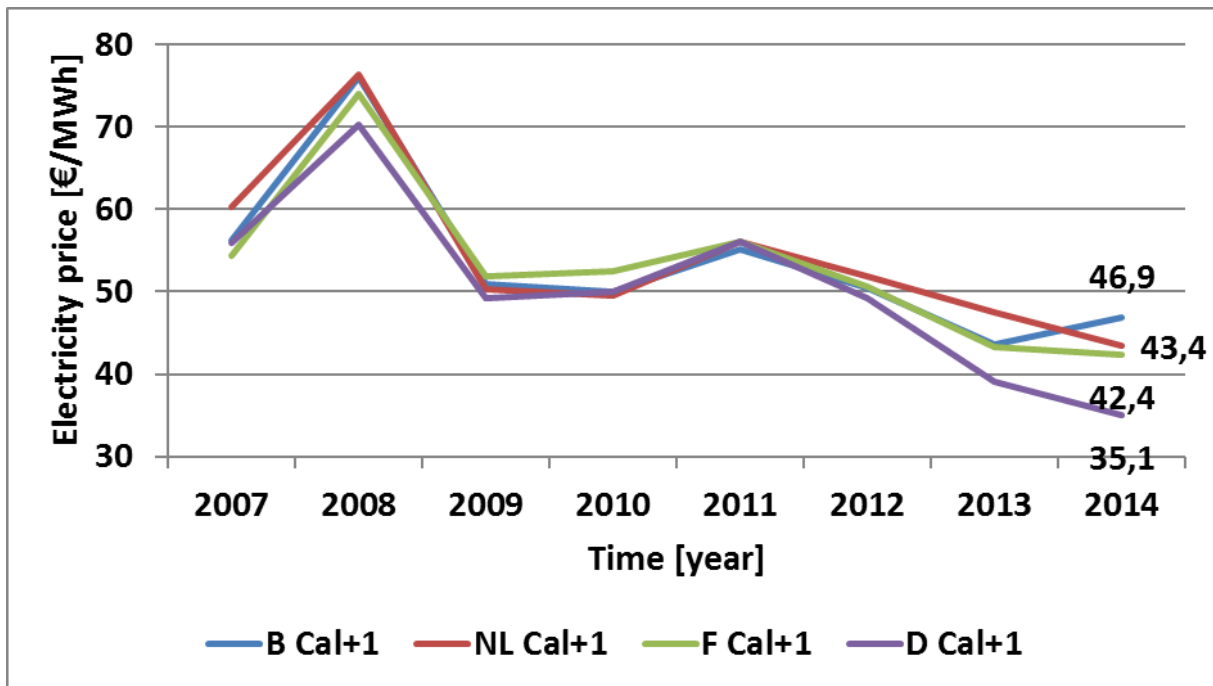


positief onevenwicht gedurende 2932 kwartieren negatieve prijzen gevormd op de balancingmarkt. In 2014 nam dit sterk af tot 260 kwartieren. De minimale negatieve balancingprijs voor een positief onevenwicht daalde in 2014 slechts licht, tot €-321/MWh; in 2013 was dit nog €-313/MWh.

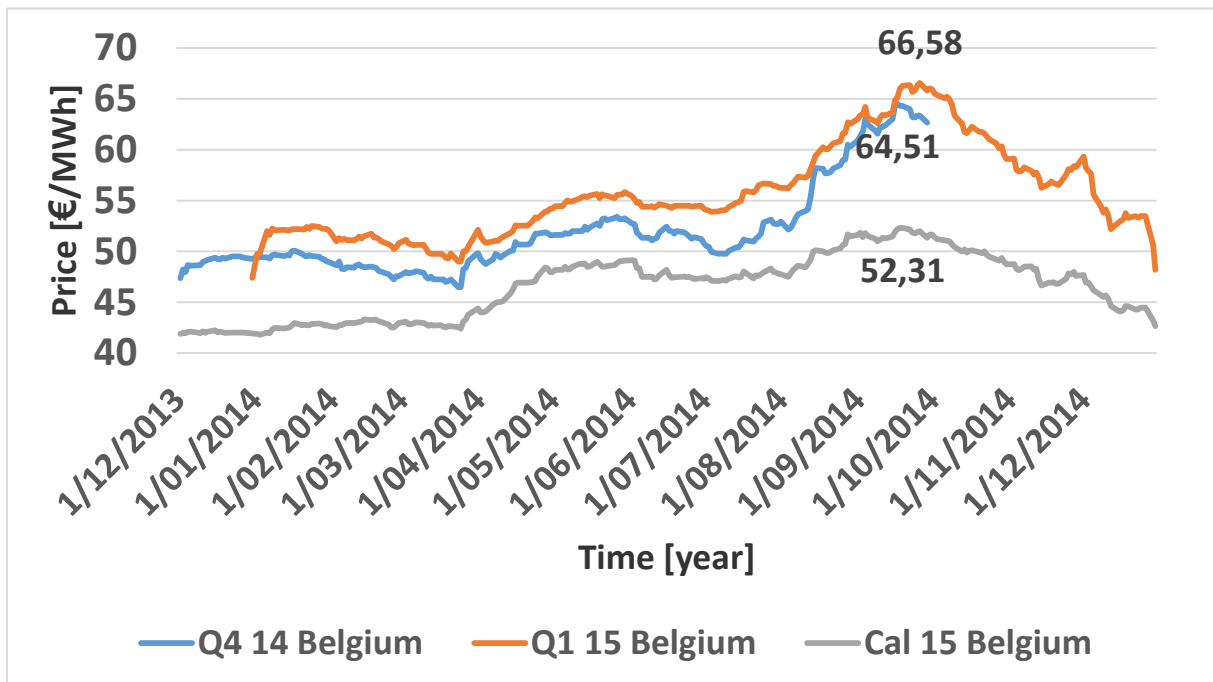
### Langetermijnmarkt

16. Figuur 6 geeft voor de periode 2007-2014 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 2014 was €46.9/MWh, licht hoger dan in 2013 toen het gemiddelde nog €43.6/MWh.

17. In de periode 2007-2012 was er een relatief goede prijsconvergentie was, terwijl die in 2013 verminderde. Deze trend zet zich verder in 2014 waarbij de divergentie tussen Duitsland ten opzichte van de andere landen vergroot. In 2014 kende Duitsland met €35.1/MWh de laagste prijs van de vier landen; dat is ook veruit de laagste prijs in Duitsland voor de beschouwde periode. België kende in 2014 met €46.9/MWh de hoogste prijs; het verschil tussen Duitsland en België is €11.8/MWh. De prijzen liggen nog steeds gevoelig lager dan in 2007 en 2008, waarbij de dalende trend sinds 2010 enkel in België niet verdergezet wordt. De onzekerheid omtrent de beschikbaarheden van nucleaire productie-eenheden zijn hiervoor de oorzaak.



Figuur 5 - Gemiddelde year-ahead future prijs voor elektriciteit (detail)



18. Figuur 7 illustreert het verloop van de future prijs voor de levering van elektriciteit in België voor het vierde kwartaal van 2014, het eerste kwartaal van 2015, en het hele kalenderjaar 2015. Men ziet duidelijk dat de prijs van elk product stijgt rond eind maart 2014 en begin augustus 2014. De onbeschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2, en Doel 4

correleren met de respectievelijke prijsveranderingen. Eind september werden de maximale prijzen bereikt zoals aangeduid op de figuur.

19. Na de piek in september dalen de prijzen terug fors. De prijs voor het eerste kwartaal van 2015 (Q1 15) valt eind december terug tot onder 50 €/MWh. De prijs voor het hele kalenderjaar (Cal 15) valt terug tot onder 43 €/MWh.

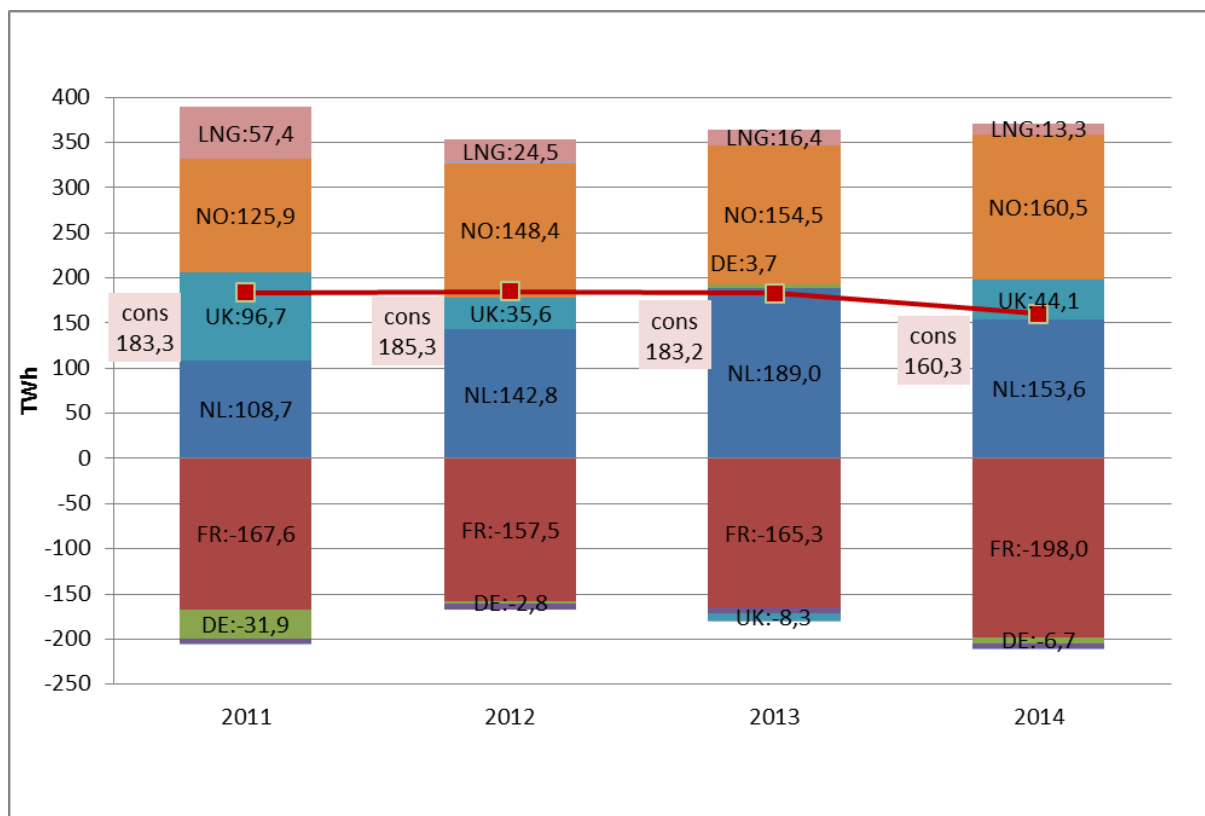
## **II. GAS**

### *Grensoverschrijdende aardgasstromen, aardgasverbruik en opslag*

20. De onderstaande grafiek geeft voor de periode 2011-2014 de netto aardgasstromen per betrokken land of via LNG, zowel voor entry (positief) als exit (negatief). De zwarte lijn geeft het verschil tussen grensoverschrijdende entry en exit en is dan ook de aardgasconsumptie in België<sup>1</sup>. In 2014 was dit 160 TWh, een terugval met 12,5% ten opzichte van 2013.

---

<sup>1</sup> 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; -1,18 TWh).



**Figuur 8: Grensoverschrijdende aardgasstromen in België (in TWh)**

21. De Belgische aardgasconsumptie kende in 2014 een drastische terugval door zowel het milde weer als de aanhoudende dalende trend van zowel het industrieel aardgasverbruik als van de aanwending van aardgas voor elektriciteitsproductie. De patronen in de grensoverschrijdende aardgasstromen zien er als volgt uit:

- 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.
- 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. 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. Een volume dat overeenkomt met 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.

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.

22. 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. 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.

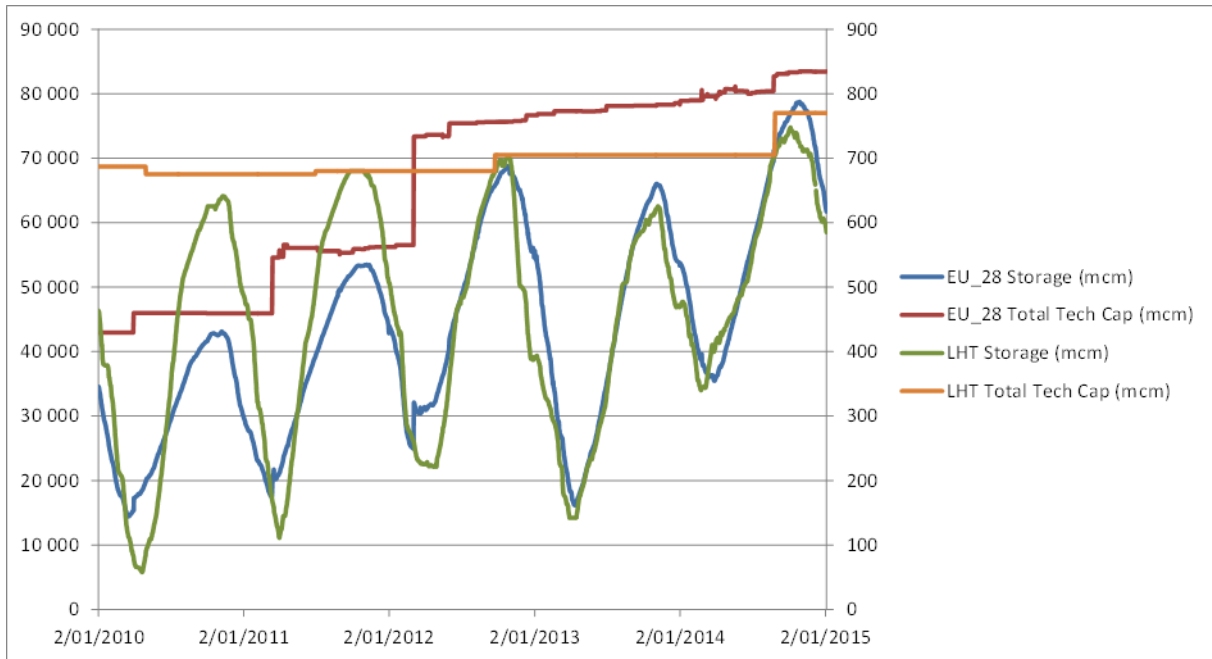
### Opslag

23. De onderstaande grafiek geeft per dag het totaal opgeslagen volume gas in Europa (EU28, mcm, linker as) en in België (Loenhout, mcm, rechter as). In de figuur wordt ook de totaal beschikbare opslagcapaciteit getoond (total technical capacity) (EU28 en Loenhout).

24. 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.

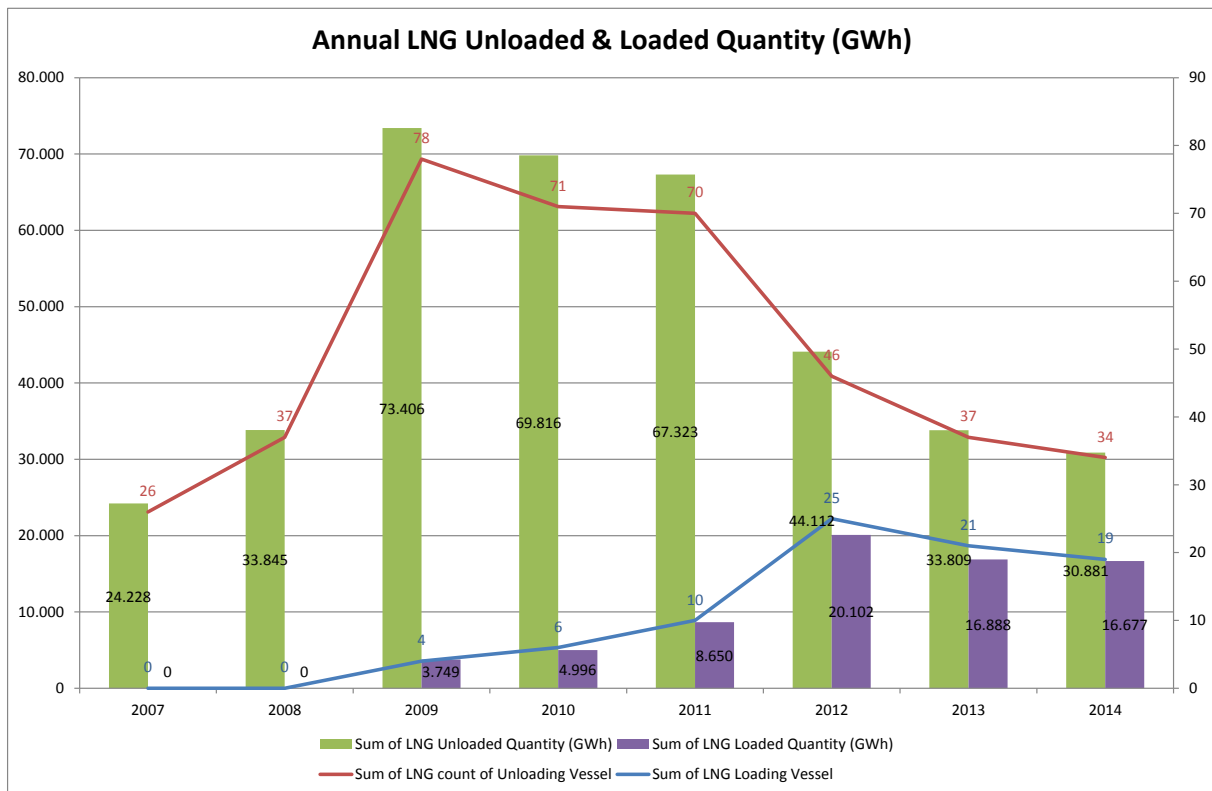
25. Het totaal beschikbare opslagvolume voor aardgas neemt nog steeds toe in Europa. Het bedraagt nu ruim 83 bcm. Voor Loenhout is het beschikbare volume in principe constant (700 mcm). De stijging in de loop van 2014 in de aangeboden technische capaciteit is het gevolg van optimalisatie van de aangeboden 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 2014 verhoogd worden (770 mcm) ten nadele van de injectie- en emissiesnelheid.

26. Sinds het opslagseizoen 2013-2014 (na de invoering van een nieuw opslagmodel op basis van volledige rTPA voor alle marktpartijen) ziet men een opvallende convergentie tussen het gebruik van Loenhout en het gebruik van opslag in EU28.



**Figuur 9: technisch beschikbare capaciteit en volume gas in opslag in België (LHT) en Europa (EU\_28) (in mcm)**

## LNG

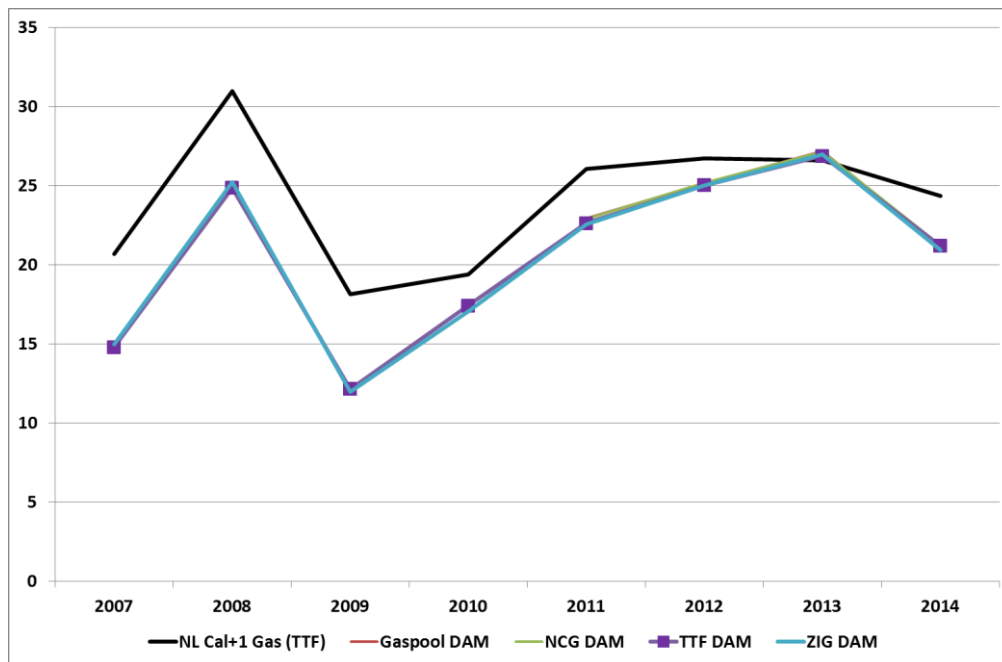


**Figuur 10**

27. Tussen 2011 en 2013 wordt een daling van de hoeveelheid LNG gelost in de LNG-terminal te Zeebrugge vastgesteld. Deze daling zet zich (in mindere mate) verder in 2014. In termen van het laden van LNG-tankers, is er een groeiende toename tussen 2009 en 2012 gevolgd door een relatieve daling in 2013. In 2014 is het niveau van het herladen van LNG-tankers relatief stabiel gebleven qua volume, terwijl het aantal LNG-tankers licht gedaald is.

### Korte- en langetermijnmarkt

28. De onderstaande figuur geeft met de kleurrijke lijnen de jaarlijks gemiddelde day ahead gasprijs voor respectievelijk België (ZIG), Nederland (TTF), Duitsland (NCG, Gaspool) (in €/MW). 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 lijn geeft de jaarlijks gemiddelde year ahead gasprijs voor Nederland.



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

29. Wat opvalt is de evolutie van zowel de day ahead als de year ahead prijs: sinds het crisisjaar 2009 bleef de day ahead gasprijs gestaag stijgen tot 2013, waarna er een daling werd ingezet, vooral op de day ahead markt. In 2012 was de gemiddelde day ahead prijs al 25 €/MWh, nagenoeg hetzelfde niveau als in 2008. In 2013 steeg de day ahead prijs verder naar 27,1 €/MWh, de hoogste nominale prijs voor de beschouwde periode. In 2014 daalde de day ahead prijs voor België naar 20,9 €/MWh. De year ahead prijs voor Nederland daalde naar 24,3 €/MWh.



### III. CONCLUSIE

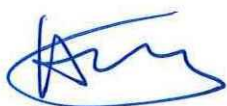
30. De voornaamste conclusies zijn volgens de CREG de volgende:

- Het totale Belgische elektriciteitsverbruik zoals door de netbeheerder gemeten was in 2014 77 TWh. Daarmee werd ook in 2014 de dalende trend van dit verbruik aangehouden.
- De lagere nucleaire elektriciteitsproductie in 2012-2014 wordt voornamelijk gecompenseerd door meer invoer uit het buitenland en niet door de Belgische gasgestookte eenheden; in 2014 werd een record van 16,8 TWh ingevoerd.
- De elektriciteitsprijs op de kortetermijnmarkt was gemiddeld 40,8 €/MWh in 2014, een daling met ongeveer 6,5 €/MWh ten opzichte van 2012 en 2013.
- De gemiddelde prijsverschillen op de kortetermijnmarkt voor elektriciteit in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland werden in 2014 kleiner ten opzichte van 2013, met Duitsland en Frankrijk met de laagste en België en Nederland met de hoogste prijzen.
- Op de langetermijnmarkt voor elektriciteit zette de daling sinds 2011 zich verder, behalve voor België waar de gemiddelde prijs steeg door de onbeschikbaarheid van een aantal nucleaire centrales. De langetermijnprijs op de Belgische markt kende een erg volatiel verloop tijdens 2014, met een sterke stijging tot eind september, waarna de langetermijnprijs scherp terugviel.
- De gasconsumptie in 2013 in België was 160 TWh, een daling van 12,5% ten opzichte van 2013.
- De activiteit op de LNG-terminal in Zeebrugge daalde licht in 2014.
- In 2014 steeg de opslagcapaciteit en de maximale vullingsgraad van aardgas in Loenhout ten opzichte van 2013.


- De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt daalt voor het eerst sinds 2009: in 2014 is de gemiddelde day ahead prijs 20,9 €/MWh tegenover 27,1 €/MWh in 2013. De gasprijs op de langetermijnmarkt daalde eveneens ten opzichte van 2013, zij het minder sterk, tot 24,3 €/MWh.

\*\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Voorzitster van het Directiecomité