



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél.: +32 2 289 76 11  
Fax: +32 2 289 76 09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

### **NOTE**

**(Z)160114-CDC-1506**

relative aux

*“évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en 2015”*

rédigée en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et en application de l'article 15/14, §2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

14 janvier 2016

## **EXECUTIVE SUMMARY**

Dans la présente note, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) dresse un aperçu succinct des principales évolutions sur les marchés de gros belge de l'électricité et du gaz. Cette note vient compléter les études plus détaillées sur les marchés de gros réalisées annuellement par la CREG et qui seront finalisées au cours des mois à venir.

Le but de ces études est d'informer tous les acteurs de manière concise sur les prix de gros et sur la consommation des marchés de gros belge du gaz et de l'électricité en attendant les études de monitoring plus détaillées.

Un historique des années précédentes est systématiquement fourni. Ainsi, le lecteur peut mieux comprendre les évolutions observées sur les marchés de gros.

Certaines données n'ont pas encore été validées et sont donc susceptibles d'être modifiées.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé la présente note lors de sa réunion du 14 janvier 2016.

*////*

# I. ELECTRICITE

## Prélèvement d'électricité, production renouvelable, importations et exportations

1. La ligne bleue (Figure 1) illustre le prélèvement d'électricité du réseau de transport pour la période 2006-2015 tel que mesuré par le gestionnaire du réseau de transport Elia. En 2015, selon cette mesure, 77,1 TWh ont été prélevés, environ autant qu'en 2014. Le prélèvement d'électricité est ainsi inférieur au niveau de l'année de crise 2009. La baisse des prélèvements d'électricité est stoppée pour la première fois depuis 2010.

2. Il convient de noter toutefois qu'Elia ne mesure pas l'ensemble de la consommation d'électricité. C'est le cas par exemple de l'électricité produite par des unités de production locales, comme les panneaux solaires, l'éolien et la cogénération raccordés au réseau de distribution. Le prélèvement d'électricité mesuré par Elia donne plutôt une bonne indication de l'évolution de la consommation électrique que le marché (européen) fourni.

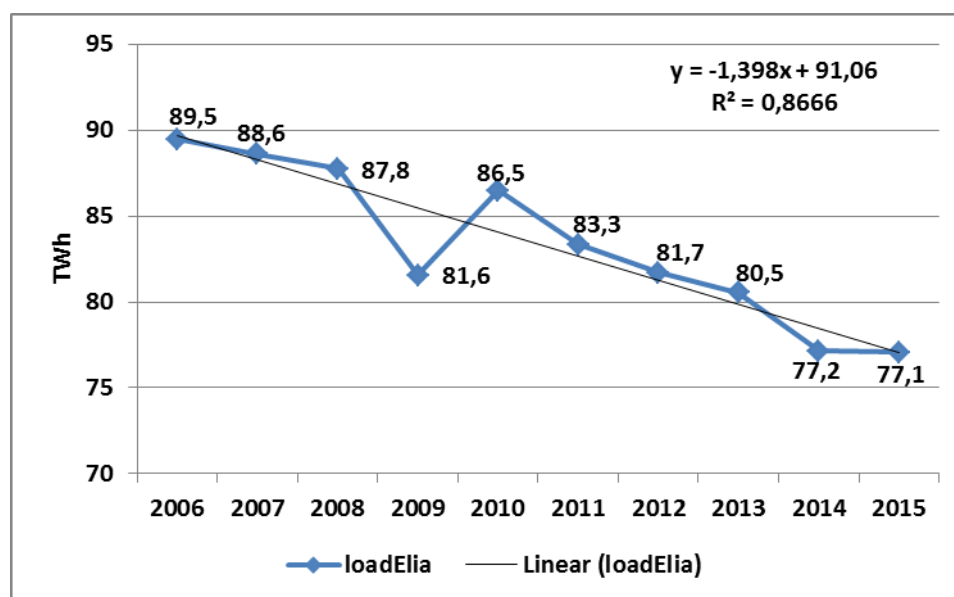


Figure 1 - Prélèvement total d'électricité [comptages Elia] (en TWh) par an

3. Les barres bleues (Figure 2) illustrent les exportations (valeur positive) physiques nettes annuelles et les importations (valeur négative) dans la zone de réglage d'Elia pour la période 2006-2015. En 2015, 20,8 TWh ont été physiquement importés, ce qui représente le plus haut niveau d'importations pendant la période considérée. La ligne verte illustre le prélèvement d'électricité, auquel s'ajoutent les exportations et duquel sont soustraites les importations : il s'agit, en d'autres termes, d'une bonne mesure du prélèvement d'électricité

qui a été fourni par le marché belge de l'électricité. En 2015, il était de 56,3 TWh, soit le niveau de prélèvement le plus bas pour la période envisagée. Les grosses centrales, connectées au réseau Elia doivent donc livrer moins d'électricité.

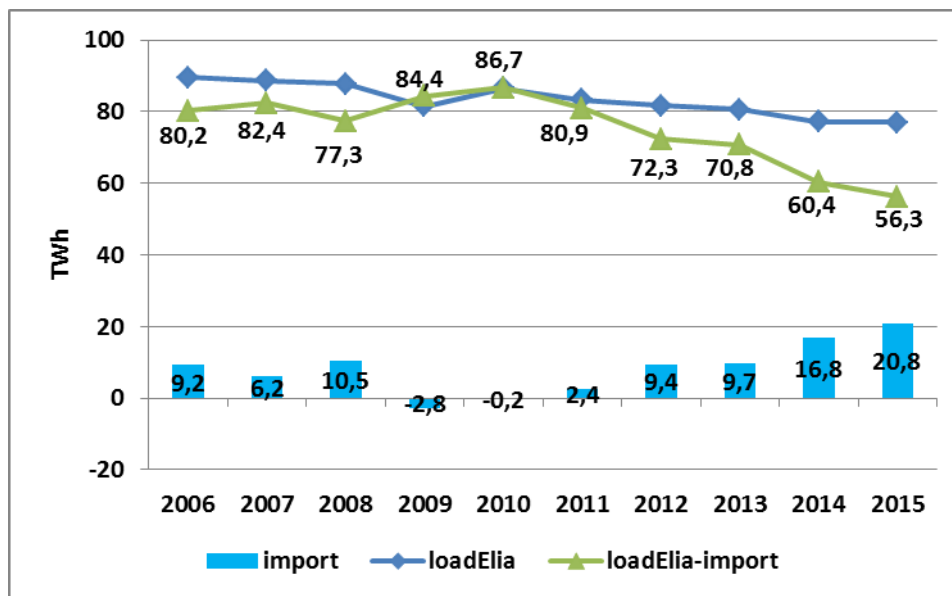
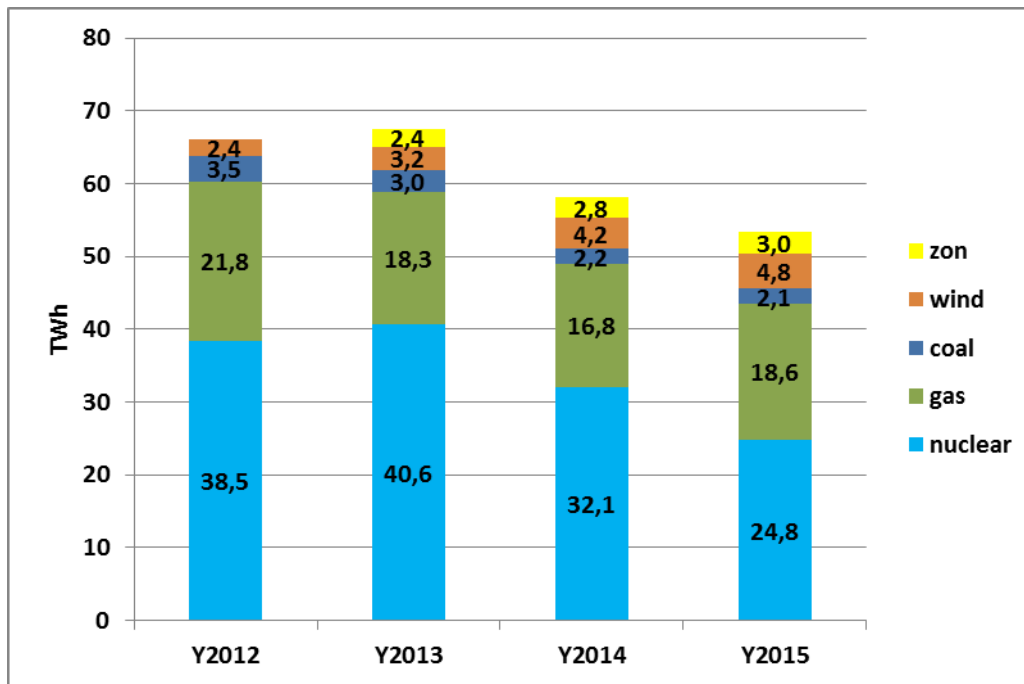


Figure 2 - Prélèvement total d'électricité et importations pour la zone de réglage d'Elia [comptage Elia], en TWh

### Production

4. La Figure 3 reprend le volume produit réel de cinq types d'unités de production raccordées au réseau Elia pour la période 2012-2015. Les cinq types sélectionnés sont des unités nucléaires, gaz, charbon, de même que la production éolienne et la production par panneaux photovoltaïques estimée par Elia. <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Les chiffres de production par panneaux photovoltaïques ne sont disponibles que depuis 2013.



**Figure 3 - Production totale d'électricité dans la zone de réglage Elia de cinq types de production [comptages Elia], en TWh**

5. Le volume produit provenant des unités nucléaires s'inscrit dans la continuité de la tendance à la baisse observée en 2013 et 2014 pour atteindre 24,8 TWh en 2015. A titre de comparaison, le volume produit moyen pendant la période 2007-2011 s'est élevé à 45,2 TWh. Cette évolution résulte des indisponibilités de Doel 3 et Tihange 2 durant toute l'année 2015 et celle de Doel 1 mi-février 2015. Ces centrales n'ont été de nouveau disponible que fin 2015 et début 2016.

6. Notez que les centrales au gaz ne compensent pas complètement la diminution du volume produit par les unités nucléaires depuis longtemps. Il y a cependant une augmentation de la production d'électricité par les centrales au gaz de 16,8 TWh en 2014 à 18,6 TWh en 2015, malgré le fait que le nombre de CCGT's disponibles a diminué de 11 à 9 et ensuite même à 8. La production d'électricité par les centrales au gaz reste également en 2015 significativement sous la moyenne de 24,9 TWh pendant la période 2007-2011. Cette situation s'explique par le fait que la diminution de la production d'électricité nucléaire est compensée en grande partie par une hausse des importations.

7. La production d'électricité par les centrales au charbon poursuit également sa baisse pour atteindre 2,1 TWh en 2015. Contrairement à celle des centrales précitées, cette diminution était déjà observée depuis 2007. Ce recul s'explique par le fait que ces anciennes centrales ont été, soit totalement mises hors service soit transformées en centrales à biomasse ; ces dernières ne s'inscrivent donc plus dans cette catégorie.

8. Au total, les centrales nucléaires, au gaz et au charbon ont produit conjointement 45,6 TWh en 2015. Cela représente une diminution de 5,5 TWh (-10,8 %) en comparaison avec 2014, ou de 16,3 TWh (-26,4 %) par rapport à 2013.

9. La production éolienne tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution augmente en 2015 à 4,8 TWh contre 4,5 TWh en 2014, plus du double des centrales au charbon. Cependant la proportion reste relativement basse par rapport aux unités nucléaires et aux centrales au gaz.

10. La production estimée par panneaux photovoltaïques augmente en 2015 à 3 TWh, une légère augmentation en comparaison avec 2,8 TWh en 2014.

### Marché à court terme

11. La Figure 4 illustre le prix de l'électricité annuel moyen pour la période 2007-2015 sur le marché *day ahead* de la Belgique, des Pays-Bas, de la France et de l'Allemagne (la région centre-ouest de l'Europe, soit la région CWE). Le prix *day ahead* moyen belge en 2015 s'élève à 44,7 €/MWh, soit une augmentation de 3,9 €/MWh (+9,5%) par rapport à 2014.

12. La convergence des prix était relativement bonne durant la période 2007-2011, mais a diminué en 2012 et surtout en 2013. Bien que la divergence entre les quatre pays ait diminué en 2014, elle a à nouveau augmenté en 2015 avec en outre le prix le plus haut du marché à court terme en Belgique. L'Allemagne connaît le prix le plus bas depuis 2012 ; en 2015 la différence de prix moyenne a augmenté à 13 €/MWh, la différence de prix la plus haute de la période considérée. Les différences de prix avec les Pays-Bas et la France, respectivement de 4,6 €/MWh et de 6,2 €/MWh étaient les plus hautes de la période considérée.

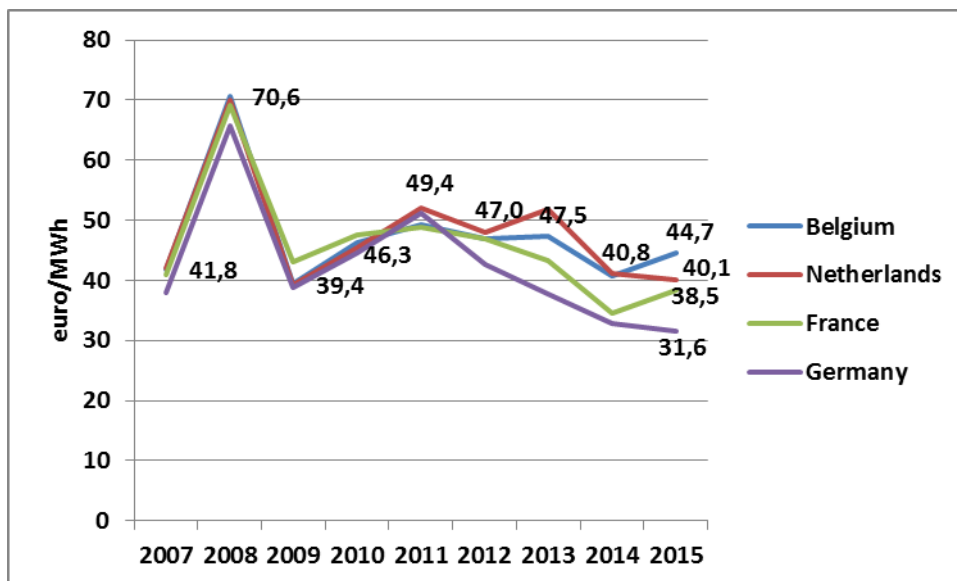


Figure 4 - Prix moyen du marché journalier de l'électricité (en €/MWh), par an

13. La Figure 5 détaille la période 2015 plus en détail et reprend le prix moyen par mois. Il en ressort que les prix belges sur le marché à court terme étaient surtout en septembre et octobre bien plus élevés que dans les autres pays, avec respectivement en moyenne 52,5 €/MWh et 55,5 €/MWh. Ces prix étaient également sensiblement plus élevés qu'en novembre et décembre. C'est dû en grande partie à la capacité d'importation limitée qui était disponible en septembre et en octobre en conséquence du traitement prioritaire des flux non-compétitifs dans la région CWE (voir l'analyse détaillée dans le *working paper* 1476 de la CREG).

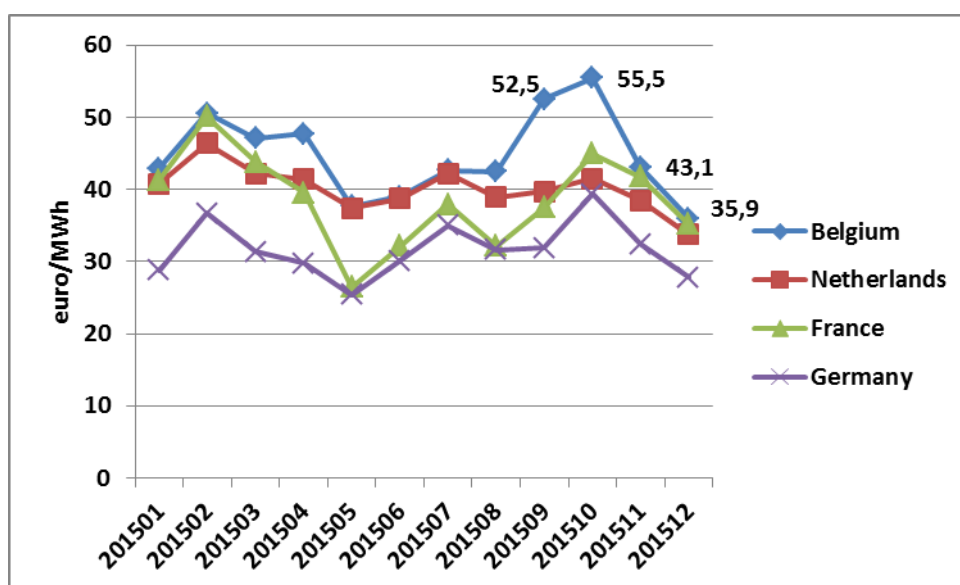


Figure 5 - Prix moyen du marché journalier de l'électricité en 2015 (en €/MWh), par mois

14. Une autre explication à cet écart de prix réside dans les différences au niveau du parc de production. La Belgique est dotée d'un parc de production composé en grande partie de capacité de production nucléaire, complété essentiellement de centrales au gaz. De par le niveau peu élevé de la disponibilité de cette capacité nucléaire, il a été fait appel à des centrales avec des coûts de combustible plus élevés, entre autres des centrales au gaz, pour couvrir la demande en énergie. La capacité renouvelable est importante (environ 3 GW de puissance solaire, et presque 2 GW de puissance éolienne) ; elle fournit toutefois une production d'énergie marginale. La France possède un parc de production similaire, avec cependant une part de capacité nucléaire plus élevée et une capacité au gaz et renouvelable moins importante. Les Pays-Bas n'ont presque pas de capacité nucléaire et sont principalement dotés de capacité au gaz et récemment également des capacités au charbon (+3,5 GW). L'Allemagne possède une capacité nucléaire relativement limitée, mais une importante capacité en charbon et lignite, et en énergie renouvelable (environ 40 GW éolien et 40 GW solaire).

#### Marché à long terme

15. La Figure 6 illustre le prix annuel moyen de l'électricité pour la période 2007-2015 sur le marché *year ahead* pour la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne (la région centre-ouest de l'Europe, soit la région CWE). Le prix *year ahead* belge moyen était de 43,4 €/MWh en 2015, une baisse par rapport à 2014 lorsqu'il s'élevait à 46,9 €/MWh en moyenne.

16. La convergence des prix était relativement bonne durant la période 2007-2012, mais a diminué en 2013. Cette tendance s'est poursuivie en 2014-2015. En 2015, l'Allemagne, avec 30,9 €/MWh, présentait le prix le moins élevé des quatre pays ; il s'agit également et de loin du prix le moins élevé en Allemagne pour la période considérée. La Belgique a connu le prix le plus élevé en 2015, avec 43,4 €/MWh ; la différence entre l'Allemagne et la Belgique est de 12,5 €/MWh. Les prix sont toujours sensiblement inférieurs à ceux de 2007 et 2008, la tendance à la baisse depuis 2010 ne se poursuivant pas en Belgique uniquement. L'incertitude quant aux disponibilités des unités de production nucléaire en est la cause.



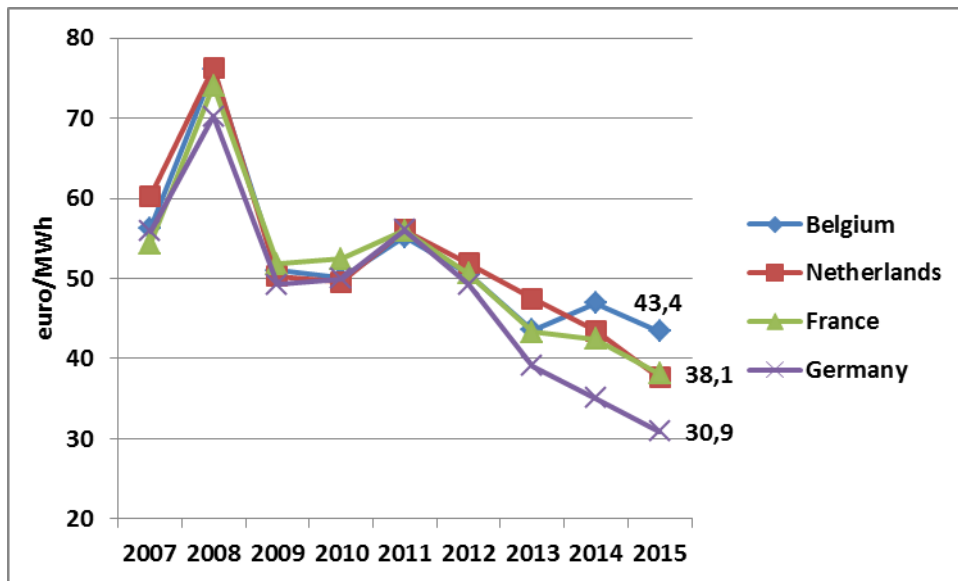


Figure 6 - Prix *year-ahead future* moyen de l'électricité, par (en €/MWh)

17. La figure 7 donne pour 2015 le prix moyen mensuel de l'électricité sur le marché *year ahead* pour la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne (la région européenne du centre ouest (la région CWE)). Le prix pour livraison en Belgique en 2016 connaît une évolution volatile en 2015 avec une forte hausse pendant les quatre premiers mois de moins de 40 €/MWh en janvier à plus de 45 €/MWh en avril, où le prix moyen a varié autour de 45 €/MWh. A la fin de 2015 le prix a fort baissé jusqu'à un prix moyen de 34,4 €/MWh en décembre 2015, une baisse de près de 10 €/MWh (-22%) par rapport à octobre 2015. La dernière notation au 11 janvier 2016 des prix *forward baseload* pour la Belgique pour 2017-2019 donne un prix de l'électricité de 31-35 €/MWh. Pour une livraison en Allemagne le prix pour 2017-2019 a entretemps baissé jusque sous 25 €/MWh.

18. La forte diminution du prix de l'électricité belge depuis novembre 2015 est presque complètement à expliquer par l'annonce mi-novembre que les centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 redémarreront fin 2015. Une explication complémentaire est la baisse du prix du gaz (voir infra).

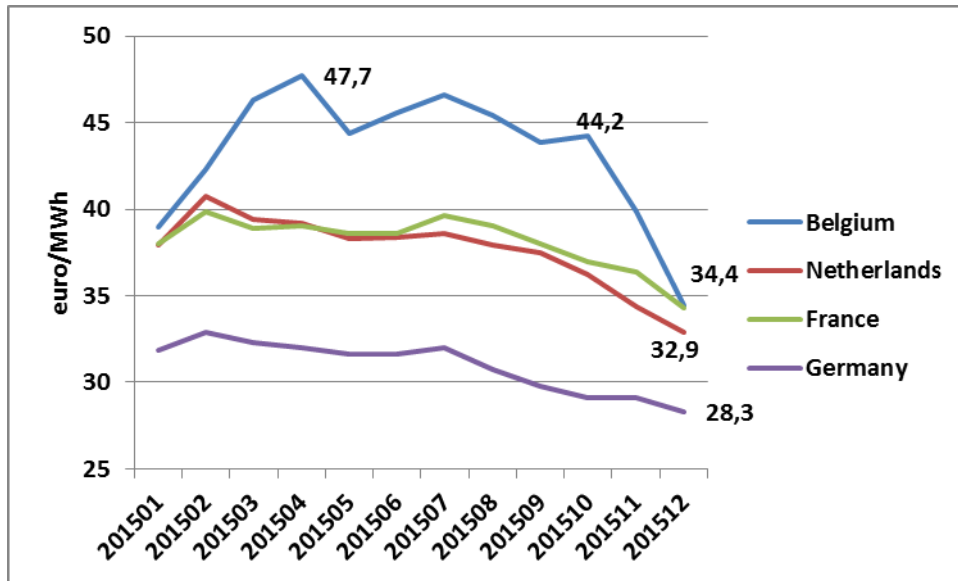


Figure 7 - Prix year ahead moyen pour l'électricité en 2015, par mois (en €/MWh)

19. Malgré la forte baisse du prix de l'électricité fin 2015, la rentabilité des centrales de production au gaz (calculée par la CREG avec un rendement réel d'environ 52%) est également en décembre 2015 encore bien meilleure qu'en 2013 et 2014. La marge *baseload*<sup>2</sup> d'une telle centrale efficace sur le marché long terme diminue fin 2015 mais est encore bien plus haute que pour la période 2013-2014. Cette constatation frappante est à expliquer par la forte baisse du prix du gaz.

20. Attention, ceci concerne la marge *baseload* qui est une (forte) sous-estimation de la rentabilité. Les centrales au gaz sont en effet flexibles et peuvent être mises à l'arrêt si la marge devient négative. La marge *baseload* est plutôt la somme des marges de chaque heure de l'année, donc des heures avec des marges positives et négatives.

<sup>2</sup> La marge ou le clean spark spread (en €/MWh) donne la différence entre le prix d'électricité et le prix de revient du gaz et du CO2 pour la production d' 1 MWh d'électricité avec une centrale de production au gaz.

## II. GAZ

### Flux de gaz naturel transfrontaliers, consommation de gaz naturel et stockage

21. Le graphique ci-dessous illustre les flux nets de gaz naturel par pays concerné ou via GNL tant pour l'*entry* (positif) que pour l'*exit* (négatif) pour la période 2011-2015. La ligne noire montre la différence entre l'*entry* et l'*exit* transfrontaliers et représente dès lors la consommation de gaz naturel en Belgique<sup>3</sup>. En 2015, il s'agissait de 176 TWh, soit une hausse de 9.7 % par rapport à 2014.

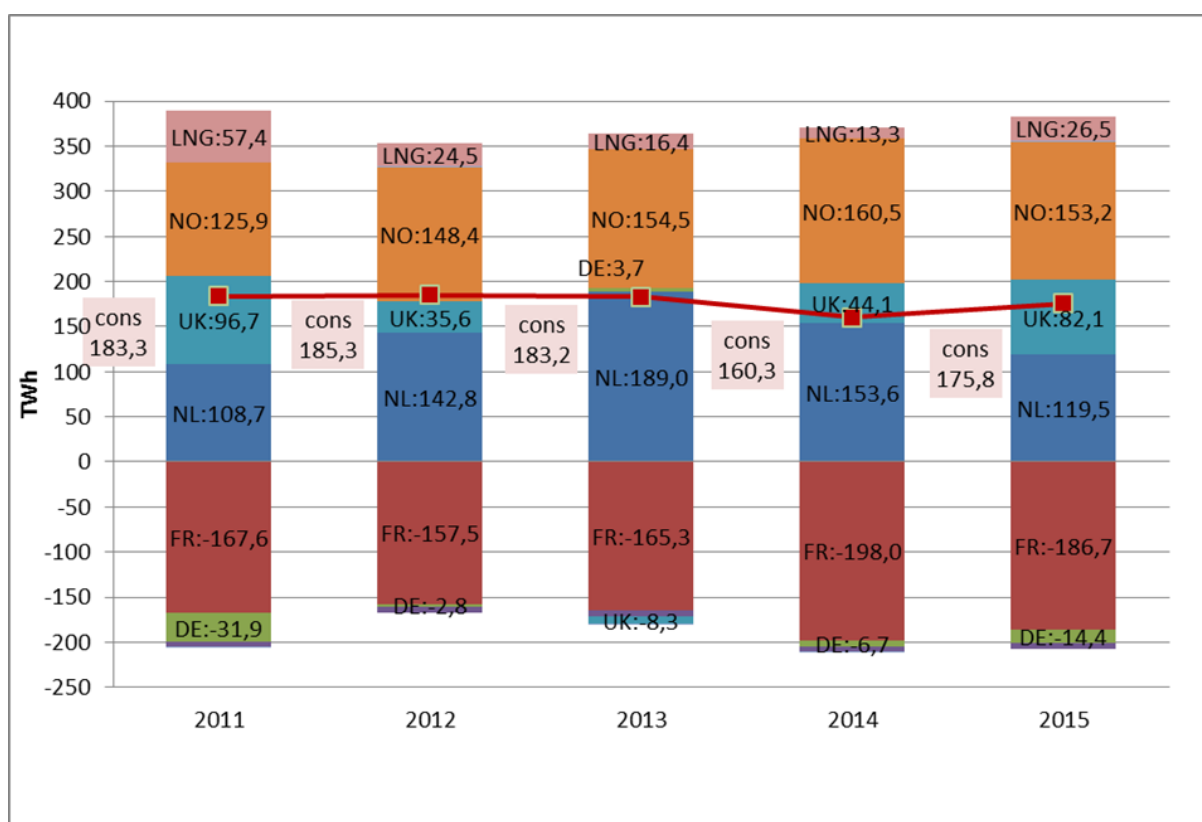


Figure 8 : Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)

22. La consommation de gaz naturel en Belgique a connu en 2015 une reprise importante en raison d'une part d'une augmentation des besoins de chauffage de 16% par rapport à une année 2014 très douce et des prix du gaz naturel plus favorables grâce

<sup>3</sup> Ce n'est pas exactement la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 +1.82 TWh).

auxquels l'utilisation de gaz naturel dans l'industrie et pour la production d'électricité a également augmenté. Les modèles de flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants :

- Royaume-Uni (UK) : le flux de gaz naturel depuis le Royaume-Uni s'élevait à 97 TWh nets en 2011, alors qu'on observait en 2013 un flux de gaz naturel inverse de 8 TWh nets, soit un changement de 105 TWh sur deux ans. En 2014, on observe à nouveau un flux de gaz naturel net de 44 TWh depuis le Royaume-Uni qui continue d'augmenter de 86% en 2015 pour atteindre 82 TWh.
- Pays-Bas (NL) : le flux de gaz naturel depuis les Pays-Bas s'élevait à 109 TWh nets en 2011 avant d'augmenter drastiquement à 189 TWh nets en 2013, soit une hausse de 80 TWh sur deux ans ou de 74 %. En 2014, on a observé une nouvelle fois une diminution jusqu'à 154 TWh du flux de gaz naturel net depuis les Pays-Bas qui s'est poursuivie jusque 119 TWh en 2015. Le gaz naturel importé des Pays-Bas concerne non seulement du gaz naturel extrait aux Pays-Bas (voir par exemple le gaz L), mais aussi du gaz naturel provenant de sources à l'étranger (par exemple de Norvège ou de Russie) qui aboutit sur le marché belge par le biais de négoce aux Pays-Bas ou non.
- Norvège : les flux de gaz naturel depuis la Norvège ont augmenté de 126 TWh en 2011 à 155 TWh en 2013, soit une hausse de 23 % sur deux ans. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie en 2014 pour atteindre 160,5 TWh mais a connu un renversement en 2015 avec une baisse de 4.5% jusque 153 TWh. Ce volume correspond à 87% de la consommation belge de gaz naturel.
- GNL : l'approvisionnement en GNL a diminué de 57 TWh en 2011 à 16 TWh en 2013, soit une diminution de 71% sur deux ans. Cette tendance à la baisse s'est poursuivie en 2014, année durant laquelle on a observé un volume d'approvisionnement de 13 TWh. La demande de GNL a connu une reprise importante en 2015 en doublant jusque 26 TWh, un niveau qui reste cependant plus bas que la moitié des approvisionnements de GNL en 2011.

La Belgique dispose d'un modèle d'approvisionnement en gaz naturel très flexible. Cela est dû au commerce de gaz naturel transfrontalier intense en Belgique et au choix de différentes routes et sources selon les conditions de marché. C'est précisément ce commerce transfrontalier et la gestion internationale de portefeuille des fournisseurs qui assurent la liquidité en Belgique et contribuent à l'efficacité des prix de gros et de la sécurité d'approvisionnement.

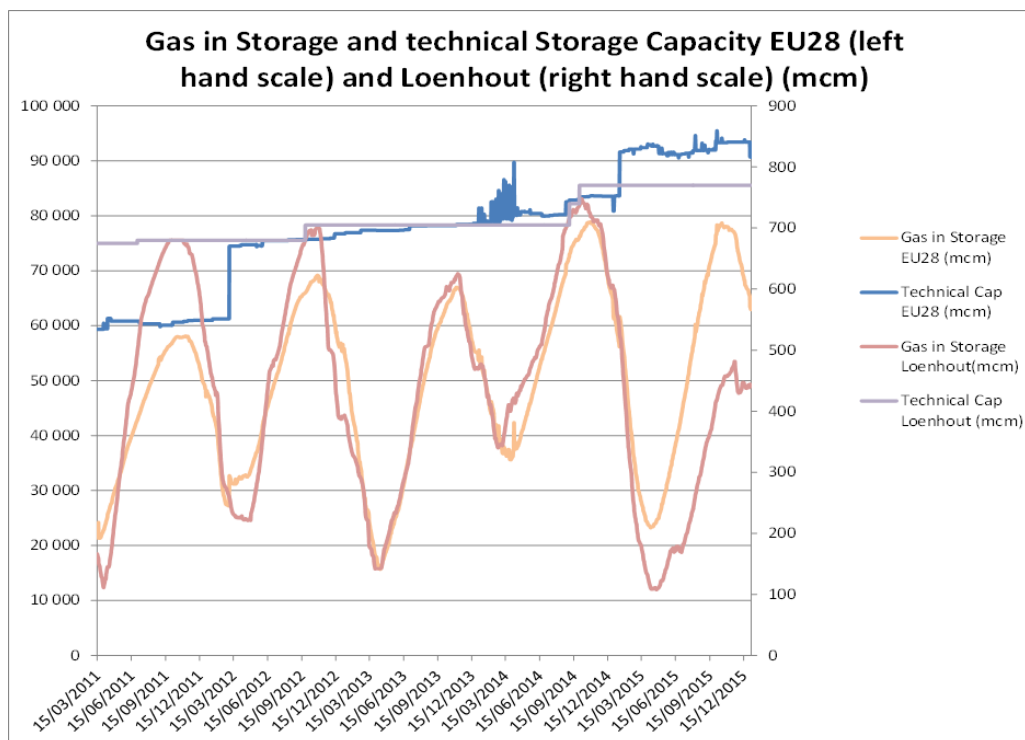
23. Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et sont destinés à la consommation en France. Les flux de gaz naturel vers la France s'élevaient à 165 TWh en 2013, soit environ le même niveau qu'en 2011, après une diminution en 2012. Une hausse jusqu'à 198 TWh a été observée en 2014 pour baisser de nouveau en 2015 au niveau de 187 TWh. Il faut mentionner ici que depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 il est pour la première fois possible de transporter physiquement du gaz naturel de la France vers la Belgique grâce au nouveau pont d'interconnexion à Alveringem en Flandre Occidentale. Le flux net de gaz naturel de 32 TWh vers l'Allemagne en 2011 a cependant changé en flux net de gaz naturel de 4 TWh vers la Belgique en 2013. En 2014, la direction du flux s'est transformée en flux net de gaz naturel de 7 TWh de la Belgique vers l'Allemagne. En 2015 on note même un doublement des flux nets de gaz naturel de la Belgique vers l'Allemagne. Les utilisateurs luxembourgeois de gaz naturel sont très dépendants des flux de gaz naturel via la Belgique. A des fins d'amélioration du négoce de gaz naturel et de la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, les marchés du gaz naturel belge et luxembourgeois sont intégrés dans une zone entry/exit, une zone d'équilibrage et une plateforme de négoce commune (le ZTP existant : Zeebrugge Trading Platform). Cette réforme du marché est considérée favorable pour les flux physiques de gaz naturel entre la Belgique et le Luxembourg. Il est encore trop tôt pour évaluer cette intégration de marché de manière chiffrée bien qu'on peut noter une augmentation de 19% des flux de gaz naturel à destination du Luxembourg (de 5.3 TWh à 6.2 TWh).

### Stockage

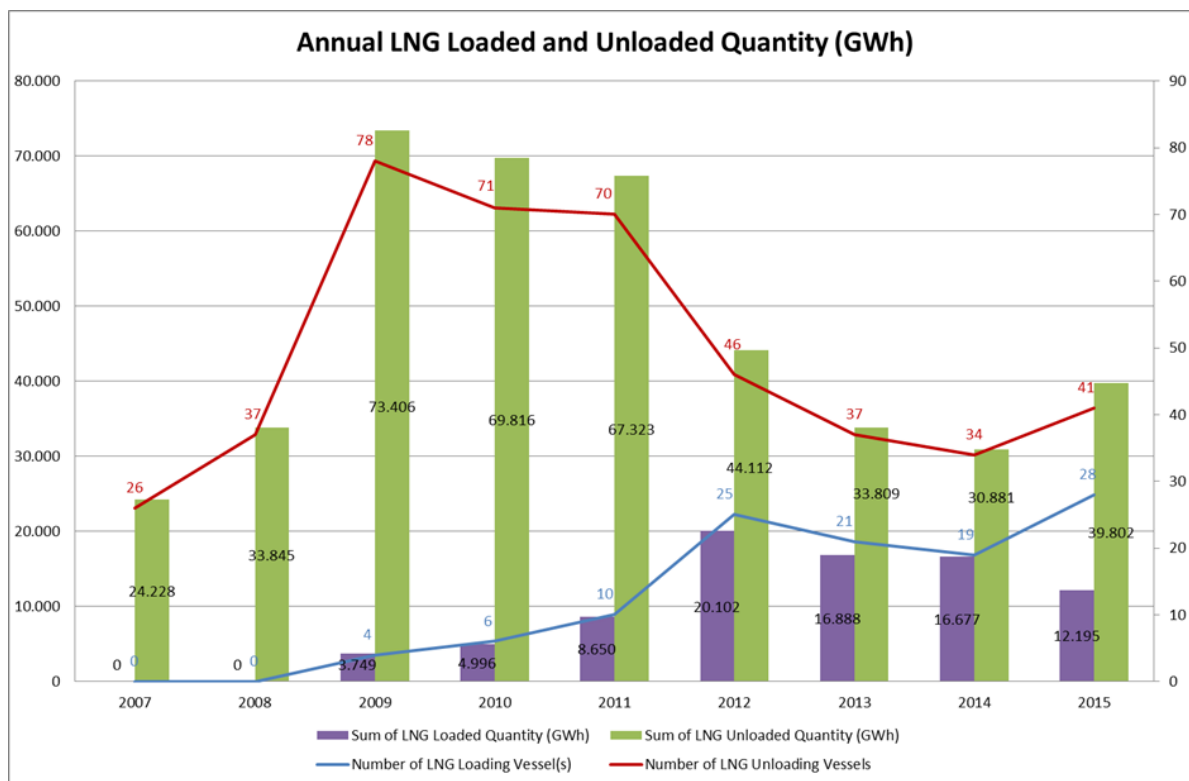
24. Le graphique ci-dessous illustre par jour le volume total de gaz stocké en Europe (EU28, mcm, axe de gauche) et en Belgique (Loenhout, mcm, axe de droite). La figure montre également la capacité de stockage totale disponible (Technical Capacity) (UE28 et Loenhout).

25. Le volume de stockage total disponible pour le gaz naturel dans l'EU28 a augmenté en 2015 d'environ 83 bcm à environ 93 bcm. Pour Loenhout le volume disponible est en principe constant (700 mcm). L'augmentation jusqu'à 770 mcm de la capacité technique offerte depuis 2014 est la conséquence de l'optimisation des services offerts par le gestionnaire de stockage : les utilisateurs de stockage peuvent souscrire de la capacité de stockage comme « capacité lente » et plus exclusivement comme SBU (Standard Bundled Unit).

26. Pour la saison 2015-2016 on remarque un taux de remplissage peu élevé tant pour l'UE28 (84%) que pour Loenhout (62%). Ceci peut d'une part être dû à la disponibilité abondante de gaz naturel non contracté sur le marché de l'Europe de l'Ouest, alors que d'autre part le spread entre les prix en été et en hiver pour le gaz naturel en 2015 a baissé jusque sous les 2€/MWh, bien en deçà du coût moyen de stockage (>3.5€/MWh). La différence avec la saison 2014-2015 est frappante. A l'époque le taux de remplissage était respectivement de 94% pour l'EU28 et 97% pour Loenhout.



**Figure 9 : Capacité technique disponible et volume de gaz en stockage en Belgique (LHT) et en Europe (UE28) (en mcm)**



**Figure 10 : Quantités (GWh) et nombre de navires charg(é)es et décharg(é)es annuellement à Zeebruges**

27. Entre 2011 et 2014 une diminution de la quantité de GNL déchargée au terminal GNL de Zeebruges a été constatée. En 2015, le volume total déchargé augmente de même que le nombre de bateaux qui accostent pour décharger. Concernant le chargement des méthaniers GNL, à la hausse observée entre 2009 et 2012 a succédé une baisse relative en 2013 (stabilisée en 2014). En 2015, le niveau de rechargement des méthaniers GNL a fortement augmenté en nombre de méthaniers, alors que le volume a diminué.

Marché à court et à long terme

28. La figure ci-dessous illustre au moyen des lignes multicolores le prix du gaz *day ahead* annuel moyen (DAM), respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (NCG, Gaspool) (en €/MW). Ces lignes coïncident presque, ce qui indique qu'un commerce de gaz naturel transfrontalier fluide est possible entre la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne (du moins pour le gaz H). La ligne noire illustre le prix annuel moyen *year ahead* du gaz (Y+1) pour les Pays-Bas (NCG, Gaspool) ; vu la convergence presque parfaite des

prix sur le marché court terme, le prix à long terme aux Pays-Bas et en Allemagne peut également être utilisé comme référence pour le marché belge.

29. Tant le prix *day ahead* que le prix *year ahead* ont eu une notation en 2015 assez proche de 20 €/MWh. C'est pour les deux produits une baisse important par rapport à 2013 où ils avaient une notation supérieure à 26 €/MWh.

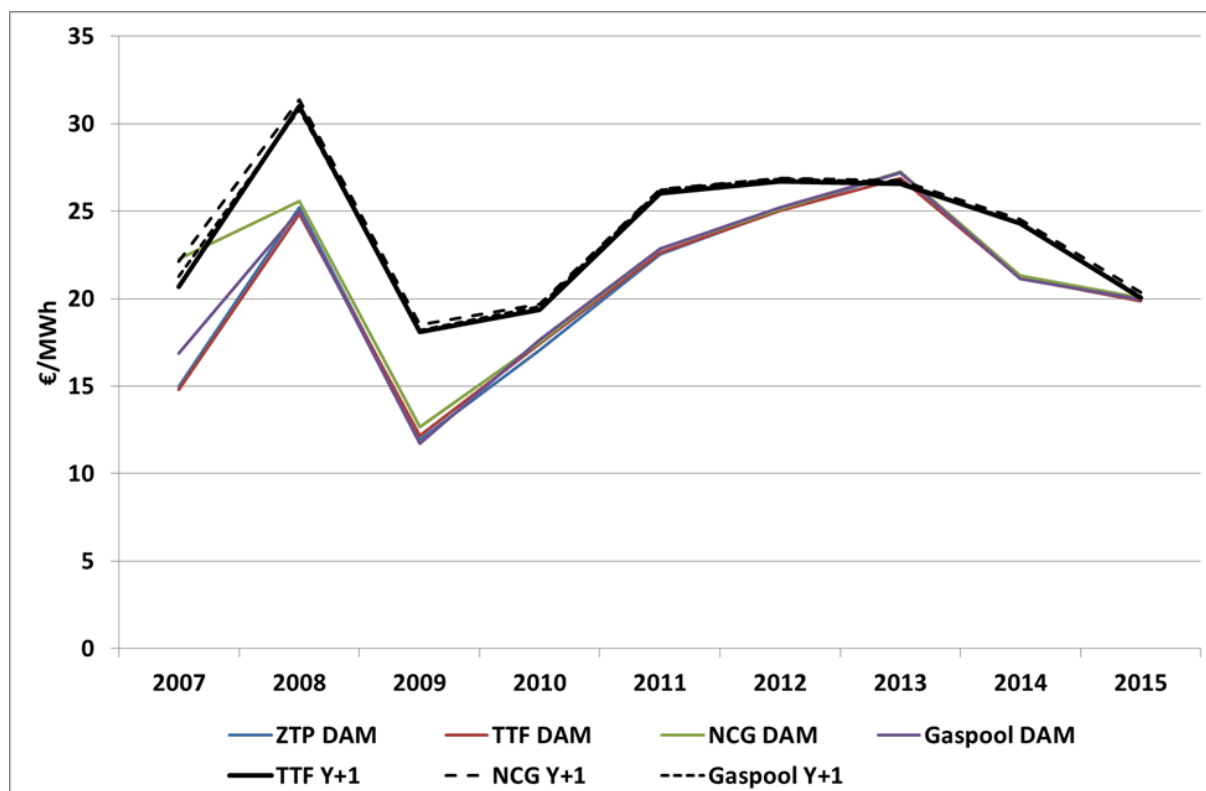


Figure 11 : prix moyen du gaz sur le marché *day* et *year ahead* par an (en €/MWh)

30. L'évolution presque égale des prix à court terme et des prix à long terme est marquante, comme on peut le constater sur la figure ci-après. L'évolution saisonnière des prix à court terme du gaz, avec des prix plus bas en été, n'est pas visible. Les deux prix ont connu une forte baisse jusqu'à environ 16 €/MWh en 2015. Les prix le 11 janvier 2016 sur le TTF pour livraison de gaz en 2017-2019 sont inférieurs à 15 €/MWh.



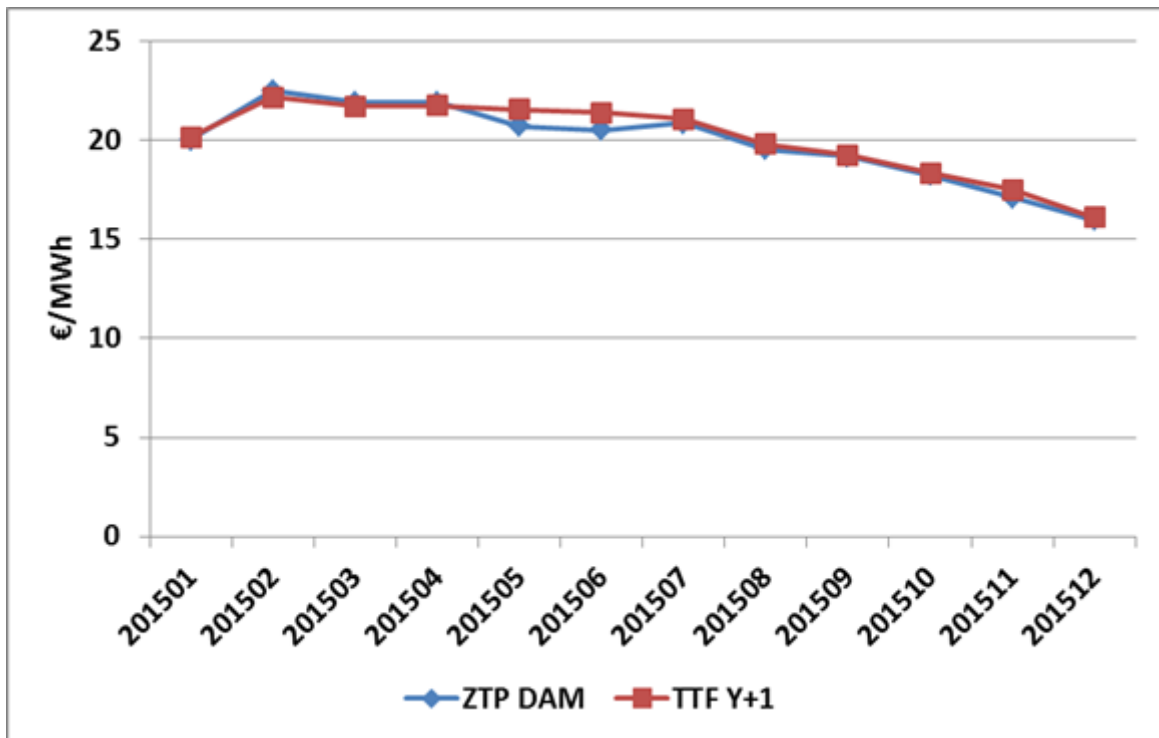


Figure 12 : prix moyen du gaz sur le marché *day* et *year ahead* par mois (en €/MWh)

### III. CONCLUSION

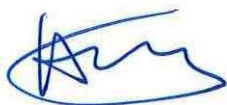
31. La CREG tire les conclusions principales suivantes :

- La consommation électrique belge totale telle qu'elle a été mesurée par le gestionnaire du réseau de transport s'élève à 77,2 TWh en 2015. De la sorte le prélèvement d'électricité était plus ou moins égal à celui de 2014 et il n'y a pas eu de baisse pour la première fois depuis 2010.
- La baisse de la production d'électricité nucléaire en 2012-2015 est principalement compensée par des importations plus importantes en provenance de l'étranger et pour la première fois en 2015 par une plus grande production par les unités belges de production au gaz ; en 2015 un record de 20,8 TWh a été importé.
- Le prix de l'électricité sur le marché à court terme s'élève en moyenne à 44,7 €/MWh en 2015, soit une hausse d'environ 4 €/MWh par rapport à 2014.
- Les différences de prix moyens sur le marché à court terme d'électricité en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne sont supérieures en 2015 par rapport à 2014, l'Allemagne présentant les prix les plus bas et la Belgique les prix les plus élevés. La France et les Pays-Bas situent dans cet intervalle.
- Sur le marché d'électricité à long terme, le prix baisse en 2015 jusqu'en moyenne 43,4 €/MWh. Le prix à long terme a baissé fin 2015 jusqu'à une moyenne de 34,4 €/MWh en décembre suite à l'annonce du retour d'un nombre de centrales nucléaires fin 2015.
- Ce qui est frappant c'est la marge des centrales au gaz qui, malgré le retour de centrales nucléaires, est encore bien meilleure en comparaison avec 2013 et 2014 ; c'est à expliquer par la forte baisse du prix du gaz.
- La consommation de gaz s'élevait à 176 TWh en Belgique en 2015, ce qui représente une augmentation de 9.7% par rapport à 2014.
- L'activité au terminal GNL de Zeebruges a augmenté en 2015 après une diminution sur une période de 3 ans.
- Le taux de remplissage de l'installation de stockage de Loenhout était en 2015 seulement de 62%, ce qui est considérablement plus bas qu'en 2014 (97%). Cette tendance était généralement, bien que moins exprimée, visible dans l'EU28.


- Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme et sur le marché à long terme a diminué jusqu'à environ 20 €/MWh en moyenne en 2015 avec en décembre 2015 un prix moyen à long terme de 16 €/MWh. L'évolution presque égale des prix à court terme et des prix à long terme est marquante ainsi que l'absence du caractère saisonnier des prix à court terme du gaz.

\*\*\*\*

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction