Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax : 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)140430-CDC-1319

relative aux

"fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2013"

faite en application de l'article 23, §2, alinéa deux, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

30 avril 2014

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2
PREAMBULE 3
EXECUTIVE SUMMARY 4
FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE 11
A Production d'électricité 11
A.1 Type de centrales 12
A.2 Capacité et énergie produite des centrales de production 19
A.3 Points d'attention pouvant impacter la stabilité du système électrique 24
B Consommation électrique 29
B.1 Evolution de la consommation d'électricité 29
B.2 Evolution de la consommation d'électricité en fonction des phénomènes météo 33
B.3 Profil d'utilisation et impact des panneaux solaires 38
B.4 Capacité installée en énergie éolienne offshore et onshore 44
B.5 Ecarts de prévision 46
C Echange d'électricité 48
C.1 Marché à court terme 48
C.1.1 Marché day-ahead (DAM) 48
C.1.2 Marché intra-day continu (CIM) 83
C.2 Marché à long terme 85
C.2.1 Prix futurs comparés à Belpex DAM 86
C.2.2 Prix futurs dans la région CWE 90
D Interconnexions 96
D.1 Capacité 96
D.1.1. Capacité physique 96
D.1.2 Capacité commerciale 97
D.2 Enchère de capacité à long terme 99
D.2.1 Enchère de capacité annuelle 100
D.2.2 Enchère de capacité mensuelle 101
D.3. Utilisation de la capacité d'interconnexion 107
D.3.1 Utilisation physique 107
D.3.2 Utilisation commerciale (nominations) 109
D.3.3 Utilisation physique versus utilisation commerciale 121
D.3.4 Impact capacité nucléaire sur les importations et les TGV 124
D.3.5 Rentes de congestion sur base journalière 127
E Balancing 130
CONCLUSIONS 147
GLOSSAIRE 149
LISTE DES ABREVIATIONS 152
LISTE DES TRAVAUX CITES 154
LISTE DES FIGURES 155
LISTE DES TABLEAUX 158

PREAMBULE

Dans la présente étude, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité pendant la période allant du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013 inclus. Depuis 2007, la CREG réalise tous les ans une telle étude.

L'objectif de ces études est d'informer toutes les parties intéressées de certains aspects importants du marché belge de l'électricité, notamment les interconnexions avec l'étranger, l'échange d'électricité sur les bourses d'électricité, la production, la consommation, et le *balancing*.

Dans la mesure du possible, un historique des 7 dernières années (2007-2013) est donné. Si l'année 2007 est reprise encore cette année, c'est pour le motif que cette année précède les crises financière(s) et économique(s) de la période étudiée. Ainsi, le lecteur pourra comprendre plus aisément l'évolution du marché de gros de l'électricité.

Cette étude comporte cinq chapitres:

1. le premier examine la production d'électricité ;
2. le second se penche plus spécifiquement sur la consommation ;
3. le troisième aborde l'échange d'électricité sur les marchés ;
4. le quatrième analyse les interconnexions entre la Belgique et les pays limitrophes ;
5. le cinquième et dernier chapitre traite du *balancing*.

Un résumé (*Executive Summary*) des cinq chapitres susmentionnés les précède. Quelques conclusions seront également tirées à l'issue de cette étude. Le lecteur trouvera en fin du document un glossaire, les principales abréviations utilisées dans l'étude, une liste des travaux cités ainsi qu'un relevé des figures et tableaux ayant illustré ce travail.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé la présente étude lors de sa réunion du 30 avril 2014.

EXECUTIVE SUMMARY

La présente étude porte sur le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité en 2013. Le marché de gros correspond au marché de l'électricité sur lequel sont négociés les achats et les ventes d'énergie (marché OTC exclu) avant d'être livrés aux clients ultimes que ce soit des particuliers ou des entreprises.
Afin de donner une meilleure compréhension de l'évolution des marchés en 2013, la 'période sous revue' - allant de 2007 à 2013 - est souvent prise en considération dans l'étude.

1. Le bilan énergétique du réseau Elia est synthétisé dans le tableau 1 plus amplement détaillé tout au long de l'étude dont certaines données font l'objet d'analyses plus approfondies. Pour la période allant de 2007 à 2013, le tableau 1 donne une synthèse (GWh), par année:

- des flux physiques bruts[1] des importations et des exportations par pays ;
- de la charge sur le réseau Elia et de ses pertes ;
- des injections dans le réseau Elia en Belgique par les centrales (pompage compris) y raccordées et les injections nettes à partir des réseaux de distribution et des productions locales (>30 kV) ;
- du bilan à l'équilibre si aux 'exportations – les importations' sont ajoutés les 'prélèvements – les injections nettes'.

Importations (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
France	8.332	7.386	1.832	3.167	7.221	7.453	8.777
Luxembourg	2.084	1.629	1.868	1.846	1.532	1.386	702
Pays-Bas	5.266	8.119	5.787	7.383	4.515	8.010	7.765
Total	15.681	17.133	9.486	12.395	13.267	16.849	17.243

Exportations (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
France	2.322	2.039	6.643	5.409	2.330	2.341	2.435
Luxembourg	1.631	1.518	910	1.122	1.318	879	786
Pays-Bas	5.084	3.005	3.769	5.313	7.004	3.692	4.382
Total	9.037	6.561	11.322	11.844	10.652	6.911	7.603

Exportation (+) / Importations (-) nettes (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	-6.644	-10.572	1.835	-552	-2.615	-9.937	-9.641
	6.644	10.572	-1.835	552	2.615	9.937	9.641

Prélèvements - Injections nettes (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Centrales	74.908	70.480	76.192	76.545	70.747	61.661	62.051
Production locales	6.842	6.640	7.214	9.069	9.647	9.905	8.941
Injection à partir de GRD	77	194	679	697	654	786	850
Total	81.826	77.315	84.085	86.311	81.047	72.352	71.842

Prélèvements (Consom.)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Clients directs	29.848	29.198	25.740	29.177	28.939	28.596	28.175
distribution	57.047	57.060	55.109	56.111	53.265	52.248	51.844
Total	86.895	86.258	80.850	85.288	82.203	80.844	80.019
Pertes énergétiques	1.575	1.629	1.401	1.575	1.459	1.446	1.464

tableau 1 : Bilan énergétique du réseau Elia de 2007 à 2013 (GWh)
Sources : Elia

Des différences statistiques semblent apparaître entre ce bilan énergétique et certains chiffres repris dans cette étude, notamment pour le motif que, selon le sujet traité, certaines données sont ou non agrégées à un moment donné. Par exemple, la prise en compte ou non des centrales de pompage dans la donnée ou des pertes de réseau. La définition de la

[1] Voir section D.3. Utilisation de la capacité d'interconnexion, D.3.1Utilisation physique, page 118.

'charge du réseau Elia' en bas de page du deuxième chapitre « B. Consommation électrique » en est un autre exemple. Dans toute la mesure du possible, les différences statistiques reprises sous un même vocable seront définies et/ou justifiées.

A. Production

2. La **production totale**[2] en 2013 dans la zone de réglage Elia est estimée par la CREG à 70,6 TWh contre 71,7 TWh en 2012 et 80,1 TWh en 2011; c'est une diminution de 1,5 % par rapport à 2012 et de 11,9 % par rapport à 2011. La **part de marché d'Electrabel** est de 69,3 % en 2013 pour l'énergie produite, en légère baisse comparativement avec 2012 (69,6 %). La part de marché qu'Electrabel a perdue ces dernières années est en partie absorbée par les petits acteurs (<2 %) qui ont vu leur part de marché commune croître de 6,2 %. En 2007, Electrabel avait encore une part de 86,1 % en ce qui concerne la production. Malgré cette baisse, le marché de la production reste encore **très fortement concentré**.

Les centrales nucléaires ont produit 40,9 TWh en 2013, ce qui représente une hausse de 2,2 TWh par rapport à 2012. Les chiffres de ces deux années ne sont toutefois pas comparables aux années précédentes pour le motif que deux centrales nucléaires, à savoir Doel 3[3] et Tihange 2[4], représentant conjointement un peu plus de 2.000 MW, ont été indisponibles pendant près d'une année, à cheval sur les années 2012 et 2013. Malgré cette situation particulière, la part de la production nucléaire atteint 57,9 % en raison de la diminution totale de la production en Belgique. La production conjointe des centrales au gaz s'élève à 17,6 TWh en 2013, ce qui représente une diminution de 3,7 TWh par rapport à 2012 tandis que les centrales au charbon ont généré 4,3 TWh en 2013, production également en baisse (-0,8 TWh) par rapport à 2012. Les productions des centrales au gaz et au charbon atteignent leur niveau le plus bas pour la période 2007-2013. Les autres types de combustible ont contribué à la production d'électricité pour un peu moins de 11,1 %.

En 2013, 11 TGV étaient disponibles dans la zone de réglage Elia ; celles-ci ont nominé conjointement 12,5 TWh ; cela représente une production moindre de 32,6 % par rapport à 2007, malgré le fait que 3 TGV supplémentaires aient été raccordées depuis lors. Ceci

[2] Seules les centrales de production raccordées au réseau Elia, sous tension de 30 kV ou plus, sont prises en compte. Les données sont extraites du tableau 6 et du tableau 8. A partir du bilan énergétique, la production totale en 2013 correspond aux injections nettes, moins les injections à partir des GRD et le pompage.
[3] Arrêt du 1/06/2012 au 5/06/2013.
[4] Arrêt du 17/08/2012 au 7/06/2013.

explique pourquoi la production nominée moyenne en *day-ahead* par TGV s'est contractée de 2,3 TWh en 2007 à 1,1 TWh en 2013, soit une diminution de près de 51,0 %.

B. Consommation

3. Au total en 2013, **le prélèvement d'électricité**[5] dans la zone de réglage Elia s'élevait à 80,6 TWh, soit une diminution de 1,4 % par rapport à 2012. Le prélèvement maximal était de 13.446 MW, soit un peu plus qu'en 2012, mais moins qu'en 2007 (14.033 MW). De façon générale, la CREG constate une **tendance à la baisse du prélèvement d'électricité**. Par ailleurs, la variabilité du prélèvement d'électricité diminue, tant durant la journée qu'entre 2 quarts d'heure consécutifs. Quant à la variabilité entre 2 journées consécutives, une légère hausse est observée après plusieurs années de baisse régulière.

La météorologie semble ne pas avoir eu, en moyenne, d'impact particulier sur la consommation électrique en 2013. L'année 2013 affiche une température moyenne de 10,1°C. Pour la période sous revue, 2013 se situe dans une moyenne comprise entre l'année la plus froide – 2010 avec 9,7°C – et l'année la plus chaude – 2011 avec 11,6°C. Le premier semestre 2013 est en-dessous des moyennes saisonnières avec notamment le mois de mars qui fut le plus froid des 50 dernières années. Le second semestre, par contre, a connu des températures supérieures aux normales saisonnières pendant les mois de juillet, août, octobre et décembre.

La production décentralisée non contrôlable, telle que la production par panneaux solaires, est considérée par la CREG comme une consommation négative. L'impact de la production **par les panneaux solaires** sur la consommation est de plus en plus important, quoique restant encore à un niveau marginal. La production moyenne vers 13h était de 880 MW contre une estimation de 620 MW en 2012. La production maximale à la même heure s'élevait à 2.020 MW en 2013 contre une estimation de 1.371 MW pour l'année 2012. Quant à la production minimale, elle était inférieure à 35 MW.
En 2013, tous les parcs **éoliens *offshores*** ont injecté ensemble 1,5 TWh dans le réseau de transport, en hausse de 75,5% par rapport à 2012. Si la production ***onshore*** est additionnée à la production *offshore*, la production éolienne en 2013 s'élève à 1,8 TWh en hausse de 61,0 % par rapport à 2012.

[5] Voir définition de la note de bas du paragraphe 40.

La CREG constate que la qualité des prévisions de prélèvement d'électricité réalisées par Elia pour le jour suivant qui s'était améliorée en 2012, s'est légèrement détériorée en 2013.

C. Echange d'électricité

4. Le prix annuel moyen de l'électricité sur le **marché Belpex *Day-Ahead* à court terme** en 2013 est de 47,45 €/MWh; soit 0,47 €/MWh de plus qu'un an plus tôt. Si les Pays-Bas sont les plus chers avec 51,95 €/MWh, la France (43,24 €/MWh) mais surtout l'Allemagne (37,78 €/MWh) connaissent des prix moins élevés que les années précédentes.
Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région CWE[6] n'est manifestement pas au rendez-vous, particulièrement les deux dernières années. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette observation, comme par exemple les arrêts des deux centrales nucléaires belges pendant près d'une année et à cause d'un manque d'intégration de l'énergie renouvelable suite à des interconnexions insuffisantes entre les 4 Etats.
En effet, les prix étaient identiques en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne durant 16,2% du temps en 2013 contre 49,7% en 2012. Notons que la fréquence des prix négatifs en Allemagne s'est encore accrue en 2013 par rapport à 2012 et**,** que grâce au couplage de marché par les prix, depuis 2012, des prix négatifs sont constatés simultanément dans les pays composant la région CWE.

17,1 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM, ce qui **correspond à 21 % du prélèvement d'électricité annuel du réseau Elia**. C'est un nouveau record. La résilience du marché, qui mesure la **liquidité**, du Belpex DAM a diminué en 2013 par rapport à 2012 ; avec une demande supplémentaire de 500 MW, le prix aurait augmenté de 2,9 €/MWh en moyenne en 2013. Pour l'année 2013, le premier semestre est contrasté avec, en première partie une amélioration de la résilience par rapport au mois de décembre 2012 et en seconde partie, une détérioration de la robustesse du marché liée à la production nominée mensuelle la plus basse des centrales nucléaires belges aux mois d'avril et de mai. Le mois de juin, quant à lui, connaît la plus forte sensibilité aux prix, alors que les deux centrales nucléaires ont redémarré dans les premiers jours du mois.

Pour la période sous revue, le volume total traité sur Belpex DAM atteint, en 2013, un record tant pour le marché des achats que celui des ventes. La **part de marché** des 3 acheteurs les plus importants sur le Belpex DAM est supérieure à 45 % depuis 2007, sauf en 2009. Par

[6] La région CWE comprend la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne.

rapport à 2012, cette part est passée de 53 % à 45 %. La part du top 3 des vendeurs s'élève à 34 % du total du volume traité, en légère hausse par rapport à 2012 (28 %), mais bien inférieure au niveau atteint en 2009 (56 %). 60 % du volume total est acheté par les acteurs sur le Belpex DAM via *LimitOrders* au prix maximum de 3.000 €/MWh. Le reste est acheté à un prix inférieur à 3.000 €/MWh.

Le prix de l'électricité sur le **marché à long terme Endex BE** est réparti par type de contrat. Pour la période 2007-2013, 48,8 €/MWh ont été payés en moyenne pour un contrat *day-ahead* (Belpex DAM), 51,6 €/MWh en moyenne pour un contrat *month-ahead*, 54,0 €/MWh pour un contrat *quarter-ahead* et 56,9 €/MWh pour un contrat *year-ahead*. En d'autres termes, pendant la période 2007-2013, les contrats *month-ahead*, *quarter-ahead* et *year-ahead* étaient respectivement 5,3%, 9,5% et 14,2% plus chers que le Belpex DAM. Ces écarts sur ces 7 années permettent de penser, de manière générale, qu'au plus tôt le prix est fixé, au plus élevé le prix moyen sera, et ce, d'autant plus que la période contractuelle sera longue.

5. Si l'on compare les prix sur le marché à long terme *year-ahead* en Belgique avec ceux de la France, des Pays-Bas et de l'Allemagne, il s'avère que les prix des quatre pays sont proches l'un de l'autre au cours des années précédentes jusqu'au troisième trimestre 2012. Si les prix allemands ont commencé effectivement à baisser à partir de juin 2012 par rapport aux trois autres pays, c'est surtout à partir de la fin de l'année 2012 que les divergences de prix se sont accentuées. En effet, en décembre 2012, les prix moyens *year-ahead* allemands étaient de 49,3 €/MWh pour une livraison en 2013, tandis que les prix moyens aux Pays-Bas étaient de 51,9 €/MWh. Le différentiel de prix entre les Pays-Bas et l'Allemagne qui était de 2,6 €/MWh en décembre 2012 a continué à s'accroître pour atteindre 8,4 €/MWh en décembre 2013. Les prix en Belgique passent de 50,5 €/MWh en décembre 2012 à 43,6 €/MWh en décembre 2013. Durant cette période, le différentiel de prix avec l'Allemagne est passé de 1,2 à 4,5 €/MWh.

Les prix de l'électricité à court terme comme à moyen terme sont influencés en partie par le prix des combustibles qui servent à alimenter les centrales de production. Le prix sur la bourse hollandaise est influencé à plus ou moins long terme par le prix du gaz TTF. En Belgique, le prix de l'électricité sur la bourse est fortement influencé par le prix du gaz et du charbon. En France, le prix est fortement influencé par le prix du charbon lié aux importations à bon prix d'électricité venant d'Allemagne produite par l'énergie éolienne et le charbon. En Allemagne**,** le prix est, en effet, fortement influencé par le prix du charbon. Ceci

semble logique, car l'Allemagne, en complément de sa production d'électricité éolienne, produit, depuis le moratoire nucléaire, la majeure partie de son électricité grâce au charbon.

D. Interconnexions

6. La capacité d'importation commerciale moyenne belge en 2013 est de 3.932 MW et la capacité d'exportation commerciale moyenne s'élève à 2.821 MW. Ces quelques chiffres confirment que **la Belgique est un pays très fortement interconnecté**. La capacité d'importation moyenne correspond à un peu plus de 40 % de la consommation moyenne et à un peu moins de 30 % de la consommation de pointe dans la zone de réglage Elia.

Les flux commerciaux et physiques sont souvent très différents les uns des autres en 2013. A la frontière néerlandaise, des congestions commerciales sont observées, en 2013, pendant 489 heures (482 en 2012) en *day-ahead*, alors que le flux physique se déplaçait en temps réel dans la direction *opposée*. **Cela peut être le signe d'une utilisation inefficace de la capacité d'interconnexion.** Fin 2012, la CREG a demandé à Elia de lui faire une proposition de calcul de capacité à la frontière belgo-néerlandaise. En 2010 et 2011, la CREG avait déjà rejeté les propositions de calcul de capacité aux frontières belges réalisées par Elia. La décision de la CREG relative à la nouvelle proposition de calcul introduite en 2013 par Elia est attendue pour le courant du premier semestre 2014.

En 2013, **l'importation nette commerciale** vers la zone de réglage Elia représentait 1.124 MW en moyenne et 9,8 TWh au total (soit 11 % du prélèvement total d'électricité). Il s'agit d'une légère augmentation par rapport à 2012. En 2010, et surtout en 2009, la Belgique était un exportateur net. En 2007 et 2008, la Belgique a également beaucoup importé. Les échanges sont fortement dépendants des conditions du marché et celles-ci sont, clairement, très variables. La Belgique a importé 4,9 TWh nets via le marché *day-ahead* ; les Pays-Bas 18,0 TWh et la France 2,1 TWh. L'Allemagne, seule, a exporté 25,0 TWh nets.

De septembre 2012 à juin 2013, en moyenne plus de 2.000 MW ont été importés physiquement, jusqu'à atteindre un pic de 4.028 MW au mois de novembre 2012.

L'indisponibilité complète de 2.000 MW de capacité nucléaire à partir d'août 2012 jusqu'au mois de juin 2013 a eu un impact important sur l'utilisation commerciale des interconnexions d'importation. **La CREG estime qu'en moyenne 75 % de la capacité nucléaire indisponible est compensé par davantage d'importation.** Ce taux est passé à 100% pendant la fermeture des deux centrales nucléaires. Par contre, il semble y avoir eu peu ou pas de lien entre la disponibilité de la capacité nucléaire et la production des TGV.

Les **rentes de congestion sur une base journalière**, une bonne mesure de la convergence des prix, représentent en 2013, prises ensemble sur toutes les frontières, 128,1 millions d'euros, soit une très forte hausse par rapport à 2012 qui était déjà, cette année-là, en forte augmentation par rapport aux années antérieures de la période sous revue.

E. Balancing

7. En moyenne, le gestionnaire de réseau a dû **régler vers le haut** 97 MW en 2013 (en raison d'un déficit) et **régler vers le bas** 121 MW (en raison d'un surplus). Les volumes moyens de réglage vers le haut et vers le bas ont ainsi légèrement diminué par rapport à 2012 (respectivement 108 MW et 138 MW). Au total, en dehors de sa participation à l'IGCC, Elia a réglé l'équilibre pour 932 GWh, soit une baisse de 22% par rapport à l'année précédente (1,2 TWh). Depuis quelques années jusqu'en 2012, le volume total de réglage augmentait. En 2013, une baisse de ce volume est observée pour la première fois depuis 2007. La baisse la plus importante est celle relative au volume de réglage à la baisse (29%) alors que le volume de réglage à la hausse diminue plus modérément (5%).

Après une baisse entre 2007 et 2009, la volatilité des prix montre depuis quelques années une tendance à la baisse sur le Belpex DAM (hormis 2010) et une tendance à la hausse sur le marché de la compensation des déséquilibres (tarif de *balancing*). Cette tendance s'est confirmée en 2013, même si la volatilité du Belpex DAM a légèrement augmenté.

Le nombre de quarts d'heure durant lesquels le prix de réglage à la baisse était inférieur ou égal à -100 €/MWh -ce qui montre un surplus difficile à régler - a connu un pic en juillet 2012 et étonnamment en décembre 2012. En 2013, les pics se sont manifestés en juin, août et décembre (également). La plupart de ces quarts d'heure apparaissent en 2012 durant la nuit et non durant le pic de midi. Si la période de juin à décembre 2013 est comparée à celle de 2012, les pics de la nuit et du début de soirée tendent à s'estomper et une augmentation du nombre de tels quarts d'heure est observée dans la plage horaire allant de 7 heures du matin à 13 heures. Le pic de nuit reste cependant bien présent, ce qui tend à montrer que la **production photovoltaïque n'est pas la seule cause des excédents difficiles à régler.**

Il ressort d'une analyse de **l'activation des clients interruptibles** par le gestionnaire de réseau que cette dernière est plutôt exceptionnelle (2 jours en 2012, 3 jours en 2013) ainsi que le confirment d'ailleurs son volume moyen (572 MWh en 2013) et sa durée moyenne (1,0 heure).

FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE

8. La CREG a reçu quasiment toutes les données[7] de la présente étude du gestionnaire du réseau de transport (ci-après le GRT et/ou Elia) et de la bourse Belpex ; elle les a ensuite traitées, en y ajoutant parfois des informations complémentaires, en y indiquant la mention 'CREG' dans la source au bas des tableaux et des figures.

A Production d'électricité

9. Ce chapitre analyse les unités de production situées en Belgique en ce qui concerne leur capacité, leur propriété, le type de combustible et l'énergie produite. Seules les centrales de production raccordées au réseau Elia (tension de 30 kV ou plus) sont prises en compte.

10. Malgré la forte augmentation récente de la capacité de production sur le réseau de distribution et l'impact considérable de ces installations sur le fonctionnement du marché, la CREG estime qu'il n'est pas conseillé d'inclure ces installations de production dans ce chapitre-ci. En effet, la capacité de production sur le réseau de distribution est composée en grande partie d'unités non contrôlables (productions éolienne et solaire) qui, par conséquent, ne réagissent pas aux indications de prix du marché de gros. Cette production peut également être considérée comme de la *consommation négative*. Au vu de la part toujours croissante de cette consommation négative au cours de ces dernières années, la CREG a réalisé une estimation de l'impact de la production d'électricité par les panneaux solaires et une estimation de l'éolien dans la section[8] relative à la consommation d'électricité.
Le point de vue doit être pondéré car certaines unités de cogénération raccordées au réseau de distribution réagissent quand même à l'indication de prix.

[7] Les données communiquées sont les données disponibles au moment de la publication de l'étude. Ces données peuvent varier des études antérieures pour le motif que ces données sont parfois des estimations, des données provisoires et / ou peuvent même faire l'objet de corrections des années plus tard.
[8] Sections B.3 Profil d'utilisation et impact des panneaux solaires, page 38 et B.4 Capacité installée en énergie éolienne *offshore* et *onshore*, page 44.

A.1 Type de centrales

Centrales nucléaires

11. La Belgique possède 7 réacteurs nucléaires répartis sur deux sites (Doel et Tihange) offrant une capacité de production totale de 5.926 MW fin 2013. Le tableau 2 donne un aperçu des 7 centrales et de leur puissance maximale (Pmax) respective ainsi que le nom de leur propriétaire.

Parc nucléaire	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Total	
2013 (MW)	433	433	1.006	1.038	962	1.008	1.046	5.926	100,00%
dont: Electrabel	61,7%	61,7%	89,8%	89,8%	30,9%	89,8%	89,8%	4.512	76,1%
EDF			10,2%	10,2%	50,0%	10,2%	10,2%	899	15,2%
E.ON	38,3%	38,3%			19,1%			515	8,7%

tableau 2 : Ventilation des puissances maximales des centrales nucléaires entre leurs propriétaires (Electrabel et EDF) et / ou bénéficiaires de droits de tirage dont E.ON au 31 décembre 2013
Source : CREG

La fermeture de Doel 1 & 2[9], dans le courant de l'année 2015, impactera partiellement Electrabel puisqu'elle ne dispose pas de la totalité de la capacité de ces deux centrales. Quant à la prolongation de Tihange 1[10], Electrabel disposera de 30,9 % de la capacité de production jusqu'en 2015 et de 50,0 % à partir de 2016 jusqu'en 2025, suite à la fin de la convention passée entre Electrabel et E.ON (voir paragraphe 12).

Electrabel est le responsable d'équilibre (ARP) pour les 7 centrales, mais ne dispose pas de la totalité de l'énergie produite. Le tableau ci-dessus donne un aperçu de la propriété de l'énergie nucléaire produite. Celui-ci comprend notamment l'accord entre Electrabel et E.ON de début novembre 2009, relatif notamment aux droits de tirage (*drawing rights swap*). La capacité de production maximale mentionnée de 5.926 MW est celle qui est disponible en décembre 2013. Il en ressort que la part d'Electrabel (EBL) dans la capacité nucléaire est passée de 89,06 %[11] avant février 2009 à 76,1 % à la fin de l'année 2013.

12. La décision de fermer les centrales de Doel 1 et de Doel 2 en 2015 et de prolonger Tihange 1 jusqu'en 2025, a été coulée dans la loi du 31 janvier 2003, amendée le 18 décembre 2013, relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. Cette loi modifiée fixe le calendrier de la sortie du

[9] Fermeture de Doel 1 le 15 février 2015 et Doel 2 le 1er décembre 2015.
[10] Prolongée jusqu'au 1er octobre 2025. Les autres centrales ne pourront plus produire d'électricité aux dates suivantes : Doel 3, le 1er octobre 2022 ; Tihange 2, le 1er févier 2023 ; Doel 4, le 1er juillet 2025 et Tihange 3, le 1er septembre 2025.
[11] Voir l'étude de la CREG (F)130530-CDC-1247 du 30 mai 2013 au paragraphe 4.

nucléaire pour la production d'électricité et prolonge la durée de vie de la centrale de Tihange 1 de dix ans, comme prévu dans le plan Wathelet. En échange de la prolongation de Tihange 1, une redevance annuelle[12] sera versée à l'Etat belge par les propriétaires de Tihange 1. Dans ce cadre, la CREG s'est vue attribuer la mission d'auditer tous les ans les coûts de production de Tihange 1, en ce compris les investissements liés à la prolongation.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution des capacités nucléaires disponibles jusqu'en 2025 en fonction des modifications du 18 décembre 2013 apportées à la loi du 31 janvier 2003.

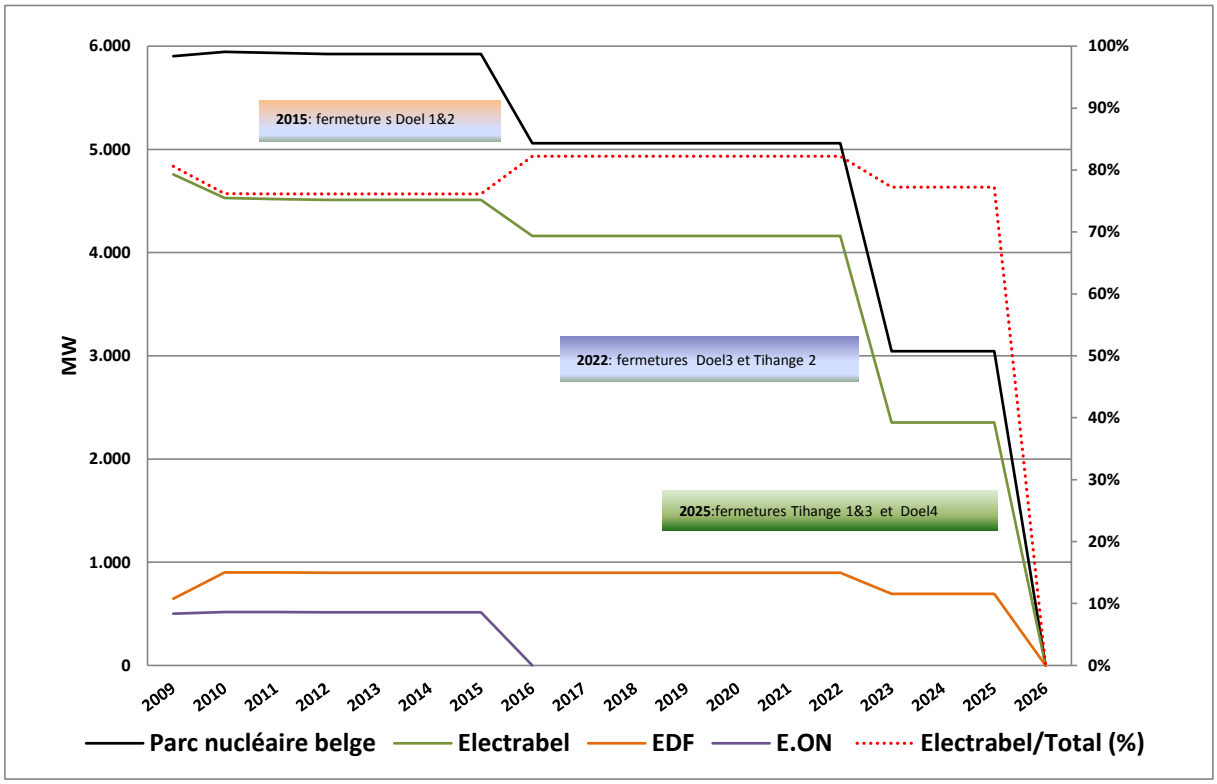


figure 1 : Part d'Electrabel dans le parc nucléaire belge
Source : CREG

Sur la base des informations de la CREG, la convention conclue entre Electrabel et E.ON - portant sur les droits de tirage d'E.ON sur la capacité nucléaire belge - court jusqu'en 2015, date de fermeture de Doel 1 et Doel 2. Après cette date, les droits de tirage expirent, par la force des choses pour Doel 1 & 2, mais également pour Tihange 1. A ce moment-là, la capacité sur Tihange 1 retournera partiellement à Electrabel.

[12] Cette redevance, établie pour la période allant du 1er octobre 2015 au 30 septembre 2025, correspond à 70% de la différence positive entre le produit de la vente de l'électricité et un certain nombre de charges stipulées à l'article 4/1 de la loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi du 31 janvier 2003 comme l'ensemble des charges réelles liées à l'exploitation de la centrale, y compris les amortissements relatifs aux investissements de jouvence et une rémunération de 9,3% appliquée à ces derniers.

Au milieu de l'année 2012, il a été annoncé que 2 centrales nucléaires - Doel 3, le 1er juin 2012, et Tihange 2, le 17 août 2012, - seraient indisponibles pour une période prolongée, suite à des défauts constatés dans la cuve des réacteurs. L'indisponibilité de ces centrales, chacune avec une capacité de production d'un peu plus de 1.000 MW s'est traduite par une production nucléaire d'électricité significativement plus faible. La figure 2 représente la production nominée totale des 7 centrales nucléaires depuis 2007 (TWh). La production nominée mensuelle totale est descendue jusqu'à 2,1 TWh en octobre 2012 en raison de l'indisponibilité supplémentaire de Doel 4 et en avril 2013 à cause de l'arrêt de Tihange 1 pendant deux mois. A partir du mois de juin 2013, la production nominée augmente fortement suite à la réactivation de Doel 3 et Tihange 2[13], pondérée cependant par les arrêts de Doel 1 et Doel 2 pendant une partie du mois de juin 2013 et, aux arrêts de Doel 4 pendant une partie des mois de juillet et août 2013 et de Tihange 3 à la fin du mois d'août jusqu'à fin septembre. La production est remontée, ensuite, à son niveau le plus élevé au mois de décembre 2013. Pour la période sous revue, la figure 2 met bien en évidence les productions extrêmes des années 2012 et 2013 pour leurs niveaux mensuels moyens tant minimum (2,12 TWh) que maximum (4,41 TWh).

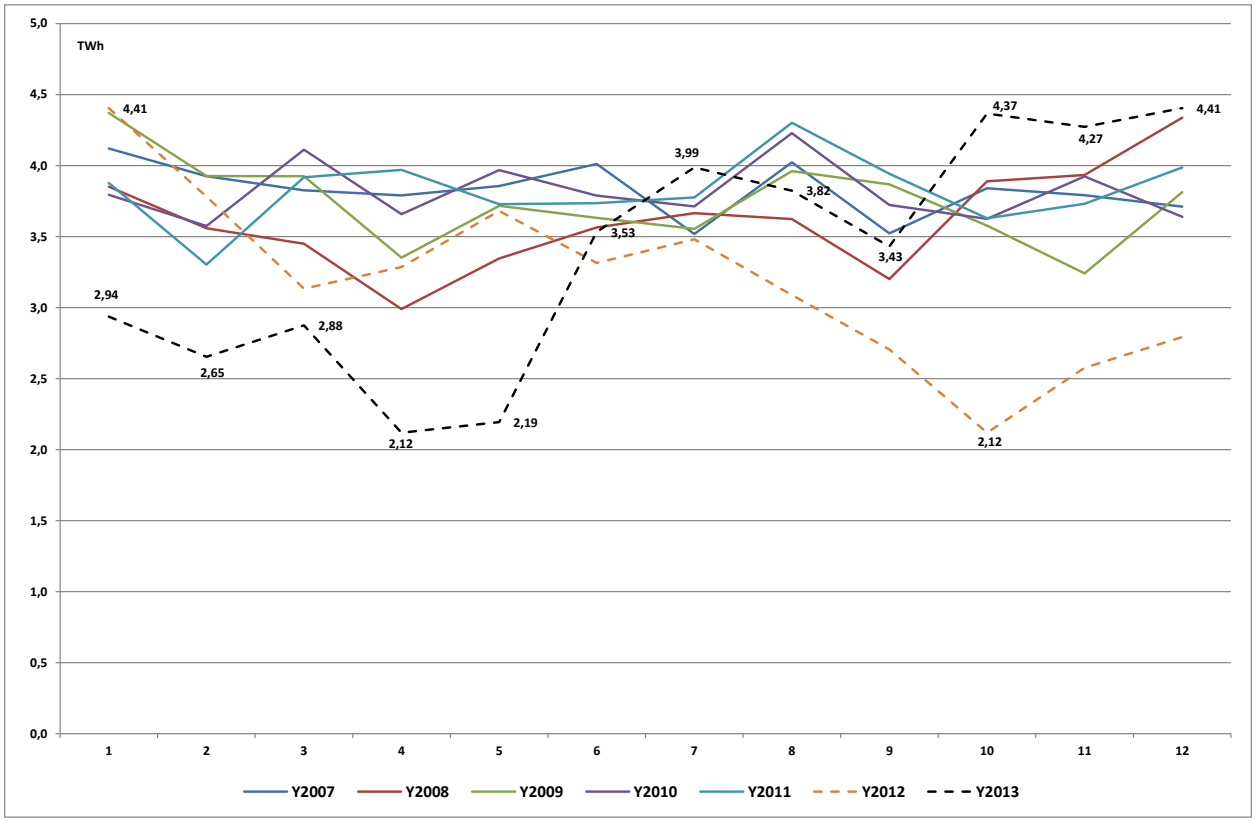


figure 2 : Production nominée totale mensuelle des 7 centrales nucléaires par année (TWh)
Source : CREG

[13] Les deux centrales ont redémarré respectivement les 3 et 7 juin 2013.

Centrales de pompage

13. La Belgique compte 2 sites équipés de centrales de pompage : Coo, dont la capacité de production maximale s'élève à 1.216 MW et Plate Taille, plus petite, dont la capacité de production maximale s'élève à 141 MW. Les deux centrales sont à la disposition d'Electrabel. Il s'agit d'unités qui produisent de l'électricité à partir d'eau préalablement pompée vers un bassin situé en amont à l'aide de turbines et ensuite la déversent dans un bassin situé en aval. Le volume des bassins est limité. De ce fait, l'énergie pouvant être livrée est également limitée. Lorsque l'eau est pompée (souvent la nuit), l'unité consomme de l'électricité à un faible coût. Les turbines sont (souvent) en fonctionnement pendant les heures de pointes. En 2013, elles ont produit 1.321 GWh, en hausse de 2,5% par rapport à 2012.

Initialement, les centrales de pompage ont été construites, hormis pour des raisons économiques, en vue de garantir la sécurité du réseau électrique dans le cadre de la création des grandes centrales nucléaires. Les principales centrales nucléaires ont une capacité d'environ 1.000 MW et l'arrêt imprévu d'une telle centrale doit pouvoir être compensé rapidement par la zone de réglage d'Elia. Les centrales de pompage, qui doivent pouvoir passer de 0 MW à une puissance maximale en quelques minutes, conviennent parfaitement pour ce type de compensation, permettant ainsi de mieux garantir l'équilibre sur le réseau d'électricité. La nuit, les centrales de pompage peuvent consommer de l'électricité (bon marché) pour remplir à nouveau les bassins; les centrales de pompage peuvent également fournir la flexibilité de consommation et de production nécessaires, par exemple en cas de forte hausse de la consommation en début de journée ou dans le cas de moyens de production intermittents telle que l'énergie éolienne.

Turbines gaz-vapeur (TGV)

14. Dans la zone de réglage Elia, il y a actuellement 11 grandes centrales TGV qui sont opérationnelles, dotées chacune d'une puissance d'environ 400 MW[14]. Une centrale TGV (Turbine Gaz Vapeur) possède une ou deux turbines à gaz et une turbine à vapeur. Les turbines à gaz sont actionnées par les gaz d'échappement chauds générés par la combustion du gaz naturel. Après la mise en marche de la turbine à gaz, la chaleur résiduelle des gaz d'échappement est partiellement récupérée afin de produire de la vapeur

[14] La zone de réglage Elia comprend la Belgique et une partie du Grand-Duché de Luxembourg, qui comptabilise une unité TGV (Esch-Sur-Alzette). Par conséquent, le territoire belge ne compte que 10 unités TGV.

actionnant la turbine à vapeur. La chaleur résiduelle permet d'augmenter le rendement moyen d'une telle centrale à 50-55 % et pour les TGV les plus récentes, même à 60 % (sans récupération de chaleur de condensation (PCI)[15]). Ces rendements moyens ne sont obtenus que lorsque les unités tournent à leur puissance maximale. Si les centrales doivent produire à une puissance moindre, le rendement instantané diminue sensiblement. Les centrales TGV sont des unités de production relativement flexibles et sont également utilisées dans la zone de réglage d'Elia pour les réserves secondaires.

Le tableau 3 ci-dessous donne un aperçu des 11 plus grandes centrales TGV dans la zone de réglage Elia, de leur capacité de production et de leur propriété. La capacité de production totale de ces centrales est de 4.490 MW. L'unité de Marcinelle de 405 MW est la plus récente des grandes centrales TGV, opérationnelle depuis 2012.

Propriétaire	Unité	MW
Electrabel	AMERCOEUR 1	420
Electrabel	DROGENBOS	460
Electrabel	ESCH-SUR-ALZETTE	376
Electrabel	HERDERSBRUG	460
Electrabel	SAINT-GHISLAIN	350
Electrabel 50% / BASF 50%	ZANDVLIET POWER	395
EON Energy Trading SE	VILVOORDE	385
EdF/SPE	RINGVAART	357
EdF/SPE	SERAING	460
T-Power	T-POWER	422
Marcinelle	Enel	405
Total Electrabel		2.264
Total EdF/SPE		817
Total		**4.490**

tableau 3 : 11 plus grandes centrales TGV (+/- 400 MW) de la zone de réglage Elia
Source : CREG

15. Depuis 2010, la production d'électricité par les TGV suit une tendance générale à la baisse. Cette tendance s'est poursuivie en 2013, comme en témoigne la figure 3. Cette figure illustre par mois l'énergie totale nominée (TWh) en *day-ahead* sur les TGV de la zone de réglage Elia. La ligne bleue indique le volume minimum moyen devant être nominé afin

[15] Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible sous forme de chaleur sensible, à l'exclusion de l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction.

de pouvoir fournir les réserves secondaires[16] (et donc le *must-run*) symétriques et continues[17] d'une valeur de 140 MW en 2013, au sein de la zone de réglage d'Elia. Cette réserve est activable à la hausse comme à la baisse. L'activation à la hausse se traduit par une augmentation de la puissance injectée sur le réseau Elia alors que l'activation à la baisse entraîne une diminution de la puissance injectée.

16. Au fil des années, le nombre de TGV a été porté de 8 TGV jusqu'en février 2009 à 11 TGV à partir de février 2012. Les périodes pendant lesquelles un nombre différent de TGV était en activité sont indiquées en nuances de gris. La figure illustre une baisse de la production nominée totale malgré une augmentation du nombre de TGV. En février 2012, un pic est recensé en raison de la vague de froid. Fin 2012, la production augmente à nouveau jusqu'en janvier 2013 pour décroître ensuite au plus bas de la période pendant l'été 2013. Cette dernière se termine au niveau de la production mensuelle la plus basse de l'année 2012.

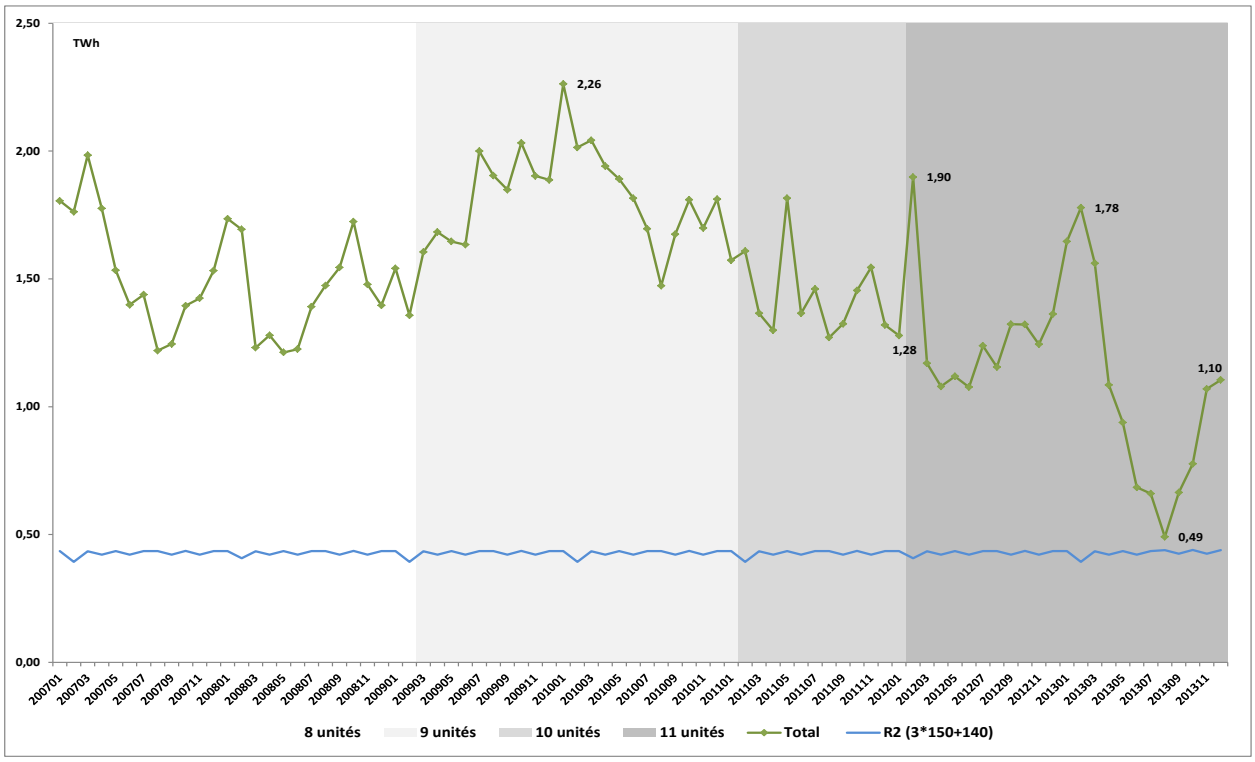


figure 3 : Energie nominée totale en *day-ahead* des TGV de la zone de réglage Elia, par mois, ainsi qu'une indication du volume minimum moyen devant être nominé pour les réserves secondaires (ligne bleue).
Source : CREG

[16] L'utilisateur de réseau qui signe un contrat de réserve secondaire s'engage à mettre à la disposition d'Elia la réserve fixée dans le contrat, dans un délai entre 30 secondes et 15 minutes après la demande d'Elia et ce, selon la vitesse de démarrage de l'unité de production ou « *ramping rate* ». (source : Elia)
[17] Fonction du nombre d'heures par mois.

17. Compte tenu d'un contexte économique particulièrement défavorable aux centrales au gaz, les producteurs ont fermé des centrales en 2013 et ont annoncé une série de fermetures de centrales, soit temporairement soit définitivement, comme la figure 4 ci-après l'illustre. Sur base d'informations collectées jusqu'au 25 avril 2014, 2 TGV seront notamment fermées en 2014 et 5 en 2015 auxquelles s'ajouteront les centrales de Doel 1 & 2.

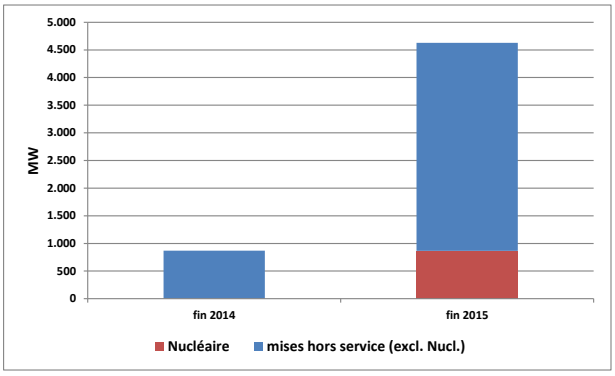


figure 4 : Mises hors service annoncées cumulées
Source : CREG

18. Le tableau 4 ci-dessous donne, par année, l'énergie nominée (TWh) en *day-ahead* des TGV dans la zone de réglage Elia, l'évolution de la production exprimée en pourcentage, le nombre de TGV moyen et la production moyenne par TGV. Pour 2013, avec 11 TGV, un volume de 12,5 TWh a été nominé, c'est-à-dire le niveau le plus bas de la période sous revue. En 2013, la production a baissé de 43,4 % par rapport à 2010, malgré la disponibilité de TGV supplémentaires. De ce fait, la production nominée moyenne en *day-ahead* par TGV est passée de 2,3 TWh en 2007 à 1,1 TWh en 2013, soit une diminution de près de 51 %.

(TWh)	Production totale Nomination	Evolution (%)	Nombre moyen de TGV	Nomination/ Unité	Evolution (%)
2007	18,5		8,0	2,3	
2008	17,4	-6,1%	8,2	2,1	-7,9%
2009	21,0	21,0%	9,0	2,3	9,7%
2010	22,1	5,2%	9,3	2,4	2,3%
2011	17,4	-21,4%	10,7	1,6	-31,8%
2012	15,3	-12,3%	11,0	1,4	-15,0%
2013	12,5	-18,3%	11,0	1,1	-18,2%
2007-2013	17,7	-32,6%	9,6	1,9	-51,0%

tableau 4 : Production nominée moyenne des TGV dans la zone Elia
Source : CREG

Afin de mieux pouvoir comparer la production nominée, la figure 5 reprend par année un profil mensuel de la production nominée totale (TWh) des 8 TGV installées pendant toute la

période 2007-2013 dans la zone de réglage Elia. Il en découle que la production totale en 2013 était toujours inférieure à celle des 6 années précédentes, sauf en janvier et en mars 2012, seconde année ayant connu la production mensuelle moyenne la plus basse.

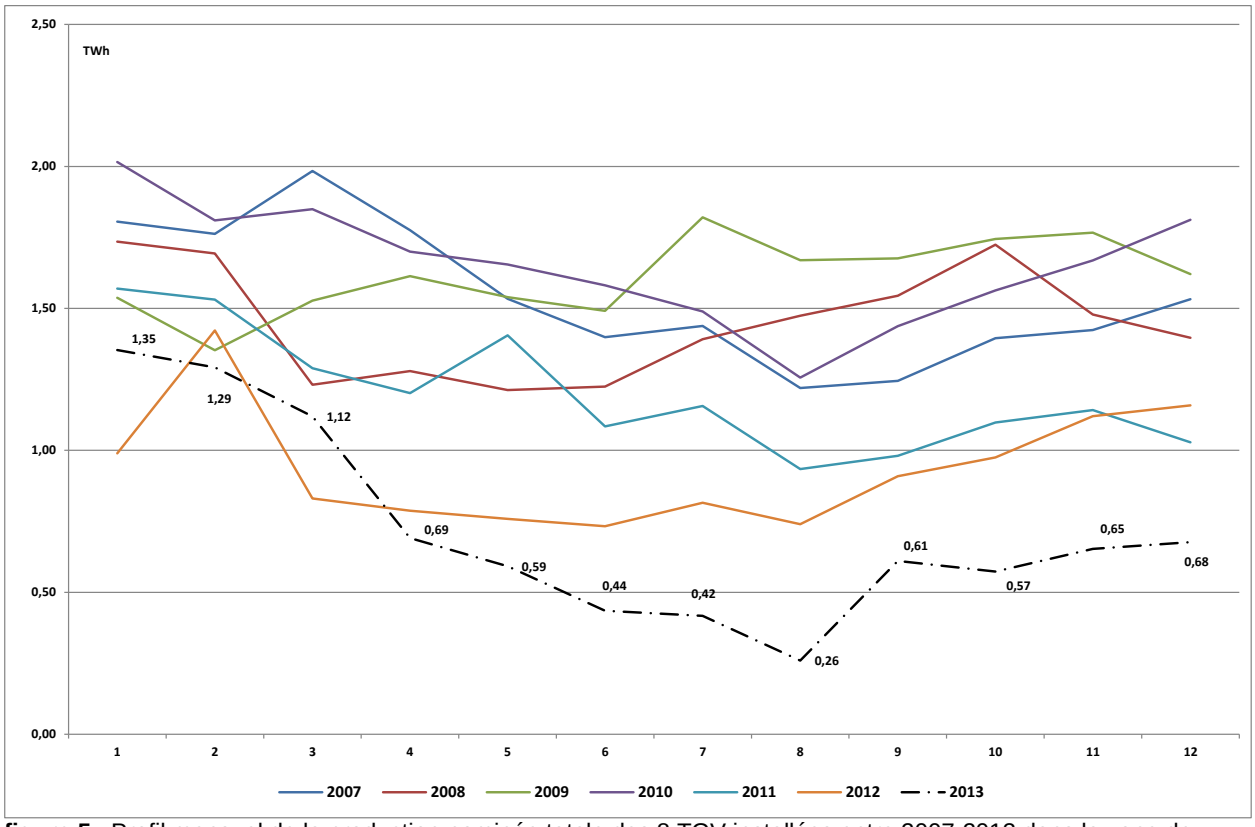


figure 5 : Profil mensuel de la production nominée totale des 8 TGV installées entre 2007-2013 dans la zone de réglage Elia (TWh)
Source : CREG

A.2 Capacité et énergie produite des centrales de production

19. Une évaluation tant de la capacité des centrales de production[18] que de l'énergie produite - selon l'acteur du marché ou selon le type de combustible - figure ci-après pour la période 2007-2013. Cette évaluation comprend quatre types de données:

- la capacité de production par type de combustible ;
- l'énergie produite par type de combustible ;
- la capacité de production par acteur du marché ;
- l'énergie produite par acteur du marché.

[18] Au début de la présente section, il a été précisé que seules les unités raccordées au réseau Elia étaient prises en considération. Ceci signifie que la production à un niveau de tension inférieur à 30kV n'est pas prise en compte. La CREG n'a donc pas traité de chiffres relatifs à la capacité de production et à l'énergie produite à ce niveau de tension dans la présente étude. Il est fait référence, pour cela, à l'étude spécifique Etude (F)111013-CDC-1113 de la CREG relative à la capacité de production en Belgique, qui envisage également les unités situées sous les 30 kV.

20. *Capacité de production par type de combustible*. Le tableau 5 ci-dessous fournit une estimation de la capacité de production par type de combustible pour les 7 années écoulées. Le mois de décembre de l'année envisagée est systématiquement pris comme période de référence.

	Production (GW)						
Type de combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nucléaire	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Gaz naturel	5,7	6,5	6,4	6,6	6,7	6,7	5,5
Centrales de pompage	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Charbon	1,5	1,5	1,5	1,2	1,3	1,0	0,7
Eolien	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4	0,6
Autres renouvelables	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Autres	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,2	14,9

	Part de marché (%)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nucléaire	38%	36%	37%	36%	36%	36%	40%
Gaz naturel	37%	40%	40%	40%	41%	41%	37%
Centrales de pompage	9%	9%	9%	8%	8%	9%	9%
Charbon	10%	9%	9%	7%	8%	6%	5%
Eolien	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%
Autres renouvelables	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%
Autres	4%	3%	3%	3%	3%	2%	1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

tableau 5 : Parts de marché de la capacité de production par type de combustible
Source : CREG

En 2013, les unités nucléaires[19] représentent 40% de la capacité de production et les unités au gaz 37%. Comme décrit ci-dessus, les 11 grandes TGV ont une capacité de production de 4,5 GW, soit plus de 80% des unités au gaz (5,5 GW). Depuis 2008, ces dernières avaient une capacité de production supérieure aux unités nucléaires, mais l'année 2013 inverse cette hiérarchie.

Les combustibles nucléaire et gazier représentent ensemble 77% de la capacité de production raccordée au réseau Elia. Les centrales de pompage et les centrales au charbon représentent respectivement 9% et 5%. Le top quatre représente donc plus de 90% de la capacité de production. L'éolien a une part de marché grandissante de 4%. Les « autres unités renouvelables »[20], détiennent une part cumulée de 3%, le solde étant marginal, avec des parts de moins de 1%.

21. *Energie produite par type de combustible.* Le tableau 6 fournit une estimation de l'énergie produite par type de combustible pour les 7 années écoulées. L'année complète est prise en compte.

	Production (TWh)						
Type de combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nucléaire	46,2	43,7	45,0	45,7	46,0	38,7	40,9
Gaz naturel	25,0	23,0	29,8	30,0	23,5	21,3	17,6
Charbon	7,6	6,9	6,4	5,2	4,5	5,1	4,3
Centrales de pompage	1,3	1,3	1,4	1,4	1,2	1,3	1,3
Eolien	0,0	0,0	0,2	0,3	0,9	1,1	1,8
Autres renouvelables	1,6	1,8	1,8	2,1	2,2	2,3	2,6
Autres	1,1	1,1	1,0	1,8	1,8	1,9	2,1
Total	82,9	77,8	85,5	86,4	80,1	71,7	70,6

	Parts de marché (%)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nucléaire	56%	56%	53%	53%	57%	54%	58%
Gaz naturel	30%	30%	35%	35%	29%	30%	25%
Charbon	9%	9%	7%	6%	6%	7%	6%
Centrales de pompage	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Eolien	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%
Autres renouvelables	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%
Autres	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

tableau 6 : Parts de marché de l'énergie produite par type de combustible
Source : CREG

[19] Les données relatives à la capacité nucléaire reprises dans les quatre tableaux ci-après tiennent compte du seul marché belge pour les sociétés Electrabel, E.ON et EDF.
[20] Les combustibles de ces unités regroupent notamment l'eau et les déchets recyclés.

En 2013, les unités de production raccordées au réseau d'Elia ont généré 70,6 TWh, soit la production la plus basse des 7 dernières années. Par rapport à 2012, il s'agit d'une baisse de 1,1 TWh, soit 1,5 %. La diminution de la production est la plus importante pour les unités au gaz, qui ont produit 17,6 TWh, contre 21,3 TWh en 2012, soit une baisse de 17,4% en un an. Ce constat va dans le même sens que les conclusions tirées au paragraphe relatif aux TGV. Quant à la production nucléaire, elle passe de 38,7 TWh en 2012 à 40,9 TWh en 2013 avec une part de marché de 58 %, valeur la plus élevée de la période sous revue et ce, malgré l'arrêt de deux centrales. Ce pourcentage étonnant provient principalement de la baisse de la production totale à 70,6 TWh. La production par des centrales alimentées au charbon a atteint son plus bas niveau avec 4,3 TWh en 2013, ce qui représente une baisse de 0,8 TWh par rapport à 2012.

La production nucléaire reste bien au-delà de la moitié de la production électrique totale avec une part de 58 %. Si à ce chiffre, s'ajoutent la part des centrales au gaz (25 %) et celle des centrales au charbon (6 %), le top trois produit 89 % de l'électricité totale en 2013, soit une baisse continue depuis 2009 où le top 3 représentait encore 95 % de l'électricité produite totale.

22. Exprimée mensuellement, l'énergie électrique produite par les unités de production raccordées au réseau Elia, selon le type de combustible utilisé, est illustrée dans la figure 6. La période pendant laquelle les 2 centrales nucléaires ont été arrêtées montre que ce ne sont pas les autres unités non nucléaires qui ont compensé le déficit de production mais principalement les importations électriques, comme le montrera le chapitre relatif aux interconnexions. La part décroissante des unités au gaz naturel, déjà illustrée à la figure 3 **,** est également une observation importante de la figure 6. Moins visible est la part croissante de l'éolien dans l'ensemble des unités de production électrique.

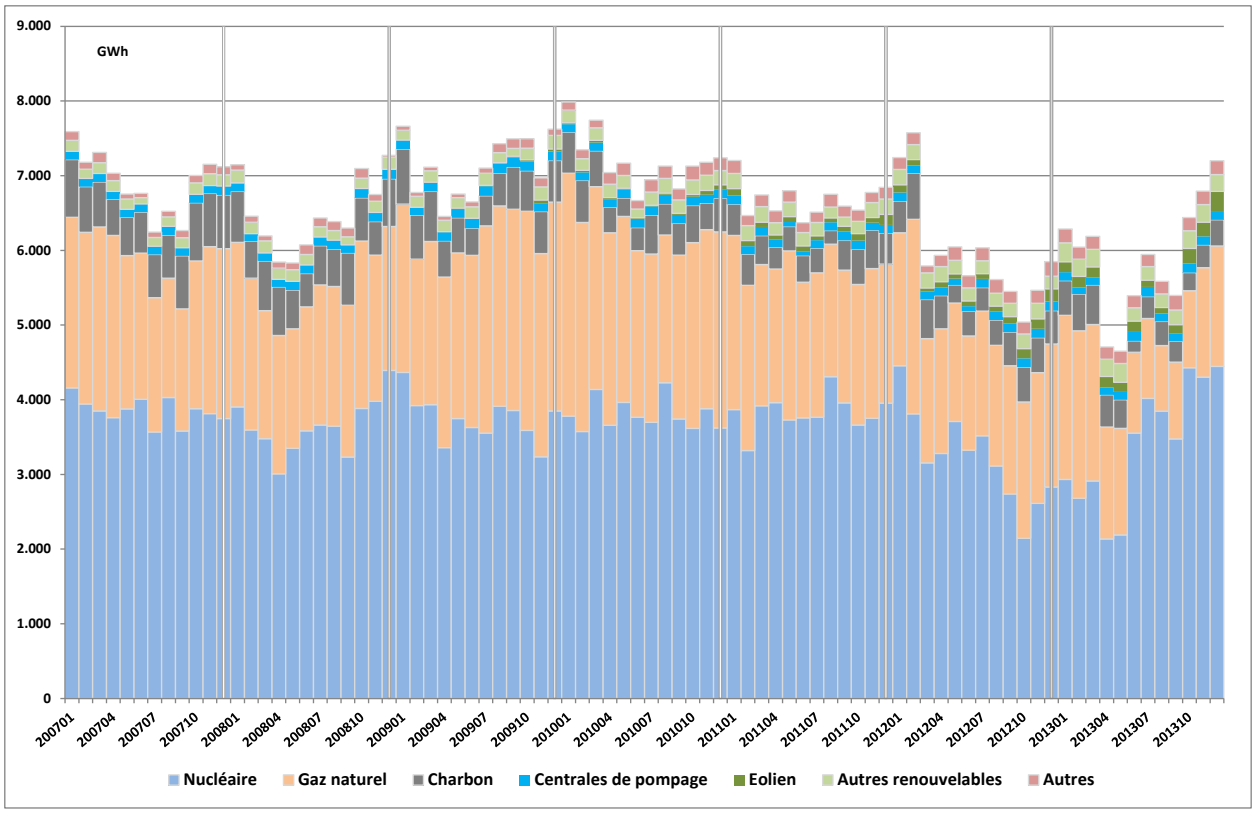


figure 6 : Energie électrique générée mensuellement par les unités de production selon le type de combustible utilisé entre 2007 et 2013
Source : CREG

23. *Capacité de production par acteur du marché*. Le tableau 7 fournit une estimation de la capacité de production par acteur du marché pour les sept années écoulées. Le mois de décembre de l'année envisagée est systématiquement pris comme période de référence.

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Electrabel	13,1	13,6	12,0	11,5	11,2	10,9	10,0
EDF-Luminus	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2
E.ON	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4
Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4
Autres (<2%)	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9	0,9
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,2	14,9

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Electrabel	85%	85%	74%	70%	68%	67%	67%
EDF-Luminus	12%	13%	14%	14%	14%	14%	15%
E.ON	0%	0%	8%	8%	8%	8%	7%
T-Power	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%
Enel	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%
Autres (<2%)	3%	3%	3%	4%	4%	5%	6%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	7.380	7.300	5.750	5.150	4.830	4.710	4.700

tableau 7 : Parts de marché de gros des acteurs du marché dans la capacité de production d'électricité
Source : CREG

24. Il ressort de ce tableau que la part de marché d'Electrabel a régulièrement diminué sur une période de 7 ans ; elle est passée de 86% en décembre 2007 à 67 % en décembre 2013. Depuis 2011, la part de marché d'Electrabel s'est relativement stabilisée.

La capacité de production de :

- Electrabel s'est contractée d'un peu plus de 0,9 GW, suite principalement à l'arrêt de trois grosses unités (Awirs5, Ruinen 5 et 6) ;
- E.ON a baissé de 0,4 GW suite à l'arrêt de la TGV de Vilvoorde.

Bien que la diminution de capacité de production d'Electrabel depuis 2007 soit significative, elle est loin d'être suffisante pour pouvoir parler d'une structure de marché compétitive. Le HHI, qui est une mesure de la concentration du marché, est, en effet, encore à 4.700 fin 2013. Un marché est considéré comme très concentré à partir d'un HHI de 2.000. Si la Belgique souhaite développer un marché de production compétitif, le chemin à parcourir semble encore long.

25. Energie produite par acteur du marché. Le tableau 8 fournit une estimation de l'énergie produite par acteur du marché pour les 7 années écoulées. L'année entière est prise en compte pour cette évaluation; lorsque la propriété de l'unité de production change dans le courant de l'année, ce changement est pris en compte également.

	Energie produite (TWh)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Electrabel	71,4	65,9	69,4	62,4	58,0	49,9	48,9
EDF-Luminus	9,4	9,6	12,2	12,1	9,3	8,6	9,0
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4
E.ON	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	7,0
Autres (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4
Total	82,9	77,8	85,5	86,4	80,1	71,7	70,6

	Energie produite (%)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Electrabel	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%
EDF-Luminus	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%
Eneltrade	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%
E.ON	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%
Autres (<2%)	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	7.550	7.350	6.800	5.530	5.490	5.110	5.070

tableau 8 : Parts de marché de gros des acteurs du marché dans l'énergie produite
Source : CREG

Les données témoignent, pour la troisième année consécutive, d'une baisse de la production totale. Selon ces données, 70,6 TWh ont été produits en 2013 contre 71,7 TWh en 2012, soit une diminution de 1,5 % par rapport à 2012 et de 18,3 % par rapport à 2010, année ayant connu la production la plus importante de la période sous revue.

26. Il découle, de ce tableau, qu'Electrabel a produit 48,9 TWh en 2013, soit 1 TWh en moins qu'en 2012 et 22 TWh en moins qu'en 2007. La part de marché d'Electrabel s'établit en 2013 à 69 %, soit le niveau le plus bas des 7 dernières années. L'une des principales raisons de la baisse de la production d'Electrabel et de l'ensemble de la zone de réglage Elia est l'indisponibilité de 2 centrales nucléaires - Doel 3 et Tihange 2, au total 2.000 MW - depuis juin/août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013. Si ces centrales avaient été disponibles, la production d'électricité nucléaire supplémentaire, à puissance maximale, aurait été, en 2012 et 2013, de 5 à 7 TWh/année plus élevée, dont presque 90 % pour Electrabel et 10 % pour EDF-Luminus. Cette énergie non produite a été compensée, en grande partie, par une augmentation des importations et non, par une augmentation de la production des centrales TGV (cf. infra).

27. Electrabel possède une part de marché de 67 % pour ce qui concerne la capacité mais détient 69 % des parts de marché en matière d'énergie produite, ce qui signifie que les

centrales détenues par Electrabel ont un degré d'utilisation[21] en moyenne supérieur à celui de ses concurrents. Ce constat ne se vérifie pas pour les unités de production d'EDF-Luminus. En effet, fin 2013, le deuxième plus grand producteur détenait une part de marché de 13 % pour l'énergie produite, et de 15 % pour la capacité de production. Cette situation s'explique probablement par le degré d'utilisation inférieur des TGV.

A.3 Points d'attention pouvant impacter la stabilité du système électrique

Fiabilité des installations par grand froid

28. Toutes les installations techniques sont sensibles aux grands froids. C'est en particulier le cas pour les installations de production. Une longue période de froid intense, éventuellement accompagné de vent et de neige, peut provoquer le gel de certains éléments (conduites, purgeurs, …) et entraîner le déclenchement de l'unité.
Les différentes installations de production belges sont soumises à des conditions climatiques analogues. Celles-ci peuvent occasionner des déclenchements d'unité en série. Cette situation est d'autant plus dangereuse que, lors d'une vague de froid, la charge nationale est élevée et que le réseau français, dont la charge est très sensible au froid, est généralement importateur à ce moment.

29. Un entretien et une préparation hivernale optimale des installations de production revêtent donc une importance capitale pour la sécurité du système électrique belge. Une situation de déclenchements en cascade d'unités de production s'est déjà produite en janvier 2009 et s'est reproduite le 17 janvier 2013.

30. Le 17 janvier 2013, la Belgique était touchée par une vague de froid et enregistrait les températures les plus basses du mois comme l'indique le bilan IRM ci-dessous :
"[…] Du 17 au 20, le temps de nos régions fut déterminé par une zone de haute pression située sur la Scandinavie et par une dépression située au sud de cet anticyclone ; cette situation dirigea sur nos régions des courants continentaux incluant des zones de neige. […] Les températures minimales absolues ont varié de -17°C à -4°C et ont été relevées le plus souvent le 16 ou le 17. À Uccle, la température moyenne mensuelle fut de 2,1°C (norm.: 3,3°C). Les extrêmes moyens furent respectivement de 4,1°C et 0,0°C (norm.: 5,7°C et

[21] Le degré d'utilisation d'une unité de production est l'énergie effectivement produite divisée par l'énergie que la centrale devrait produire à condition qu'elle produise pendant chaque heure de l'année à sa capacité maximale.

*0,7°C). Les extrêmes absolus furent respectivement de 13,9°C [le 29] et -9,3°C [le 17] (norm.: 12,2°C et 6,5°C). Il y eut 16 jours de gel [min. < 0°C] (norm.: 11,9 j.), dont 11 jours d'hiver [max. < 0°C] (norm.: 2,9 j.). ("*Sources :IRM : Bilan climatologique de janvier 2013[22])

31. Pendant l'après-midi et la soirée, trois unités de production ont déclenchés successivement suite à des problèmes causés par le froid. Il s'agit des unités de Vilvoorde (GT + ST), Knippegroen (site Arcelor, ex-Sidmar) et Marcinelle énergie. Ces unités ont ainsi causé un déficit de production de 960 MW par rapport à leurs nominations. La figure 7 illustre les déclenchements de ces trois unités de production.

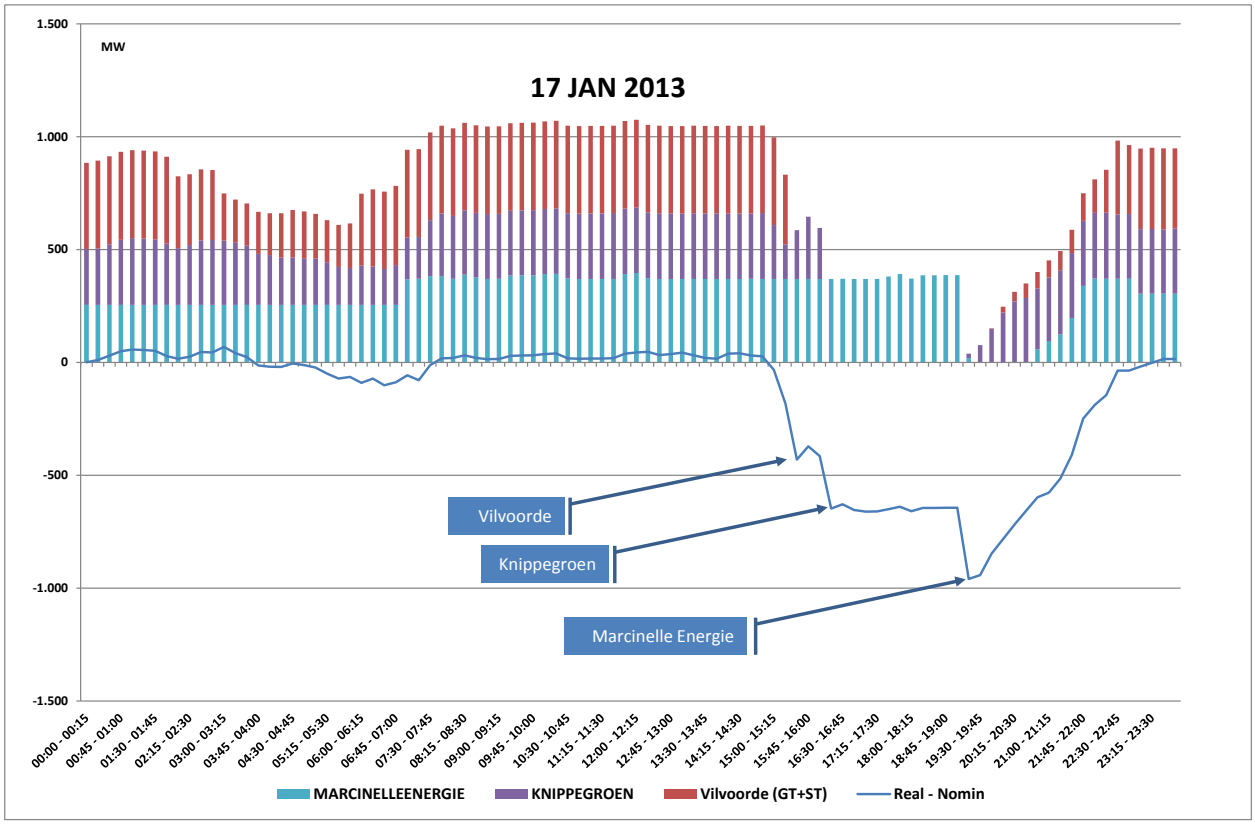


figure 7 : Production des unités de Vilvoorde, Knippegroen et Marcinelle Energie et écart total entre la somme de leurs nominations et leurs productions réelles
Source : CREG, ELIA

32. Ces déclenchements ont eu pour conséquence que le SI[23] (*System Imbalance*) a atteint -850 MW. ELIA a alors activé la réserve tertiaire (R3). Le NRV (*Net Regulation Volume*) destiné à compenser ces déséquilibres a atteint +802 MW.

[22] http://www.meteo.be/meteo/view/fr/9830121-Janvier+2013.html
[23] Le déséquilibre instantané du système (SI) est calculé en prenant la différence entre *l'Area Control Error* (ACE) et le volume de réglage net (NRV). Le déséquilibre du système (SI) s'obtient en neutralisant les services auxiliaires activés (NRV) – mis en œuvre par Elia pour la gestion de l'équilibre de la zone – de l'ACE.

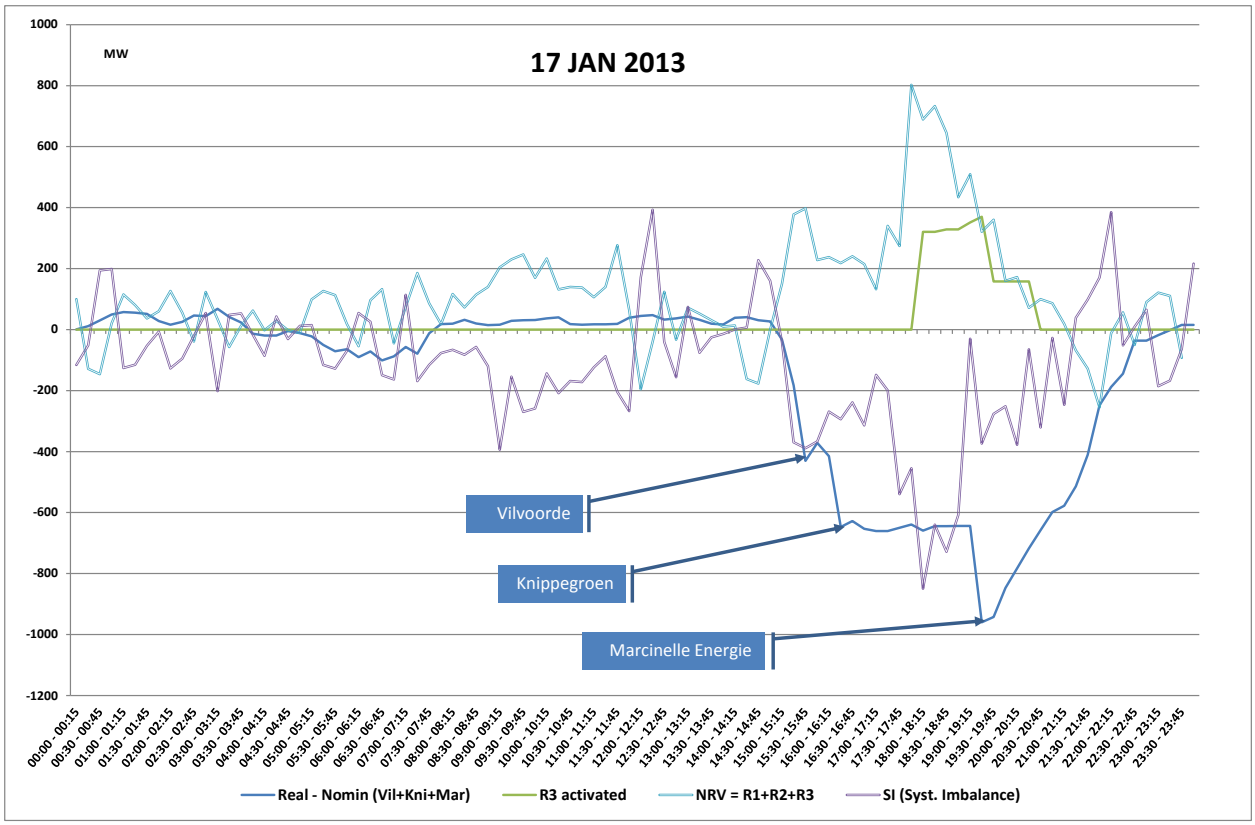


figure 8 : Conséquences du déclenchement successif des productions des unités de Vilvoorde, Knippegroen et Marcinelle Energie et activation de la réserve tertiaire par ELIA
Source : CREG, ELIA

33. La CREG a demandé à ELIA d'attirer l'attention des producteurs sur l'importance d'une préparation hivernale minutieuse. La CREG s'entretiendra avec chaque producteur pour être informée de sa politique d'entretien avec une attention spécifique aux conditions hivernales.

Indisponibilités planifiées des centrales pour maintenance

34. En toute logique, la majorité des opérations de maintenance sont planifiées pendant la bonne saison. La CREG s'interroge, cependant, sur la prolongation de ces opérations pendant la période hivernale, situation qui pourrait être en lien avec une activité de maintenance plus réduite pendant les vacances d'été (juillet-août).

35. Le graphique ci-dessous reprend les moyennes mensuelles[24] de la somme des puissances en indisponibilité planifiée[25] :

- la catégorie "*Summer*" comprend les mois de juillet et août ;
- la catégorie "*Winter*", les mois de janvier, février, novembre et décembre ;
- la catégorie "*Mid*" comprend les mois d'avril à juin et de septembre à octobre.

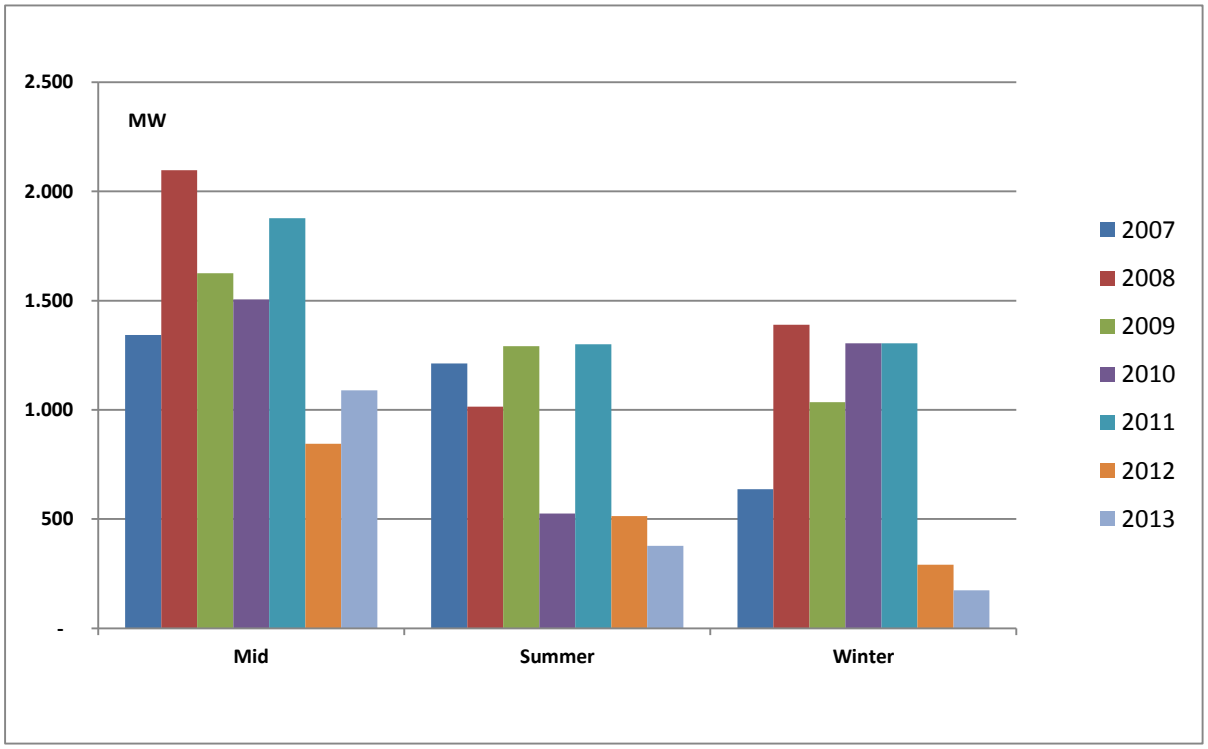


figure 9 : moyennes mensuelles de la somme des puissances en indisponibilité planifiée pour raison de maintenance:
Source : CREG, ELIA

36. La moyenne mensuelle des mois d'été est du même ordre de grandeur que celle des mois d'hiver. En 2010, cette moyenne a été 2 fois plus importante qu'en été.
Les 2 dernières années sont marquées par une baisse des indisponibilités planifiées. Ceci peut être en relation avec la mise à l'arrêt prévue de certaines unités plus anciennes. L'arrêt forcé de Tihange 2 et Doel 3 en réduisant les capacités disponibles peut avoir incité certains opérateurs à reporter des opérations de maintenance prévues.

37. La CREG a attiré l'attention d'ELIA sur l'importance de maximiser la disponibilité des unités de production pendant la période hivernale, le cas échéant en planifiant plus d'entretiens pendant la période estivale.

[24] Données du 01/01/2007 au 30/11/2013
[25] Statut "PU" communiqué à ELIA par le producteur

Déclenchement (quasi) simultané des parcs éoliens lors de tempêtes

38. Une tempête a été annoncée le 28 octobre 2013 et son impact a été relativement bien prévu par ELIA. Elle a, néanmoins, fait déclencher les deux parcs *offshore* en service. Les déclenchements n'ont pas été simultanés car les 2 parcs ont des tolérances différentes pour la vitesse de vent maximum, C-Power tolère des vitesses de vent plus élevées que BELWIND.

39. Selon l'IRM, cette tempête n'est pas exceptionnelle car les vitesses de vent n'ont pas dépassé les 27 M/s dans leurs trois stations du littoral. Cet évènement a causé une perte de production de 458 MW.

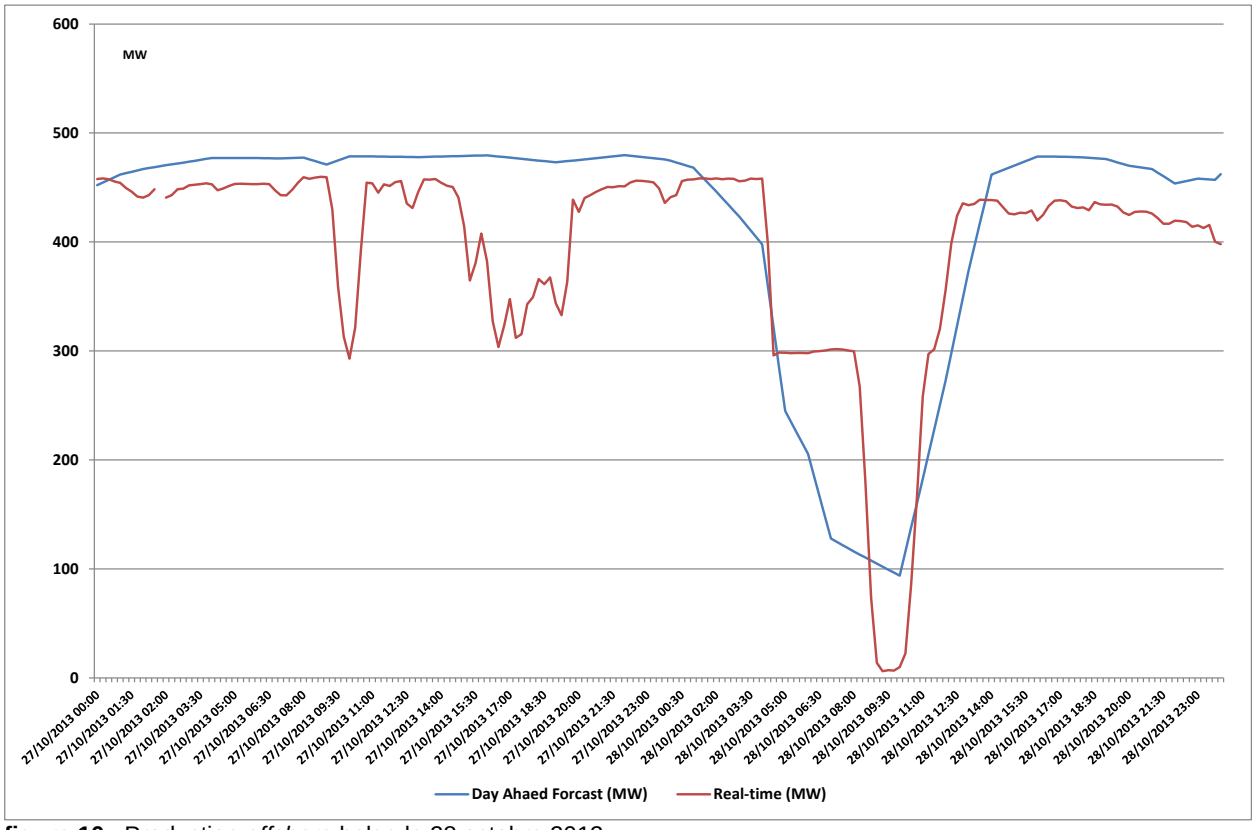


figure 10 : Production *offshore* belge le 28 octobre 2013
Source : CREG, ELIA

B Consommation électrique

40. Cette section analyse l'évolution de la consommation électrique (ou la charge du réseau) dans la zone de réglage d'Elia[26] sur base des données fournies par le GRT. Cela ne signifie pas que l'ensemble de la consommation d'électricité en Belgique soit mesuré, mais cette approche donne une bonne image du point de vue du fonctionnement du marché.

B.1 Evolution de la consommation d'électricité

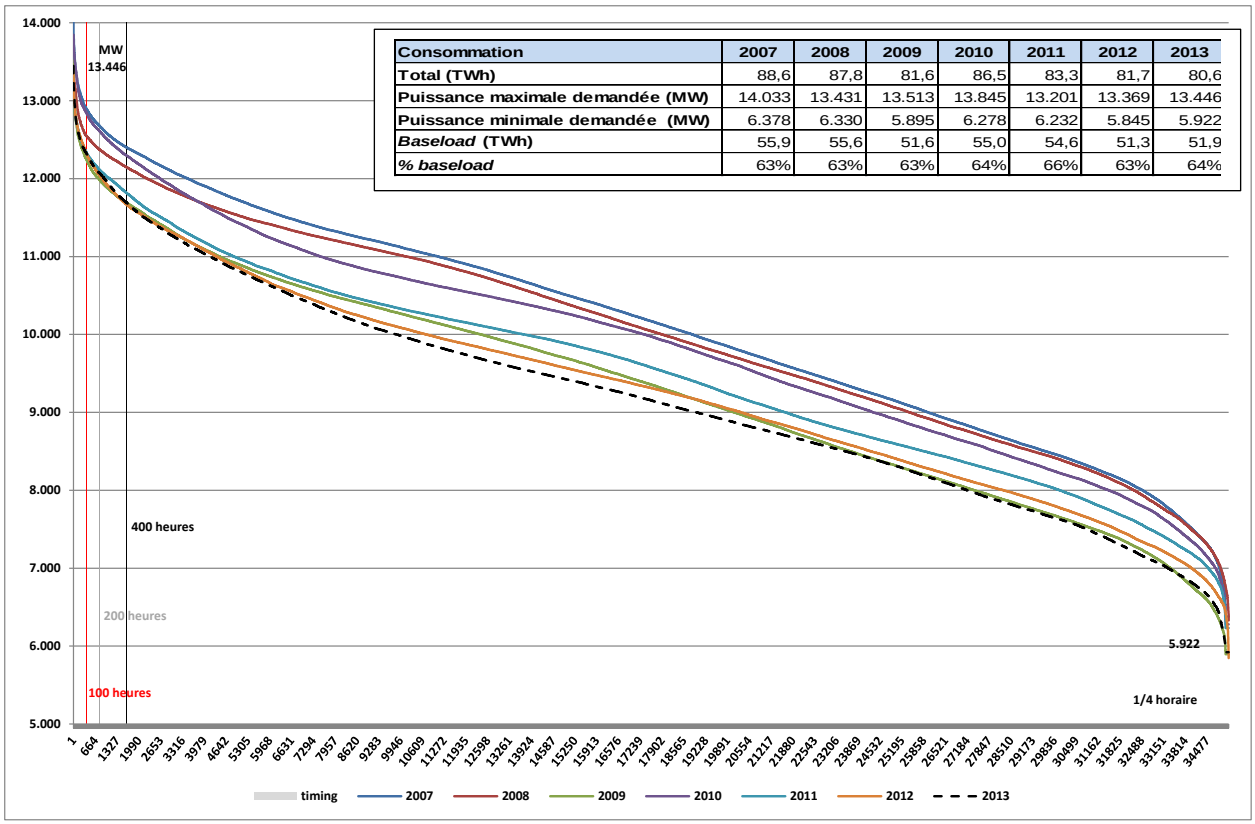
41. L'électricité produite transitant par le réseau Elia s'est élevée à 81,7 TWh en 2012 contre 80,6 TWh en 2013, soit le niveau le plus bas de la période sous revue. Ce constat est illustré dans la figure 11 par la monotone de consommation électrique. Cette courbe représente la consommation d'électricité des 7 dernières années, chaque quart d'heure de l'année étant classé par ordre décroissant, du quart d'heure le plus chargé au quart d'heure où la consommation est la plus faible. En abscisse, sont représentées les 8.760[27] heures que comporte une année et en ordonnée, les puissances appelées de consommation exprimées en MW.

En moyenne, la puissance prélevée maximale au cours de ces 7 années est légèrement supérieure à 13.500 MW, l'année 2007 ayant connu la pointe la plus élevée avec 14.033 MW. Pour répondre à la pointe, il faut mettre en œuvre des moyens importants ou importer de l'électricité pendant de très courtes périodes de temps discontinues, soit environ 1.600 MW pendant 400 heures (4,6 % du temps), au sein desquelles environ 1.100 MW pendant 100 heures ou environ 1.300 MW pendant 200 heures[28]. La puissance moyenne prélevée entre 2007 et 2013 est de 9.600 MW environ. La *baseload* peut être estimée sur la même période, en moyenne, à un peu moins de 6.300 MW pendant les 8.760 heures de l'année.

[26] La charge du réseau d'Elia est basée sur les injections d'énergie électrique dans le réseau d'Elia. Elle comprend la production nette des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau d'Elia soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau d'Elia est soustraite. Les injections de la production décentralisée qui injectent de l'énergie à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas incluses dans la charge du réseau d'Elia.
Le réseau d'Elia comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg (source : Elia).

[27] Plus 24 heures en 2008 et 2012, car ce sont deux années bissextiles.

[28] Voir aussi paragraphe 44.



Consommation	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3	81,7	80,6
Puissance maximale demandée (MW)	14.033	13.431	13.513	13.845	13.201	13.369	13.446
Puissance minimale demandée (MW)	6.378	6.330	5.895	6.278	6.232	5.845	5.922
Baseload (TWh)	55,9	55,6	51,6	55,0	54,6	51,3	51,9
% baseload	63%	63%	63%	64%	66%	63%	64%

figure 11 : Monotones de consommation électrique des années 2007 à 2013 dans la zone de réglage d'Elia
Sources : données ELIA, calculs CREG

42. Le tableau intégré dans la figure 11 reprend le prélèvement électrique total des années 2007 à 2013, ainsi que les puissances maximales et minimales demandées au cours de ces années. Au total en 2013, la consommation d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élevait à 80,6 TWh, ce qui représente une diminution de près de 1,4% par rapport à 2012 et de 6,9% par rapport à 2010. Il s'agit de la consommation la plus basse des 7 dernières années. A la situation économique difficile s'ajoute, pour expliquer cette baisse, notamment l'importance croissante de la production décentralisée, comme par exemple celle générée par les panneaux solaires. La section B3 (paragraphes 57 et suivants) explique plus en détails cette évolution.

La puissance maximale demandée s'élève à 13.446 MW en 2013, légèrement plus forte qu'en 2012. Le prélèvement minimal d'électricité en 2013 est de 5.922 MW, soit un niveau un peu plus élevé qu'en 2012, année ayant connu le prélèvement minimal le plus bas des années 2007-2013. Cela représente un prélèvement *baseload* de 51,9 TWh, ou 64 % de la consommation totale.

43. La figure 12 illustre l'évolution de la puissance prélevée annuelle moyenne et maximale dans la zone de réglage Elia ainsi que leur droite de tendance. Il en découle que la puissance prélevée moyenne d'électricité baisse d'environ 1,4 % par an depuis 2007, avec

un point bas en 2013 suite à l'accentuation de la crise financière et économique. La puissance prélevée maximale d'électricité évolue, entre 2007 et 2013, également à la baisse (environ -0,8 %/an). La puissance maximale prélevée en 2013, en légère progression depuis l'année 2011 – année ayant connu le niveau le plus bas –, est encore 4,2% plus basse que celle de l'année 2007. Il est étonnant de constater que 2012 connaisse un prélèvement maximal relativement faible malgré un mois de février 2012, marqué par la vague de froid la plus longue et la plus intense de la période sous revue.

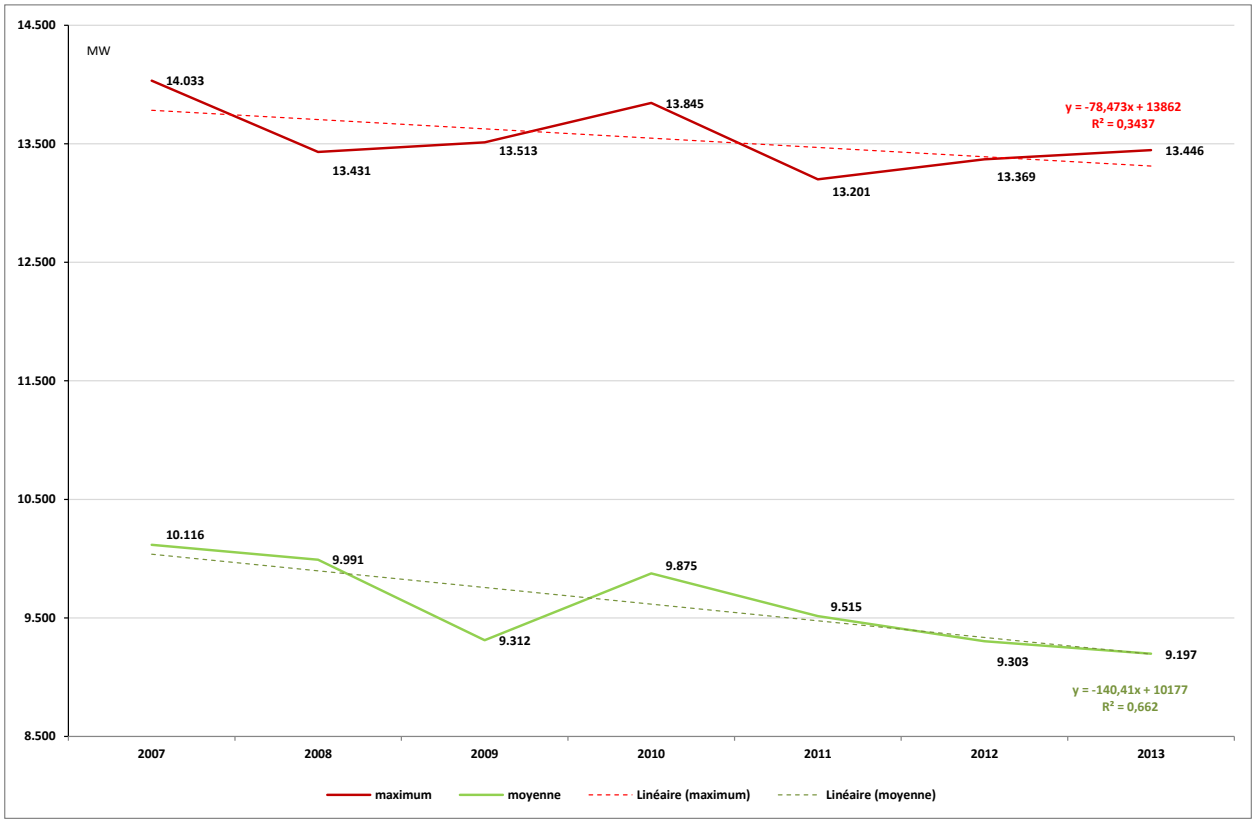


figure 12 : Evolution des puissances moyennes et maximales d'électricité (MW) dans la zone de réglage Elia et leurs courbes de tendance pour la période 2007-2013
Source : CREG

44. La figure 13 représente de manière plus détaillée l'évolution des puissances prélevées d'électricité dans la zone de réglage Elia pour les 7 dernières années. Quatre niveaux y sont représentés :

- le plus élevé (ligne bleue – « maxCap »)
- 100 heures après le niveau le plus élevé (ligne rouge – « Cap@hr100 ») ;
- 200 heures après le niveau le plus élevé (ligne verte – « Cap@hr200 ») ;
- 400 heures après le niveau le plus élevé (ligne mauve – « Cap@hr400 »).

Toutes les tendances observées sont négatives. Il apparaît que, plus le niveau de la puissance prélevée est bas, plus la tendance négative croît et moins la variation de cette

tendance est forte, le pouvoir prédictif (R^2) augmentant. La baisse de la puissance prélevée d'électricité à la 100ème heure est estimée à 0,7 % en moyenne par année.

La différence annuelle entre le niveau de puissance prélevée le plus élevé (« maxCap ») et celui de l'heure 100 (« Cap@hr100 ») oscille entre 900 et 1.300 MW. En d'autres termes, cela signifie qu'une capacité de +/- 1.100 MW supplémentaires n'est nécessaire que pendant moins de 100 heures pour satisfaire la demande. Pour les 100 heures suivantes (« Cap@hr200 »), un peu plus de 200 MW viennent s'y ajouter. Pour les 400 heures (« Cap@hr400 »), soit 4,6 % du temps, il faut compter environ sur 1.600 MW, soit 11,7 % de la pointe.

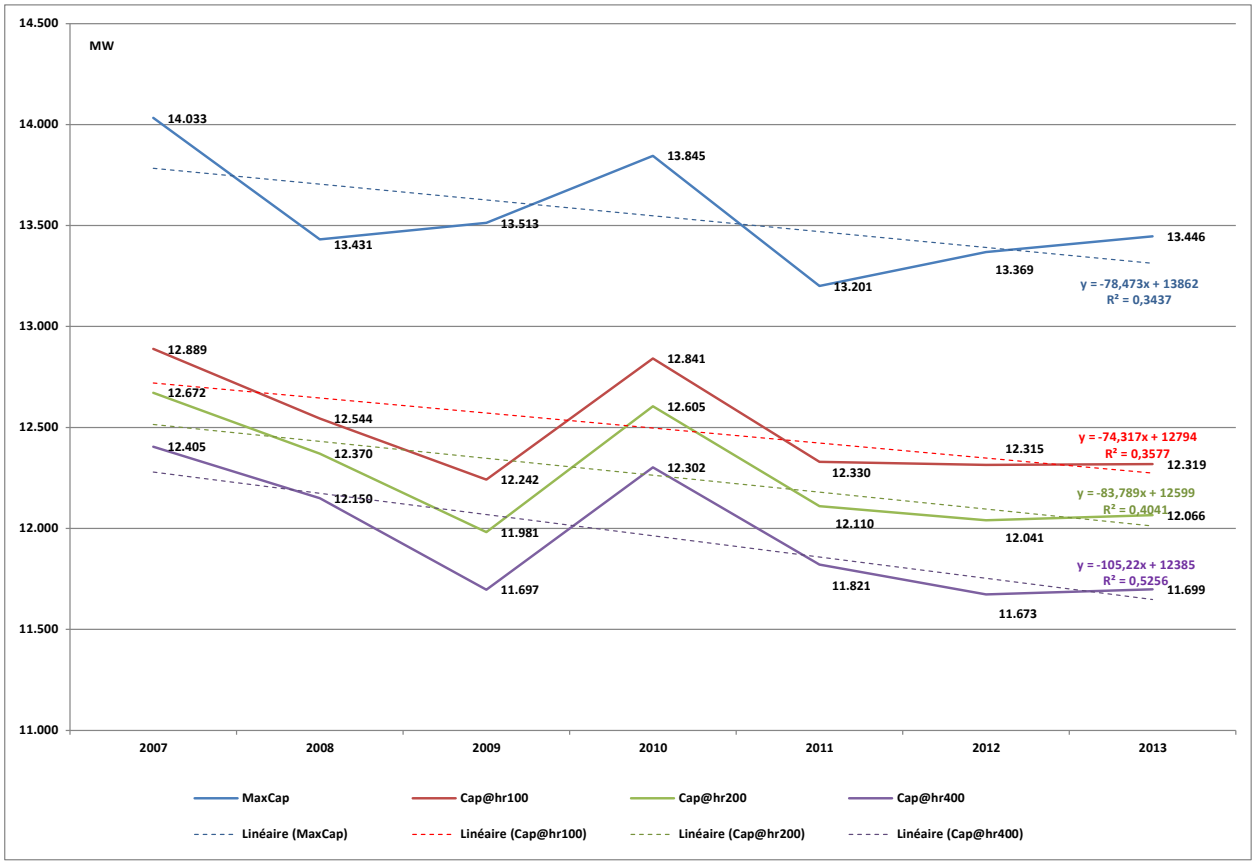


figure 13 : Evolution des niveaux de prélèvement classés au sein de la zone d'Elia (MW) pour 2007-2013 (pour le ¼ heure le plus élevé, l'heure 100, l'heure 200 et l'heure 400), ainsi que leur courbe de tendance
Source : CREG

45. Concernant la zone de réglage d'Elia, les chiffres repris ci-dessus n'ont pas été pondérés pour tenir compte de la température et de production locale. Pour le prélèvement à la pointe, une plus grande élasticité des prix a été observée par la CREG, lorsque de grands consommateurs réduisent leur consommation quand les prix sont élevés. Quoi qu'il en soit, la CREG se demande dans quelle mesure les évolutions constatées ci-dessus sont ou non structurelles, liées à la conjoncture, à des circonstances climatiques ou à d'autres raisons encore. En d'autres termes, devrait-on encore s'attendre à ce que la tendance à la baisse du prélèvement maximal et du prélèvement moyen d'électricité se poursuive, par exemple à

l'occasion de la reprise économique ? Afin de pouvoir répondre avec plus de certitude à cette question, une analyse plus approfondie serait nécessaire. Une telle analyse sort du cadre du présent rapport de monitoring.

B.2 Evolution de la consommation d'électricité en fonction des phénomènes météo

46. La consommation électrique dans la zone de réglage d'Elia entre 2007 et 2013 reprise à la figure 11 est ici présentée mensuellement. Par rapport aux années étudiées, la consommation électrique en 2013 a été la plus basse pendant les huit[29] derniers mois de l'année. Seules les années 2009 (4 mois) et 2012 (2 mois) ont connu en début d'année une consommation plus basse qu'en 2013.

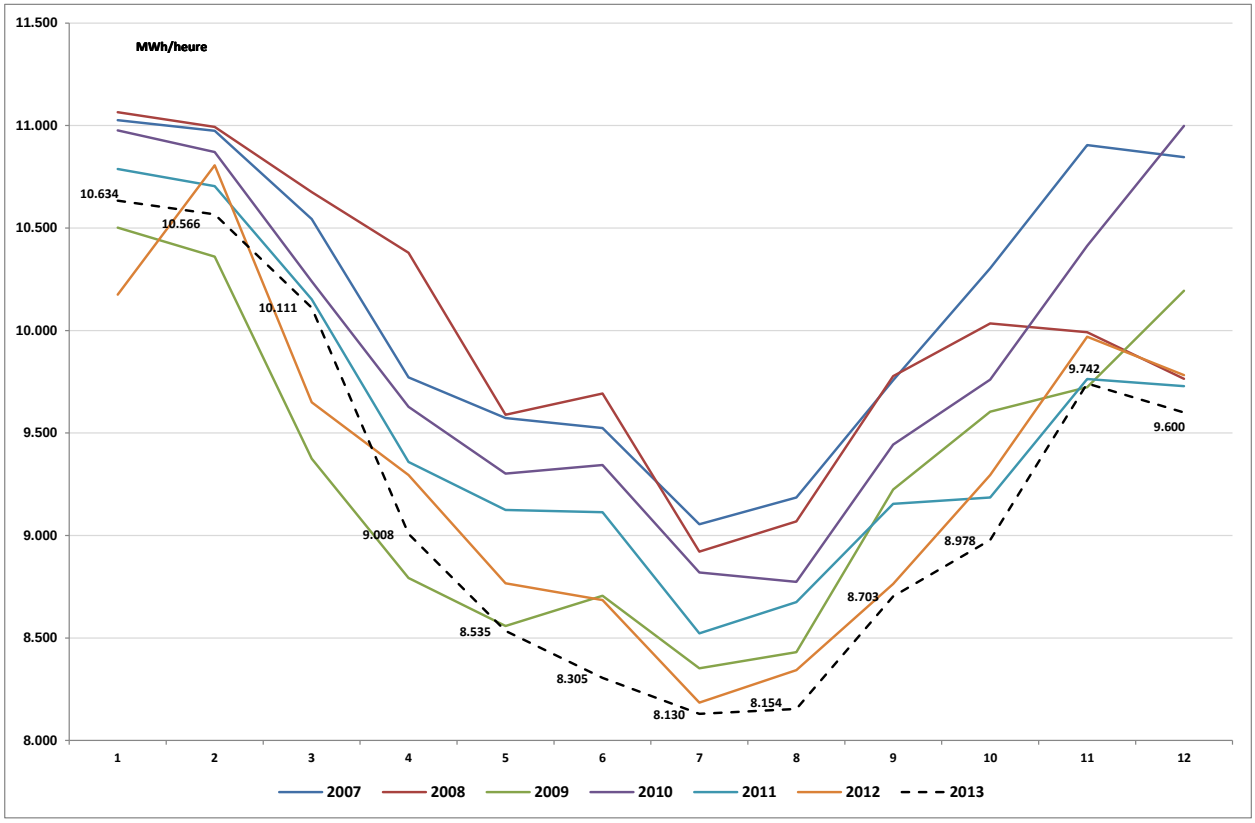


figure 14 : Consommation mensuelle moyenne dans la zone de réglage Elia entre 2007 et 2013
Source : CREG

47. La figure 14 ne tenant pas compte des effets de température, il semblait relevant de décrire l'impact de la météorologie sur la consommation électrique.

[29] Au mois de novembre 2009 (9.724 MWh/h), la consommation était légèrement inférieure à celle de 2013 (9.742 MWh/h).

La consommation d'électricité évolue en fonction des saisons, mais également en fonction de phénomènes météorologiques plus ponctuels tels que des périodes de canicule ou des périodes intenses de froid. Le tableau 9 indique, pour chaque année, la consommation annuelle dans la zone de réglage d'Elia et la température moyenne annuelle en Belgique sur la période 2007 à 2013.

Année	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consommation totale annuelle (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3	81,7	80,6
Température moyenne annuelle (°c)	11,52	10,88	11,02	9,66	11,62	10,59	10,11

tableau 9 : Consommation annuelle dans la zone de réglage Elia entre 2007 et 2013 et température moyenne annuelle entre 2007 et 2013
Source : ELIA, IRM

48. D'après le tableau 9 les années les plus chaudes sur la période 2007 à 2013 ont été les années 2007 et 2011. Par contre, l'année la plus froide fut l'année 2010. Il est à noter que 2007 connaît concomitamment la consommation la plus importante et les températures moyennes les plus élevées sur la période étudiée.

49. La figure 15 reprend pour la période allant de 2007 à 2013, l'évolution des températures mensuelles (barres bleues), leur écart (barres rouges) par rapport à la norme saisonnière (ordonnée de droite - °C) et la consommation électrique (ordonnée de gauche – MWh – ligne violette).L'année 2007 fut une année caractérisée par des températures largement supérieures aux normales saisonnières toutefois pendant la période estivale il n'y eu presque pas de canicule entraînant ainsi une faible demande de conditionnement d'air.

50. La fin de l'année 2008 est caractérisée par le début de la crise financière mais la consommation annuelle reste malgré tout supérieure à 2007. Seuls trois mois de l'année affichent des températures supérieures à la norme. L'évolution de la consommation suit le cycle « normal » des saisons. La consommation est importante durant les trois premiers mois où les températures sont relativement fraîches. La consommation diminue au fur et à mesure que la température se réchauffe, et ce jusqu'à la période juillet-août. Après les vacances estivales, la consommation affiche une tendance à la hausse avec les températures qui baissent. Le mois de novembre enregistre une certaine douceur qui entraîne une moindre consommation. Néanmoins, cette douceur est de courte durée, car, en décembre, les courants polaires amènent la neige et un temps frais, ce qui entraîne à nouveau à la hausse la demande en électricité.

51. L'année 2009 est marquée plus durement par la crise économique ce qui explique principalement la baisse de la consommation. Celle-ci provient également d'une météo particulièrement clémente durant dix mois de l'année affichant des températures supérieures

aux normales saisonnières. Néanmoins, une consommation élevée a été enregistrée durant le mois de janvier et le mois de décembre qui furent des mois influencés par des courants polaires amenant une période très froide accompagnée de fortes précipitations de neige.

52. L'année 2010 est l'année affichant les températures moyennes les plus basses sur la période considérée (2007-2013). La hausse de la consommation par rapport aux années précédentes s'explique, en partie, par la météo, sept mois de l'année affichant des températures inférieures aux normales saisonnières. La consommation d'électricité est la plus élevée durant les mois où l'écart saisonnières est le plus grand. Cela signifie que la consommation en Belgique présente une certaine sensibilité aux températures froides en hiver surtout au niveau de la consommation résidentielle.

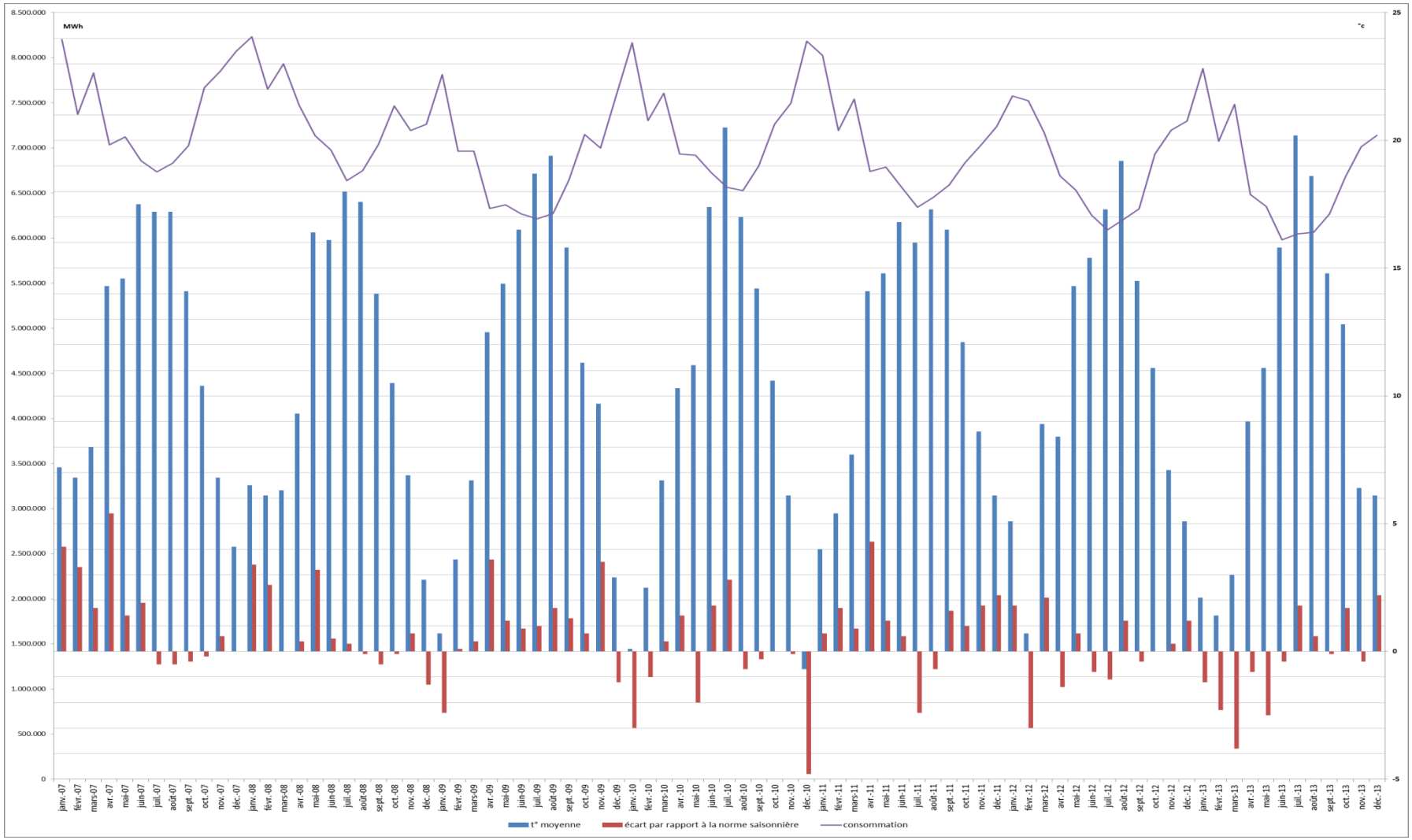


figure 15 : Evolution des températures mensuelles (barres bleues), leur écart (barres rouges) par rapport à la norme saisonnière (ordonnée de droite - °C) et la consommation électrique (ordonnée de gauche – MWh – ligne violette)
Source : Elia et IRM

53. L'impact des températures sur la consommation électrique est encore plus important en France. En effet, 30 % des ménages s'y chauffent au moyen d'appareils électriques. La France a atteint successivement trois pics de consommation historiques en 2010 : le 11 décembre (93,1 GW), le 14 décembre (94,6 GW) et le 15 décembre (96,7 GW). RTE révèle, dans son « bilan électrique français 2010 », que la sensibilité de la consommation d'électricité à la température est de 2.300 MW[30] par degré centigrade à certaines heures de la journée, soit l'équivalent du double de la consommation d'une ville comme Marseille.

54. En Belgique, l'année 2011 atteint les températures moyennes les plus hautes pour la période considérée (2007-2013). La baisse de la consommation par rapport aux années précédentes s'explique par la crise économique et par la météo. Selon le graphique ci-dessus, dix mois de l'année affichent des températures supérieures aux normales saisonnières, alors que deux mois d'été affichent des températures inférieures aux normes saisonnières.

55. L'année 2012, toujours affectée par la crise, connaît à nouveau une faible croissance économique. Ce ralentissement limite la consommation en électricité et particulièrement celle des clients industriels. Durant le premier trimestre 2012, les températures sont assez clémentes excepté en février car le continent européen est touché par une vague de froid entraînant une hausse importante de la consommation d'électricité. La France atteint des records de consommation vu son hypersensibilité aux températures négatives à cause de l'utilisation non négligeable du chauffage électrique. Durant le mois de mars, la neige sur les lignes à haute tension endommagent les pylônes haute tension entraînant des coupures d'électricité dans la région hennuyère et le nord de la France. Le deuxième trimestre connaît des températures clémentes, voire parfois caniculaires en juin, entraînant une légère hausse de la consommation électrique pour l'usage du conditionnement d'air. Le troisième trimestre est marqué par des températures inférieures aux normales saisonnières même si à la mi-août, la Belgique a fait face à quelques journées caniculaires. Le quatrième trimestre connaît un temps pluvieux, mais avec des températures assez douces pour la saison.

56. L'année 2013 est toujours affectée par la crise économique même si une timide reprise se dessine depuis le deuxième trimestre 2013. Seuls 4 mois sur l'année 2013 affichent des températures supérieures aux normales saisonnières : juillet, août, octobre et décembre. Toutefois, la consommation est la plus basse sur la période observée.

[30] RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2012, page 13.

Pendant le premier trimestre, les températures furent inférieures aux normales saisonnières, un déficit d'ensoleillement et un nombre de jours important de précipitations neigeuses ayant été observés. Le mois le plus froid durant cette période fut le mois de mars qui atteint le record du mois de mars le plus froid depuis plus de 50 ans. Mois de mars pendant lequel la consommation est à la hausse. Le deuxième trimestre est lui aussi marqué par des températures inférieures aux normales saisonnières et est caractérisé par une vitesse du vent supérieure aux normales saisonnières. La consommation, toutefois, est en baisse par rapport au premier trimestre. Elle s'explique d'une part, par une série de congés et, d'autre part par plus de clarté réduisant la demande pour l'éclairage. La croissance économique s'améliore très légèrement durant ce trimestre. Le troisième trimestre a, quant à lui, bénéficié de températures estivales. Au cours des mois de juillet et d'août, comme chaque année un ralentissement de l'activité économique suite aux congés d'été est observé. Au cours de la vague de chaleur de la dernière quinzaine du mois de juillet, une demande domestique plus importante est constatée suite à l'utilisation accrue des systèmes de conditionnement d'air. Le quatrième trimestre connaît des températures très douces pour la saison excepté durant le mois de novembre, ce qui permet de limiter la hausse de consommation, habituelle durant cette période.

B.3 Profil d'utilisation et impact des panneaux solaires

57. La figure 16 illustre l'évolution de la puissance prélevée moyenne par quart d'heure dans la zone de réglage Elia pour les années 2007 à 2013. Cette figure illustre la diminution du prélèvement pendant les années 2009 (ligne verte), 2012 (ligne orange) et 2013 (ligne noire pointillée). Le profil de 2013 est, toutefois, singulier: pendant la période diurne, un prélèvement moindre est observé, par contre, pendant la période nocturne, les prélèvements sont supérieurs aux années 2009 et 2012. Ce phénomène, déjà partiellement observé en 2012, est accentué en 2013. Il peut s'expliquer par la hausse de la production d'électricité due aux panneaux solaires et/ou à une moindre activité économique.

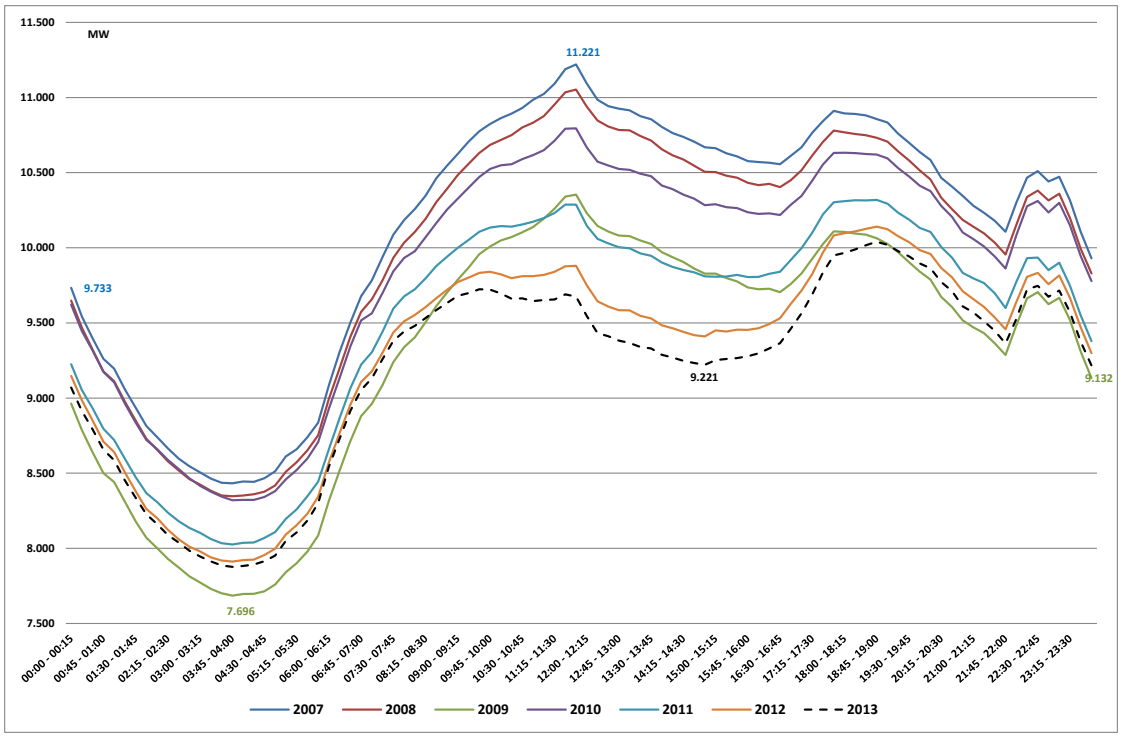


figure 16 : Prélèvement moyen d'électricité par quart horaire dans la zone Elia pour les années 2007 à 2013 (MW)
Source : CREG

58. La figure 16 montre non seulement que le prélèvement d'électricité en milieu de journée a baissé en 2013 par rapport aux années précédentes, mais également que la diminution des prélèvements est moins prononcée pendant les heures creuses. La variabilité du prélèvement d'électricité en journée semble donc baisser. Ces observations sont confirmées par la figure 17 qui représente la variabilité moyenne du prélèvement au cours de la journée mesurée à l'aide de l'écart type (« Av D-Stdev » – ligne bleue) ainsi que l'écart type de la différence de prélèvement d'électricité entre deux journées consécutives (« StdDev of DvD-1 » – ligne rouge). La figure 17 illustre également sur l'axe de droite l'écart type de la différence entre deux quarts d'heure consécutifs (« Stdev of QtoQ – right axis » – ligne verte). Ces dernières statistiques baissent également, mais dans une moindre mesure jusqu'en 2012. A partir de 2013, la baisse s'accentue. Il en découle que la variabilité de la demande d'électricité diminue non seulement au cours d'une journée mais aussi entre deux quarts d'heure consécutifs. Pour ce qui concerne la variabilité entre deux journées consécutives, l'année 2013 connaît une légère hausse après plusieurs années de baisse régulière.

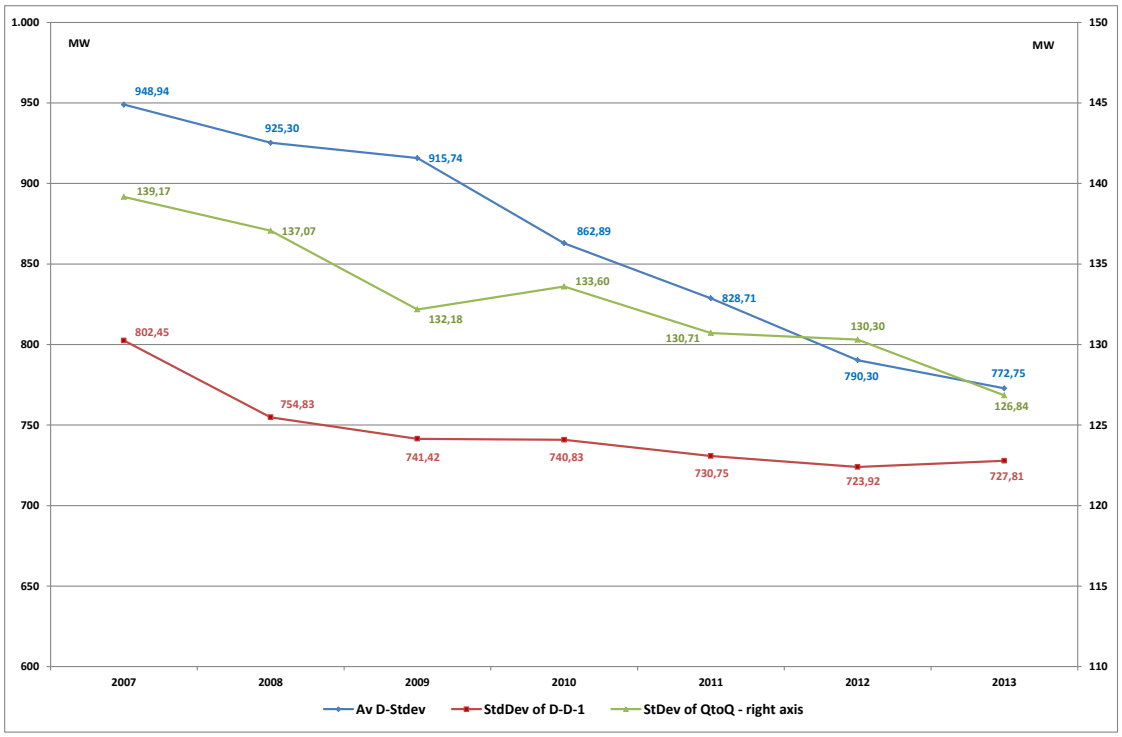


figure 17 : Variabilité annuelle moyenne du prélèvement d'électricité au cours d'une journée (« Av D-Stdev » – ligne bleue), la différence entre deux journées consécutives (« StdDev of DvD-1 » – ligne rouge) et, sur l'axe de droite, la différence entre deux quarts d'heure consécutifs (« Stdev of QtoQ » – ligne verte) (en MW). Les ordonnées de gauche et de droite commencent respectivement à 600 MW et à 110 MW.
Source : CREG

59. Une baisse de la variabilité n'implique pas nécessairement un besoin supplémentaire de flexibilité. En effet, la variabilité n'est pas la même chose que la prévisibilité. Comme détaillé dans la partie cinq sur le *balancing*, le gestionnaire du réseau devait, jusqu'en 2012, mettre tous les ans davantage de moyens en œuvre afin de conserver l'équilibre, et ce, malgré la (légère) baisse de la variabilité de la demande d'électricité constatée ci-dessus. En 2013 par contre, une baisse des moyens nécessaires pour réaliser l'équilibre est observée.

Impact de la production solaire

60. Jusque fin 2012, la CREG ne disposait pas de données détaillées relatives à la production solaire décentralisée. Pour y pallier, celle-ci avait été estimée pour la Flandre sur la base de l'octroi total de certificats verts par mois et sur la base des données disponibles de production solaire en Allemagne. Concrètement, la production horaire en Flandre avait été déterminée comme suit : la production solaire mensuelle totale dans la zone de réglage de TenneT-Allemagne était comparée à celle de Flandre (sur la base du nombre de certificats octroyés). Ensuite, la production solaire allemande était pondérée sur la base de cette comparaison afin d'obtenir l'estimation de la production belge.

Pour l'année 2013, la CREG dispose de données du GRT. A ces dernières ont été juxtaposées celles de l'année 2012 telles que calculées selon la méthodologie présentée ci-dessus afin de réaliser la figure 18.

61. Celle-ci illustre les profils journaliers moyens de production, maximum et minimum de 2011 à 2013. Si l'évolution de la production minimale est négligeable, les profils journaliers moyen et maximal, quant à eux, ont fortement augmenté entre 2011 et 2013. La production moyenne aux heures d'ensoleillement maximal a plus que doublé entre 2011 et 2013 ; la comparaison des courbes de production maximale indique des écarts plus importants encore.

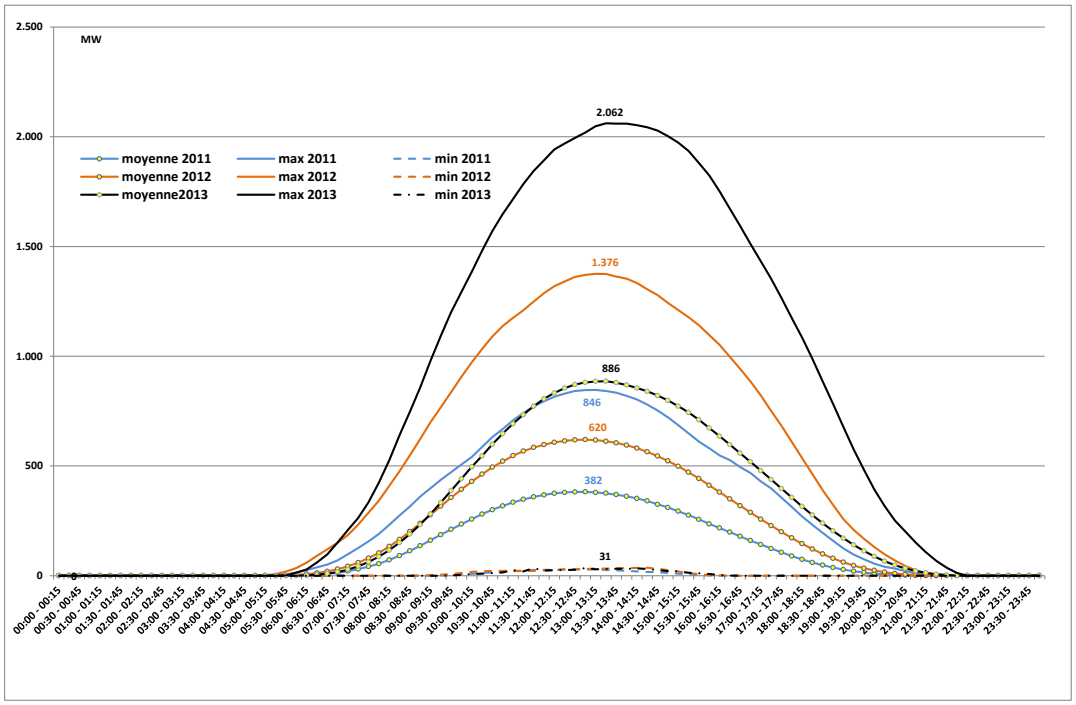


figure 18 : Estimation de la production quart horaire moyenne, maximale et minimale par les panneaux solaires installés (MW) entre 2011 et 2013.
Source : CREG et Elia

62. Sur la base des certificats verts octroyés, la production totale d'électricité des panneaux solaires s'élève à environ 1 TWh en 2011, 1,7 TWh en 2012 et 2,4 TWh en 2013, en hausse de 44 % par rapport aux estimations de 2012.

La figure 19 illustre, sur la base de ces mêmes données, l'évolution de la production mensuelle maximale et de la production mensuelle moyenne à l'heure 13. Au cours de ces trois dernières années, les maximums de production (Max@hour13) sont observés de plus en plus tôt dans l'année. La production maximale estimée s'élevait à 846 MW en octobre 2011, 1.371 MW en septembre 2012 et 2.020 MW en avril 2013. Ce constat pourrait s'expliquer, outre des conditions météorologiques particulières, d'une part, par une capacité

de production croissante en cours d'année et, d'autre part, par un rendement des panneaux solaires plus élevé lorsqu'il ne fait pas trop chaud.

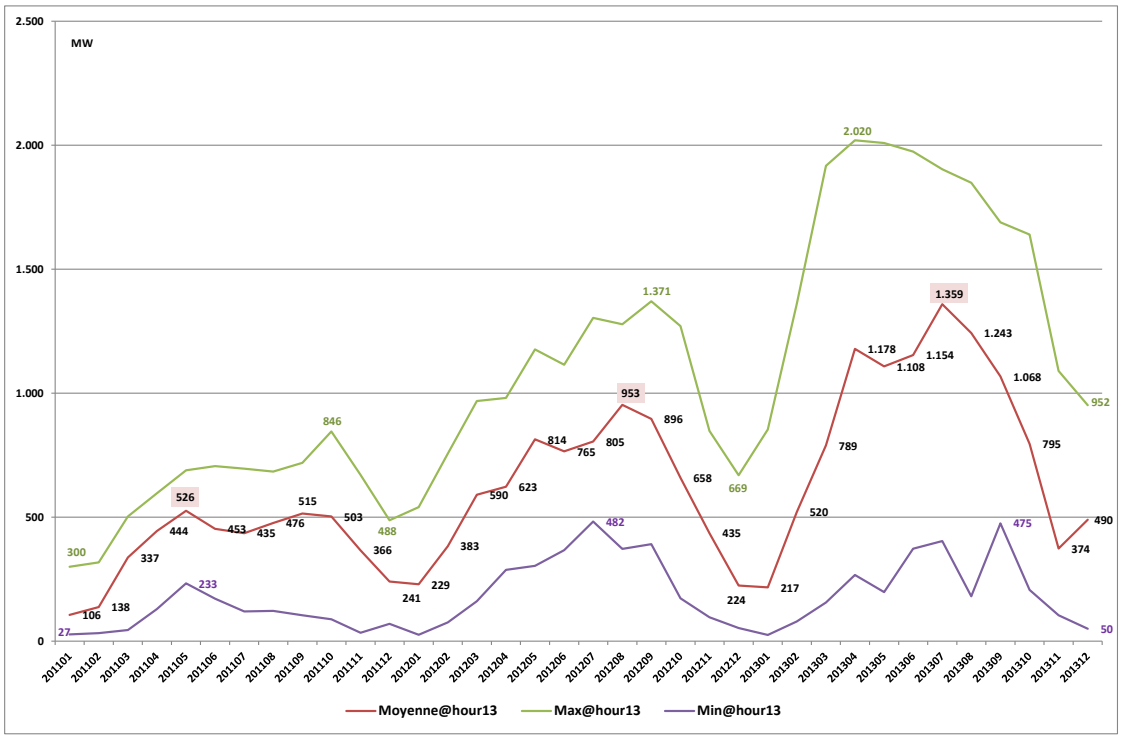


figure 19 : Evolution de la production mensuelle maximale, moyenne et minimale à la treizième heure du jour
Source : CREG

63. La variabilité de la production solaire devrait également être perceptible en cas de variabilité plus élevée du prélèvement sur le réseau Elia en milieu de journée. La figure 20 illustre par année un profil journalier de variabilité du prélèvement, mesuré à l'aide de l'écart-type du prélèvement par quart d'heure. Il en découle que, depuis 2012, la variabilité du prélèvement pour les quarts d'heure en milieu de journée a augmenté de 100 à 200 MW par rapport aux années précédentes, soit une augmentation de 10 à 20 %. Cette tendance s'est accentuée en 2013. Pour les heures creuses, la variabilité a baissé par rapport à la majorité des années.

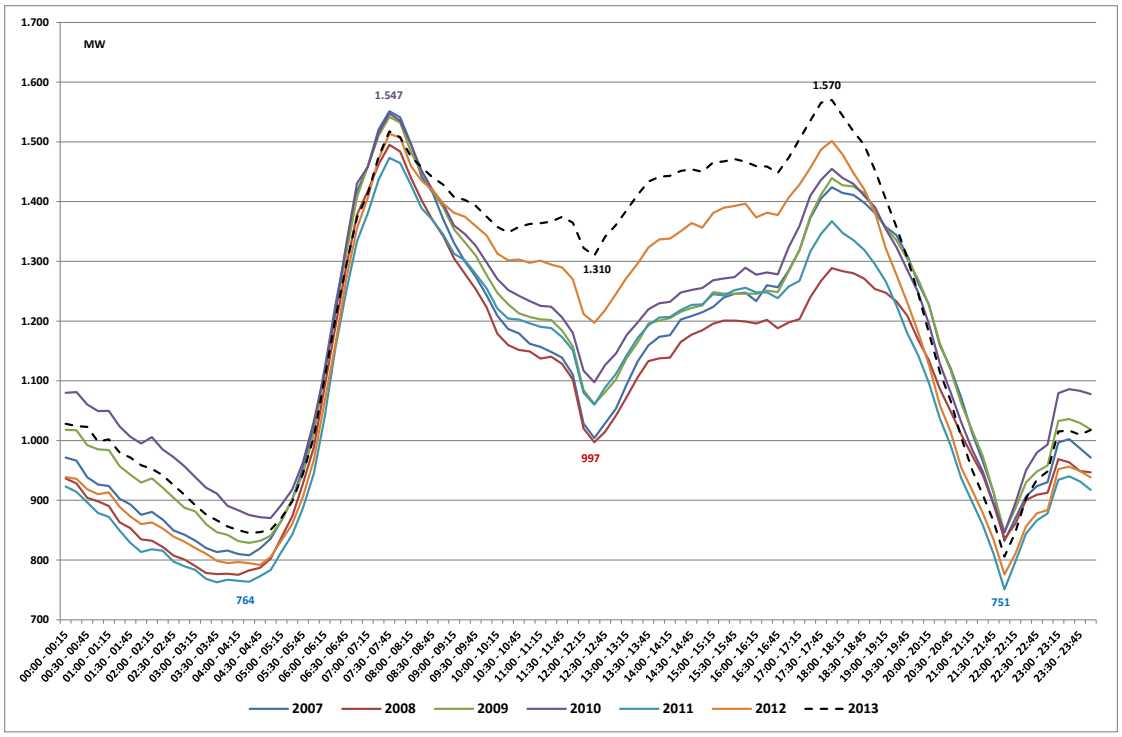


figure 20 : Ecart-Type par quart horaire du prélèvement sur le réseau dans la zone de réglage Elia (MW) entre 2007-2013. L'ordonnée commence à 700 MW.
Source : CREG

64. Il convient de nuancer quelque peu l'augmentation de la variabilité de la figure 20. En effet, cette dernière reflète la variabilité de la demande d'électricité par quart d'heure pour une année entière. Si l'on examine l'écart-type de la différence en matière de demande d'électricité entre deux quarts d'heure consécutifs, l'on constate qu'elle a également diminué en 2013 par rapport à certaines années précédentes. C'est également ce qu'illustre la figure 21. Celle-ci démontre que la variabilité de la différence entre deux quarts d'heure consécutifs baisse en 2013 tout comme en 2012 pour presque tout le profil journalier, par rapport à quelques années précédentes sauf pour le pic du matin.

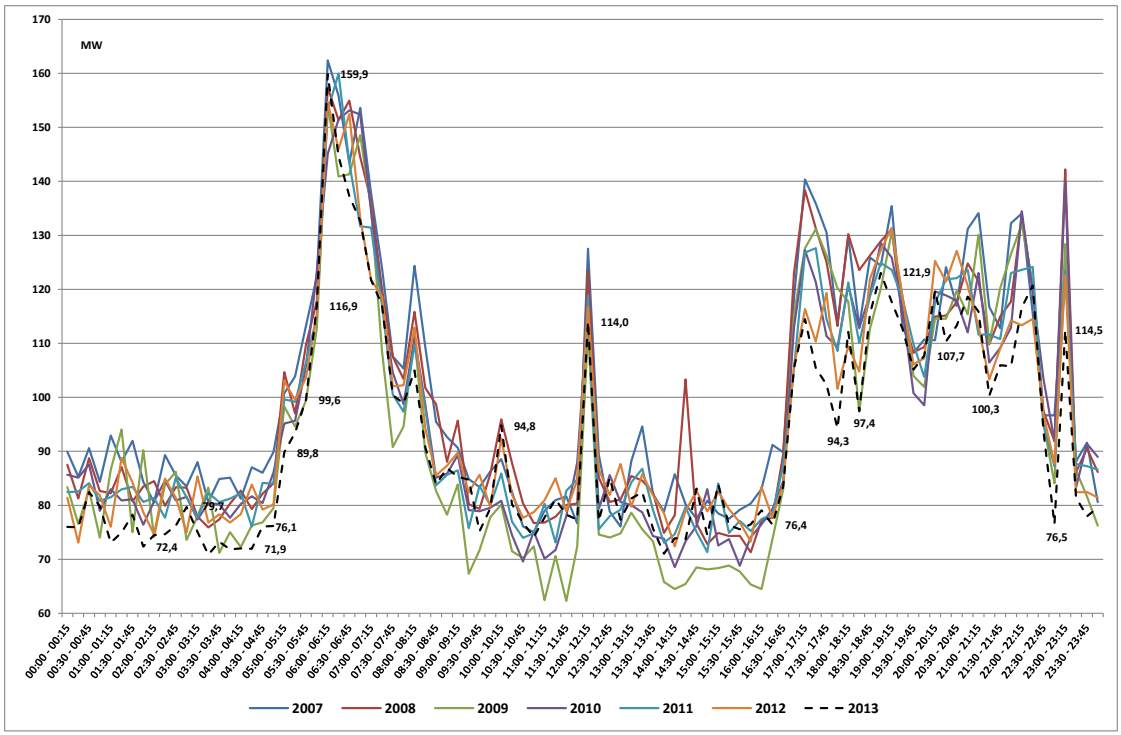


figure 21 : Ecart-type de la différence de prélèvement d'électricité entre deux quarts d'heure consécutifs (MW). L'ordonnée commence à 60 MW.
Source : CREG

65. L'impact des panneaux solaires sur la production sera vraisemblablement encore un peu plus important en 2014, car les chiffres ci-dessus constituent une moyenne pour l'ensemble de l'année 2013. Toutefois, la faible augmentation des installations PV en 2013, dans un environnement d'incertitudes liées aux modifications des règles d'octroi des subsides régionaux, pondèrera probablement quelque peu ces prévisions.

B.4 Capacité installée en énergie éolienne *offshore* et *onshore*

66. En 2013, par rapport à 2012, la puissance installée totale des éoliennes offshore a augmenté de 185,7 MW pour atteindre un total de 566,1 MW. Cette hausse est due, d'une part, à la réalisation de la dernière phase du parc éolien de C-Power comprenant 18 éoliennes, soit une hausse de la capacité de 111 MW et d'autre part, à la mise en service par Northwind des premières 25 éoliennes du troisième parc éolien offshore belge, soit une augmentation de la capacité de 75 MW.

Le tableau 10 ci-dessous dresse un aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens *offshore* existants et en construction.

Nom du parc	Capacité		
(MW)	début 2013	fin 2013	total
Belwind	165	165	330
C-Power	215	326	326
Northwind	0	75	216
Total	**380**	**566**	**878**

tableau 10 : Aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens *offshore* existants et en construction en 2013
Source : CREG

La puissance installée totale des éoliennes *onshore* raccordée au réseau Elia a augmenté de 20,6 MW en janvier 2007 pour atteindre un total de 149,0 MW fin 2013.

67. La figure 22 illustre l'évolution mensuelle de la capacité installée des parcs éoliens *offshore* à partir du mois d'avril 2009 et *onshore* à partir de janvier 2007.

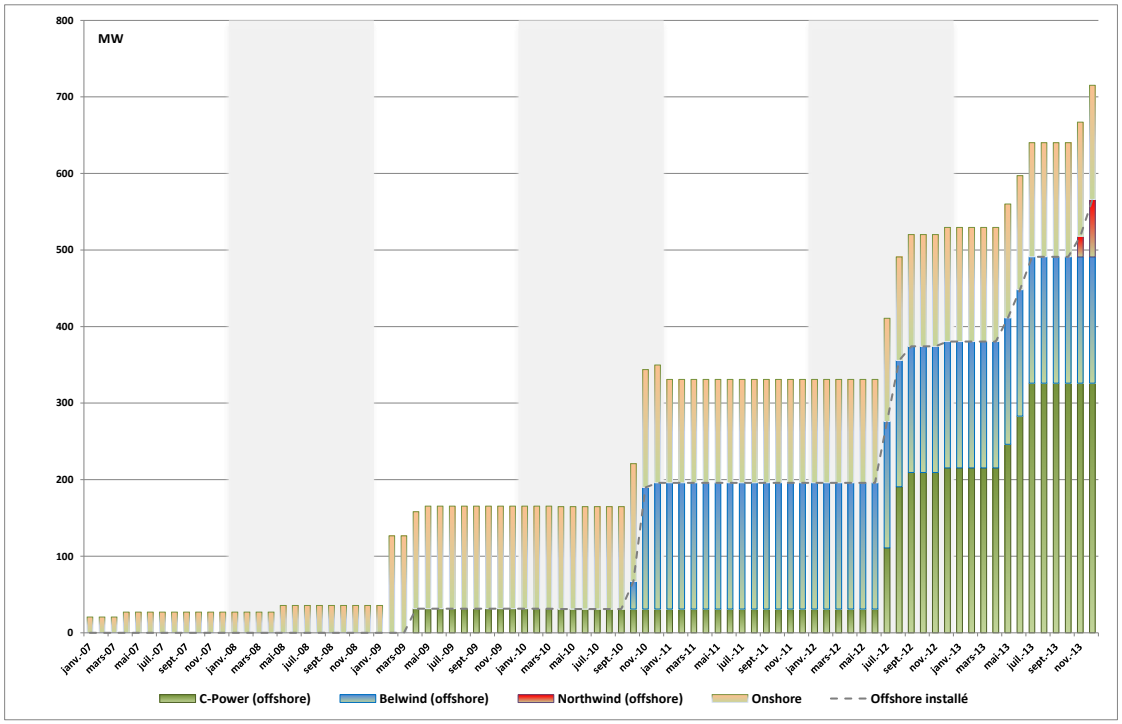


figure 22 : Evolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* et *onshore* raccordée au réseau Elia entre 2007 et 2013
Source : CREG

La production d'énergie éolienne a commencé par l'*onshore*. Ce n'est qu'en 2009, que les premières éoliennes *offshore* ont produit de l'énergie électrique. Depuis la progression est importante comme le confirme le graphique ci-dessus. En 2013, tous les parcs éoliens *offshores* ont injecté ensemble 1,5 TWh dans le réseau de transport, en hausse de 75,5% par rapport à 2012. Si la production *onshore* est additionnée à la production *offshore*, la production éolienne en 2013 s'élève à 1,8 TWh en hausse de 61,0% par rapport à 2012.

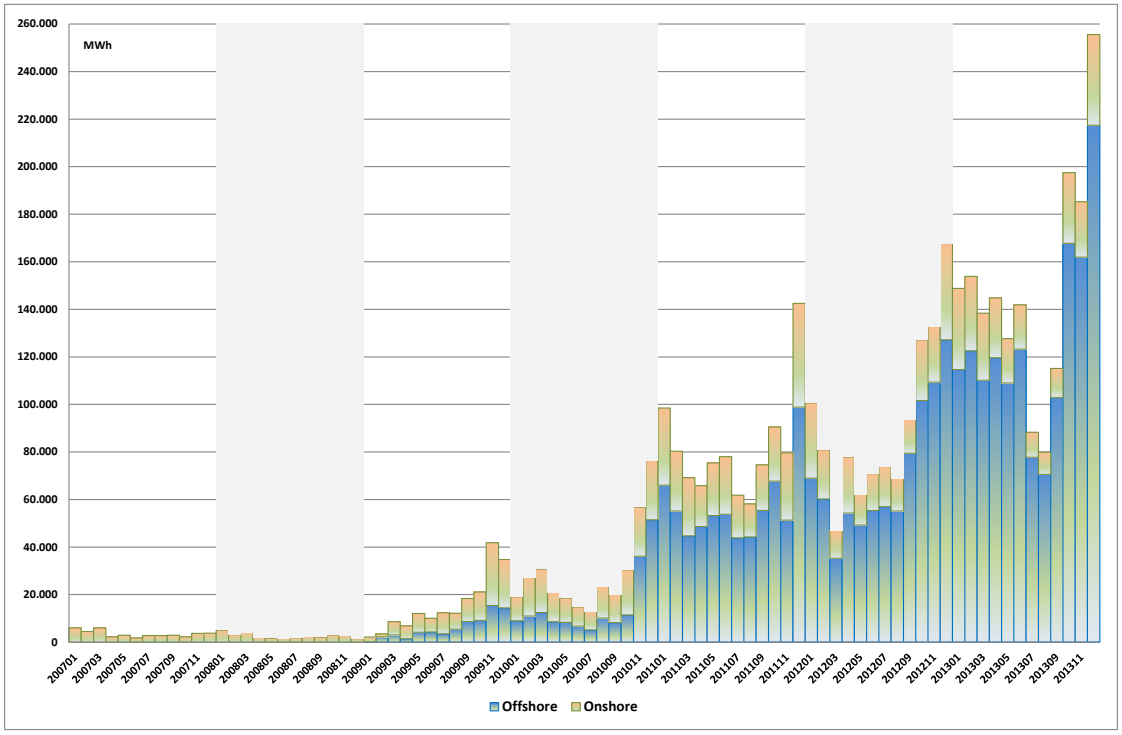


figure 23 : Production nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* raccordée au réseau Elia entre 2007 et 2013
Source : CREG

B.5 Ecarts de prévision

68. Elia effectue une prévision quotidienne du prélèvement d'électricité pour chaque demi-heure du jour suivant. La prévision du prélèvement est importante, étant donné que le prix Belpex DAM dépend fortement du prélèvement estimé. Si les acteurs du marché se basent sur les prévisions de la demande réalisées par le gestionnaire de réseau, des prévisions erronées peuvent avoir un impact sur les prix. Le tableau 11 fournit, a postériori, une analyse de l'écart de prévision par jour. Ce dernier est calculé en soustrayant la consommation journalière moyenne réelle du prélèvement journalier moyen prévu (exprimés tous deux en MW). Si cet écart est positif pour un jour donné, la prévision était supérieure à la consommation moyenne. Ce mode de calcul implique une limite inférieure pour l'écart de prévision réel, étant donné que les écarts de prévision doivent pouvoir être compensés dans la journée[31].

[31] Supposons par exemple que la consommation pour chaque heure soit de 10.000 MW exactement et qu'Elia ait toujours prévu correctement la consommation, sauf au cours de l'heure x où Elia prévoit 9.000 MW (une erreur de -1.000 MW) et de l'heure y où elle prévoit 11.000 MW (une erreur de + 1.000 MW); dans ce cas, l'erreur de prévision est, selon nos calculs, de 0 MW, étant donné que les deux erreurs de prévision se compensent sur la journée.

69. La prévision divergente moyenne pour une année déterminée est la moyenne de tous les écarts de prévision par jour de cette année et indique si Elia effectue une prévision 'faussée' pour cette année. Si cette moyenne se situe aux alentours de 0 MW, il n'y a pas de prévision faussée. Elia prévoit parfois trop, parfois trop peu de consommation. Si cette moyenne est négative, Elia a en moyenne sous-estimé la consommation pour cette année. Ce fut le cas au cours des 7 années étudiées. Elia a prévu en moyenne trop peu de prélèvements[32] en 2013 avec un déficit moyen de 153 MW.

70. De manière générale, l'on peut affirmer qu'Elia a réalisé, sur la base des chiffres absolus, une prévision corrigée en 2013 : pour presque toutes les statistiques calculées, l'écart de prévision sur une base journalière semble s'améliorer par rapport à plusieurs années précédentes. Par rapport à 2012, la situation s'est légèrement dégradée pour quelques statistiques.

71. Le tableau 11 indique également le nombre de jours durant lesquels l'écart de prévision moyen était supérieur à 500 MW et 1.000 MW. Par rapport à 2011, la diminution des prévisions trop faibles de plus de 500 MW se confirme en 2013, sans pour autant atteindre les mêmes résultats qu'en 2012. Pendant 24 jours en 2013, Elia a sous-estimé les prélèvements journaliers pour plus de 500 MW et 4 jours pour plus de 1.000 MW. Les durées des surestimations sont, par contre, moindre qu'en 2012.

	Année	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
(MW)	Moyenne	-113	-201	-486	-276	-298	-117	-153
	Moyenne > 0	209	189	196	346	343	218	214
	Moyenne < 0	-247	-283	-521	-329	-375	-237	-288
	Max (max. excès)	962	710	766	1.586	1.467	1.657	1.083
	Min (max. déficit)	-838	-2.161	-2.309	-1.559	-2.363	-1.109	-1.587
Nombre de jours	# > 500MW	9	2	2	3	6	8	3
	# < -500MW	19	24	126	41	86	22	24
	# > 1.000MW	0	0	0	4	3	1	2
	# < -1.000MW	0	7	22	8	2	1	4

tableau 11 : Ecart de prévision sur une base journalière (positif, si les prévisions > consommation réelle)
Source : CREG + ELIA

[32] Cela peut s'expliquer par la production décentralisée au moyen des panneaux solaires : ils diminuent le prélèvement des foyers et donc le prélèvement du réseau Elia.

C Echange d'électricité

72. La présente section analyse l'échange d'électricité en Belgique. C'est principalement la bourse d'électricité Belpex DAM qui sera abordée, tant le marché *day-ahead* (DAM) que le marché *intra-day* continu (CIM). Nous verrons aussi dans quelle mesure les prix négatifs sur le marché day-ahead en Allemagne influencent le prix belge comme celui des autres pays de la région CWE.

C.1 Marché à court terme

C.1.1 Marché day-ahead (DAM)

A. Historique du marché DAM

73. Le 21 novembre 2006, la bourse d'énergie Belpex est opérationnelle. Dès son origine, elle est couplée par les prix avec la bourse néerlandaise (APX) et la bourse française (Powernext devenu, en ce qui concerne ses activités relatives au marché spot de l'électricité, EPEX Spot). Ce couplage trilatéral (TLC) avait comme bornes de prix techniques harmonisées : [0,01 €/MWh, 3.000 €/MWh].

74. Le 9 novembre 2010, le couplage par les prix s'étend à la région Centre-Ouest Européen (CWE). Celui-ci se compose du marché trilatéral auquel vient s'associer l'Allemagne et le Luxembourg. Les bornes techniques harmonisées furent à ce moment-là revues pour devenir les suivantes: [-3.000 €/MWh, +3.000 €/MWh]. Cette zone est, également, couplée par les volumes depuis cette date au marché nordique (NO, SE, DK, FI, EE).

75. Le 1er avril 2011, le câble BritNed et l'enchère britannique d'APX rejoignent le couplage de marché par les prix CWE.

Elargissement du couplage de marché CWE à la zone NWE

76. Le couplage de marché NWE remplace le couplage de marché CWE actuel et le couplage de marché par les volumes (ITVC) entre la région CWE et le marché nordique. Le couplage NWE vise à coupler, par les prix, le marché *day-ahead* CWE, le marché nordique (Danemark, Finlande, Norvège, Suède), la Grande–Bretagne ainsi que les états baltes et la

Pologne (via *SwePol link*) via un même algorithme calculant simultanément le prix du marché et la position nette des zones de prix, de manière optimale, les capacités d'interconnexion disponibles (*available transfer capacity – ATC)* entre les différents marchés pour optimiser le bien-être socio-économique global du marché journalier. Dans ce cadre, le développement et la création d'un hub virtuel en Grande-Bretagne ont été nécessaire pour faciliter l'intégration du marché britannique au marché NWE. Le but du hub britannique est de partager la liquidité des différentes bourses britanniques actives sur une même zone de réglage afin de créer une zone de prix unique pour le marché britannique.

77. Le couplage de marché NWE, concernant 15 GRT et 4 bourses d'électricité, devait voir le jour le 26 novembre 2013. Le couplage de marché a pris du retard et sera finalement lancé le 4 février 2014. La région NWE inclut la Belgique, le Danemark, l'Estonie, la Finlande, la France, l'Allemagne/Autriche, la Grande-Bretagne, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Norvège, la Pologne (via SwePol link) et la Suède.

Projet d'un marché unique européen

Ce projet de couplage de marché régional par les prix sur le marché day-ahead fait suite au projet de l'Europe de créer un marché unique day-ahead à l'horizon 2014.

figure 24 : Représentation du projet PCR
Sources : présentation PCR *Project Main Features*

L'objectif recherché par le couplage de marché régional par les prix est de développer une solution unique de couplage de marché par les prix via un algorithme unique (Euphemia) qui connecte les enchères *day-ahead* des pays participants faisant usage de la capacité d'interconnexions disponibles afin de calculer les prix d'électricité à travers l'Europe et l'allocation des capacités aux frontières sur base *day-ahead*. Ceci est important afin d'atteindre l'objectif européen d'harmonisation du marché européen de l'électricité. L'intégration du marché de l'électricité devrait accroître la liquidité, l'efficacité et le bien-être général. Le couplage de marché régional est une initiative mise sur pied à l'origine par 7

bourses d'électricité européennes durant l'année 2009 : APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE ouverte à toutes les bourses européennes désireuses de rejoindre le projet. C'est ainsi que OTE a décidé de rejoindre le projet en date du 4 mars 2013.

78. Le couplage de marché NWE (voir ci-dessus) sera la première implémentation du PCR. Les autres pays d'Europe sont également occupés à s'associer les uns aux autres en vue de faire des couplages de marchés locaux et qui pourront ensuite s'associer au NWE pour atteindre le marché unique européen de l'électricité.

La région la plus avancée pour rejoindre rapidement le couplage par les prix de la région NWE est la région SWE (*South-West Europe*) qui couvre la France, l'Espagne et le Portugal. Au moment du lancement du couplage NWE (février 2014), les prix des régions NWE et SWE sont calculés de manière synchronisée par le PCR mais les capacités de transmission entre la France et l'Espagne sont allouées via des enchères explicites. Le but est que cette capacité soit également allouée implicitement à l'aide de la solution PCR mais cela nécessite encore quelques arrangements. La finalisation de ce projet est espérée pour le mois de mai 2014. A partir de cette période, les régions NWE et SWE seront alors totalement intégrées.

Pour les autres régions, il faudra attendre plus longtemps. Néanmoins, certains couplages entre certains pays des différentes régions ont déjà eu lieu. En effet, pour la région CSE (*Central South Europe*) qui se compose de la France, de l'Allemagne/Autriche, de la Grèce, de l'Italie et de la Slovénie, un couplage de marché *day-ahead* est effectif depuis 2011 à la frontière Italo-slovène. Pour la région CEE (*Centre-Est Européen*), le premier couplage de marché a débuté en 2009 par un couplage de marché de l'électricité entre la République Tchèque et la Slovaquie. Celui-ci est rejoint en 2012 par la Hongrie.

Le Couplage de marché flow-based

79. Le *Memorandum of understanding* signé le 6 janvier 2007 par la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas engage ces pays à améliorer la sécurité d'approvisionnement et à implémenter un couplage de marché sur base d'un système *flow-based*.

80. Durant l'année 2012, le projet *flow-based* CWE est à l'étude nécessitant de nombreux développements de la part des dix acteurs impliqués dans le projet : 3 bourses de l'énergie (APX, Belpex et EPEX Spot) et 7 gestionnaires de réseau de transport d'électricité (Amprion,

Creos, Elia, RTE, TenneT GmbH, TenneT B.V. et Transnet BW). De nombreuses simulations d'un système *flow-based* applicable à la région CWE ont eu lieu. Le 21 février 2013, débute la publication hebdomadaire des résultats, notamment les prix et les positions nettes, du système *flow-based* en parallèle du système actuel, et ce rétroactivement à partir du 1er janvier 2013.

81. Tout comme le couplage actuel, le couplage de marché *flow-based* alloue de la capacité d'interconnexion en optimisant le surplus économique total des carnets d'ordres des différents marchés spots couplés tout en tenant compte des limitations physiques du réseau. Il conduira à une convergence des prix dans la région CWE quand les capacités de transport disponibles le permettront. En décrivant de manière plus détaillée le réseau, la méthode *flow-based* devrait permettre de mieux utiliser le réseau disponible ce qui devrait augmenter le bien-être économique tout en maintenant un même niveau de sécurité d'approvisionnement qu'aujourd'hui.

82. Au mois d'octobre 2013, une communication[33] répond à certaines incertitudes révélées par une consultation publique organisée quelques mois plus tôt telles que :

- l'impact du calcul des capacités via la méthode *flow-based* sur les services auxiliaires et sur les capacités destinées à d'autres horizons de temps ;
- l'impact du modèle sur les autres horizons de temps ;
- la perte de bien-être pouvant être observée par rapport à la situation ATC actuel ;
- les bénéfices du système ;
- la situation des petits pays vis-à-vis des grands pays de la région CWE (pourront-ils bénéficier du système au même titre que les grands ?, incertitude qui pèse sur le prix payé par les petits pays par rapport aux grands,…).

[33] CASC: *Outcome of the CWE FB MC Survey - Project answers to Market Participants' concerns and questions.*

B. Analyse du marché DAM

Analyse des prix sur le marché DAM[34]

83. Le couplage des marchés peut être résumé dans le tableau et les deux graphiques ci-après. Le tableau 12 illustre la convergence moyenne, exprimée en pourcentage, des marchés au cours des années 2007 à 2013. Deux marchés affichent le même prix lorsque l'interconnexion entre les marchés n'est pas saturée[35]. L'analyse ci-dessous envisage plusieurs scénarii:

- **FR≠BE≠NL** : les deux interconnexions sont saturées (congestion), par conséquent trois prix différents sont observés en Belgique, en France et aux Pays-Bas ;
- **FR≠BE=NL** : l'interconnexion avec la France est saturée (congestion), ce qui signifie un même prix en Belgique et aux Pays-Bas mais un prix différent en France ;
- **FR=BE≠NL** : l'interconnexion avec les Pays-Bas est saturée (congestion), ce qui entraîne un même prix en Belgique et en France mais un prix différent aux Pays-Bas ;
- **BE=NL=FR** : les interconnexions ne sont pas saturées (pas de congestion), un même prix s'applique sur les trois marchés ;
- **BE=NL=FR=DE** : les interconnexions ne sont pas saturées dans la région CWE (pas de congestion), un même prix est constaté dans toute la région CWE.

84. Le tableau 12 indique qu'en 2013, les prix dans la région CWE (BE=NL=FR=DE) étaient égaux durant 16,2 % du temps. Il s'agit d'une nouvelle et importante diminution par rapport aux deux années antérieures, lorsque les prix étaient égaux respectivement pendant presque les deux tiers (2011) et la moitié du temps (2012).

85. La convergence des prix dans l'ancien TLC (BE=NL=FR)[36] s'est également détériorée puisque celle-ci passe de 62,6 % du temps en 2012 (73,2 % en 2011) à 36,0 % en 2013. Ce constat s'explique principalement par la diminution de la convergence des prix entre d'une part, la France et la Belgique et d'autre part entre la Belgique et l'Allemagne. Entre 2011 et 2013, les prix français et belges étaient égaux durant presque 100 % du temps en 2011, contre 86,5 % en 2012 et seulement 72,7 % en 2013. La convergence des prix allemands et belges est passée de 70,0 % en 2011 à 34,8 % en 2013, la convergence des prix entre la

[34] *Day-Ahead Market.*
[35] Dans la pratique, les prix sur les deux marchés sont considérés identiques si la différence de prix est inférieure ou égale à 1 €/MWh.
[36] Couplage trilatéral des marchés belge (Belpex), français (Powernext) et néerlandais (APX) de l'électricité.

Belgique et ses deux pays frontaliers (France et Pays-Bas) n'ayant pas connu une telle détérioration en 2013.

86. Le temps pendant lequel la Belgique a connu un prix isolé (FR≠BE≠NL) reste minime, et représente 2,4 % du temps en 2013, soit quand même le double de la moyenne des années 2007-2013.

Année	FR ≠ BE ≠ NL	FR ≠ BE = NL	FR = BE ≠ NL	BE = NL = FR	BE = NL = FR = DE	BE = NL	BE = FR	BE = DE
2007	1,11%	8,13%	23,97%	66,72%	12,23%	74,85%	90,70%	16,24%
2008	0,65%	13,66%	14,07%	71,62%	8,08%	85,28%	85,69%	10,08%
2009	1,29%	24,35%	11,40%	62,85%	12,44%	87,20%	74,26%	17,91%
2010	0,97%	10,21%	22,66%	66,11%	22,28%	76,31%	88,77%	26,56%
2011	0,40%	0,31%	26,02%	73,23%	68,34%	73,54%	99,25%	69,97%
2012	1,20%	12,30%	23,88%	62,59%	49,73%	74,89%	86,48%	62,53%
2013	2,35%	24,98%	36,70%	35,96%	16,23%	60,94%	72,66%	34,84%
2007-2013	1,14%	13,42%	22,67%	62,73%	27,05%	76,14%	85,40%	34,02%

tableau 12 : Convergence des prix entre marchés
Source : CREG (données provenant d'ELIA, de BELPEX, d'APX, et d'EPEX spot)

87. La figure 25 permet de visualiser et de mieux comprendre la diminution de la convergence des prix au sein de la région CWE[37].

Avec la France, la Belgique a connu, depuis la mi-2010, une assez longue période de grande convergence[38] des prix, toutefois, à partir du mois d'août 2012, celle-ci connaît des amplitudes particulièrement importantes.

Avec l'Allemagne[39], la convergence des prix s'est détériorée, mais davantage encore au cours de l'été 2013 ; l'été 2012 avait, par contre, présenté un schéma de convergence diamétralement opposé. Les fluctuations mensuelles de la convergence entre les prix des deux pays se sont amplifiées à partir du mois d'août 2012, jusqu'en juin 2013. Au sein de la région CWE, la convergence des prix a atteint son niveau le plus bas en avril 2013.

Avec les Pays-Bas, la convergence des prix avec la Belgique est similaire à celle de l'Allemagne entre novembre 2010 et avril 2012, ensuite elles évoluent en sens opposé.

L'importante diminution de la convergence des prix intervient fin 2012, lorsque la convergence entre l'Allemagne et la France diminue fortement (sauf au mois d'avril 2013), tandis que celle avec les Pays-Bas augmente.

[37] *Central Western European*: Belgique, Pays-Bas, Allemagne, France.
[38] à l'exception du mois de février 2012, sans doute en raison de la vague de froid ayant sévit sur l'Europe.
[39] L'Allemagne a rejoint, en novembre 2010, le couplage par les prix déjà mis en place en Belgique, en France et aux Pays-Bas, lors du couplage des marchés de la région CWE. Ceci explique la forte augmentation de convergence des prix entre la Belgique et l'Allemagne à cette date.

Cette baisse de la convergence des prix découle, probablement, dans une large mesure, de l'indisponibilité de 2.000 MW de capacité nucléaire entre août 2012 et juin 2013.

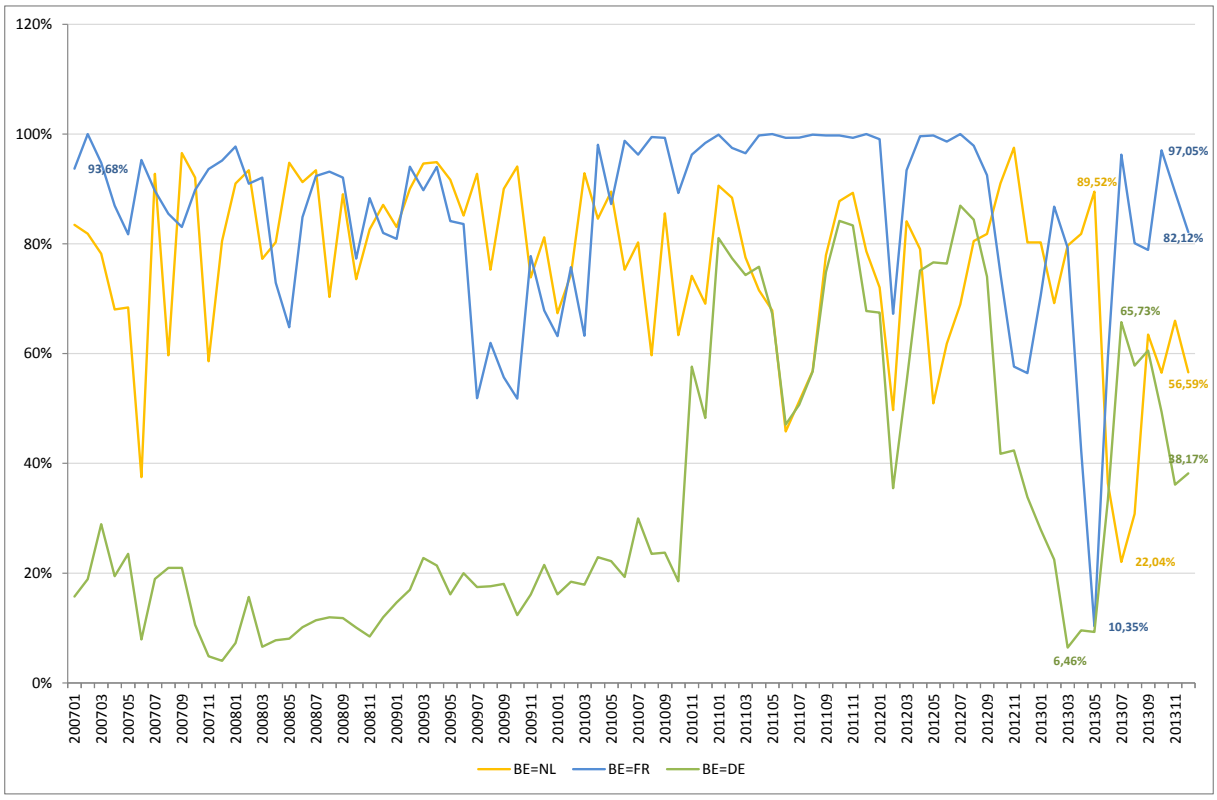


figure 25 : Evolution de la convergence mensuelle des prix sur le marché *day-ahead* dans la région CWE entre 2007 et 2013 dans le cas où le différentiel de prix est ≤ 1 euro/MWh
Source : CREG (données provenant d'ELIA, de BELPEX, d'APX, de POWERNEXT et d'EEX)

88. En raison du taux de saturation relativement élevé des interconnexions en 2012 et 2013, les prix sont plus éloignés les uns des autres que les années précédentes. L'évolution du prix mensuel moyen sur les quatre marchés de l'Allemagne, de la Belgique, des Pays-Bas et de la France est illustrée dans la figure 26, reprenant les prix mensuels moyens de ces quatre bourses pendant la période allant de 2007 à 2013.

89. Le prix annuel moyen sur le Belpex DAM en 2013 est de 47,45 €/MWh, soit 0,47 €/MWh de plus qu'un an plus tôt. En 2012, la France avait environ le même niveau de prix que la Belgique et les Pays-Bas étaient 1,0 €/MWh plus cher que la Belgique. Avec un prix moyen de 42,6 €/MWh, l'Allemagne était environ 10% moins chère que les autres pays de la région CWE. En 2011, la Belgique et la France étaient encore moins chères que l'Allemagne. L'année 2013 diffère donc des années précédentes.

90. Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région CWE n'est manifestement pas au rendez-vous, particulièrement les deux dernières années. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette observation :

- les arrêts des deux centrales nucléaires belges pendant près d'une année (voir supra) ;
- un manque d'intégration de l'énergie renouvelable suite à des interconnexions insuffisantes entre les 4 Etats ;
- la différence entre les parcs de production et le prix du charbon par rapport au prix du gaz.

D'une manière générale sur la période étudiée, les prix moyens les plus élevés ont été observés dans la région CWE en 2008. Ensuite, à cause de la crise financière et économique, les prix moyens se sont contractés concomitamment pour atteindre un plus bas en mai 2009. La plus forte divergence des prix pendant la période étudiée s'observe à partir du mois de juin 2012. Ces trois dernières années, le prix moyen annuel des Pays-Bas est systématiquement supérieur à celui de - par ordre décroissant - la Belgique, la France et l'Allemagne. Ce dernier pays connaît une forte diminution de son prix moyen pour atteindre, en 2013, un plancher au cours des 7 dernières années. Les prix de gros sur le marché à court terme ont diminué de quelques euros/MWh en Belgique, en France et aux Pays-Bas, par contre en Allemagne le prix moyen diminue de €13,4 en deux ans. Sur Belpex et APX, les prix annuels moyens n'ont quasi pas bougé entre 2011 et 2013, ce qui n'est pas le cas sur EPEX SPOT et EEX où les prix accusent de sensibles baisses.

Le pic de prix de février 2012, résultante de la vague de froid, n'a plus été observé en 2013 avec une telle acuité malgré l'indisponibilité de deux centrales nucléaires belges.

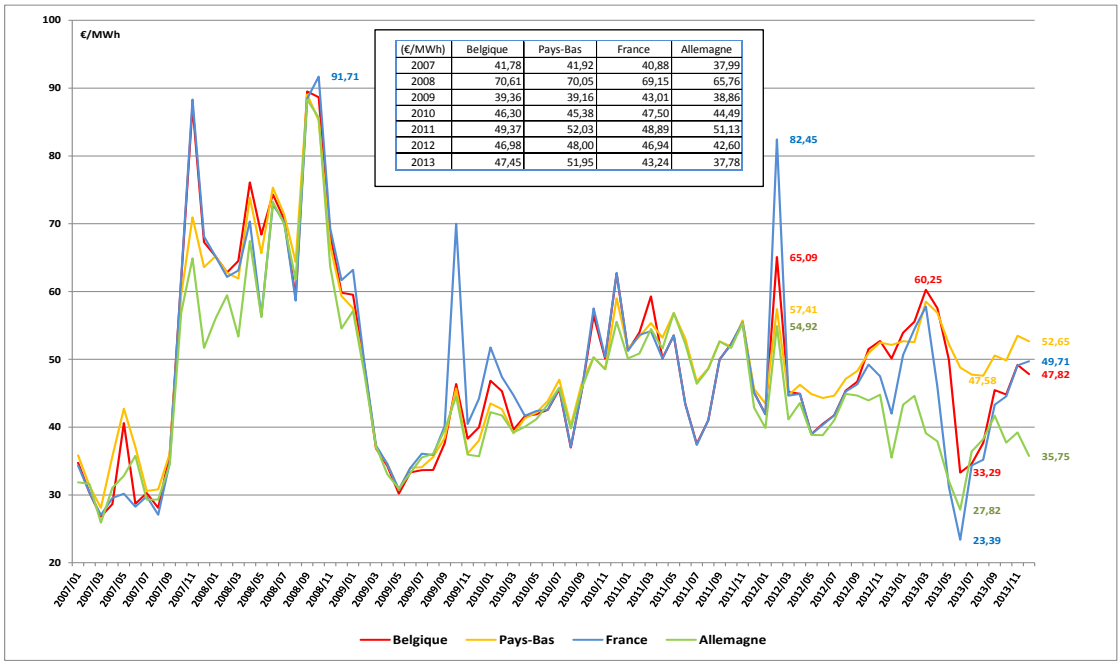


figure 26 : Prix moyens mensuels *day-ahead* sur les quatre bourses de la région CWE pour la période 2007-2013
Source: CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT, EEX

91. Malgré l'indisponibilité de 2.000 MW de capacité de production nucléaire en Belgique des mois de juin / août 2012 jusqu'au mois de juin 2013, les prix en Belgique n'ont pas sensiblement augmenté. Au contraire, ils ont même baissé à partir du mois d'avril pour atteindre un plus bas à 33,29 €/MWh en juin; ils n'ont, par contre, pas connu les baisses observées sur les marchés français (27,82 €/MWh) et allemand (23,39 €/MWh). Certes, les prix ont augmenté au cours des trois derniers mois de 2012 jusqu'au mois de mars 2013 par rapport aux mois d'été, mais cette tendance était prévisible sur le marché DAM en raison de l'importante demande d'électricité. Après les prix ont baissé sensiblement sauf sur le marché des Pays-Bas pour ensuite remonter en fin d'année, au-dessus de leur moyenne annuelle sauf pour l'Allemagne.

92. Il ressort de l'évolution du prix mensuel moyen (voir figure 26 ci-dessus) que les prix moyens sur les quatre bourses au cours des trois dernières années restent relativement modérés par rapport à la fin de l'année 2007 et de l'année 2008. Ceci semble également être le cas pour les pics de prix, comme illustré par le tableau 13. Il reflète, pour la période 2007-2013, le nombre d'heures au cours desquelles un prix s'est formé pendant un intervalle de prix précis. Il en découle que le nombre de pics de prix était nettement plus faible en 2009-2013 qu'en 2007 et 2008. En 2013, les prix ont dépassé 100 €/MWh pendant 44 heures, dont 32 fois au cours du seul mois d'avril.

93. Des prix négatifs pendant 15 heures ont été également enregistrés en 2013, une situation qui s'était produite une première fois en 2012 pour la période sous revue. Des prix négatifs ont été enregistrés pendant trois heures le 15 juin, 11 heures le 16 juin et 1 heure le 23 juin. Des prix négatifs allant jusqu'à -200 €/MWh de 5 à 8 heures du matin ont été enregistrés le 16 juin 2013.

(nombre d'heures)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
< 0 €/MWh	0	0	0	0	0	7	15
0 - 100 €/MWh	8.397	7.602	8.717	8.706	8.740	8.701	8.701
100 - 200 €/MWh	305	1.164	43	52	19	73	44
200 - 300 €/MWh	25	13	0	2	0	3	0
300 - 500 €/MWh	15	2	0	0	0	0	0
500 - 1000 €/MWh	14	3	0	0	0	0	0
1000 - 3000 €/MWh	4	0	0	0	1	0	0

tableau 13 : Nombre d'heures de production par tranche tarifaire entre 2007 et 2013
Source : CREG

Les prix négatifs dans la région CWE

Cette section donne un aperçu de l'importance des prix négatifs en Allemagne et l'influence sur les autres pays de la région CWE.

Depuis l'automne 2008, les prix day-ahead allemands peuvent être négatifs. Les prix de l'électricité peuvent devenir négatifs lorsque la charge résiduelle, c'est-à-dire la charge totale diminuée de la production d'électricité d'origine renouvelable (essentiellement d'origine éolienne), est faible. Dans ce cas-là, la possibilité de limiter davantage la production est réduite et il devient parfois nécessaire de diminuer la production de centrales dites *baseload*. Cependant, ces centrales coûtent cher à arrêter et à redémarrer. C'est pour cette raison que certains producteurs décident de continuer à produire de l'électricité par leurs centrales *baseload* et de la vendre à perte. Cela leur revient, en effet, moins cher que de suspendre la production. En ce qui concerne les producteurs d'électricité d'origine renouvelable, ils ne souffrent pas de ces prix négatifs étant donné qu'ils vendent leur électricité au tarif d'achat comme l'explique l'étude (F)110908-CDC-1098 du 8 septembre 2011 relative au « mécanisme de la formation des prix négatifs en Allemagne ».

Le tableau 14 reprend, pour la période 2008-2013, les détails sur l'occurrence de prix négatifs en Allemagne.

Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nombre d'heures	15h	71h	12h	15h	56h	64h
Période	HC	HC	HC	HC	HC	HC
Prix le plus bas (€/MWh)	-101,52	-500,02	-20,45	-36,82	-221,99	-100,03
Durée (heure)	1-6h	1-10h	1-3h	1-4h	1-9h	1-9h
Mois les plus concernés	octobre décembre	mai octobre décembre	janvier mars décembre	janvier février décembre	janvier décembre	mars juin décembre

tableau 14 : Statistiques sur l'occurrence des prix négatifs en Allemagne sur le marché DAM entre 2007 et 2013
Source : CREG

Il ressort du tableau ci-dessus que, depuis 2010, le nombre d'heures observé présentant des prix négatifs est en augmentation constante sans toutefois atteindre le niveau de l'année 2009. Cette évolution s'explique par les conditions climatiques et la part grandissante des énergies renouvelables dans le parc de production.

Le tableau montre également que les prix négatifs sont observés majoritairement en heures creuses (HC). Notons toutefois que depuis 2012, certains prix négatifs sont observés en heures pleines. Les mois de début et de fin d'année ainsi que les mois comptant des jours fériés sont les mois pour lesquels on observe le plus de prix négatifs.

Dès 2009, on peut observer, à certaines heures, une convergence de prix entre l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas lors de périodes de prix négatifs en Allemagne. Celle-ci se poursuit durant le début de l'année 2010. Par contre, en 2011, lors de périodes de prix négatifs en Allemagne, aucune convergence de prix n'est observée avec les pays de la

région CWE. En 2012, c'est la première fois que l'on voit apparaître des prix négatifs en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne simultanément[40]. Cette tendance se poursuit en 2013.

En 2013, on observe également des heures présentant des prix négatifs dans les pays de la zone CWE sans pour autant en observer au même moment en Allemagne. Ceci se passe entre autres en date du 16 juin 2013.
La suite de cette partie détaille la situation spécifique du 16 juin 2013 sous 5 points de vue différents :

a) le prix
b) la production et la consommation
c) le comportement de l'offre sur Belpex
d) les flux physique à la frontière franco-néerlandaise
e) le *flow-based*

a) <u>Prix</u>

La journée du dimanche 16 juin 2013 affiche 11 heures avec des prix négatifs en Allemagne. Durant ces heures de la matinée, la Belgique et la France ont même connu des prix plus négatifs qu'en Allemagne tandis que, durant l'après–midi, la Belgique, la France et l'Allemagne affichent les mêmes prix. Seule la bourse néerlandaise conserve au cours de la journée des prix positifs.

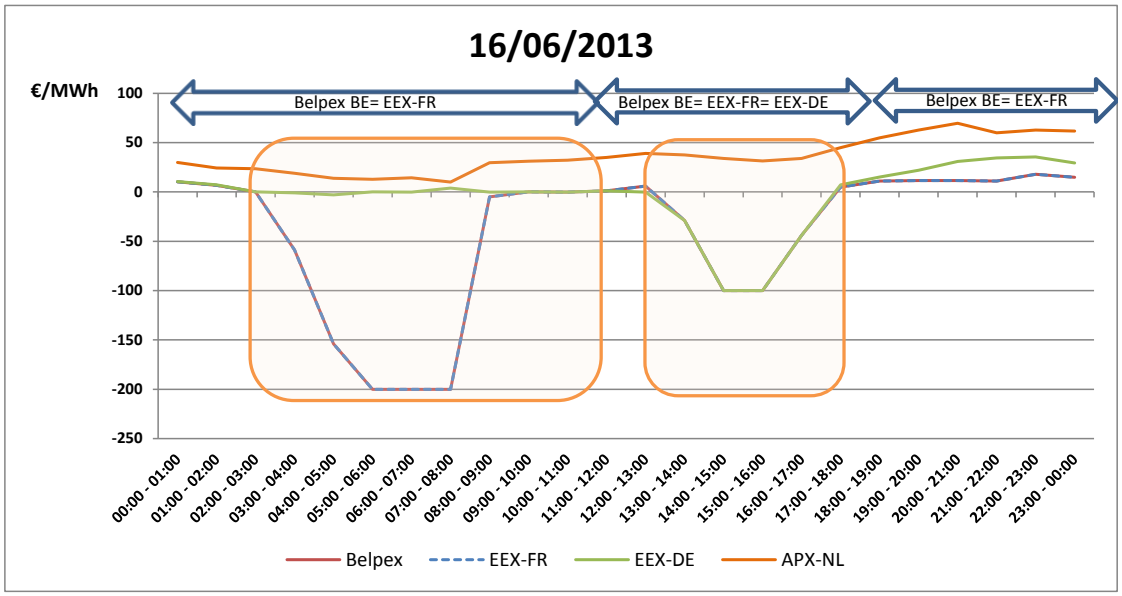


figure 27 : Prix de l'électricité par heure pour la journée du 16 juin 2013 pour les pays de la région CWE
Sources: Belpex, EEX, APX, CREG

[40] Les prix négatifs sont autorisés dans toute la région CWE depuis novembre 2010.

Des pics de prix négatifs allant jusqu'à -200 €/MWh ont été observés sur le Belpex DAM. Le prix moyen pour ce jour était de -40,99 €/MWh sur le Belpex DAM.

La figure 28 illustre les prix par heure dans la zone CWE le 16 juin 2013 et les 4 dimanches précédents. La France et la Belgique affichaient le 16 juin des prix négatifs et égaux, les Pays-Bas affichaient quant à eux des prix toujours positifs et différents. On observait des prix proches de zéro et différents en Allemagne pendant la nuit et des prix négatifs pendant la journée, égaux aux prix belges et français.
La Belgique a exporté le dimanche 16 juin, excepté pendant les 2 heures de la nuit correspondant à des importations depuis la France et des exportations vers les Pays-Bas.

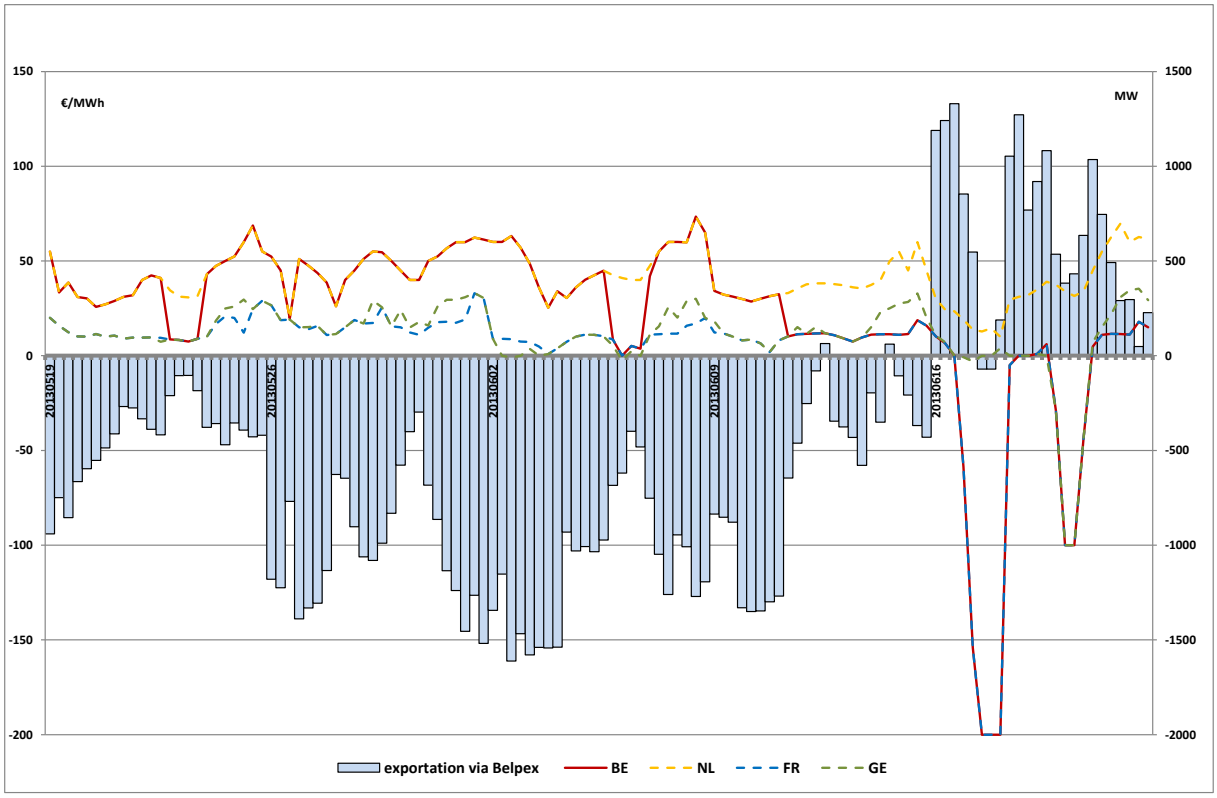


figure 28 : Prix par heure dans la zone CWE pendant les 4 derniers dimanches précédant le 16 juin 2013 ainsi que le dimanche 16 juin 2013 ainsi que les exportations belges via le marché DAM
Source: Belpex, EEX, APX

b) Production et consommation

Les prix négatifs durant cette journée s'expliquent par une offre fondamentale excédentaire dans la région CWE due à une consommation industrielle faible le dimanche, une faible consommation domestique avec la douceur des températures et la production abondante

non ajustable (disponibilité nucléaire abondante en France et en Belgique, stock hydraulique important, une production éolienne et solaire abondante)[41].

La figure suivante indique la production prévue des installations nucléaires, gazières et éoliennes (nominations), ainsi que le *load* prévu par Elia. Il apparait que le cinquième dimanche (16/06) a connu une production prévue supérieure au *forecasted load*, causée principalement par la production nucléaire supplémentaire.

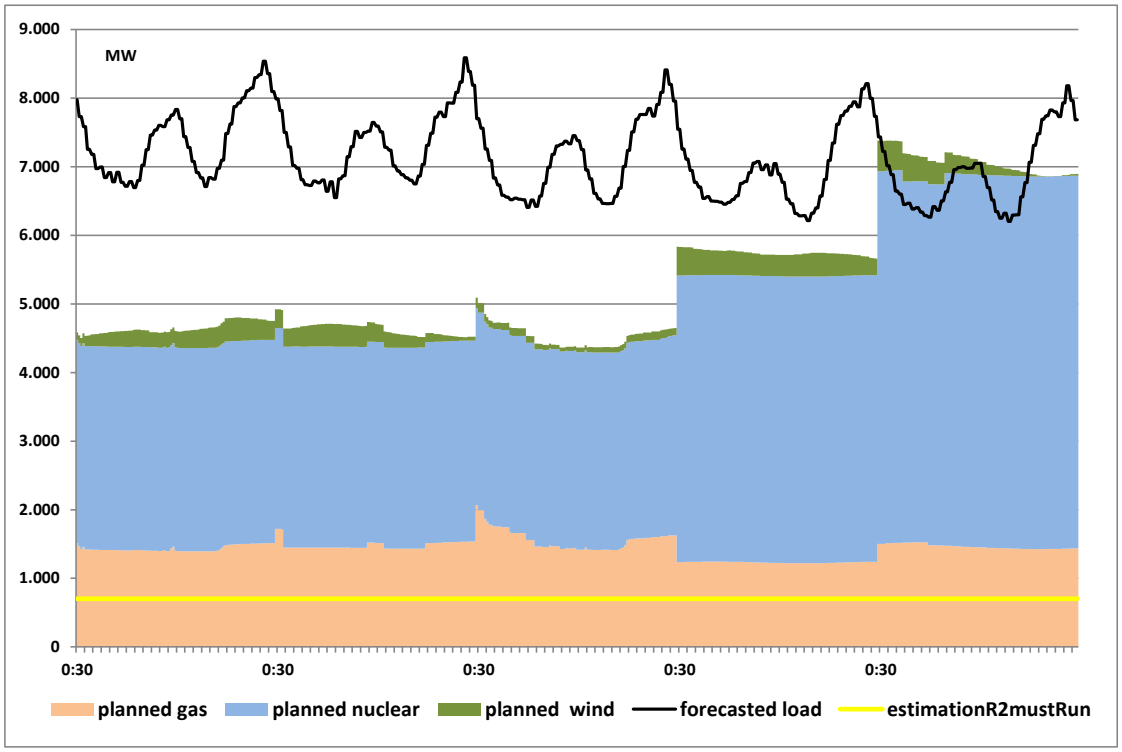


figure 29 : Production prévue des installations nucléaires, gazières et éoliennes, ainsi que le *load* prévu par Elia pour les dimanches 19 mai, 26 mai, 2 juin, 9 juin et 16 juin 2013
Source: Elia

c) <u>Comportement de l'offre et de la demande sur le Belpex</u>

La figure suivante montre le volume d'offres de vente selon certains intervalles de prix (négatifs) : il en ressort clairement que les offres de vente jusqu'à -200 €/MWh ont fortement augmenté (de plus de 1.000 MW).

[41] *Belpex monthly report June 2013.*

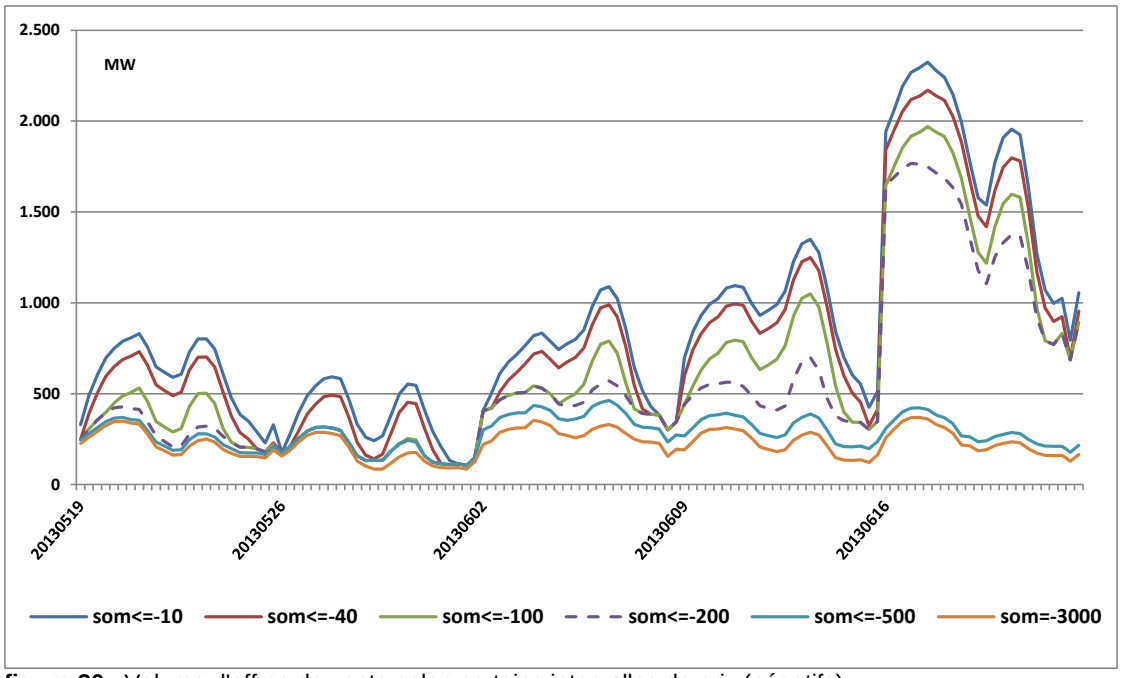


figure 30 : Volume d'offres de vente selon certains intervalles de prix (négatifs)
Source: Belpex

Dans la région CWE, un faible volume d'achats sur les carnets d'ordres belges et français a détérioré encore la résilience de marché durant la zone de prix négatifs[42].

d) Flux physique à la frontière belgo-néerlandaise

La dernière figure montre le flux physique en temps réel à la frontière belgo-néerlandaise. Il peut être remarqué que le dimanche 16/06, il y avait encore un peu de place pour exporter vers les Pays-Bas (par ce biais !), car la capacité N-1 était de 2.750 MW, alors que le flux physique était à peine supérieur à 1.750 MW.

[42] *Belpex monthly report June 2013 et APX, Belpex, EPEX Spot-joint statement on negative prices in Belgium and France on 16 June 2013*
(http://www.belpex.be/wp-content/uploads/JointStatementAPXEPEXJuly1.pdf).

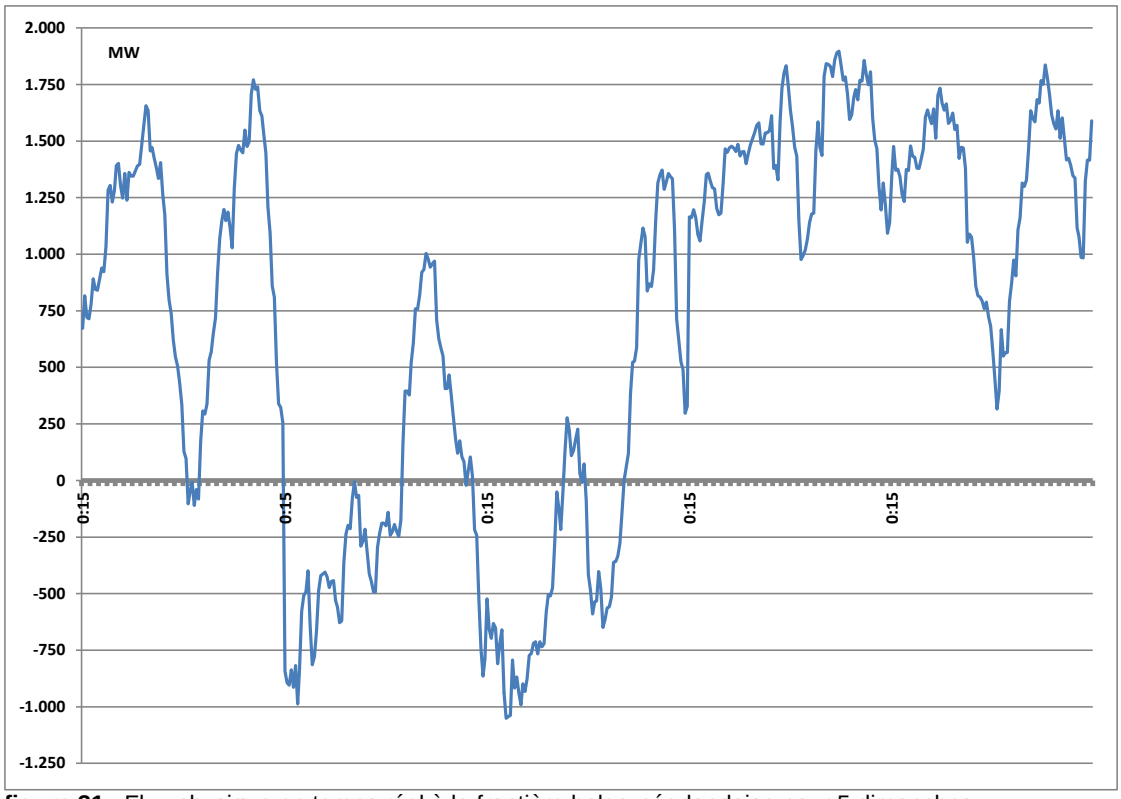


figure 31 : Flux physique en temps réel à la frontière belgo-néerlandaise pour 5 dimanches
Source: Elia

e) Flow-based parallel run – meilleure utilisation de la capacité d'interconnexion

L'analyse du *parallel run* du *flow-based market coupling* est présentée ci-après. Actuellement, il y a encore un couplage ATC, mais l'objectif est de le remplacer par le *flow-based*. Depuis le début de l'année, un calcul parallèle des prix est effectué selon un couplage *flow-based*.

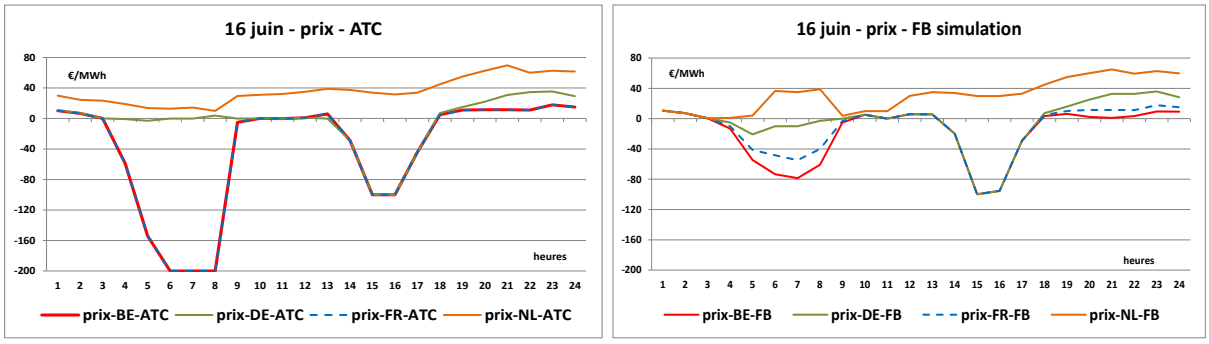
Les prix d'ATC peuvent donc être comparés avec ce qu'auraient été les prix sous *flow-based*. Le tableau 15 montre les prix moyens sous les différents régimes pour le dimanche 16 juin.

Le tableau 15 illustre les prix moyens du 16 juin dans la région CWE selon les régimes ATC, *flow-based*, et *CopperPlate* (sans limitation en ce qui concerne la capacité d'interconnexion). En Belgique et en France, les prix moyens ont augmenté fortement sous *flow-based* : en BE à +21 €/MWh ; en FR à +27 €/MWh. Le prix moyen reste plus ou moins identique en Allemagne et il diminue aux Pays-Bas. On note donc davantage de convergence des prix sous *flow-based*.

(€/MWh)	BE	DE	FR	NL
ATC	-40,99	-3.33	-40,99	36,16
FB	-19,15	-3,35	-13,53	31,5
CopperPlate	0,42	0,42	0,42	0,42

tableau 15 : Prix moyens du 16 juin dans la région CWE selon les régimes ATC, *flow-based*, et *CopperPlate*
Source: CREG

Les figures 32 illustrent les prix par heure (ATC, *flow-based*). Le prix en Belgique se trouve sur la ligne hachurée bleue (FR) sur le graphique de gauche ce qui signifie qu'en ATC, la Belgique a donc toujours des prix identiques à ceux de la France. Les pics de prix négatifs de -200 €/MWh pour trois heures en France et en Belgique pendant la nuit sous ATC s'élèvent à plus de -80 €/MWh en *flow-based*. Par contre, le pic de prix négatifs en Belgique, en France et en Allemagne entre 15 et 16 heures reste similaire à environ -100 €/MWh.



figures 32 : Prix par heure (ATC, flow-based).pour le 16 juin 2013
Source: CREG

L'exportation nette des quatre pays change aussi. La figure 33 montre des exportations supplémentaires en *flow-based* par rapport à l'ATC (si positif : plus d'exportations sous FB ; si négatif : plus d'importations sous FB). Il en ressort que l'Allemagne importe beaucoup plus pendant la nuit. La Belgique pourrait exporter beaucoup plus sous *flow-based* soit environ 3 fois plus d'exportations en comparaison avec la France (en chiffres absolus).

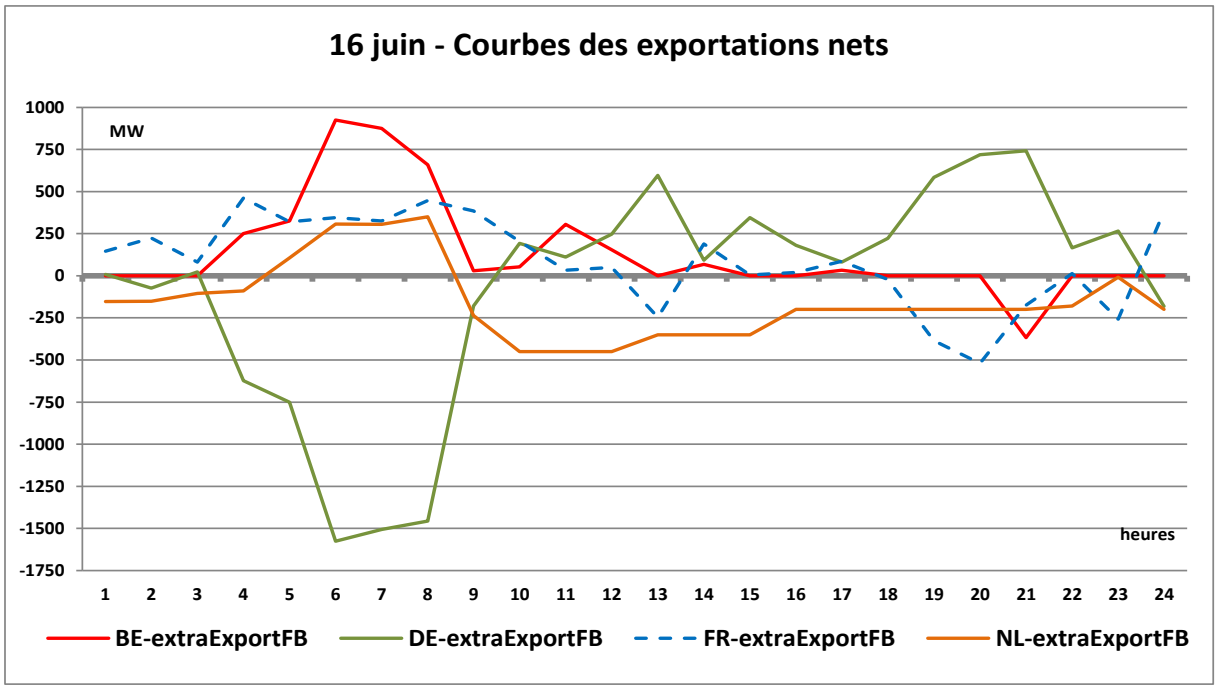


figure 33 : Exportations supplémentaires en *flow-based* par rapport à l'ATC (si positif : plus d'exportations sous FB ; si négatif : plus d'importations sous FB).
Source: CREG

94. Jusqu'à présent, l'analyse du prix Belpex s'est faite par rapport aux autres pays de la région CWE. Dans cette partie, la volatilité des prix Belpex DAM est analysée au travers du calcul de son écart-type.

95. La figure 34 illustre, par année, trois statistiques de l'écart-type (€/MWh) :

- « **av of D-stdev** » (ligne bleue) : l'écart-type moyen sur base journalière est déterminé à partir des écarts-types journaliers du prix Belpex pour lesquels une moyenne annuelle de ces 365 (366) écarts-types est calculée;
- « **stdev of D-av** » (ligne rouge) : l'écart-type du prix journalier moyen est déterminé à partir du prix moyen de chaque jour de l'année sur base desquels l'écart-type moyen est calculé sur ces 365 (366) moyennes ;
- « **stdev of M-av** » (ligne verte) : l'écart-type du prix mensuel moyen est déterminé à partir du prix moyen de chaque mois sur base desquels l'écart-type moyen est calculé sur les douze moyennes de l'année.

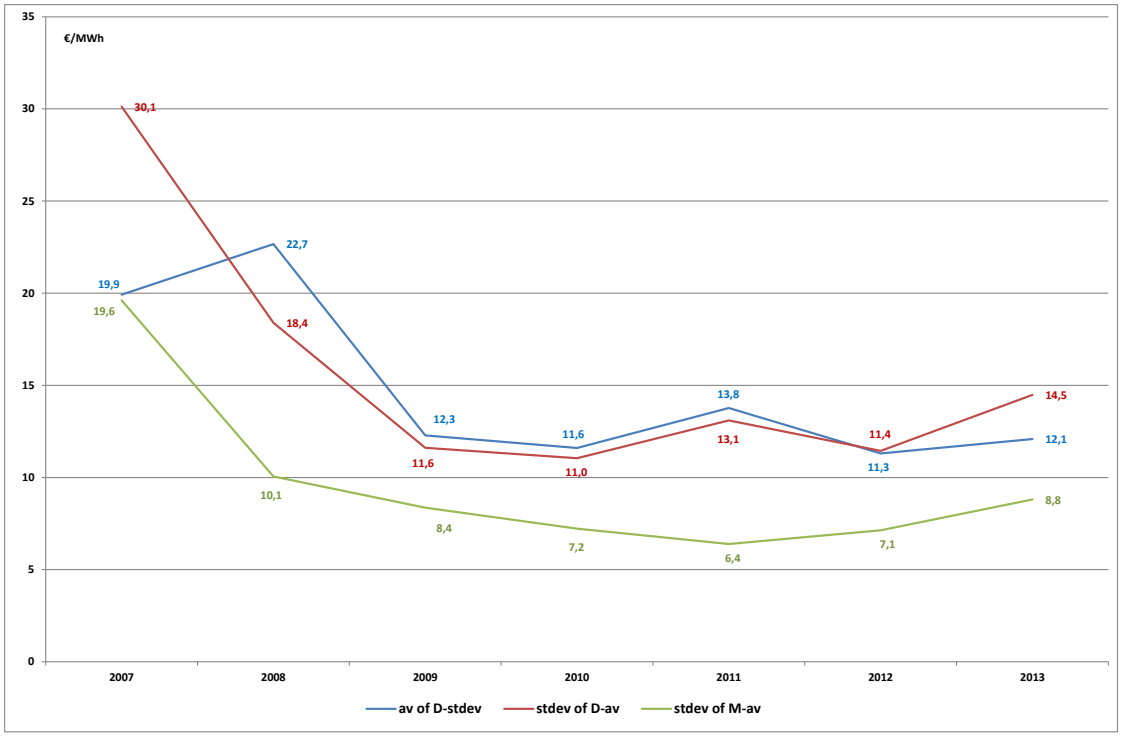


figure 34 : Volatilité du prix Belpex DAM selon trois statistiques :
écart-type moyen sur une base journalière (« av of D-stdev »),
écart-type du prix journalier moyen (« stdev of D-av ») et,
écart-type du prix mensuel moyen (« stdev of M-av »).
Toutes les valeurs sont exprimées en €/MWh.
Source : CREG

96. Il ressort de la figure 34 que la volatilité selon les trois statistiques a fortement diminué au cours de la période 2009-2013 par rapport à 2007-2008. Une légère augmentation de la volatilité avait été enregistrée en 2011, qui était sans doute due au pic de

prix de 2.999 €/MWh à l'heure 8 le 28 mars 2011. L'année 2013 connaît une augmentation de sa volatilité proche, voire supérieure, à celle observée en 2009.

Analyse des volumes sur le marché DAM

97. Le tableau 16 illustre les volumes annuels négociés sur le Belpex DAM, pour la période 2007-2013. Le tableau reprend les données relatives à l'énergie achetée, vendue, négociée, importée et exportée via le Belpex DAM, ainsi que le rapport entre le volume négocié via Belpex DAM et le prélèvement tel que mesuré par Elia ('négoce/prélèvement'). Il ressort de ces données que 17,1 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM en 2013. Il s'agit d'un volume record négocié. Celui-ci correspond à 21,3 % du prélèvement annuel dans la zone de réglage Elia, ce qui représente la part la plus importante observée depuis le lancement du Belpex DAM.

98. Il s'avère, par ailleurs, que les acteurs actifs sur le Belpex DAM en 2013 ont acheté 16,1 TWh, contre 11,2 TWh vendus[43]. Par conséquent, près de 4,9 TWh ont été importés dans la zone de réglage Elia via le Belpex DAM.

(TWh)	achat	vente	négoce	importations	exportations	importations nettes	négoce / prélèvement
2007	6,8	4,8	7,6	-2,7	0,8	-2,0	8,6%
2008	10,4	4,3	11,1	-6,8	0,7	-6,1	12,6%
2009	6,0	9,1	10,1	-1,0	4,1	3,1	12,4%
2010	9,6	8,9	11,8	-2,9	2,3	-0,7	13,7%
2011	10,3	9,2	12,4	-3,1	2,1	-1,1	14,8%
2012	15,8	8,9	16,5	-7,6	0,6	-6,9	20,1%
2013	16,1	11,2	17,1	-5,9	1,0	-4,9	21,3%
2007-2013	75,0	56,5	86,6	-30,1	11,6	-18,5	14,8%

tableau 16 : Volumes traités sur le Belpex DAM (TWh)
Source : CREG

99. La figure 35 montre l'évolution mensuelle des volumes moyens traités sur le Belpex DAM pour la période 2007-2013. Il ressort de la figure qu'un volume record de 2.742 MWh/h en moyenne a été négocié en octobre 2012. Ce niveau n'a plus été atteint en 2013, mais il a

[43] Si ces volumes diffèrent, d'une part, entre eux et d'autre part, par rapport au volume total négocié, c'est précisément en raison du couplage de marché et des flux avec la France et les Pays-Bas. L'exemple suivant est donné à titre explicatif. Supposons que durant,

- une heure, 1.000 MWh soient achetés et 900 MWh soient vendus sur Belpex => 100 MWh seront donc importés ;
- une autre heure, 800 MWh soient achetés et 1.000 MWh soient vendus => 200 MWh seront donc exportés.

Le volume moyen négocié durant les deux heures sur Belpex serait donc de 1.000 MWh, le volume moyen vendu serait de 950 MWh et le volume moyen acheté s'élèverait à 900 MWh.

été approché en janvier et en avril. Globalement, toutefois, l'activité en moyenne est supérieure en 2013 par rapport à 2012. Pendant la fermeture des deux centrales nucléaires, l'activité fut la plus importante sur Belpex DAM.

100. De janvier à juin 2013, le volume négocié (« Négoce ») correspond presque au volume acheté (« Achat»), ce qui signifie que les exportations sont très faibles. Les volumes vendus (« Vente ») par les acteurs du marché sur le Belpex DAM augmentent très fortement de novembre 2012 jusqu'en février 2013 (1.580 MWh) pour ensuite baisser pendant la période estivale et remonter jusqu'en décembre pour atteindre un pic à 1.617 MWh. Ces tendances s'expliquent par le fait que deux centrales nucléaires n'étaient plus disponibles depuis août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013. Par conséquent, un volume plus important a dû être importé.

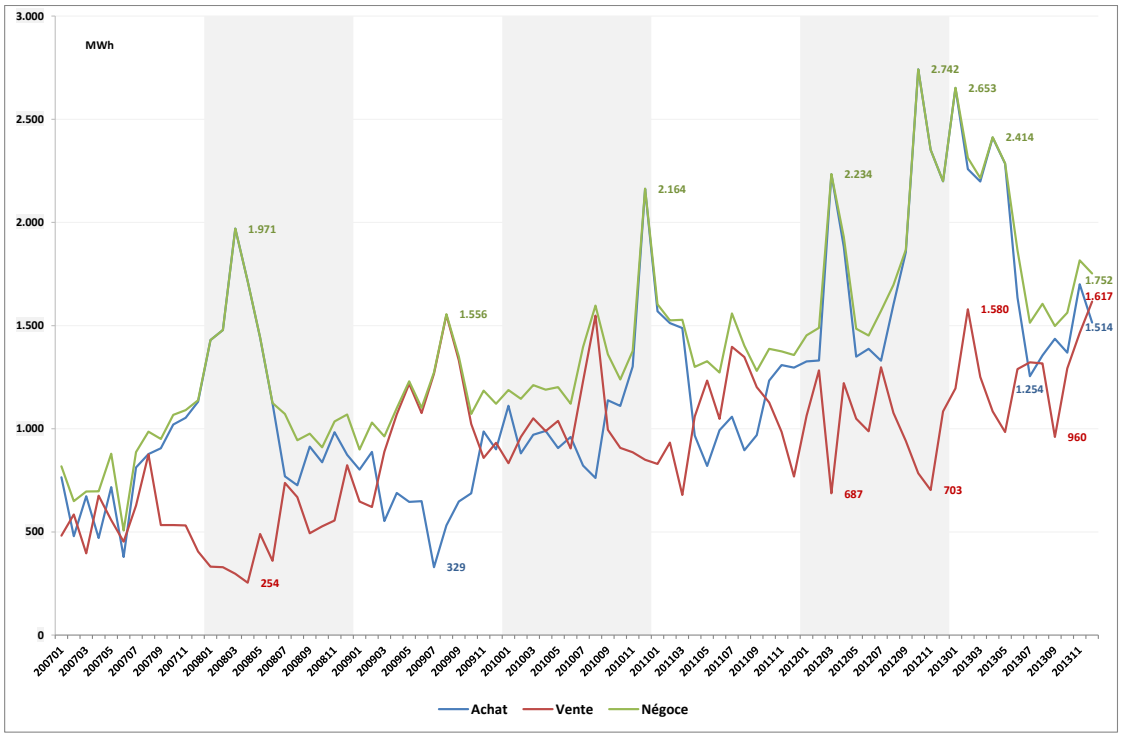


figure 35 : Volumes achetés ('Achat'), vendus ('Vente') et négociés ('Négoce') sur le Belpex DAM – en moyenne par heure (MWh) entre 2007 et 2013
Source : CREG

Valeur des contrats négociés sur le Belpex DAM

101. Le tableau 17 donne un aperçu de la valeur des contrats conclus sur le Belpex DAM pendant la période 2007-2013. Pour cette période, les contrats négociés en 2013, tant en volume qu'en valeur, ont atteint un record. Avec 859 millions d'euros traités, 2013 dépasse l'année 2008. Sur la période 2007-2013, la valeur totale des contrats négociés via Belpex DAM atteint 4,4 milliards d'euros.

(€ million)	Valeur des contrats
2007	365,9
2008	802,2
2009	388,5
2010	560,8
2011	618,7
2012	804,3
2013	859,4
2007-2013	4.399,7

tableau 17 : Valeur des contrats négociés sur le Belpex DAM
Source : CREG

Parts de marché et résilience du marché du Belpex DAM

102. La figure 36 illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM pour le marché des achats. Les volumes, exprimés en TWh, figurent sur l'axe de gauche. La figure illustre pour chaque année de la période allant de 2007 à 2013, la part totale achetée par le top 3 des acteurs du marché sur le Belpex DAM ('top3-achat' - bleu), la part achetée par les autres acteurs n'appartenant pas au top 3 ('autres-achat' - rouge) et la part qui n'a pas été achetée par les acteurs du marché Belpex, mais par des acteurs actifs sur d'autres marchés, couplés, *day-ahead* ('exportation' - vert). Cette dernière partie est donc exportée. L'importance relative (%) des acteurs du top 3 par rapport au total du volume, donc y compris la partie exportée, est illustrée par la ligne noire dont l'échelle est reprise sur l'ordonnée de droite. Les acteurs du marché du top 3 d'une année peuvent être différents une autre année.

103. La ligne noire de la figure indique que la part de marché du top 3 est supérieure à 45% chaque année, sauf en 2009, lorsque le volume acheté par l'étranger était proportionnellement important, les exportations restant, toutefois, relativement limitées les autres années. L'arrêt des deux centrales nucléaire en 2012 et 2013 ont influencé les marchés tant à l'exportation qu'à l'importation, comme les deux figurent ci-dessous le montre. Au fil des années, l'importance des acteurs n'appartenant pas au top 3 est en progression constante et a même dépassé, en 2013, celle du top 3 avec 8,2 TWh contre 7,8 TWh.

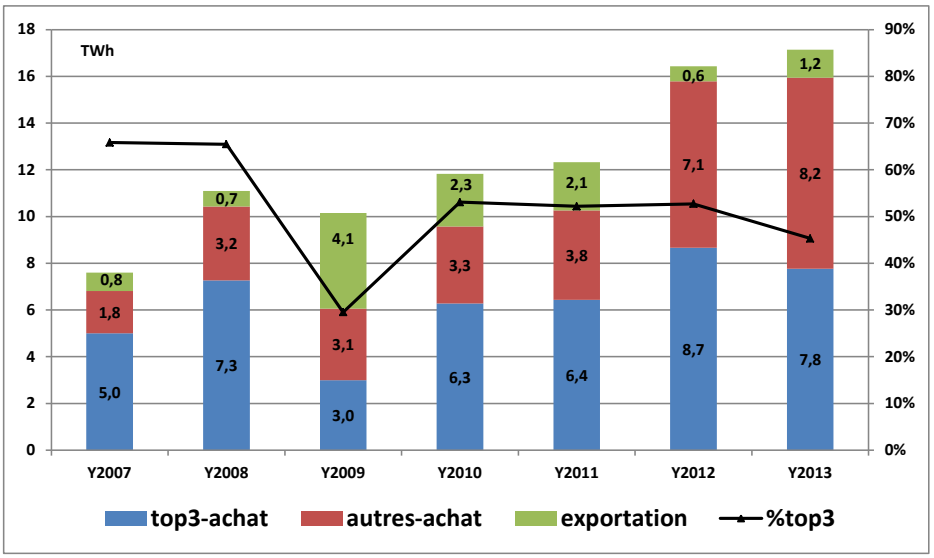


figure 36 : Evolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché **des achats** en 2007-2013. Les histogrammes indiquent le volume (TWh) sur l'ordonnée de gauche tandis que la ligne noire représente l'importance relative (%) du top 3 sur l'ordonnée de droite.
Source : CREG

104. La figure 37 illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM pour le marché de la vente. Les volumes, exprimés en TWh, figurent sur l'axe de gauche. La figure illustre pour chaque année de la période allant de 2007 à 2013, la part totale vendue par le top 3 des acteurs du marché sur Belpex DAM ('top3-vente' - bleu), la part vendue par les autres acteurs n'appartenant pas au top 3 ('autres-vente' - rouge) et la part qui n'a pas été vendue par les acteurs du marché Belpex, mais par des acteurs actifs sur d'autres marchés, couplés, *day-ahead* ('importation' - vert). Cette dernière partie est donc importée. L'importance relative (%) des acteurs du top 3 par rapport au total du volume, donc y compris la partie importée, est illustrée par la ligne noire dont l'échelle est reprise sur l'ordonnée de droite. Les acteurs du marché du top 3 d'une année peuvent être différents une autre année.

105. Les parts de marché des acteurs et l'importation varient relativement fortement, d'une année à l'autre. En valeur relative, les importations dominent en 2008, 2012 et 2013. Entre 2009 et 2013, le top 3 a vendu entre 4,6 et 5,9 TWh mais sa part de marché s'est contractée presque chaque année depuis 2009. Tout comme la figure précédente le montre, l'importance des « autres » acteurs ne fait que croître tant en valeur absolue qu'en valeur relative ces dernières années. En 2013, la part de ventes du top 3 est de 34% en légère hausse par rapport à 2012 (28 %) pour un marché total de 17,1 TWh contre 16,5 TWh en 2012.

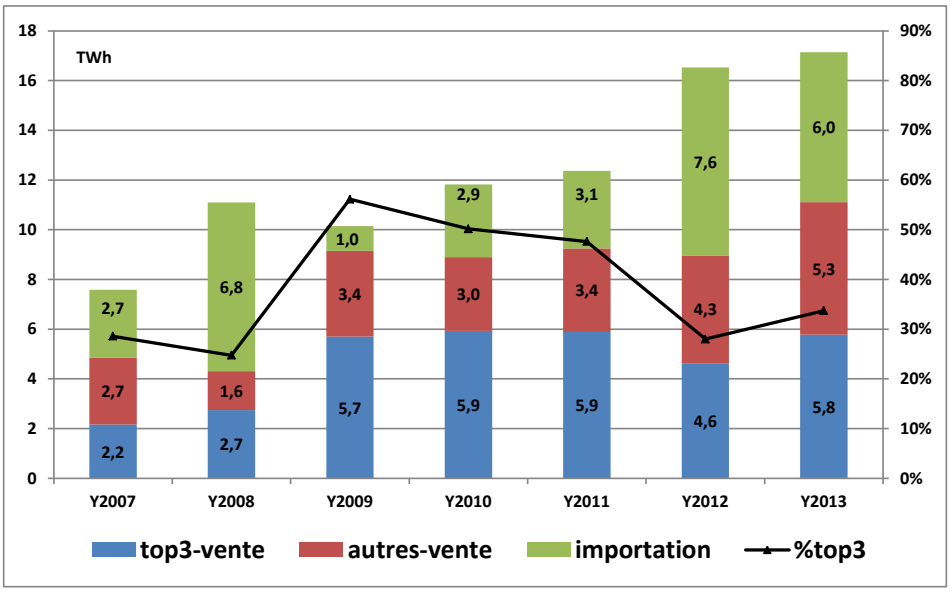


figure 37 : Evolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché de **la vente** en 2007-2013. Les histogrammes indiquent le volume (TWh) sur l'ordonnée de gauche tandis que la ligne noire représente l'importance relative (%) du top 3 sur l'ordonnée de droite.
Source : CREG

106. La SA Belpex procède chaque mois à une analyse de la résilience - aussi appelée robustesse - du marché du Belpex DAM. La résilience du marché mesure la sensibilité des prix d'un marché aux variations de l'offre ou de la demande. En d'autres termes, moins le prix de marché réagit à la demande ou à l'offre supplémentaire, plus un marché est considéré comme étant robuste. Par conséquent, la résilience du marché peut aussi servir de mesure de la liquidité d'un marché ; plus un marché est résilient (ou robuste), plus il est liquide. Pour analyser la résilience du marché, la SA Belpex simule pour un ensemble d'heures ce que le prix serait si de l'énergie supplémentaire avait été offerte ou demandée sur le marché et ce, pour des tranches de 50, 250 et 500 MW. Cette analyse donne par conséquent une image dynamique du marché *day-ahead*, en augmentant ainsi la transparence de ce marché. La figure 38 reflète la différence moyenne en matière de prix par année pour la période 2007-2013 selon les trois tranches.

107. Il ressort de cette figure que, si 500 MW d'énergie supplémentaire avaient été offerts pendant la totalité des heures d'une année sur le Belpex DAM ("Sell 500 MW" en abscisse), le prix moyen en 2013 aurait baissé d'environ 2,3 €/MWh contre1,5 €/MWh en 2012; en 2007 et 2008, le prix aurait diminué d'environ 3,0 €/MWh. Dans l'autre direction également, le marché semble aussi moins robuste en 2013 qu'en 2012, mais toutefois plus robuste qu'en 2007-2008: si, durant toutes les heures de 2013, 500 MW supplémentaires avaient été achetés, le prix aurait augmenté de 2,9 €/MWh ; en 2007 et 2008, cette demande supplémentaire aurait occasionné une hausse de prix comprise entre 4,7 et 5,1 €/MWh

tandis qu'en 2009 et 2010, la hausse de prix aurait été respectivement de 1,6 €/MWh et 1,2 €/MWh.

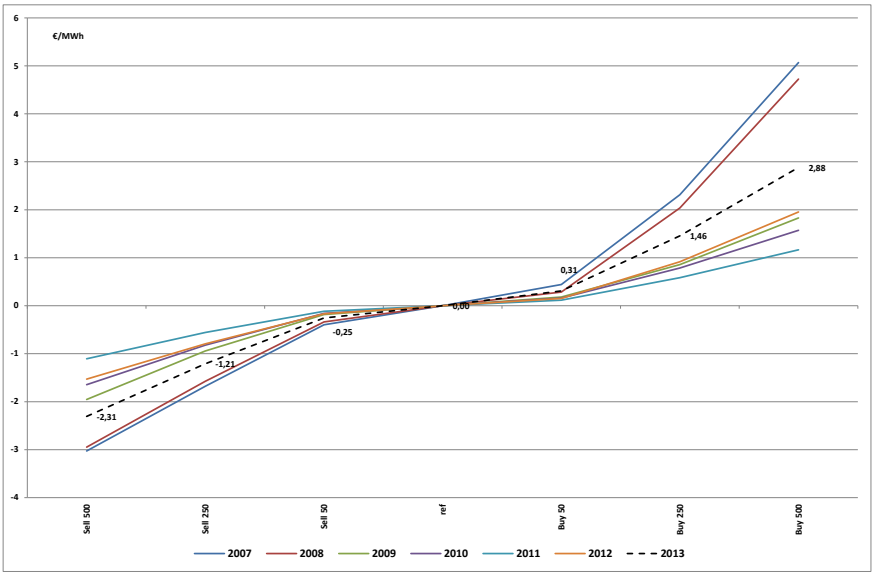


figure 38 : Résilience moyenne du marché sur le Belpex DAM pour les années 2007 à 2013 (€/MWh)
Source : CREG

108. La figure 39 illustre la résilience moyenne mensuelle du marché. En 2012, la volatilité de la résilience a été relativement stable, à l'exception des mois de février et de décembre, mois pendant lesquels il a été constaté que l'augmentation de la sensibilité des prix (ou la baisse de la résilience du marché) était due à la vague de froid et au taux de congestion élevé des interconnexions commerciales, qui découlait à son tour de l'indisponibilité de 2.000 MW de capacité nucléaire.

Pour l'année 2013, le premier semestre est contrasté avec, en premier partie, une amélioration de la résilience par rapport au mois de décembre 2012 et en seconde partie, une détérioration de la robustesse du marché liée à la production nominée mensuelle la plus basse des centrales nucléaires belges aux mois d'avril et de mai. Le mois de juin connaît la plus forte sensibilité aux prix, alors que les deux centrales nucléaires ont redémarré dans les premiers jours du mois. Il est surtout étonnant que la sensibilité des prix en 2012 et surtout en 2013 n'ait pas atteint, et de loin, les niveaux de 2007 et 2008, lorsque le marché ne pouvait réagir que dans des marges plus étroites et/ou de manière moins flexible.

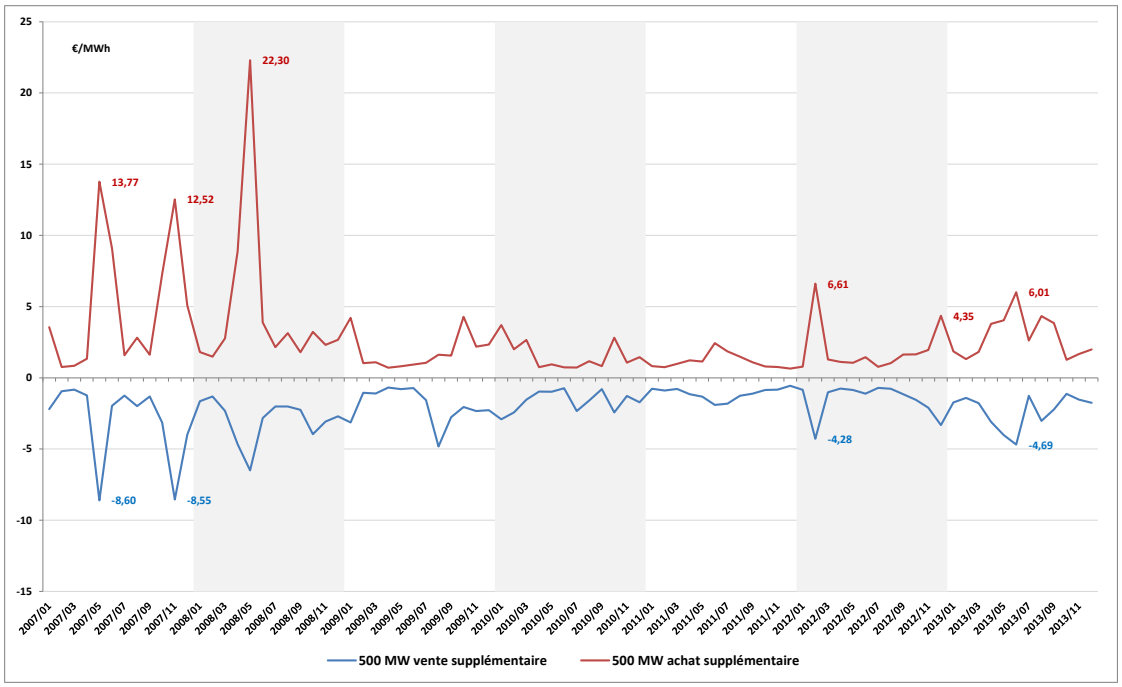


figure 39 : Résilience moyenne mensuelle du marché sur le Belpex DAM pour la période 2007-2013 (€/MWh)
Source : CREG

Comportement de l'offre sur Belpex DAM

109. Sur le Belpex DAM, un acteur du marché peut acheter et vendre de l'énergie via, respectivement, une offre '*buy*' et une offre *'sell'*. Les offres tant *'buy'* que *'sell'* peuvent être effectuées pour toutes les heures via un *'LimitOrder'*, portant sur une heure individuelle, ou via un *'BlockOrder'*, portant sur une série d'heures consécutives. Un *'Sell BlockOrder'*, par exemple, de 200 MW à 50 €/MWh de 8 heures à 20 heures est vendu lorsque le prix moyen durant les heures 9 à 20 est égal ou supérieur à 50 €/MWh. Ainsi, le producteur peut refléter correctement ses coûts de démarrage et d'arrêt dans son prix de vente.

110. Quatre type d'offres sont donc possibles: (1) un « *Buy BlockOrder* », (2) un «B*uy LimitOrder*», (3) un « *Sell BlockOrder* » et (4) un « *Sell LimitOrder* ». Les quatre figures ci-dessous illustrent l'utilisation de ces quatre types d'offre selon différents intervalles de prix. Les figures 41 illustrent deux '*BuyOrders*' possibles et deux '*SellOrders*'. Dans les quatre figures, l'intervalle de prix négocié en premier lieu est systématiquement indiqué en dessous. Cela signifie que du côté des achats (figures du dessus), les intervalles de prix les plus faibles se situent en dessous, alors que du côté des ventes (figures du dessous), ils se trouvent en haut. L'échelle des figures est toujours le volume annuel total des offres - qu'elles soient acceptées ou non - exprimées en GWh. Cette échelle est la même pour les quatre figures (de 0 à 20.000 GWh).

111. Depuis novembre 2011, il est possible de proposer ce que l'on appelle des « *profile blocks* ». Les « *Block Orders* » normaux indiquent un prix, l'heure de début et de fin ainsi que la puissance. Dans le cadre d'un « *Block Order* » normal, la puissance doit être égale pendant toutes les heures. Ceci n'est pas obligatoire dans le cadre d'un « *Profile Block* » : la puissance peut varier d'heure en heure et la valeur la plus basse possible est de 0 MW. Cela signifie une diminution de risques avec, par exemple, les caractéristiques de démarrage d'une unité de production ou la demande variable, éventuellement dirigée par la production par le biais de panneaux solaires. En outre, les restrictions en matière de volume dans le cadre de « *Block Orders* » ont été une nouvelle fois assouplies en septembre 2013.

112. L'évolution du comportement de l'offre par type d'offre fait l'objet d'une discussion ci-après. Aucune distinction n'est faite entre les « *Block Orders* » normaux et les « *Profile Blocks* ».

- '*BUYBLOCK*' (en haut à gauche) : Ces volumes sont les plus faibles des quatre types. L'utilisation de ce type est toutefois en hausse et a plus que triplé en 2013 par rapport à 2007. En 2008, dans l'intervalle de prix [50-100 €/MWh], des *'Buy BlockOrders*' représentaient 78% du total, alors qu'en 2007, une grande diversité d'intervalles de prix a été utilisée. En 2009-2013, l'intervalle de prix [0-50 €/MWh] a dominé. En 2013, quelques ordres [<0] ont été comptabilisés pour un peu moins de 2 %;
- '*BUYLIMIT*' (en haut à droite) : ces volumes sont les plus élevés des quatre types, avec pour 2013 un peu plus de 19.000 GWh offerts via ce type (un rien plus élevé que '*SELLBLOCK*'). De 2009 à 2012, ce type d'offres a connu une augmentation presque linéaire mais en 2013 les volumes ont progressé de 0,6% par rapport à 2012.
  La part proposée au prix le plus élevé de 3.000 €/MWh, soit les *'market orders'*, varie de 39% en 2007 à 60% en 2013. Pour 2013, cela correspond à 11.344 GWh. Toutes ces offres sont acceptées (parce qu'au prix maximum, il n'y avait pas de *curtailment*).
  Le volume des offres dans l'intervalle de prix [500-3.000 €/MWh] est bien plus faible, et diminue encore en 2013 à moins de 3% du volume total proposé. La part des offres à faible prix [0-50 €/MWh] et [<0] diminue par rapport à 2013, tant en valeur relative qu'en valeur absolue, jusqu'à plus de 3.600 GWh, ce qui représente une part de 19% du volume total proposé par le biais de *BuyLimit-Orders*.
- '*SELLBLOCK*' (en bas à gauche) : en 2013, le volume proposé par le biais de *SELLBLOCK* a augmenté jusqu'à 18.589 GWh, soit une hausse de 1,5% par rapport à 2012. Cette hausse est marginale comparée au taux de croissance des années antérieures. La hausse entre 2011 et 2012 s'explique probablement en grande partie par la flexibilité plus élevée qu'offrent les « *profile blocks* ». L'introduction de ce genre d'offres répond donc vraisemblablement à une demande réelle du marché.

Concernant l'utilisation des intervalles de prix, l'intervalle [50-100 €/MWh] domine clairement avec 81 % du nombre total d'offres via *SELLBLOCK*, soit une part inférieure à 2012 avec 87 %.

- '*SELLLIMIT*' (en bas à droite) : alors qu'en 2012, le volume était en baisse, en 2013, par contre, le volume proposé non seulement augmente mais atteint le niveau le plus haut avec 13.837 GWh. Pour la période 2007-2013, les offres avec l'intervalle de prix le plus bas [<=0,01 €/MWh] dispose de la part de marché la plus importante avec un peu plus de 50 % du volume total *SELLLIMIT.*

113. La figure 40 donne l'évolution par mois des volumes totaux des quatre types d'offres présentés ci-dessus. La période durant laquelle les 2 centrales nucléaires ont été indisponibles est en grisé. Le volume d'achat par heure à la limite de 3.000 €/MWh ('*BuyLimit*') augmente fortement pendant cette période, avec un maximum de 2,29 TWh en octobre 2012 et janvier 2013. Le volume d'achat en bloc ('*BuyBlock*') augmente également, avec comme maximum 1,2 TWh en février 2013.

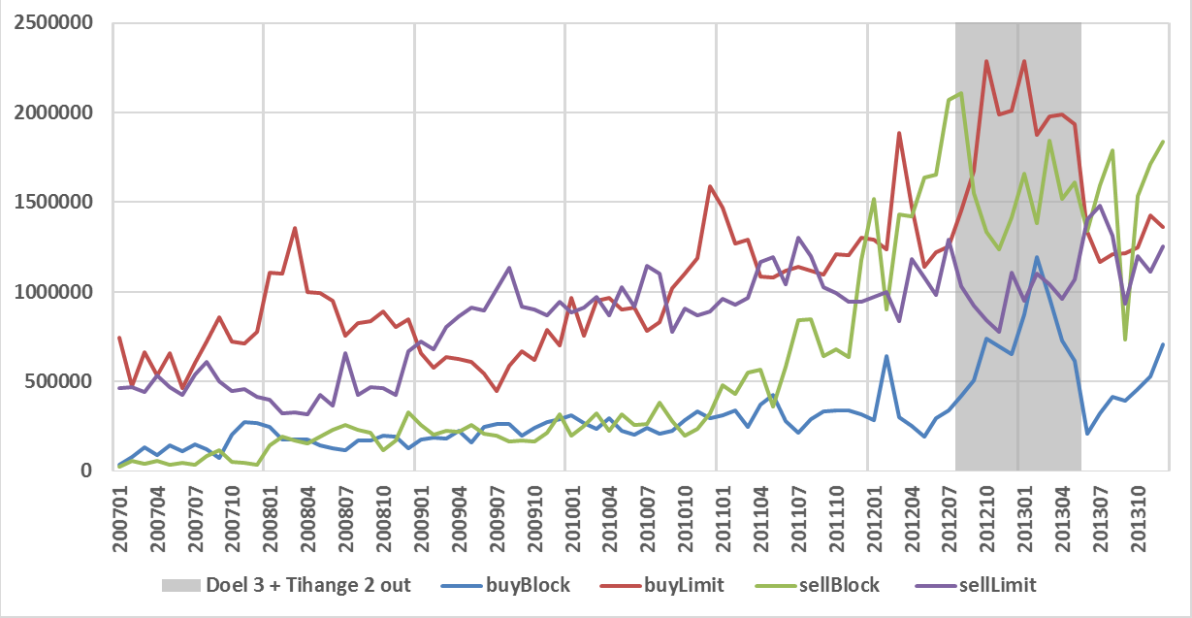
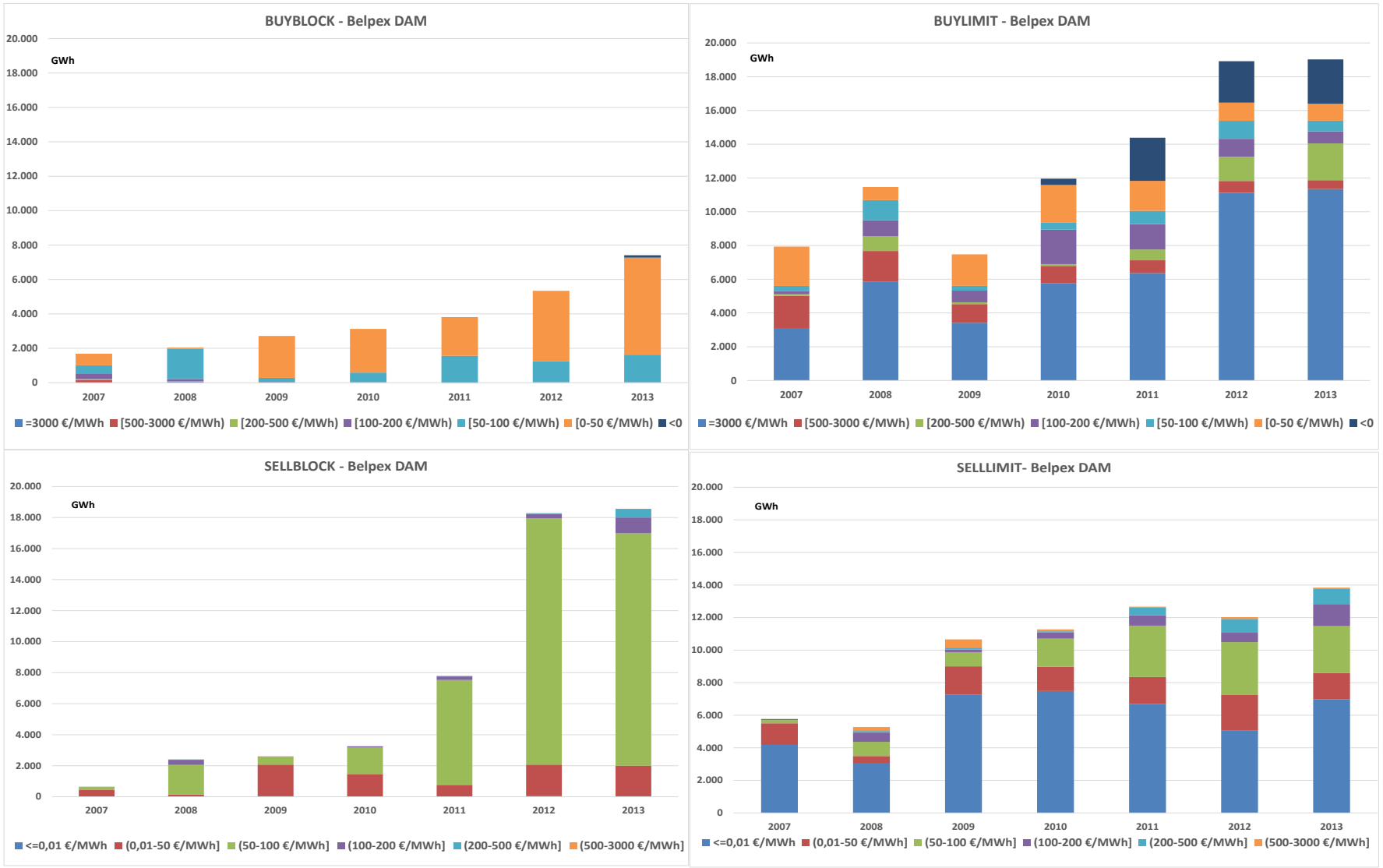
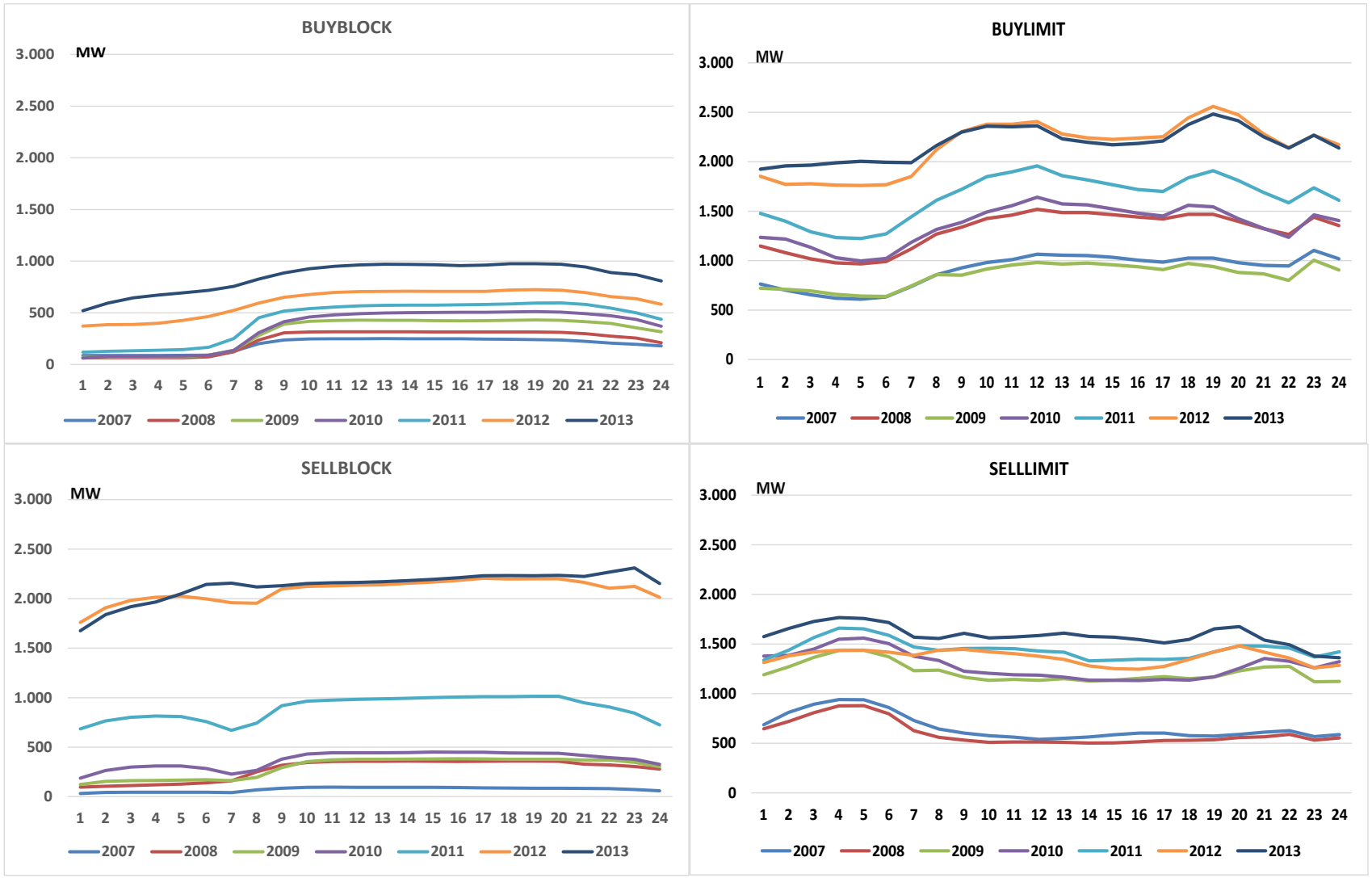


figure 40 : Volume des offres d'achat à 3.000 €/MWh (*buyLimit*) – total par mois en MWh ; la zone grise est la période de l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2
Source : CREG



figures 41 : Comportement de l'offre sur le Belpex DAM :*Buy Block, Buy Limit, Sell Block* et *Sell Limit* (GWh)
Source : CREG

114. Les figures 42 donnent les profils moyens journaliers des quatre types d'offres (MW). Aucune distinction n'est faite entre les « *block orders* » normaux et les « *profile blocks* ». En général, les profils journaliers ne changent guère d'une année à l'autre. Seul le profil de l'offre d'achat en bloc ('*BuyBlock*' – en haut à gauche) montre un changement de profil entre 2011 et 2012 : le volume pour ce type de l'offre augmente fortement en 2012 pour la période nocturne par rapport aux années précédentes. Cette évolution se poursuit en 2013.



figures 42 : Profil journalier moyen de l'offre sur le Belpex DAM :*Buy Block, Buy Limit, Sell Block* et *Sell Limit* (MW)
Source : CREG

Analyse des premiers résultats du *parallel run* sur le marché DAM

115. L'analyse des premiers résultats pour 2013 du *parallel run* du *flow*-based market coupling est présentée ci-après. Actuellement, il y a encore un couplage ATC, mais l'objectif est de le remplacer par le *flow-based*. Depuis le début de l'année 2013, un calcul parallèle des prix est effectué selon un couplage *flow-based*. Cette analyse est composée de 5 parties :

a) les jours sans solution ;
b) les types d'erreurs durant les jours sans solution ;
c) le bien-être global procuré par le système *flow-based* les jours avec solution ;
d) l'analyse du prix moyen ;
e) l'écart-type des prix ;
f) la convergence des prix.

a) <u>Jours sans solution</u>

116. Durant l'année 2013, le système de calcul *flow-based* n'a pas trouvé de solution pour 59 jours soit 16% des jours de l'année. Le graphique ci-dessous montre la répartition par mois des jours qui ne présentent pas de solution :

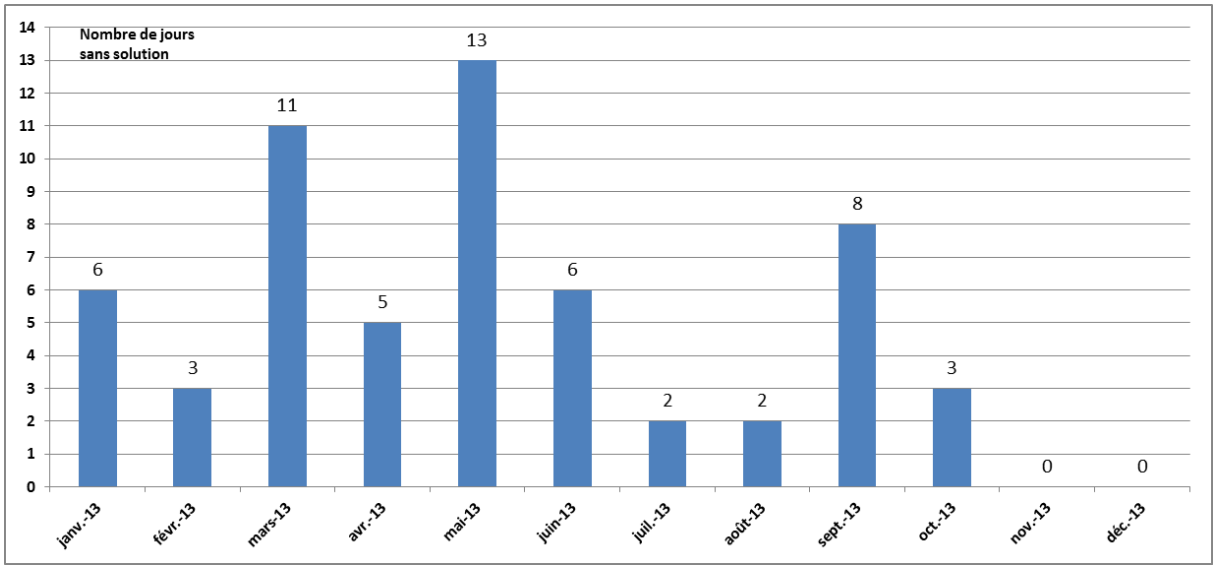


figure 43 : Nombre de jours sans solution par mois pour l'année 2013
Source: CASC Overview origin of non-representative days

b) Types d'erreurs durant ces jours sans solution

117. Le non-fonctionnement du système *flow-based* peut être dû à 6 types d'erreurs différents : erreur humaine dans l'application de la procédure, erreur liée à un processus local, erreur liée au prototype, erreur dans la préparation des données d'entrée ou dans les processus locaux, erreur liée au processus d'apprentissage de la méthodologie *flow-based* et enfin des erreurs liées à certaines circonstances exceptionnelles. Le tableau 18 présente le nombre de jours concernés par les différentes erreurs sur l'année 2013 ainsi que les mois qui sont concernés par type d'erreurs :

Type d'erreurs	Erreur humaine dans l'application du processus commun	Erreur liée à l'outil local (local)	Erreur liée au prototype	Erreur dans la prépartion des données d'input/processus local	Erreur liée au processus d'apprentissage de la méthodologie FB	circonstances exceptionnelles
Nombre de jours	2	9	12	21	12	3
Mois concernés	janvier et juin	mars, avril, mai, septembre	janvier, mai, juin, septembre	janvier, mars, avril, mai, juin, juillet, septembre, octobre	janvier, février, mars, avril, juin, septembre	mars, avril, octobre

tableau 18 : Type des erreurs du système *flow-based* et leur répartition par jour et par mois
Source: CASC *Overview origin of non-representative days*

c) Bien-être procuré par le système *flow-based* les jours avec solution

118. Depuis la publication du « *parallel run* », une publication mensuelle reprend, en détail, la création de bien-être lié à l'implantation du mécanisme *flow-based* pour les jours ayant une solution. La figure ci-dessous reprend mois par mois : le bien-être pour le producteur (surplus du producteur), le bien-être pour le consommateur (surplus du consommateur), le bien-être social global et la rente de congestion.

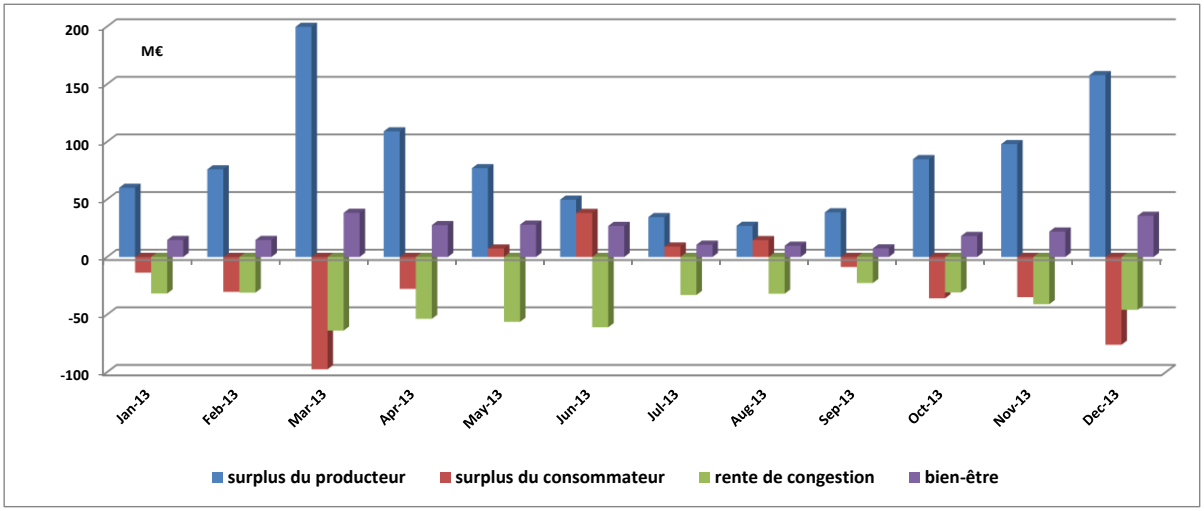


figure 44 : Surplus du consommateur et du producteur, rente de congestion et bien-être global mensuel
Source :Social Welfare Report

119. Il ressort de ce graphique que le bien-être général (en mauve) est positif pour l'ensemble des mois. Le bien-être du producteur (en bleu) est, tout au long de l'année 2013, positif tandis que celui du consommateur est négatif durant 8 mois de l'année. Encore une fois, rappelons que, durant les jours sans solution, aucun bien-être n'est calculé.

d) Analyse du prix

Période	Système	BE	DE	FR	NL
Q1 2013	ATC	56,82	44,14	54,64	54,84
	Flow-Based	54,49	46,47	51,53	55,32
Q2 2013	ATC	45,84	32,65	33,56	52,10
	Flow-Based	40,53	33,76	34,73	47,78
S1 2013	ATC	51,37	38,44	44,18	53,48
	Flow-Based	47,56	40,16	43,19	51,58
Q3 2013	ATC	38,27	38,26	36,73	48,49
	Flow-Based	37,33	38,81	36,86	46,52
Q4 2013	ATC	47,54	37,69	48,10	52,10
	Flow-Based	46,26	39,81	46,54	48,76
S2 2013	ATC	43,16	37,96	42,72	50,39
	Flow-Based	42,03	39,33	41,96	47,70

tableau 19 : Prix moyens horaire par trimestre (Q) et par semestre (S) pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas (€/MWh)
Source : CASC FTP flow-based

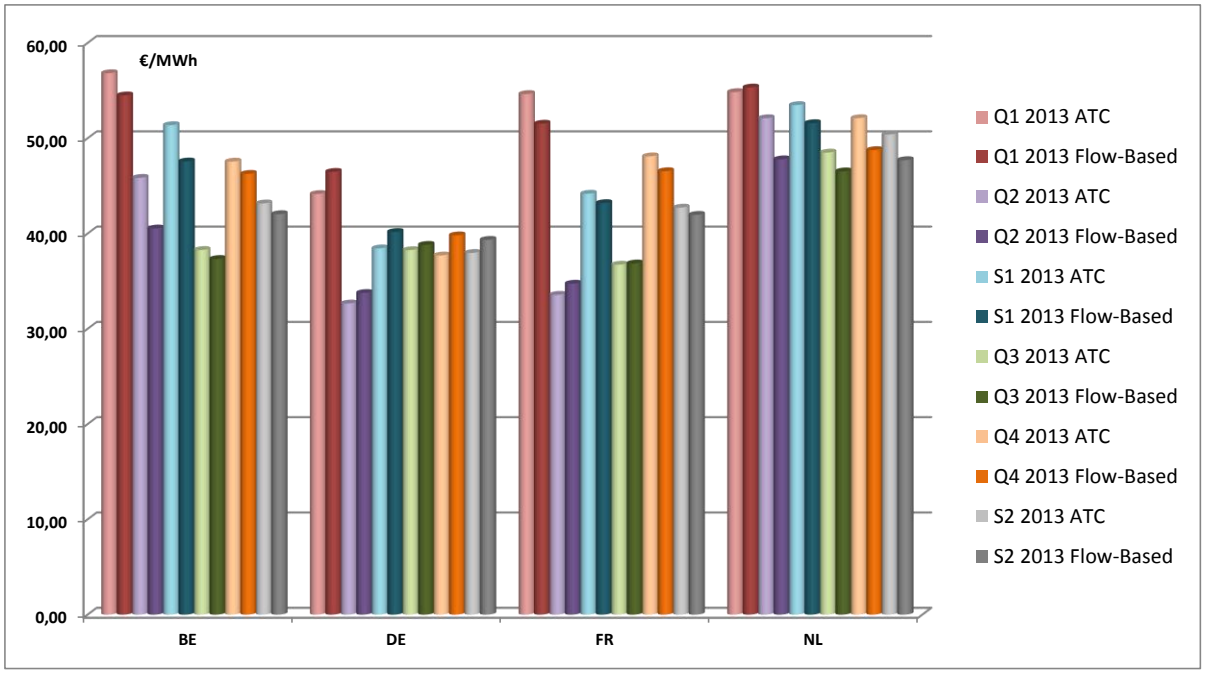


figure 45 : Prix moyens horaire par trimestre (Q) et par semestre (S) pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas (€/MWh)
Source: CASC FTP *flow-based*

120. Le mécanisme de couplage de marché *flow-based* tend, sur le premier semestre 2013, à réduire les prix de marché en France, en Belgique et aux Pays-Bas tandis qu'ils s'apprécient en Allemagne. On peut constater que les prix moyens se rapprochent sous

l'effet du mécanisme de couplage fondé sur les flux, témoignant d'une meilleure optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexions par rapport à la situation actuelle. On observe cependant que les effets entre le premier et le second trimestre peuvent être inversés pour un même pays. En effet, en France, durant le premier trimestre, le prix du marché sous le système *flow-based* est inférieur au prix ATC tandis que, durant le second trimestre, le cas contraire se produit.

121. Pour le second semestre 2013 comme pour le premier trimestre, les prix de marché en France, en Belgique et aux Pays-Bas sont réduits avec le système *flow-based* par rapport au système ATC tandis qu'ils s'apprécient en Allemagne. Notons que la situation de la France se reproduit durant ce second semestre. En effet, lors du troisième trimestre, les prix de marché *flow-based* en France s'apprécient par rapport au modèle ATC tandis qu'ils se réduisent au quatrième trimestre.

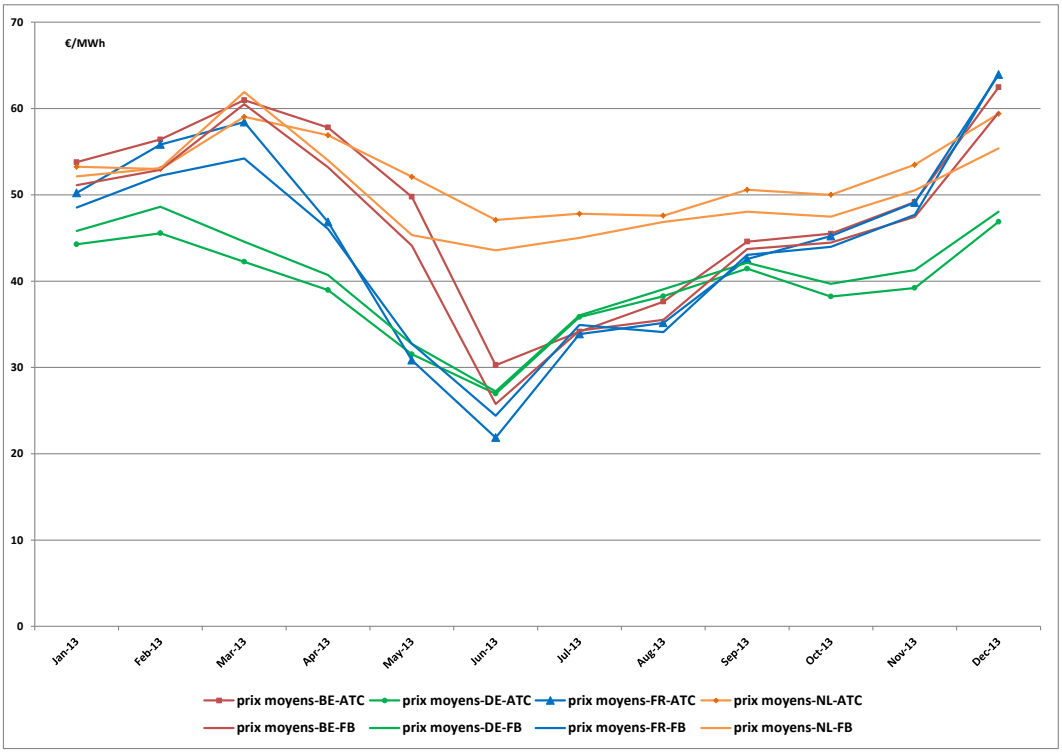


figure 46 : Prix moyen mensuel pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas
Source: CASC FTP *flow-based*

122. Il ressort de ce graphique que l'Allemagne affiche quasi durant toute l'année un prix moyen *flow-based* supérieur à un prix ATC, néanmoins les deux courbes évoluent d'une manière assez semblable. En ce qui concerne la France, trois périodes sont à distinguer : la première, de janvier à avril, durant laquelle le prix ATC est supérieur au prix *flow-based*, la deuxième, de mai à juillet, durant laquelle la situation s'inverse et la troisième, d'août à la fin

de l'année, durant laquelle le prix *flow-based* est inférieur au prix ATC excepté pour le mois de septembre. Pour la Belgique, le prix *flow-based* est inférieur au prix ATC. Durant le premier semestre, l'écart entre les 2 courbes est assez conséquent tandis que, durant le second semestre, les courbes sont assez semblables. Pour les Pays-Bas, les deux courbes n'évoluent pas de la même manière. Ce pays a un comportement différent par rapport aux autres.

e) Analyse des écarts-type de prix

Période	Système	BE	DE	FR	NL
T1 2013	ATC	14,49	14,98	15,94	13,02
	Flow-Based	15,87	14,77	15,23	15,81
T2 2013	ATC	24,43	16,18	23,87	14,08
	Flow-Based	22,92	16,71	19,84	16,77
S1 2013	ATC	20,78	16,61	22,84	13,62
	Flow-Based	20,88	16,99	19,56	16,72
T3 2013	ATC	15,54	13,39	14,99	12,31
	Flow-Based	16,58	13,45	15,16	12,76
T4 2013	ATC	18,69	18,98	19,60	14,14
	Flow-Based	18,52	18,25	19,56	16,76
S2 2013	ATC	17,88	16,57	18,46	13,43
	Flow-Based	18,18	16,16	18,26	15,04

tableau 20 : Ecart-type du prix horaire par trimestre (Q) et par semestre (S) pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas (€/MWh)
Source: CASC FTP *flow-based*

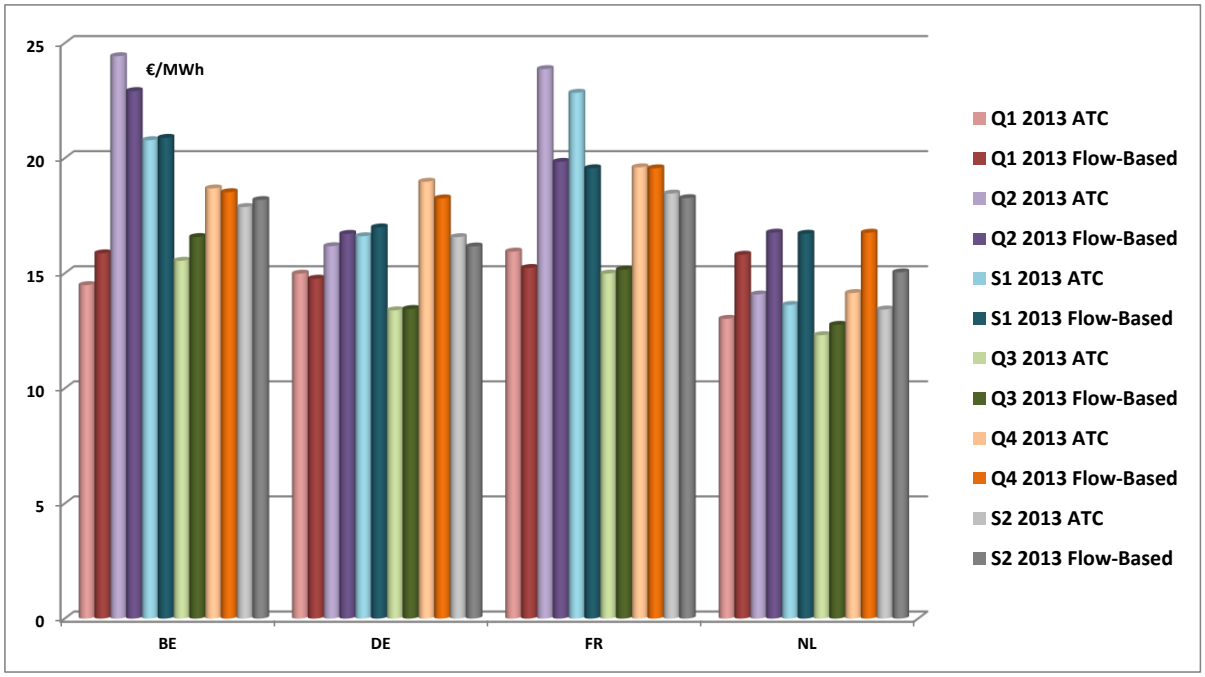


figure 47 : Ecart type des prix par trimestre (Q) et semestre (S) pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas (€/MWh)
Source: CASC FTP *flow-based*

123. Les écarts-types des prix permettent de percevoir la volatilité des prix.

Durant le premier semestre, l'écart-type de prix est inférieur en situation *flow-based* par rapport au système ATC uniquement en France. Notons, qu'au cours du premier trimestre, l'écart-type dans le système *flow-based* est inférieur à celui de l'ATC pour l'Allemagne et la France. Durant le second trimestre, l'écart-type dans le système *flow-based* est inférieur à celui de l'ATC en France.

Durant le second semestre, l'écart-type de prix est inférieur en situation *flow-based* par rapport au système ATC en Allemagne et en France. Au cours du troisième trimestre, aucun pays n'a un écart-type inférieur dans le système *flow-based* par rapport à l'ATC. Cela signifie une plus grande volatilité des prix dans le système *flow-based* par rapport à l'ATC. Durant le dernier trimestre, l'écart-type de prix est inférieur en situation *flow-based* par rapport au système ATC dans tous les pays, excepté les Pays-Bas.

Il semble donc que la volatilité des prix semble plus importante dans le système *flow-based* pour les petits pays que pour les grand pays.

f) La convergence des prix

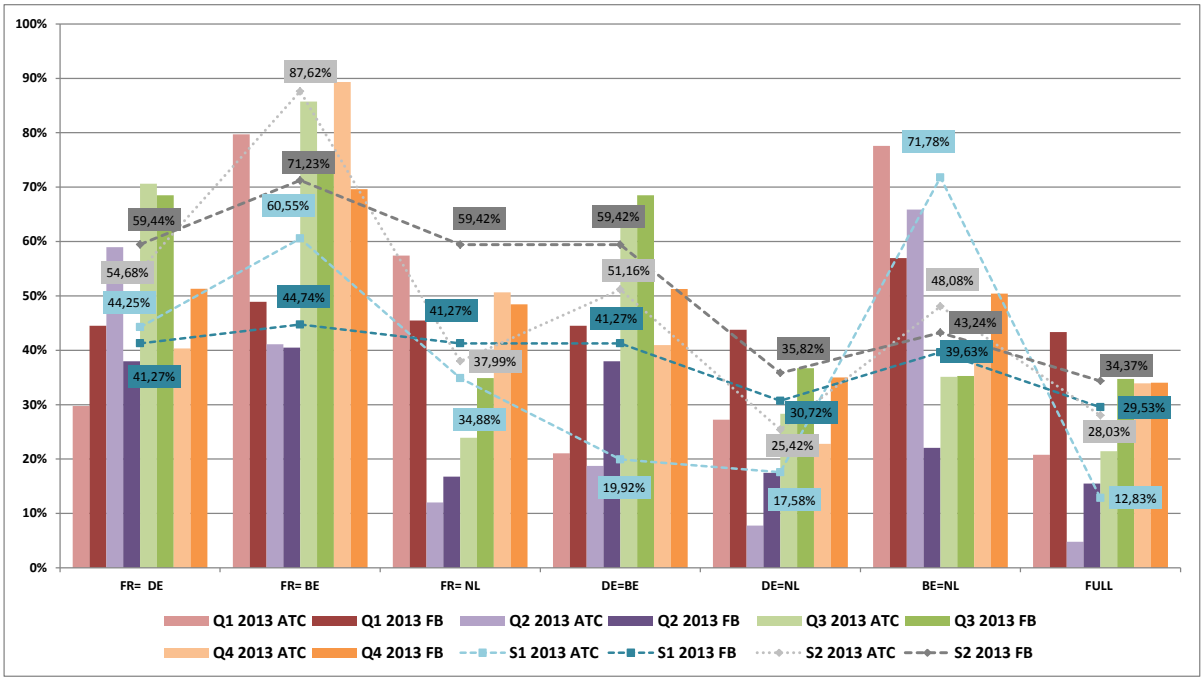


figure 48 : Effet du couplage de marché *flow-based* sur la convergence des prix du marché par trimestre (Q) et par semestre (S)
Source: CASC FTP *flow-based*

124. Notons qu'en cas de non « *full convergence* » les prix devraient, théoriquement, être différents.

125. La figure 48 ci-dessus permet d'évaluer les effets futurs du mécanisme de couplage *flow-based* sur les taux de convergence horaire des prix de la zone CWE (convergence si maximum 1€ de différence). Comparativement à une situation de couplage de marché ATC, la convergence sur le premier semestre s'améliore pour les couples de marché suivants : Allemagne/Belgique et Allemagne/Pays-Bas et France/Pays-Bas. La convergence se détériore sur l'ensemble du semestre entre la Belgique et les Pays-Bas, entre la France et la Belgique, entre la France et l'Allemagne. Sur l'ensemble de la zone CWE, l'effet du couplage de marché *flow-based* se révèle positif au premier trimestre au regard de l'évolution du taux de convergence pour les 4 marchés. Néanmoins, l'effet est moindre au second trimestre.

C.1.2 Marché intra-day continu (CIM)

Historique des marchés boursiers intra-day

126. Le marché boursier en continu a de plus en plus d'attrait, ce qui pousse les bourses à créer de nouveaux produits.

127. Le 17 juillet 2007, Powernext lance un produit *intra-day* pour la livraison d'électricité sur le hub français.

128. Le 13 mars 2008, Belpex a lancé un nouveau segment de marché, à savoir le Belpex CIM ou commerce *intra-day*. Ce nouveau segment de marché offre aux acteurs du marché une plateforme transparente pour leur permettre de réagir à tous les changements inattendus qui interviennent sur le marché jusqu'à 5 minutes seulement avant le temps réel. Depuis le 1er avril 2008, SPE (à présent EDF-Luminus) est un *liquidity provider* pour ce segment de marché, ce qui signifie que SPE s'engage à placer des commandes de 25 MW destinées à l'achat ou à la vente dans une fourchette de prix déterminée pendant 80% du temps.

129. Le 19 juin 2008, APX, Belpex, Powernext et EEX signent un document intitulé « Cross-Border *Intraday Markets - White paper on a possible market model proposed by APX, Belpex, EEX and Powernext* » concernant les systèmes à mettre en place afin de réaliser un couplage de marché au niveau *intra-day*.

130. Le 13 décembre 2010, les GRT allemands (Amprion, et EnBW TNG) avec le GRT français (RTE) ont lancé un mécanisme d'allocation implicite de la capacité transfrontalière infra journalière entre l'Allemagne et la France. Ce mécanisme harmonisé permet les allocations implicites de ces capacités par les plateformes de trading actives sur les marchés infra journaliers français et allemands ainsi que des allocations explicites de capacité.

131. Le couplage des marchés *intra-day* à la frontière belgo-néerlandaise se concrétisa le 17 février 2012[44] via la plateforme Elbas.

132. Le 14 mars 2012, le marché infra-journalier belgo-néerlandais et le marché infra-journalier de la région nordique[45] ont été couplés grâce au mécanisme d'allocation implicite de la capacité infra-journalière sur l'interconnecteur NorNed entre les Pays-Bas et la Norvège. Ce mécanisme de transactions et d'allocations de capacité en continu garantit que chaque participant disposera à tout moment, en plus de la liquidité présente dans son marché, des ordres de vente et d'achat disponibles à l'échelle de toute la région intégrée à concurrence de la capacité infra-journalière transfrontalière disponible. Cette évolution constitue une étape de plus dans la réalisation d'un marché infra journalier intégré européen.

133. Le 16 octobre 2012, le GRT autrichien (Austrian Power grid AG) et la bourse européenne de l'électricité EPEX SPOT SE ont lancé conjointement un marché infra-journalier en Autriche et l'ont connecté au marché infra-journalier franco-allemand.

134. Au cours de l'année 2012, un appel d'offre piloté par les bourses d'électricité a été lancé pour sélectionner le système optimal qui permettrait de gérer le modèle cible du marché électrique infra-journalier paneuropéen.

135. Le 26 juin 2013, le marché de l'électricité infra-journalier suisse est lancé et est directement intégré dès son démarrage à la France et à l'Allemagne grâce à un mécanisme infra-journalier d'allocation implicite et explicite des capacités transfrontalières franco-suisse et germano-suisse. Depuis cette date, les membres d'EPEX SPOT ont accès au marché infra-journalier intégré France-Allemagne/Autriche-Suisse.

136. Au cours de l'année 2014, il est prévu pour la région NWE d'avoir une plateforme commune. Cette plateforme permettra la création d'un marché électrique infra journalier

[44] Le 17 février 2012, Belpex CIM a été couplé au marché *intra-day* de APX-ENDEX.
[45] Région nordique : le Danemark, la Norvège, la Suède, la Finlande, l'Estonie et l'Allemagne.

paneuropéen. Au niveau fonctionnel toutefois, des développements supplémentaires seront nécessaires pour satisfaire à toutes les exigences du modèle cible.

Prix sur le marché intra-day

137. Sur le marché *intra-day*, les bornes techniques sont celles imposées par les outils informatiques qui servent à faire tourner les algorithmes de calculs. A l'heure actuelle, les bornes de prix *intra-day* sont harmonisées entre la Belgique, les Pays-Bas, les pays nordiques et une partie de l'Allemagne qui utilisent le système Elbas[46]. Les fourchettes de prix pour le système Elbas vont de -9.999,90 €/MWh à +9.999,90 €/MWh. Les marchés français et allemand contrôlés par EPEX Spot[47] ont une fourchette de prix similaires, quoique ne fonctionnant pas sous Elbas.

Le tableau 21 fournit une indication des volumes et des prix négociés pour le marché *intra-day*. En 2013, 648 GWh ont été négociés, soit une hausse de 26,3% par rapport à 2012. Par contre, les prix en 2013 sont en moyenne très légèrement supérieurs à ceux de 2012. Les prix sur le marché *intra-day* suivent l'évolution des prix sur le marché *day-ahead*, mais sont en général plus élevés. Cela peut s'expliquer en grande partie par le fait que, sur le marché *day-ahead*, les négociations ont lieu davantage aux heures de pointe qu'aux heures creuses, les prix de pointe étant, par nature, plus élevés.

Belpex *Intra-day*	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Market Price **(€/MWh)**	87,8	42,3	50,1	55,0	51,5	51,6
Volume (GWh)	89,2	187,2	275,5	363,5	513,2	648,4

tableau 21 : Volumes et prix négociés pour le marché *intra-day* entre 2007 et 2013
Source : CREG

C.2 Marché à long terme

138. La section précédente portait sur le marché à court terme, et plus particulièrement sur le Belpex DAM et CIM. La présente section se penche, par contre, sur le marché à long terme, à savoir ceux opérés par les bourses :

- ICE ENDEX (précédemment APX-ENDEX) en ce qui concerne la Belgique et les Pays-Bas ;
- EEX en ce qui concerne la France et l'Allemagne.

[46] Le système Elbas est une plateforme de négociation permettant une allocation implicite et continue de la capacité d'interconnexion.
[47] EPEX SPOT est une bourse qui gère des marchés spot d'électricité en France, Allemagne, Autriche et Suisse.

C.2.1 Prix futurs comparés à Belpex DAM

Mois de transaction

139. La figure 49 illustre le prix mensuel moyen pour quatre types de contrats énergétiques pour la période allant de 2007 à 2013 :

- *day-ahead* (D+1, Belpex DAM),
- *month-ahead*[48] (M+1, Endex BE),
- *quarter-ahead*[49] (Q+1, Endex BE),
- *year-ahead*[50] (Y+1, Endex BE).

Les données représentent les moyennes du mois de transaction. A titre d'illustration, le prix moyen pour un contrat *quarter-ahead* en janvier 2007 était de 43,2 €/MWh ; il s'agit du prix payé pour la fourniture d'énergie pendant le Q2 de 2007, à savoir la période d'avril à juin 2007. Ce contrat est cependant aussi négocié en février et mars 2007. Les prix peuvent apparaître (et apparaîtront) différents du prix de janvier.

140. Il ressort de la figure 49 que les quatre types de contrats suivent souvent une tendance similaire: une forte augmentation à la fin 2007 avec une diminution début 2008 pour ensuite atteindre un pic en août-octobre 2008 ; les prix rechutent, ensuite en 2009, très fortement en raison de la crise économique pour se stabiliser entre 2010 et 2011 dans un intervalle de prix situé entre 37 et 65 €/MWh et ensuite décroître en 2012 / 2013.

[48] *Month-ahead* est le *Endex Power BE Month* qui représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("*end of day*") des contrats *month ahead* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du mois suivant), telle que publiée sur le site web http://www.iceendex.com/.

[49] *Quarter-ahead* est le *Endex Power BE Month* qui représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("*end of day*") des contrats *quarter ahead* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du trimestre suivant), telle que publiée sur le site web http://www.iceendex.com/.

[50] *Year-ahead* est le *Endex Power BE Calendar* qui représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("*end of day*") des contrats *calendar* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours de l'année calendrier suivante), telle que publiée sur le site web http://www.iceendex.com/.

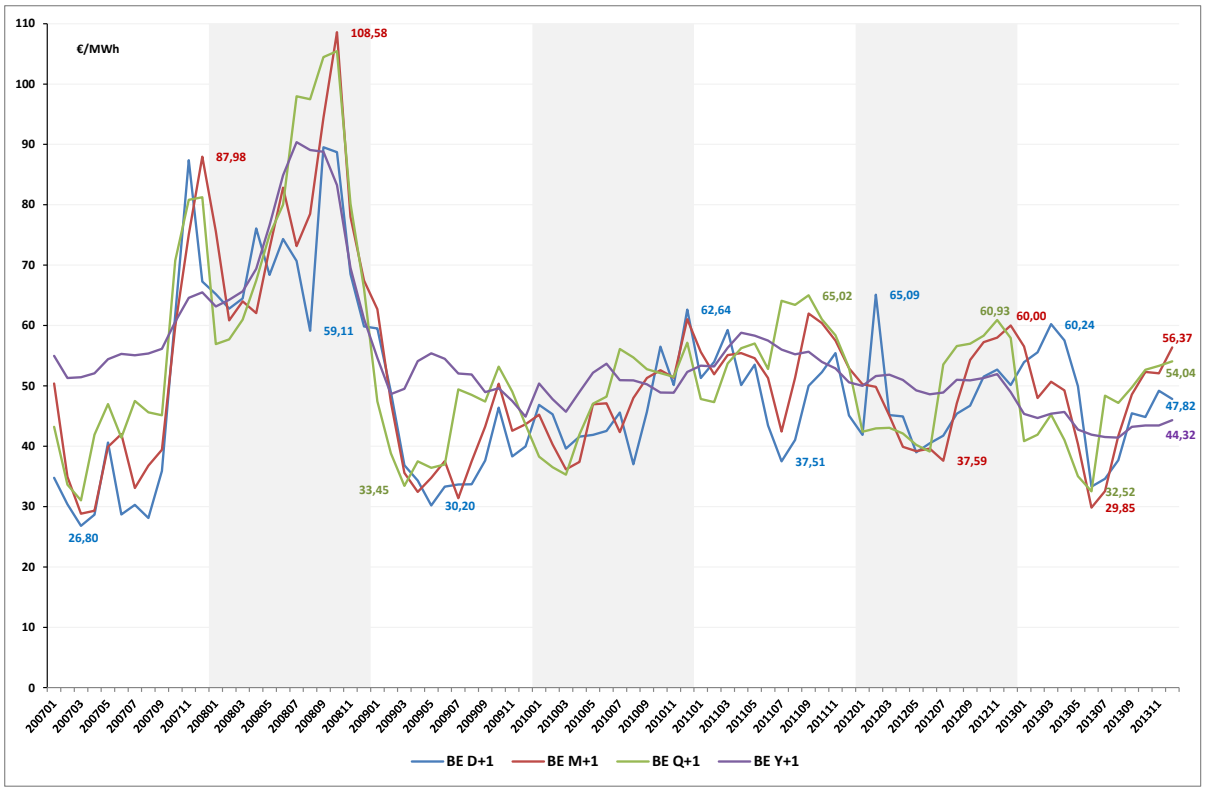


figure 49 : Prix mensuels moyens par mois de transaction de 4 contrats-type entre 2007 et 2013 (€/MWh)
Source : CREG

141. Le tableau 22 reprend la corrélation existant entre les prix mensuels moyens des quatre types de contrats pour la période 2007-2013. Ce tableau confirme que les quatre types de contrats sont en forte corrélation. La corrélation est la plus forte entre le *day-ahead* et le *month-ahead (0,89)* et la corrélation la plus faible est établie entre le *day-ahead* et le *year-ahead* (0,64). Ces corrélations diminuent également au fur et à mesure que la période s'allonge.

corrélation	BE D+1	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
BE D+1	1,00	0,89	0,75	0,64
BE M+1	0,89	1,00	0,87	0,74
BE Q+1	0,75	0,87	1,00	0,83
BE Y+1	0,64	0,74	0,83	1,00

tableau 22 : Corrélations entre les contrats *day-ahead, month-ahead, quarter-ahead* et *year-ahead entre 2007 et 2013*
Source : CREG

Mois de fourniture

142. Afin de vérifier ex post quel était le contrat (D+1, M+1, Q+1, Y+1) le meilleur marché à un moment donné, le prix doit être comparé pour une période identique de fourniture[51]. Par exemple, le prix d'un produit *quarter-ahead* est fixé pour trois mois, celui d'un *year-ahead* pour un an. En y intégrant les quatre périodes contractuelles, la figure 50 peut être esquissée.

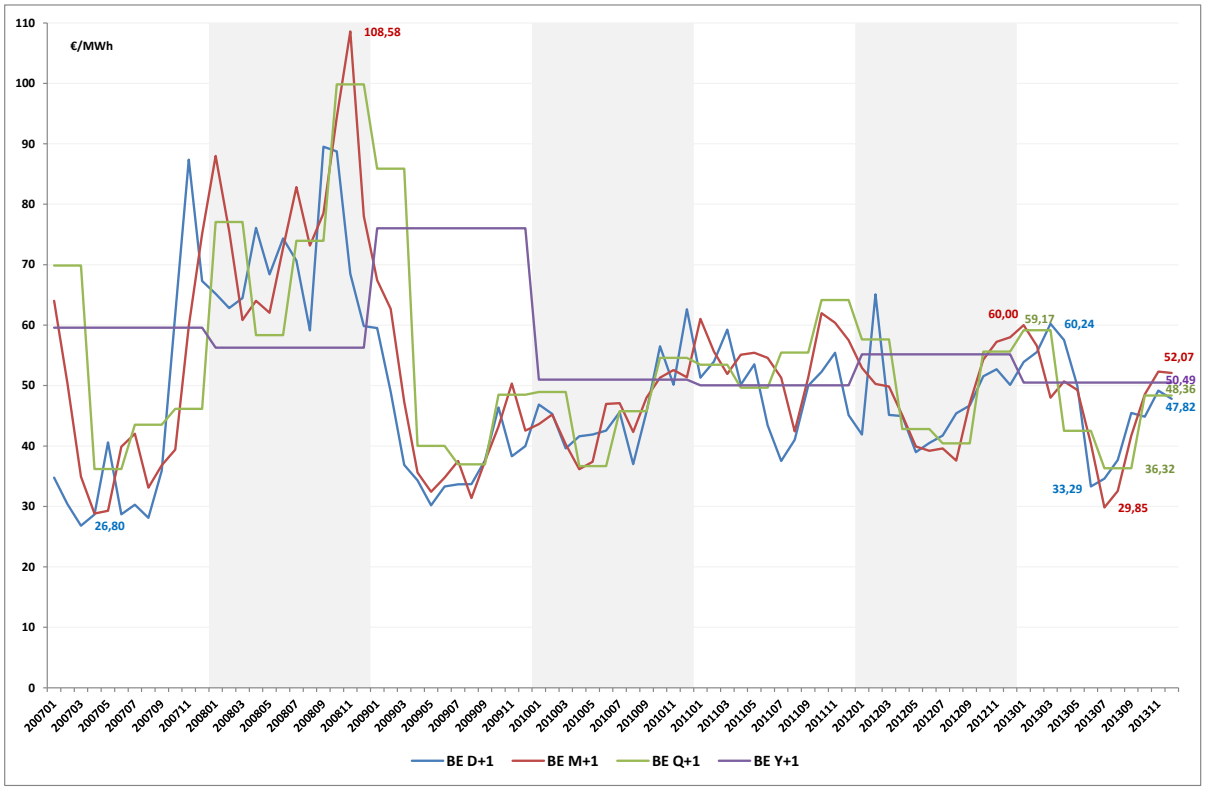


figure 50 : Prix mensuels moyens par mois de fourniture de 4 contrats type (€/MWh) entre 2007 et 2013
Source : CREG

143. Le tableau 23 reprend le prix moyen annuel de fourniture en Belgique. Pour la période 2007-2013, 48,8 €/MWh ont été payés en moyenne pour un contrat *day-ahead*, 51,6 €/MWh en moyenne pour un contrat *month-ahead*, 54,0 €/MWh pour un contrat *quarter-ahead* et 56,9 €/MWh pour un contrat *year-ahead*. En d'autres termes, pendant la période 2007-2013, les *month-ahead*, *quarter-ahead* et *year-ahead* étaient respectivement 5,3%, 9,5% et 14,2% plus chers que le Belpex DAM. Ces écarts sur ces sept années permettent de penser, de manière générale, qu'au plus tôt le prix est fixé, au plus élevé le prix moyen sera,

[51] Pour déterminer le prix moyen d'un produit, le prix est systématiquement calculé sur une période identique à celle de la fourniture, et ce, juste avant la fourniture effective. Par exemple, le prix d'un produit *quarter-ahead* (trois mois) sur la période janvier–mars 2010, est calculé sur base de la moyenne du prix *quarter-ahead* de la période octobre-décembre 2009, c'est-à-dire trois mois juste avant le début de la période de fourniture effective.

et ce, d'autant plus que la période contractuelle sera longue. Si les chiffres sont analysés par année, il ressort qu'il 'y a :

- deux années durant lesquelles un contrat *day-ahead* a été en moyenne plus cher qu'un contrat *quarter-ahead* (2013) et *year-ahead* (2008);
- deux années pendant lesquelles un contrat *day-ahead* a été en moyenne plus cher qu'un contrat *month-ahead* (2010 et 2013).

Pour l'année 2013, cette situation particulière est probablement liée à la problématique de l'arrêt prolongé de plusieurs centrales nucléaires. Jusqu'au milieu de l'année 2012, il était impossible de prévoir l'arrêt de ces dernières pour une si longue période.

Ces données sont surlignées en jaune dans le tableau.

					par rapport à D+1		
(€/MWh)	BE D+1	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
2007	41,8	44,6	48,9	59,6	2,8	7,2	17,8
2008	70,6	78,5	77,7	56,3	7,9	7,1	-14,3
2009	39,4	43,4	52,9	76,0	4,0	13,6	36,7
2010	46,3	45,2	46,6	51,0	-1,1	0,3	4,7
2011	49,4	54,9	55,7	50,0	5,6	6,4	0,7
2012	47,0	47,8	49,3	55,2	0,8	2,3	8,2
2013	47,5	46,6	46,7	50,5	-0,8	-0,8	3,0
2007-2013	48,8	51,6	54,0	56,9	2,7	5,1	8,1
					5,3%	9,5%	14,2%

tableau 23 : Prix de fourniture annuel moyen pour 4 contrats type entre 2007 et 2013
Source : CREG

144. Plusieurs raisons peuvent être avancées pour expliquer que les contrats à long terme soient plus chers que les contrats *day-ahead*. Ainsi, le prix supérieur peut, par exemple, être considéré comme la prime de risque qu'un acteur du marché souhaite payer, se préservant des circonstances imprévues qui ont une influence sur le prix de gros, comme les coûts de combustible, la disponibilité de la capacité de production, le prix du CO_2 et les évolutions économiques à attendre. Plus le contrat est conclu à l'avance, plus la prime de risque est élevée, c'est ce qui semble ressortir des données du tableau 23.

145. Cette prime de risque est clairement positive sur le marché de l'électricité pour la période 2007-2012, ce qui signifie que les consommateurs ont une aversion au risque plus marquée face à des conditions de marché inattendues par rapport aux producteurs. Ce phénomène s'explique intuitivement comme suit: les consommateurs sur le marché de gros pour l'électricité sont principalement des acteurs industriels. Leur consommation électrique est déterminée en fonction de leur cahier de commandes, avec un horizon allant de quelques mois à plusieurs années, mais davantage dans la plupart des cas. De ce fait, un

prix fixe pour leur demande future d'électricité peut limiter leur risque, même s'ils doivent, pour ce faire, payer une prime. D'autre part, les producteurs sont censés présenter une aversion plus grande au risque que les consommateurs lorsqu'il s'agit de contrats à très long terme pouvant aller jusqu'à plusieurs décennies. Cela s'explique par le fait que les investissements en capacité de production doivent, la plupart du temps, être amortis sur une période de 15 à 40 ans, voire même davantage.

146. D'autres raisons possibles sont, entre autres, le niveau de liquidité et de transparence du marché à long terme par rapport au marché à court terme, ainsi que l'existence d'alternatives.

C.2.2 Prix futurs dans la région CWE

147. La figure 51 illustre le prix mensuel moyen d'un contrat *year-ahead* pour la fourniture d'électricité dans les quatre marchés de la CWE, à savoir la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne.

148. Les prix *year-ahead* dans les quatre marchés sont fortement corrélés, une tendance similaire à celle reprise au paragraphe 140 ci-dessus est également constatée.
La figure montre :

- une hausse des prix dans le courant de 2007 et début 2008, avec une forte hausse à la mi-2008;
- à l'automne 2008, les prix chutent fortement en raison de la crise financière;
- au cours de 2009 et 2011, les prix oscillent entre 44 et 60 €/MWh ;
- dans le courant de 2012, les prix évoluent dans une fourchette plus étroite comprise entre 46 et 53 €/MWh ;
- la baisse s'est poursuivie en 2013 mais avec un intervalle de prix plus large entre les quatre pays, compris entre 37 et 49 €/MWh.

149. Les prix allemands ont commencé à baisser à partir de juin 2012 par rapport aux 3 autres pays. Jusqu'à la fin 2013, les prix ont poursuivi leur baisse et sont restés les plus bas. C'est, à partir de la fin de 2012, que les divergences de prix se sont accentuées. En effet, en décembre 2012, les prix moyens *year-ahead* allemands étaient de 49,3 €/MWh pour une livraison en 2013, tandis que les prix aux Pays-Bas étaient de 51,9 €/MWh. Le différentiel de prix entre les Pays-Bas et l'Allemagne qui était de 2,6 €/MWh en décembre 2012 a continué à s'accroître pour atteindre 8,4 €/MWh en décembre 2013. Les prix en Belgique passent de

50,5 €/MWh en décembre 2012 à 43,6 €/MWh en décembre 2013[52]. Durant cette période, le différentiel de prix avec l'Allemagne est passé de 1,2 à 4,5 €/MWh.

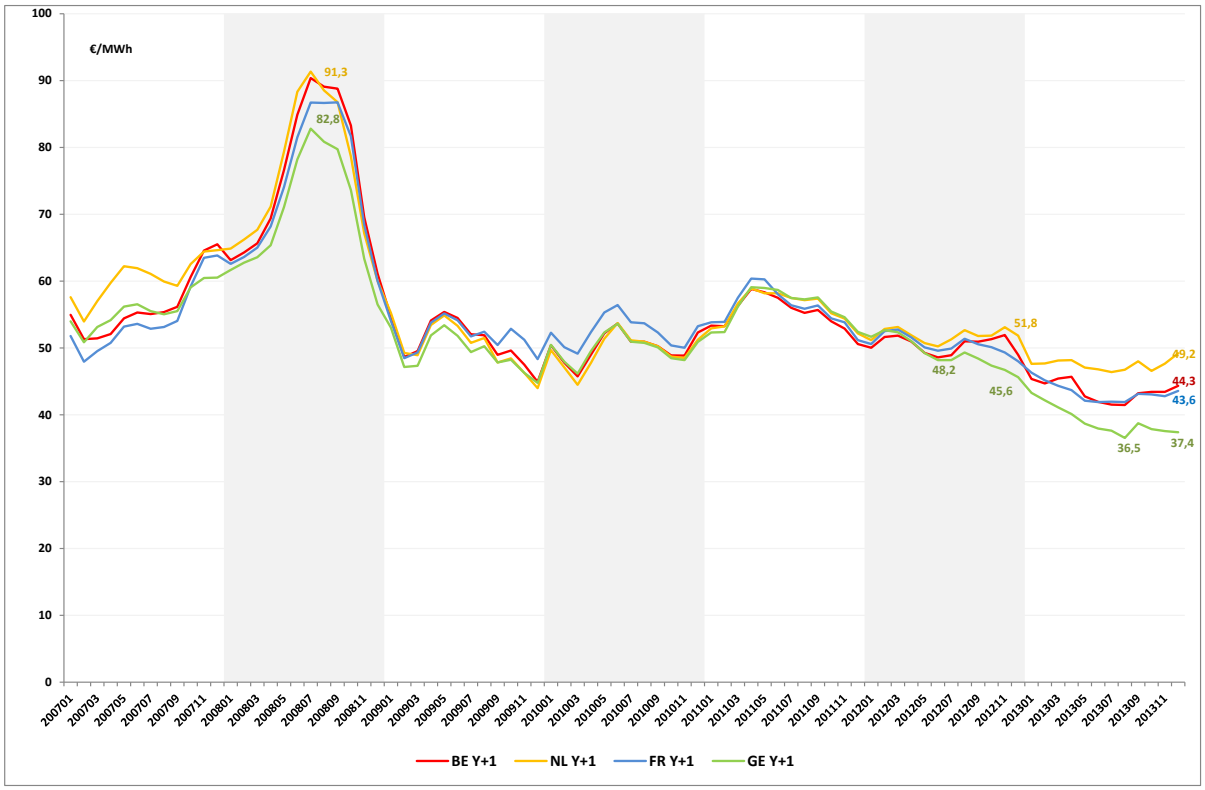


figure 51 : Prix mensuels moyens par mois de transaction pour la fourniture *Year-ahead* en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne (€/MWh) entre 2007 et 2013
Source : CREG

150. La première partie du tableau 24 reprend les prix *year-ahead* moyens par an pour les quatre pays tandis que dans la deuxième partie du tableau, ce prix est comparé à celui du prix belge. Entre 2009 et 2011, les prix sont fort proches les uns des autres. En 2011, le prix *year-ahead* belge était le plus bas de toute la région CWE. En 2012 et 2013, c'est l'Allemagne qui détient le prix le moins élevé tandis que les Pays-Bas gardent le prix le plus élevé. En prenant la moyenne des sept années étudiées, les prix *year-ahead* pour l'Allemagne sont les plus bas, tandis que la Belgique et la France ont des prix presque égaux.

[52] Sur le marché « *future* », les acteurs actifs sur le marché belge ont négocié 8,2 TWh en 2013 (6,1 TWh en 2012) et sur le marché OTC 6,3 TWh (3,6 TWh en 2012) (source : ICE Endex).

Période de transaction - €/MWh					par rapport à BE Y+1		
Jaar	**BE Y+1**	**NL Y+1**	**FR Y+1**	**DE Y+1**	**NL Y+1**	**FR Y+1**	**DE Y+1**
2007	56,3	60,3	54,4	55,9	7,1%	-3,4%	-0,7%
2008	76,0	76,3	74,1	70,2	0,4%	-2,6%	-7,6%
2009	51,0	50,3	51,8	49,2	-1,3%	1,6%	-3,5%
2010	50,0	49,5	52,4	49,9	-1,0%	4,8%	-0,2%
2011	55,2	56,0	56,0	56,1	1,5%	1,5%	1,6%
2012	50,5	51,9	50,6	49,3	2,8%	0,1%	-2,4%
2013	43,6	47,5	43,1	39,1	9,0%	-1,0%	-10,3%
2007-2013	54,7	56,0	54,6	52,8	2,4%	-0,1%	-3,4%

tableau 24 : Prix *Year-ahead* annuels moyens pour la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne (€/MWh) et les écarts de prix par rapport à la Belgique (%)
Source : CREG

Ecarts de prix des *baseload year-ahead* futures sur le marché de l'électricité CWE

151. Cette partie tente de fournir un certain nombre d'explications justifiant les écarts de prix des *baseload year-ahead* futures sur le marché CWE depuis la mi-2012.
Comme expliqué ci-dessus, la figure 51 permet d'observer une convergence de prix relativement bonne à partir de 2009 et ce, jusqu'à la mi-2012. La tendance à la baisse des prix débute dès mai-juin 2011 mais se poursuit à un rythme différent à partir de la mi-2012. La diminution est plus forte en Allemagne qu'en France. La Belgique suit la tendance à la baisse de la France, certainement à partir de 2013. Les prix néerlandais stagnent en 2012 mais commencent à baisser à la fin de l'année 2012 jusqu'à la fin du troisième trimestre 2013, pour ensuite augmenter jusqu'à la fin de l'année.

152. Quatre raisons peuvent expliquer cette évolution :

a) les différences au niveau du parc de production ;
b) l'évolution des coûts de production des centrales au gaz et au charbon ;
c) la capacité d'interconnexion limitée ;
d) l'indisponibilité des centrales nucléaires.

a) <u>Différences au niveau du parc de production</u>

153. La **Belgique** est dotée d'un parc de production composé en grande partie de capacité de production nucléaire, complété essentiellement de centrales au gaz. La capacité renouvelable est importante (2,5 GW solaire, 1,5 GW éolien). Elle est importante tout en restant une production d'énergie marginale d'un ordre de grandeur de 5 TWh pour une consommation de 85 TWh.

La **France** possède un parc de production similaire, avec toutefois une part de capacité nucléaire légèrement 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 d'une capacité au gaz.

L'**Allemagne** possède une capacité nucléaire relativement limitée, mais une importante capacité en charbon et lignite, et en énergie renouvelable (35 GW éolien et 35 GW solaire). En raison de la capacité importante en sources d'énergie renouvelable, la demande d'électricité résiduelle diminue plus rapidement en Allemagne que dans d'autres pays CWE.

b) Evolution des coûts de production des centrales au gaz et au charbon

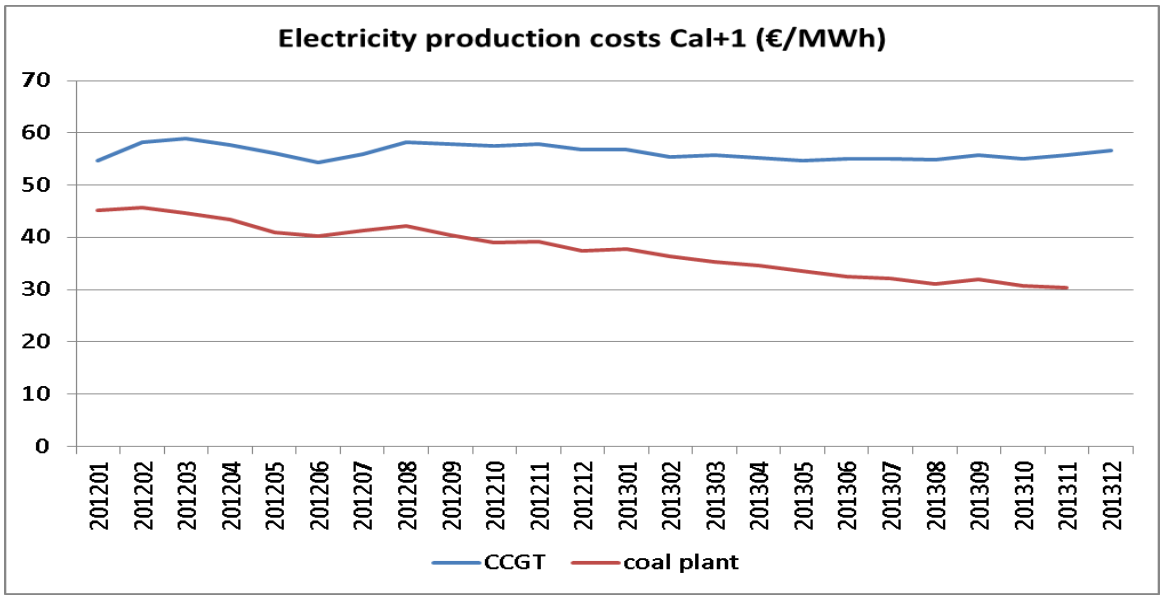


figure 52 : Coût de production pour un profil *baseload* pour l'année calendrier suivante
Source : CREG

154. La figure 52 illustre le coût de production pour un profil *baseload* pour l'année calendrier suivante. Il en ressort que le coût de production d'une centrale au charbon est sensiblement inférieur à celui d'une centrale au gaz dès le début de 2012 également, mais que cette différence a plus que doublé entre en janvier 2012 (9,5 €/MWh) et novembre 2013 (25,5 €/MWh).
La différence de coût entre les deux modes de production commence à s'accroître plus fortement dès la deuxième moitié de 2012. Cela signifie qu'un parc de production qui est dominé par le charbon (et peut-être également par la lignite), comme c'est le cas en Allemagne, peut produire à un prix encore moindre et/ou à meilleur prix pour un nombre

d'heures plus important par rapport à un parc de production dominé par des unités au gaz, comme c'est le cas aux Pays-Bas.
Il ressort du dernier tableau de bord de la CREG que le prix du CO_2 doit augmenter jusqu'à 50-60 €/tonne afin qu'une unité au gaz soit à nouveau plus rentable qu'une unité au charbon.

c) Capacité d'interconnexion limitée

155. Ce qui figure ci-dessus ne donne pas nécessairement lieu à un écart de prix dans la région CWE: tant que la capacité d'interconnexion commerciale est suffisante, la région peut, avec des centrales au charbon meilleur marché et une importante capacité de production renouvelable (Allemagne), exporter vers des zones plus onéreuses ayant une capacité de production au gaz importante et peu d'énergie renouvelable (Pays-Bas).
La capacité d'interconnexion est toutefois limitée par rapport à la consommation totale. Cette situation est devenue tout à fait évidente sur le marché à partir de la deuxième moitié de 2012. Cela se voit au niveau de l'écart de prix qui intervient sur le marché *day-ahead* dans la région CWE. La figure 26 illustre cette évolution notamment pour 2012-2013.
Il est évident que la capacité d'interconnexion est insuffisante pour fournir les Pays-Bas et la Belgique - et, dans une moindre mesure, la France - en électricité bon marché. Ce n'est qu'en mai 2013, pour la France, et en juin 2013, pour la Belgique, que les prix convergent avec ceux de l'Allemagne. Les Pays-Bas affichent toujours des prix plus élevés. A la fin de 2013, un écart de prix s'observe à nouveau avec l'Allemagne.

d) Indisponibilité nucléaire

156. A partir d'août 2012, deux unités nucléaires sont mises en indisponibilité en Belgique pour une durée plus longue et, au début, indéterminée.
Il est très difficile de déterminer si cette indisponibilité a été une cause de l'écart de prix : l'augmentation de l'écart de prix avec l'Allemagne à partir de ce moment pourrait relever d'un pur hasard. Mais il se pourrait tout aussi bien qu'un *trigger* ait été à l'origine de l'écart de prix avec l'Allemagne, parallèlement à l'évolution divergente des coûts des centrales au charbon et au gaz.

Deux évolutions de prix ne sont justement pas simultanées à ce niveau: en mai, le prix belge sur le marché *forward* converge vers le prix français, tandis que cette convergence a lieu en juin sur le marché DAM, lorsque Tihange 2 et Doel 3 ont, à nouveau, été rendues disponibles. Une explication pourrait être qu'il était devenu clair, en mai 2013, que les centrales nucléaires allaient à nouveau être disponibles, mais que le moment exact n'était

pas encore connu. Une conférence de presse de l'AFCN a ensuite eu lieu mi-mai, selon laquelle les centrales pouvaient effectivement démarrer en juin, ce qui a provoqué la convergence effective des prix français et allemands en juin.

D Interconnexions

157. Cette section développe la capacité, les enchères et l'utilisation des interconnexions avec la France et les Pays-Bas. Ces sujets seront présentés selon un schéma identique à celle des études réalisées les années précédentes[53].

D.1 Capacité

D.1.1. Capacité physique

158. La zone de réglage d'Elia possède deux interconnexions avec l'étranger : une avec les Pays-Bas (frontière nord) et une avec la France (frontière sud). Le courant électrique peut circuler dans les deux directions : les importations et les exportations. Elia applique la convention selon laquelle les flux d'exportation sont positifs tandis que les flux d'importation sont négatifs; la CREG reprend également cette convention.

159. Une interconnexion avec l'étranger se compose physiquement de plusieurs lignes aériennes, dotées chacune d'une capacité déterminée pour transporter de l'énergie. La capacité physique totale d'une interconnexion est identique dans les deux directions. Cette capacité physique ne change pas, en principe, à moins que des éléments du réseau (comme une ligne aérienne ou un transformateur) ne soient hors service.

160. Le calcul de la capacité commerciale disponible est complexe, parce que celui-ci dépend de la topologie et de l'utilisation du réseau, tant au sein de la zone de réglage Elia qu'en dehors de celle-ci. Ainsi, par exemple, certaines lignes aériennes seront saturées plus rapidement que d'autres ; la capacité commerciale totale de l'interconnexion sera, de ce fait, inférieure à la somme de la capacité physique des lignes.

161. Par simplification, une seule capacité d'interconnexion disponible est calculée pour chaque direction pour le marché, reprenant ainsi, sous une donnée unique, la capacité commerciale totale. A ces considérations, il faut également tenir compte, non seulement, du critère N-1 pour l'exploitation sécurisée du réseau mais également d'autres conditions techniques annexes qui sont susceptibles d'influencer la capacité commerciale de l'interconnexion.

[53] Voir les études (F) 080117-CDC-742, (F) 090223-CDC-827, (F)100218-CDC-947, (F)110331-CDC-1050 et (F)130530-CDC-1247 disponibles à l'adresse http://www.creg.be/ (voir aussi la « Liste des travaux cités » en fin de cette étude).

D.1.2 Capacité commerciale

162. Le tableau 25 illustre la moyenne annuelle de la capacité commerciale dans les quatre directions d'interconnexion pour la période allant de 2007 à 2013, ainsi que les capacités d'importation et d'exportation. La dernière ligne du tableau reprend la moyenne pour cette période, toutes les valeurs étant exprimées en MW.

(MW)	FR=>BE	BE=>FR	NL=>BE	BE=>NL	Importation	Exportation
2007	-2.576	1.000	-1.333	1.316	-3.908	2.317
2008	-2.532	898	-1.350	1.344	-3.881	2.242
2009	-2.501	1.088	-1.376	1.373	-3.877	2.460
2010	-2.700	1.188	-1.323	1.370	-4.023	2.558
2011	-2.880	1.420	-1.370	1.370	-4.250	2.790
2012	-2.905	1.643	-1.340	1.328	-4.244	2.971
2013	-2.589	1.459	-1.344	1.362	-3.932	2.821
2007-2013	-2.669	1.242	-1.348	1.352	-4.016	2.594

tableau 25 : Capacité commerciale moyenne horaire disponible (MW) d'interconnexion
Source : CREG

163. Le tableau 25 met en évidence un certain nombre d'éléments importants :

- à la frontière française (deux premières colonnes), la capacité commerciale disponible - sur la période 2007-2011 - pour l'importation est au moins 2,0 fois plus importante que pour celle de l'exportation[54]. En 2012 et 2013, ce chiffre est retombé à 1,8 fois, principalement suite à une augmentation de la capacité d'exportation[55] de la Belgique vers la France;
- la moyenne annuelle de la capacité commerciale varie peu, sauf pour la direction de l'exportation à la frontière sud : la variation peut aller jusqu'à 83% à cette frontière (2008 comparé à 2012);
- la capacité d'importation à la frontière avec la France, qui avait systématiquement augmenté de 2010, à 2012, a baissé en 2013 au niveau des années 2007-2009;
- en 2012, la capacité d'interconnexion a diminué à la frontière néerlandaise, principalement suite à la défaillance d'un transformateur déphaseur après la vague de froid de février 2012. Ce transformateur a été hors service jusqu'en mai 2012;
- la capacité d'importation disponible s'élève à un peu plus de 3.900 MW en 2013, contre 2.800 MW de capacité d'exportation. La Belgique est un des pays les mieux interconnectés d'Europe, certainement en ce qui concerne la capacité d'importation: la

[54] Cette différence a pour origine une répartition asymétrique des unités de production dans le nord-ouest de la France et la Belgique.
[55] Renforcement du réseau RTE.

capacité moyenne d'importation pour l'année 2013, soit 3.932 MW correspond à un peu plus de 40 % de la consommation moyenne dans la zone de réglage Elia et à un peu moins de 30 % de la consommation de pointe;

- en 2013, une diminution des capacités totales d'importation et d'exportation est constatée.

164. La figure 53 représente l'évolution de la capacité d'interconnexion commerciale moyenne mensuelle octroyée au marché pour la période 2007-2013. Il découle de cette figure que la capacité de la France vers la Belgique (ligne bleue) est fortement liée aux saisons de 2007 jusqu'au 3ème trimestre de l'année 2011: en été, il y a moins de capacité disponible qu'en hiver. La diminution de la capacité de la France vers la Belgique, de fin 2012 jusqu'au 4ème trimestre 2013, est étonnante. D'une part, la variation saisonnière observée les années antérieures n'est plus observée aussi nettement ces deux dernières années mais d'autre part, en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires pendant près d'une année, la zone de réglage d'Elia dépendait structurellement des importations.

165. En sens inverse, la capacité vers la frontière française diminue d'octobre à décembre 2012 (ligne rouge) mais augmente de janvier à mars 2013.

166. La capacité commerciale avec les Pays-Bas atteint 1.470 MW maximum, mais enregistre une baisse jusqu'à 1.028 MW en moyenne mensuelle. En 2012, la baisse de cette capacité jusqu'à 1.219 MW avait été générée par la vague de froid du mois de février en raison de la défaillance du transformateur déphaseur après ladite vague de froid. Ce transformateur fut hors service jusqu'en mai 2012. En décembre 2012, la capacité moyenne augmente jusqu'à 1.418 MW, ce qui est plus que les maxima antérieurs.

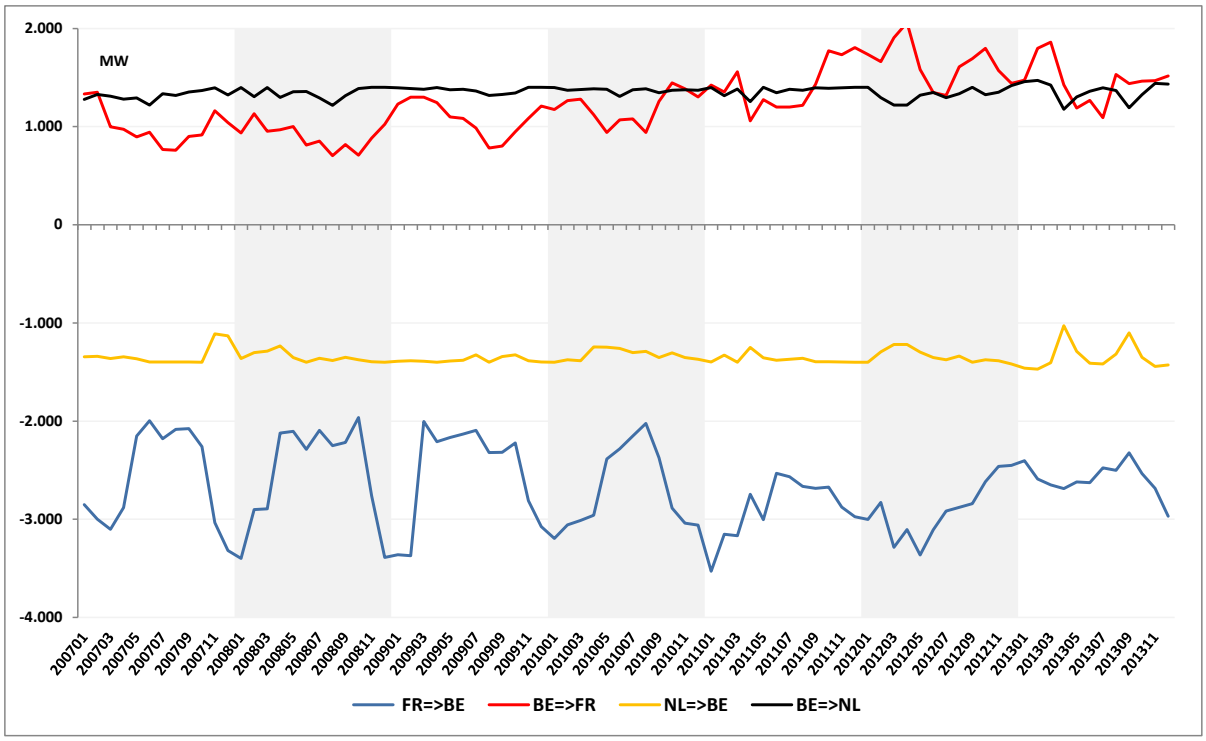


figure 53 : Moyenne mensuelle de la capacité d'interconnexion commerciale totale disponible aux frontières de la Belgique avec les Pays-Bas et la France (MW).
Source : CREG

D.2 Enchère de capacité à long terme

167. Les acteurs du marché peuvent acheter de la capacité d'interconnexion à l'avance par le biais des enchères explicites. Deux produits sont proposés : la capacité annuelle et la capacité mensuelle. Si un acteur du marché achète, pour une interconnexion et dans un certain sens, 10 MW de capacité annuelle par exemple pour l'année A, via l'enchère annuelle pendant l'année A-1, cela lui (titulaire de capacité) donne le droit de nominer 10 MW ou moins pour l'ensemble des heures de l'année A. Cette nomination se fait, à chaque fois, le jour précédant (J-1) le jour J. Si le titulaire de capacité ne nomine pas la capacité ou la nomine seulement partiellement, la partie restante de cette capacité est utilisée pour le couplage du marché Belpex DAM avec les bourses des régions France et Pays-Bas[56]. Le titulaire de capacité reçoit alors l'éventuelle différence positive de prix entre les deux bourses adjacentes (voir également infra).

168. Les acteurs du marché qui achètent de la capacité d'interconnexion à l'avance, montrent par le prix payé, à combien ils estiment le différentiel de prix - et la volatilité - entre

[56] Le principe de transférer la capacité non-utilisée dans le marché journalier s'appelle le Use-It-Or-Sell-It (UIOSI).

les deux bourses concernées. Cette estimation de prix ex ante peut, ensuite, être comparée à la différence de prix finale constatée ex post.

D.2.1 Enchère de capacité annuelle

169. Le tableau 26 reprend, pour la période allant de 2007 à 2013, correspondant aux années d'exercice des droits de capacité acquis:

- la capacité annuelle mise aux enchères ('cap' – en MW) ;
- le prix payé par les acteurs du marché ('prix' – en €/MWh);
- le revenu total des enchères ('M€' – en millions d'euros), réparti entre les gestionnaires des réseaux concernés.

170. Le tableau 26 illustre la hausse généralisée du prix moyen des capacités d'interconnexion tant à l'importation qu'à l'exportation avec la France et les Pays-Bas. Il faut remonter à l'année 2007 pour connaître des prix plus élevés pour les importations depuis la France (FR => BE) et les exportations vers les Pays-Bas (BE => NL) et, à l'année 2010 pour les exportations vers la France (BE => FR) et les importations depuis les Pays-Bas (NL => BE). Le prix est, chaque fois, supérieur à 1 €/MWh sauf pour les exportations vers la France (BE => FR). Il faut, aussi, observer que le prix moyen dans la direction FR => BE, qui était inférieur à celui de BE => FR depuis 2010, est redevenu supérieur en 2013. Ces évolutions expriment l'augmentation de l'incertitude et/ou de la volatilité des marchés. En 2013, le marché s'attendait davantage qu'en 2012, à un prix presque identique en Belgique et en France et, à un prix plus élevé aux Pays-Bas.

171. Globalement les revenus des enchères pour 2013 s'élèvent à un montant de €36,7 millions, soit 2,4 fois plus élevé que l'année 2012 mais légèrement moindre qu'en 2007. Cette année record de la période étudiée avait connu un prix moyen particulièrement élevé à l'importation (FR => BE) mais avec une capacité moindre qu'en 2013.

	FR => BE			BE => FR			NL => BE			BE => NL			Total
	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	M€
2007	1.299	2,06	23,4	400	0,25	0,9	467	0,11	0,5	467	3,45	14,1	38,9
2008	1.300	0,90	10,3	400	0,56	2,0	468	1,57	6,5	468	2,04	8,4	27,1
2009	1.300	0,88	10,0	400	0,81	2,8	468	3,07	12,6	468	1,34	5,5	30,9
2010	1.297	0,16	1,8	400	3,46	12,1	467	2,02	8,2	467	0,80	3,3	25,5
2011	1.449	0,06	0,8	400	0,69	2,4	467	1,10	4,5	465	0,59	2,4	10,1
2012	1.447	0,10	1,3	400	0,52	1,8	467	0,85	3,5	466	2,21	9,0	15,6
2013	1.449	1,07	13,6	400	0,72	2,5	468	1,95	8,0	471	3,04	12,6	36,7

tableau 26 : Capacité annuelle mise aux enchères ('cap' en MW), le prix unitaire payé (€/MWh) et le revenu des enchères (€million)[57]
Source : CREG

D.2.2 Enchère de capacité mensuelle

172. La légende suivante s'applique aux quatre figures reprenant les résultats d'enchères dans la présente section :

- 'capVol' (barres grises ou oranges[58]) : la capacité d'interconnexion mise aux enchères pendant l'enchère mensuelle, est reprise sur l'ordonnée de gauche en MW ;
- 'capPrice' (ligne rouge) : le prix payé pour la capacité d'interconnexion mise aux enchères, est indiqué sur l'ordonnée de droite en €/MWh ;
- 'pX-pY' (ligne verte) : la différence de prix, entre les deux bourses DAM des pays X et Y étudiés, qui est pertinente pour la direction d'interconnexion concernée, est reprise sur l'ordonnée de droite en €/MWh ;
- 'HHI' (ligne noire avec tiret) : le *Herfindahl-Hirschman Index* des volumes achetés par acteur du marché est un indice de concentration pour le marché de capacité mensuelle. Il est indiqué sur l'ordonnée de droite, divisé par 1000. Le HHI varie de 0 à 10.000 ; plus il est élevé, plus la concentration des acteurs est importante. Un faible HHI peut être vu comme une situation dans laquelle un grand nombre d'acteurs fixent le prix du marché, alors qu'un HHI élevé est atteint lorsque, seuls, un ou deux acteurs sont actifs dans le marché.
- les échelles des ordonnées de gauche et de droite sont différentes, celle de gauche est libellée en MW tandis que celle de droite l'est soit en €/MWH pour les prix (capPrice ou pX-pY), soit en 1/1000 pour le HHI.

[57] Pour la frontière BE-NL, 2 enchères sont concluent à des moments différents de l'année et le prix affiché dans le tableau correspond au prix moyen pondéré de ces 2 enchères.
[58] La couleur passe du gris à l'orange pour indiquer la période à laquelle les centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 ont été indisponibles. Le ton orange varie en fonction de la durée de l'arrêt des centrales : orange foncé lorsque les deux centrales sont à l'arrêt pendant l'entièreté du mois et orange plus clair lorsqu'il y a eu arrêt pendant une partie du mois ou que seule, une centrale était à l'arrêt.

a. Frontière française – importation (FR=>BE)

173. La figure 54 donne les résultats des enchères mensuelles de capacité d'interconnexion dans la direction de la France vers la Belgique. La première particularité est le prix ('*capPrice*') très faible payé pour la capacité mensuelle depuis 2009 jusqu'en août 2012. Ce ne fut pas le cas d'une part, pendant les mois d'été des années 2007 et 2008 et d'autre part, depuis le mois de septembre 2012. Cette évolution s'explique presque uniquement par la différence de prix entre la Belgique et la France exprimée par la ligne verte ('pBE-pFR') .Depuis octobre 2008 jusqu'en août 2012 (sauf mars 2011), le prix de la bourse belge était inférieur ou quasi égal à celui de la bourse française.

174. A partir d'octobre 2012 (2,3 €/MWh), la différence entre les prix de la bourse belge et française a sensiblement augmenté pour atteindre, brièvement, en mai 2013 (18,8 €/MWh) un sommet pour la période sous revue. A partir du mois d'octobre 2013, le prix est revenu à un niveau quasi égal, voire inférieur, à celui de la bourse française. La période de l'année (hiver – été) combinée aux arrêts des 2 centrales nucléaires et l'entretien de plusieurs autres centrales nucléaires sont, notamment, des causes de ces variations brutales.
Pour l'année 2013, la différence moyenne entre les deux bourses française et belge (pBE–pFR) est presque identique, dernier trimestre excepté, au prix moyen payé pour la capacité mensuelle (4,2 €/MWh versus 4,1 €/MWh) alors que cette différence était inférieure au prix moyen payé en 2012 (0,0 €/MWh versus 1,0 €/MWh).

175. En 2012, les prix du marché ont été fixés par un nombre important d'acteurs, le HHI étant resté compris globalement entre 2.000 et 3.000; entre 7 et 9 acteurs du marché ont acheté de la capacité au cours des 3 derniers mois. Par contre en 2013, la concentration du marché fut plus contrastée puisque le HHI a varié entre 1.300 et 7.100. Le nombre d'acteurs du marché a varié entre 5 et 13. Les 2 valeurs de HHI les plus élevées sont observées lorsqu'il n'y avait que 5 acteurs actifs, dont 1 qui avait pris une part de marché supérieure à 90% aux mois d'avril et de mai, période pendant laquelle la production nominée totale mensuelle des centrales nucléaires était la plus basse de la période sous revue[59].

[59] Voir figure 2.

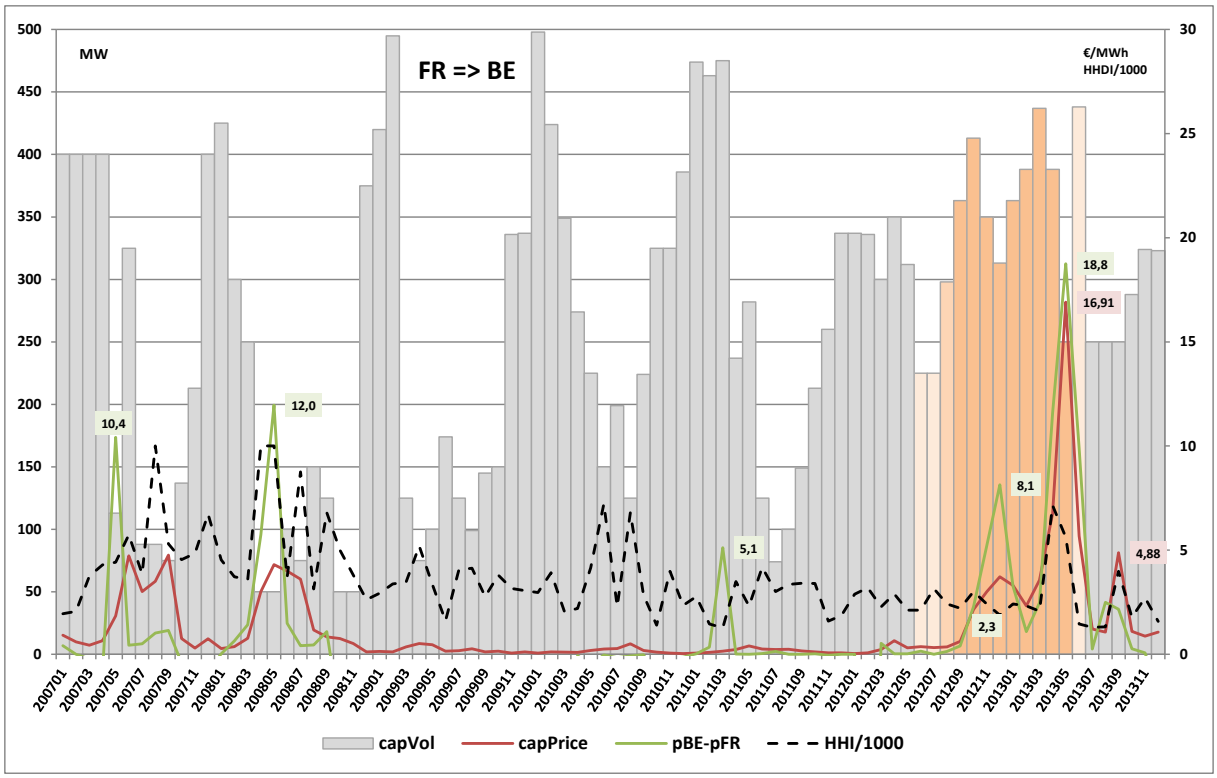


figure 54 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la France vers la Belgique entre 2007 et 2013
Source : CREG

b. Frontière française – exportation (BE=>FR)

176. La figure 55 donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers la France. Le prix à payer pour la capacité mensuelle pour la période sous revue est toujours resté sous la valeur de 1 €/MWh sauf pendant 16 mois, notamment entre septembre 2009 et avril 2010. Le prix élevé pour la capacité mensuelle pour cette période s'explique (en partie) par le déficit de production en France à la fin de 2009. Le marché semble avoir pu prévoir, relativement bien, la différence de prix entre la Belgique et la France excepté durant ces 16 mois.

177. Cette observation doit, toutefois, être fortement pondérée d'une part, pour le mois de février 2012 et d'autre part, pour la période d'octobre 2012 à juin 2013.

Pour février 2012, la différence de prix moyenne entre les deux pays était de 17,4 €/MWh plus élevée en France, hausse consécutive à une vague de froid alors que le prix de la capacité mensuelle pour février 2012 n'était que de 0,15 €/MWh. Ce prix fut pourtant fixé par un nombre d'acteurs relativement important, avec un HHI tout juste inférieur à 2.000 puisque huit des douze offrants de cette capacité avaient acquis de la capacité.
Pour la période allant d'octobre 2012 à juin 2013, la différence de prix moyenne s'est inversée puisque les prix en Belgique étaient plus élevés de 1,1 à 18,8 €/MWh alors que le

prix de la capacité mensuelle a varié pour la même période entre 0,09 et 0,55 €/MWh. Ces prix ont été fixés par le marché, avec un HHI compris entre 1.500 et 3.100, 6 à 9 offrants de cette capacité ayant acquis de la capacité. Il est utile de rappeler que cette période fut entachée d'une grande incertitude quant au redémarrage des deux centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2.

Au cours du dernier semestre de l'année 2013, après le redémarrage des centrales nucléaires, le marché semble avoir, à nouveau, pu prévoir relativement bien la différence de prix entre la Belgique et la France.

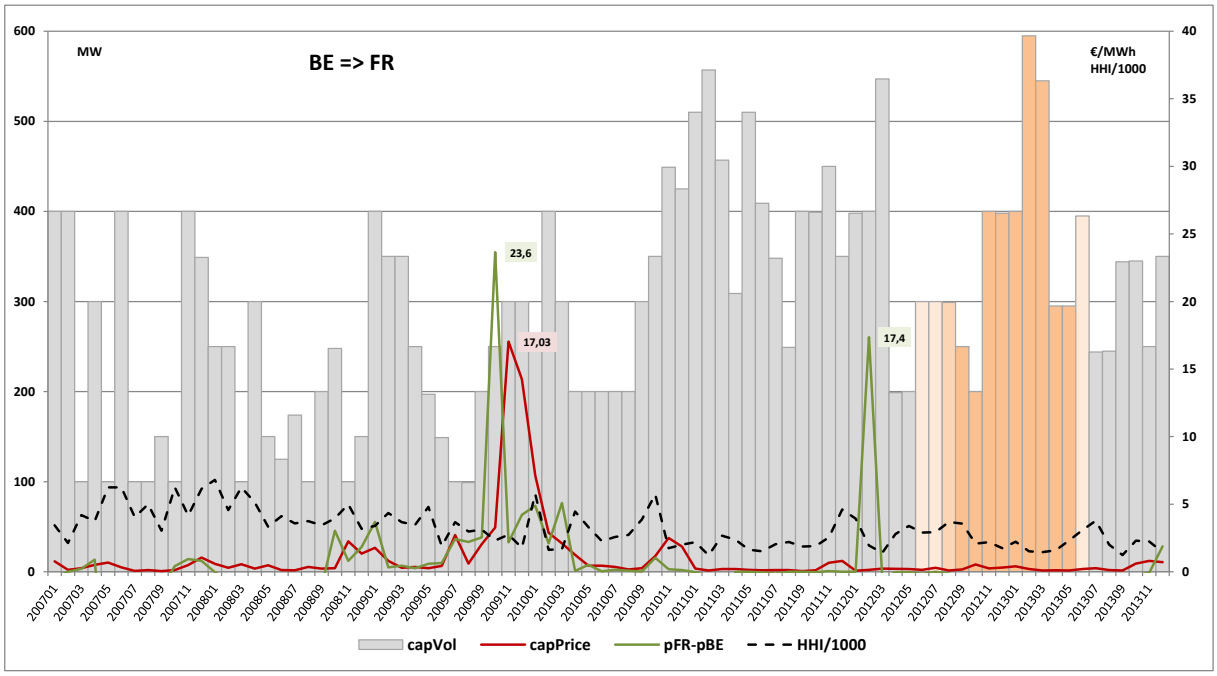


figure 55 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la Belgique vers la France entre 2007 et 2013
Source : CREG

c. Frontière néerlandaise – importation (NL=>BE)

178. La figure 56 donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction des Pays-Bas vers la Belgique. Tant la différence de prix entre les bourses (ligne verte) que le prix pour la capacité mensuelle (ligne rouge) connaissent d'importantes fluctuations entre 2007 et 2013. Alors que la volatilité du prix pour la capacité mensuelle était importante en 2008, elle s'est réduite de manière relative entre 2009 et 2012, sauf en janvier 2011 et au cours des trois derniers mois de l'année 2012 lorsque les prix augmentent fortement au-delà des 3 €/MWh, anticipant des prix plus élevés en Belgique suite à l'indisponibilité de deux centrales nucléaires. Dès le début de l'année 2013, les prix pour la capacité ont diminué sensiblement pour reprendre un peu de vigueur au cours des deux derniers mois de 2013 sans toutefois dépasser les 3 €/MWh.

179. Les pics les plus extrêmes de la différence de prix moyenne entre la bourse néerlandaise et son pendant belge sont observés, pour la période sous revue, en novembre 2007 (+16,4 €/MWh) et en juin 2013 (-15,5 €/MWh). Depuis avril 2011, le marché (ligne verte) a presque (sauf en février 2012 et février / mars 2013) systématiquement payé moins, voire beaucoup moins cher que les prix pour la capacité (*capPrice*).

Par rapport au deuxième semestre 2012 (3 à 8 offrants), le nombre d'acteurs présents sur le marché concernant les prix a sensiblement augmenté en 2013. Pour cette dernière, les prix ont été fixés par 4 à 11 offrants selon les mois de l'année (HHI compris entre 1.200 et 3.800). Dans un contexte de grande incertitude quant au redémarrage des deux centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, les capacités négociées ont augmenté en moyenne par rapport à l'année 2012, dans un contexte tarifaire de stabilité des prix sur la bourse belge ; la bourse néerlandaise a connu, par contre, une hausse des prix dès la fin du premier semestre de l'année 2013.

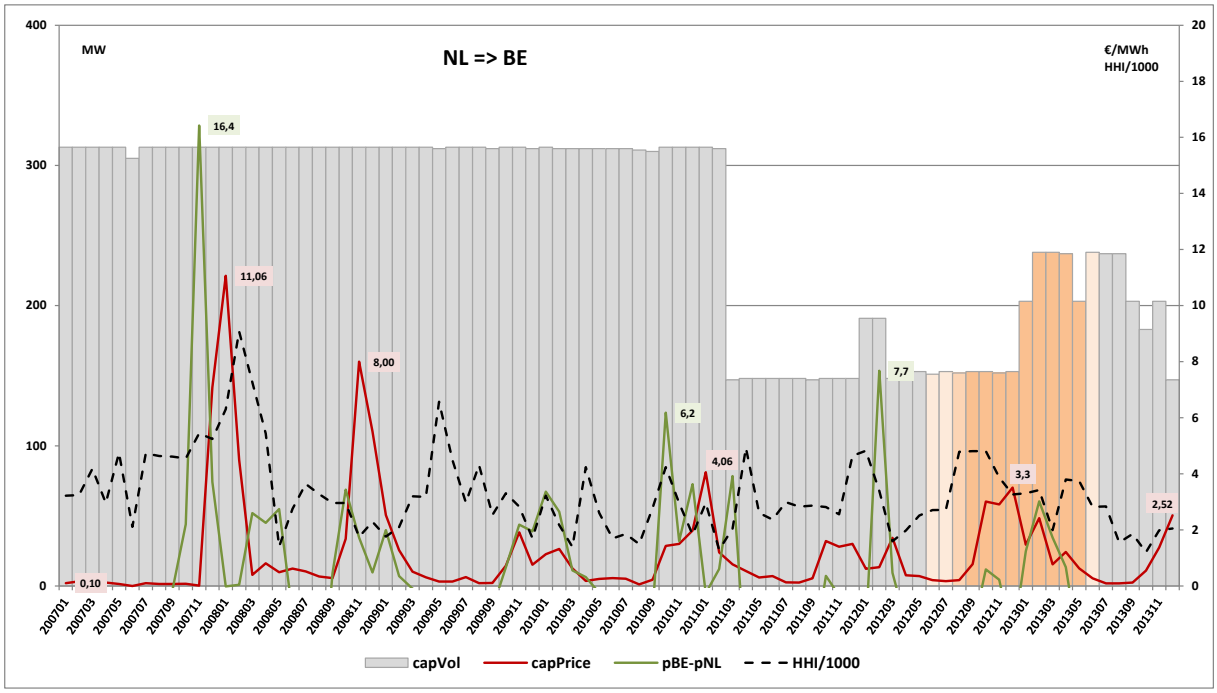


figure 56 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis les Pays-Bas vers la Belgique entre 2007 et 2013
Source : CREG

d. Frontière néerlandaise – exportation (BE=>NL)

180. La figure 57 donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers les Pays-Bas. A l'instar des années 2011 et 2012, le prix pour la capacité mensuelle, pour les mois d'été, augmente également en 2013, mais de manière

beaucoup plus prononcée encore. Le différentiel de prix entre les deux bourses DAM montre une anticipation et même un dépassement du prix de la capacité mensuelle au mois de juin 2013. Le prix payé pour la capacité mensuelle au cours de l'année 2013 est légèrement plus élevé que celui des marchés. En valeur absolue, les prix moyens payés pour les enchères de capacité sont plus de deux fois supérieurs à ceux de l'exercice précédent pour une capacité (*capvol*) moyenne légèrement supérieure à l'année 2012.
Dès le mois de mai 2013, la bourse DAM néerlandaise a connu, jusqu'à la fin de l'année, des prix plus élevés que ceux de la bourse DAM belge.

181. Tout comme en 2012, les prix en 2013 ont été formés par un nombre relativement important d'offrants (entre 2 et 12), sauf en juin 2013, lorsque le HHI a atteint 7.197. Ce mois, date de remise en route des deux centrales nucléaires, seules deux offres furent faites, dont une correspond à 96,05% de la capacité. Le mois de juin 2013 a aussi connu, le différentiel des prix de marché (pNL – pBE) le plus élevé de toute la période sous revue. Les prix n'ont pas, à l'instar des années antérieures, connus un équilibre entre les prix du marchés et ceux des enchères de capacité, montrant ainsi une moindre prédictibilité des prix réels par ces derniers.
Un degré élevé de concentration de la capacité mensuelle achetée et un spread supérieur entre les marchés en comparaison avec le prix de la capacité mensuelle peuvent indiquer un possible délit d'initié. La CREG a dès lors analysé dans le détail les enchères de capacité de juin. Cet examen n'était pas encore terminé à la fin 2013.

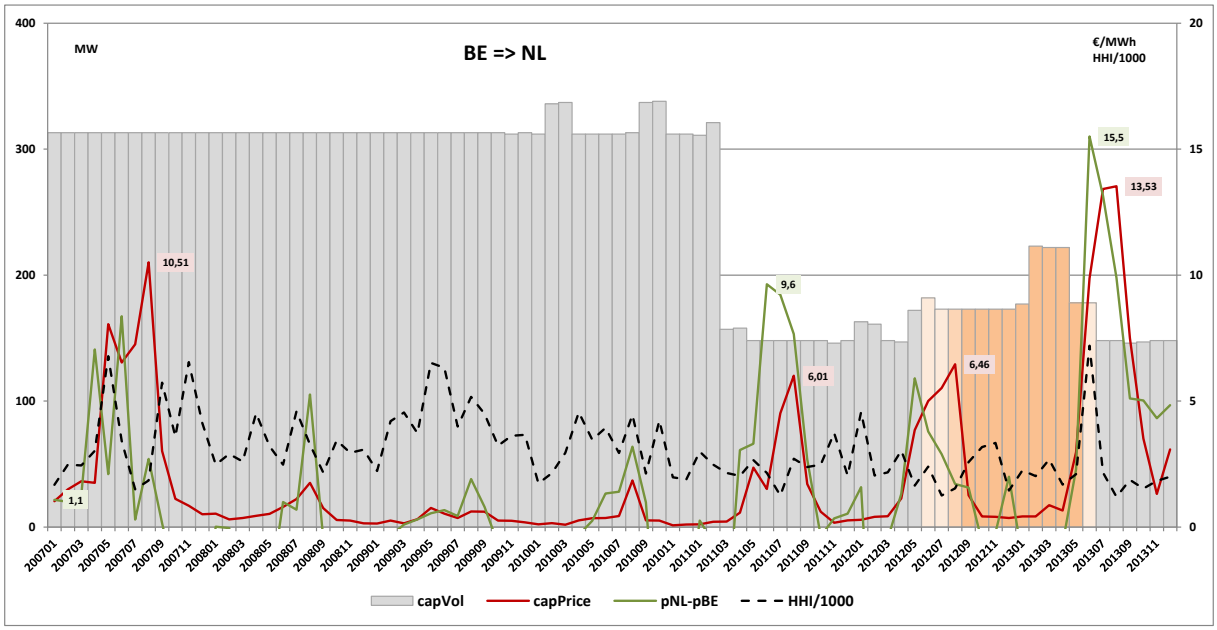


figure 57 : Résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la Belgique vers les Pays-Bas entre 2007 et 2013
Source : CREG

D.3. Utilisation de la capacité d'interconnexion

D.3.1 Utilisation physique

182. La figure 58 montre l'évolution du flux physique mensuel moyen net[60] sur l'interconnexion française pour la période 2007-2013, ainsi que le flux maximal tant pour l'exportation que l'importation (respectivement les lignes violette pointillée, rouge et bleue). La figure 59 donne les mêmes informations, mais pour l'interconnexion avec les Pays-Bas (respectivement les lignes brune pointillée, rouge et orange).
L'exportation est positive par convention, l'importation négative.

Il ressort de la figure 58 (frontière française) que le flux d'importation physique mensuel (ligne bleue) fluctue entre -656 et -3.643 MW ; ce dernier chiffre correspond aux importations maximales via l'interconnexion belgo-française qu'ait connues la Belgique pour la période sous revue. Ce niveau d'importation est observé au mois d'août 2013 – 2 mois après la remise en route des deux centrales nucléaires - pour répondre au marché néerlandais. Le flux maximal dans la direction de l'exportation (ligne rouge) fut observé en octobre 2010 avec un flux de 3.030 MW. Pour l'année 2013, le flux extrême maximum fut atteint en décembre (2.963 MW) et le flux minimum fut observé en mai (-454 MW).

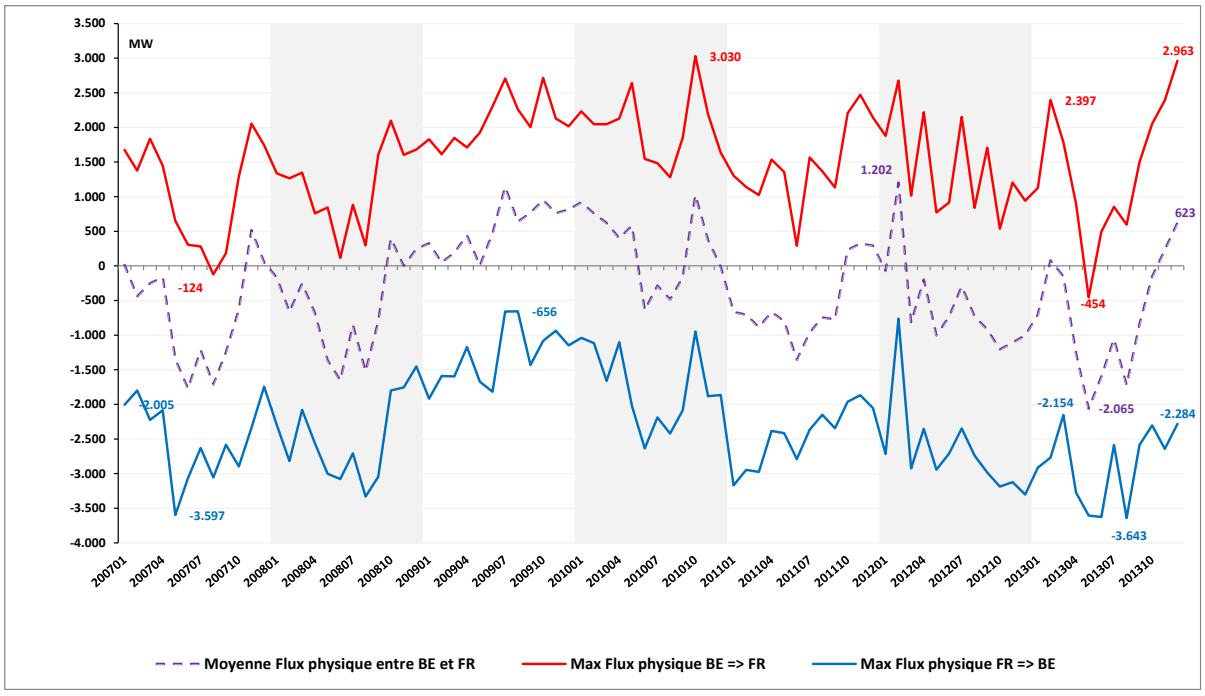


figure 58 : Flux physiques nets à la frontière Belgique-France (MW)
Source : CREG

[60] Exportations bruts (+) – Importations bruts (–).

Il ressort de la figure 59 (frontière néerlandaise) que le flux d'importation physique mensuel net (ligne orange) fluctue entre -242 (juillet 2011) et -3.477 MW (mars 2008) ; ce dernier chiffre correspond aux flux maxima dans le sens des importations qu'ait connus la Belgique pour la période sous revue. Pendant cette dernière, le flux d'importation moyen a dépassé -2.750 MW à 15 reprises (sur 84 mois). Au cours du dernier trimestre 2012, une augmentation de l'utilisation extrême des lignes avait été constatée. Cette observation s'est poursuivie en 2013 jusqu'au mois d'avril pour atteindre un flux de -3.050 MW. Alors que le flux maximal d'exportation physique (ligne rouge) n'était plus jamais remonté au-delà de 2.750 MW, excepté au mois d'août 2013 avec un flux de 2.825 MW. Au mois de mars 2013, les flux d'exportation ont connu leur niveau le plus bas de l'année.

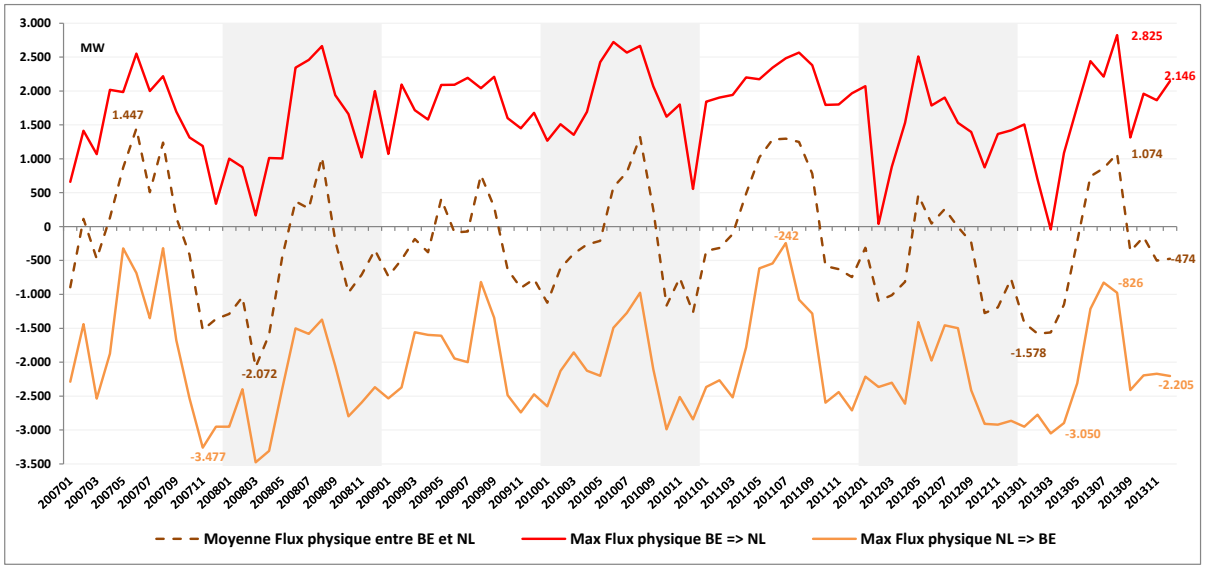


figure 59 : Flux physiques nets à la frontière belgo-néerlandaise (MW)
Source : CREG

183. La figure 60 représente les exportations et les importations physiques nettes maximales et moyennes par mois pour la zone de réglage Elia. Il en découle que la zone de réglage Elia a importé en moyenne plus de courant au cours de l'année 2013. Au cours des mois d'octobre à décembre 2012 et au cours des mois de janvier, d'avril et de mai 2013, la Belgique n'a physiquement rien exporté. Pendant les arrêts des deux centrales nucléaires, les importations physiques ont dépassé les 3.000 MW entre septembre 2012 et juin 2013, pour atteindre un maximum de 4.028 MW en novembre 2012. Cette situation ne s'était jamais produite sur une durée si longue pendant la période sous revue.

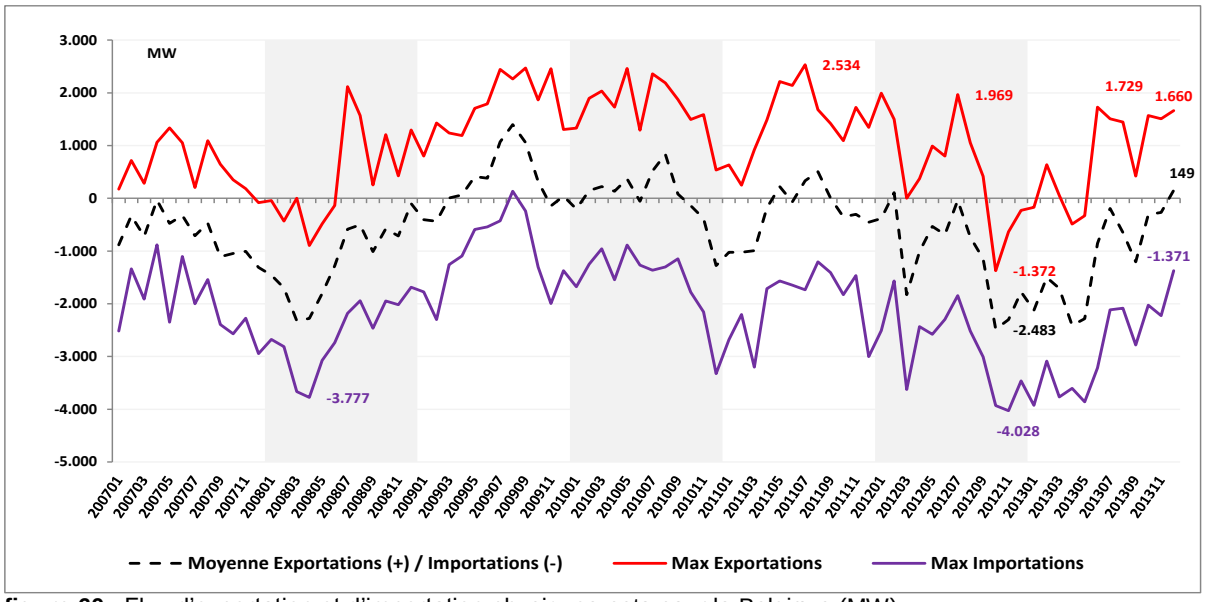


figure 60 : Flux d'exportation et d'importation physiques nets pour la Belgique (MW)
Source : CREG

D.3.2 Utilisation commerciale (nominations)

184. La succession chronologique pour l'utilisation des interconnexions est la suivante[61]:

- deux jours avant le temps réel (**J-2**), la capacité commerciale est calculée par les gestionnaires de réseaux, appelée NTC[62] (*'Net Transfer Capacity'*). A ce moment, une estimation *ex-ante* des *loop flows*[63] attendus doit donc déjà avoir été faite ;
- un jour avant le temps réel (**J-1**), (une partie de) la capacité commerciale mensuelle et annuelle utilisée par les acteurs du marché est nominée à 8 heures. Ceci permet le calcul de la capacité journalière restante appelée ATC (*'Available Transfer Capacity'*) qui est offerte au mécanisme de couplage des marchés pour le jour suivant ;
- à partir de 12:30[64] (**J-1**), la bourse alloue les capacités journalières[65] et détermine les prix;

[61] Une description détaillée figure sur le site Internet d'Elia, à la rubrique « Produits & Services>Mécanismes transfrontaliers>Capacité de transport aux frontières>Méthodes de calcul ". Au bas de cette page, vous trouverez également un lien vers le document "Modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité de transport".
[62] NTC = TTC (Total Transfer Capacity) – TRM (Transmission Reliability Margin).
[63] Différence entre les flux physiques mesurés aux interconnexions et les flux attendus sur base des nominations totales pour ces interconnexions.
[64] L'heure à laquelle l'allocation a lieu en général entre 12:30 et 13:00 mais peut être plus tardive en cas de difficultés opérationnelles.
[65] Depuis le 9 novembre 2010, le couplage de marché a été étendu à l'Allemagne. Depuis cette date, le clearing est effectué à 12h au lieu de 11h. Le 4 février 2014, la Région Nord-Ouest (NWE), qui s'étend de la France à la Finlande est couplée en opérant un calcul commun de prix de l'électricité *day-ahead*.

- le soir (**J-1**) même, mais avant le temps réel, le solde de la capacité commerciale est mis à disposition du marché *intra-day*'[66](ATC *intra-day*[67]) ;
- en temps réel (**R**), les flux physiques effectifs sont mesurés. C'est à ce moment seulement que les *loop flows* réels *(ex-post)* peuvent être calculés.

185. Les deux figures suivantes illustrent l'utilisation commerciale de la capacité d'interconnexion à la frontière entre d'une part, la Belgique et la France et d'autre part, la Belgique et les Pays-Bas et ce, dans les deux directions (exportations positives et importations négatives). La légende des deux figures est la suivante (par mois) :

- 'nomD' : nomination moyenne de la capacité journalière (en J-1)
- 'nomM' : nomination moyenne de la capacité mensuelle (en J-1)
- 'nomY' : nomination moyenne de la capacité annuelle (en J-1)
- 'nomID' : nomination moyenne de la capacité *intra-day* (en J)
- 'Cap': capacité moyenne totale proposée (déterminée en J-1)

Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire et sont exprimées en MWh/h. L'exportation est positive par convention et l'importation négative.

Frontière avec la France

186. La figure 61 illustre l'utilisation commerciale de l'interconnexion avec la France (« frontière sud »).

En 2007-2008, l'interconnexion depuis la France vers la Belgique (importation, 'FR=>BE') a été utilisée intensivement, mais cela n'a plus été le cas à partir de la fin 2008 jusqu'au début de l'année 2012. Entre le second semestre de 2009 et mai 2010, cette direction est encore à peine utilisée en faveur de l'autre direction (exportation, 'BE=>FR'). A partir de fin 2010, l'utilisation du sens des importations augmente à nouveau, avec une utilisation accrue de la capacité journalière et mensuelle, mais aussi de *l'intra-day* en 2011. Exception faite du mois de février 2012 (période de grand froid), il n'y a presque pas eu de nominations commerciales depuis la Belgique vers la France en 2012, mais bien plus dans le sens de la France vers la Belgique, avec des nominations d'importation moyenne de plus de 2.000 MW au cours des 3 derniers mois. En 2013, les nominations annuelles (bleu foncé) dans cette direction augmentent proportionnellement tandis que les nominations journalières (bleu clair) restent majoritaires. L'année 2013 a connu des nominations moyennes, depuis la France

[66] Seulement en cas d'allocation explicite.
[67] NTC – nominations long terme nettes = ATC journalier ;
ATC journalier – nominations journalières = ATC *intra-day.*

vers la Belgique, plus importantes qu'en 2012, notamment suite au quasi doublement des nominations annuelles compensant la réduction des nominations journalières. Au mois de mai 2013, les nominations moyennes ont, étonnamment, dépassé la capacité moyenne déterminée à l'horizon journalier. Ceci est dû à une révision de la capacité NTC pour l'horizon *intra-day*. Pour *l'intra-day* cette valeur NTC peut, quand les circonstances le permettent et en coordination avec les GRT voisins concernés, être plus élevée que la valeur NTC *day* ahead. Ceci est clairement le cas au mois de mai 2013 : un NTC *intra-day*, en moyenne plus élevé que le NTC *day ahead*, est fortement nominé par le marché.

187. La capacité moyenne disponible à la frontière sud dans la direction vers la France (exportation) est bien moindre en général comparativement avec celle vers la Belgique (importation). Dans le courant de 2011 et 2012, la capacité d'exportation augmente jusqu'en avril 2012 (2.060 MW), avec une capacité d'exportation moyenne légèrement supérieure à 2.000 MW. En 2012, cette capacité d'exportation n'avait toutefois que peu de valeur économique, sauf pendant la vague de froid de la première moitié de février 2012.
Une diminution de la capacité d'importation est observée fin 2012, diminution qui s'est d'ailleurs poursuivie en 2013. Selon Elia , la Belgique ne pouvant importer au maximum que 3.500 MW, la capacité d'importation a été répartie entre les frontières nord et sud. Toutefois, la CREG met en question cette limite d'importation de 3.500 MW et se réfère déjà à sa décision qui sera prise prochainement.

Les nominations ont timidement repris en fin d'année 2013 permettant de dépasser le volume 2012. Il est à souligner que les nominations *intra-day* ont, en moyenne, pendant la plupart des mois des années 2012 (9 mois sur 12) et 2013 (7 mois sur 12), été supérieures aux nominations journalières, mensuelles et annuelles.

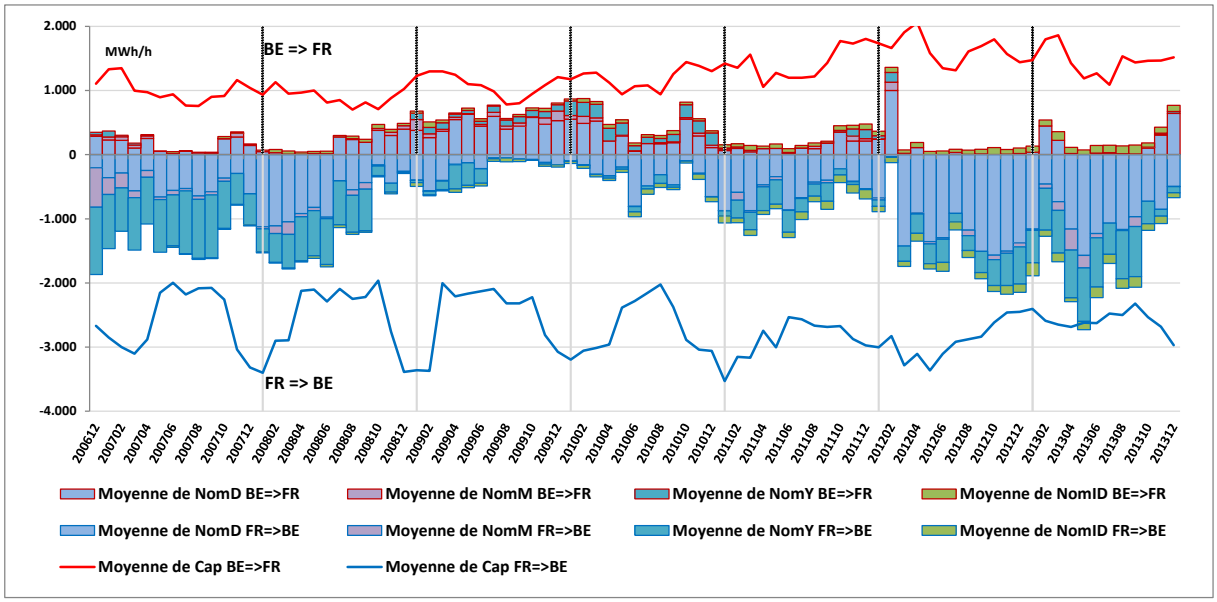


figure 61 : Utilisation de la capacité d'interconnexion à la frontière belgo-française, dans les deux sens (MWh/heure)
Source : CREG

188. Le tableau 27 résume l'évolution de la capacité commerciale annuelle moyenne ainsi que les nominations[68] à la frontière française. La capacité moyenne à l'importation a représenté plus du double de la capacité moyenne à l'exportation de 2007 à 2011 ; depuis 2012 ce rapport s'est réduit à 1,8. Les nominations à l'importation sont en moyenne bien plus importantes que celles à l'exportation. En 2007/2008 et 2012/2013, les premières sont de 6 à 7 fois supérieures aux secondes.

(MW)	BE=>FR (exportation)					FR =>BE (importation)				
	Cap	**NomD**	**NomID**	**NomM**	**NomY**	**Cap**	**NomD**	**NomID**	**NomM**	**NomY**
2007	1.000	137	17	21	14	2.576	476	14	83	774
2008	898	160	41	12	0	2.532	685	25	57	470
2009	1.088	473	36	63	87	2.501	197	38	2	101
2010	1.188	301	45	30	166	2.700	351	54	1	34
2011	1.420	131	57	16	29	2.880	557	102	26	212
2012	1.643	118	70	10	16	2.905	1.149	106	30	293
2013	1.459	154	104	0	5	2.589	969	129	81	560
2007-2013	1.242	210	53	22	45	2.669	626	67	40	349

tableau 27 : Capacité commerciale moyenne disponible et nominations à la frontière belgo-française entre 2007 et 2013
Source : CREG

Frontière avec les Pays-Bas

189. La figure 62 montre l'utilisation de l'interconnexion avec les Pays-Bas ("frontière nord"). L'utilisation de cette interconnexion est volatile, suivant les mois de l'année. Suite à la vague de froid de février 2012, la Belgique a importé beaucoup d'énergie en provenance des Pays-Bas, mais cette situation a changé complètement à partir d'avril lorsque la Belgique a exporté beaucoup plus vers les Pays-Bas pendant les mois d'été. A la fin de l'année 2012, les importations en provenance des Pays-Bas ont à nouveau augmenté ; néanmoins, en décembre, la Belgique a exporté davantage vers les Pays-Bas que ce qu'elle n'a importé. Les nominations en 2013 sont supérieures à celles de l'année 2012 tant à l'importation qu'à l'exportation. Les nominations journalières sont en moyenne de loin les plus importantes et ce, dans les deux directions. Les exportations depuis la Belgique vers les Pays-Bas ont repris de l'importance après la réouverture de Doel 3 et Tihange 2.

[68] La moyenne des nominations *intra-day* pour l'année 2007 est calculée à partir du mois de juin, date de création de ce nouveau produit.

190. La capacité limitée d'exportation engendre beaucoup de congestion durant la période estivale. La capacité moyenne disponible sur l'interconnexion avec les Pays-Bas est peu volatile (voir supra), comparativement à la frontière Sud, sauf en ce qui concerne l'année 2013.

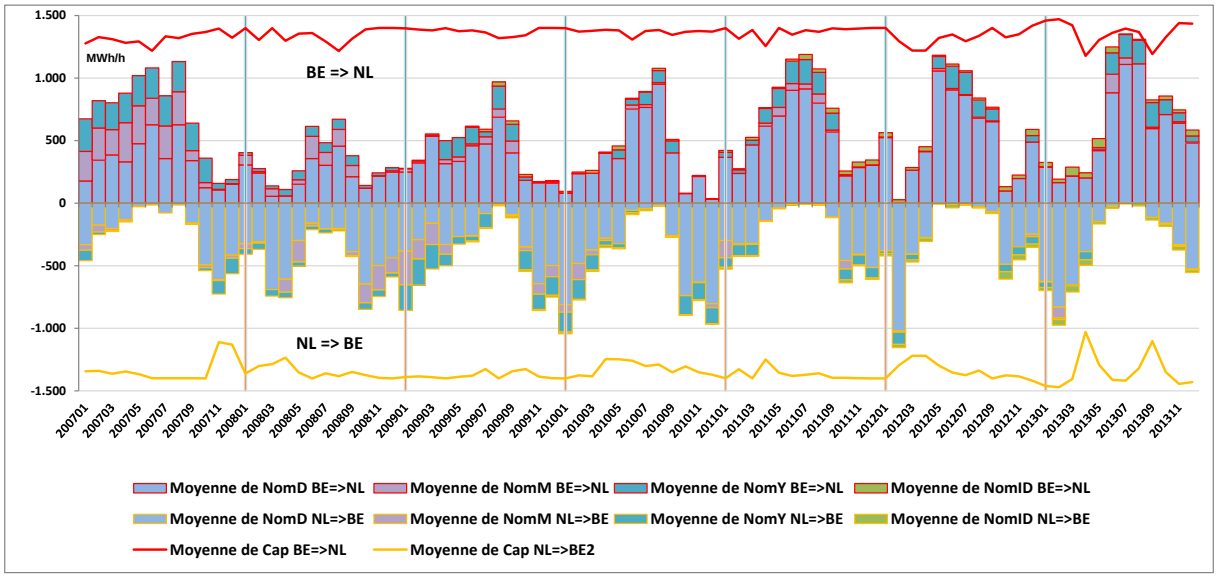


figure 62 : Utilisation de la capacité d'interconnexion à la frontière belgo-néerlandaise, dans les deux sens (MWh/heure)
Source : CREG

191. Le tableau 28 résume la capacité commerciale annuelle moyenne ainsi que les nominations[69] à la frontière belgo-néerlandaise. La capacité moyenne à l'importation est quasi identique à la capacité moyenne à l'exportation de 2007 à 2013. Sauf entre 2008 et 2010, les nominations à l'exportation sont environ deux fois supérieures aux nominations à l'importation. En moyenne pour la période sous revue, les nominations à l'exportation sont 1,4 fois supérieures à celles à l'importation.

(MW)	BE=>NL (exportation)					NL=>BE (importation)				
	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY
2007	1.316	337	0	181	199	1.333	221	0	15	31
2008	1.344	227	0	59	48	1.350	397	0	71	37
2009	1.373	357	10	30	71	1.376	280	6	74	111
2010	1.370	376	11	6	34	1.323	403	9	23	79
2011	1.370	533	25	23	90	1.370	220	8	19	42
2012	1.328	514	25	5	62	1.340	271	23	3	29
2013	1.362	572	35	20	84	1.344	314	26	8	12
2007-2013	1.352	417	15	46	84	1.348	301	10	30	49

tableau 28 : Capacité commerciale moyenne disponible et nominations à la frontière belgo-néerlandaise entre 2007 et 2013
Source : CREG

[69] La moyenne des nominations *intra-day* pour l'année 2008 est calculée à partir du mois de juillet, date de création de ce nouveau produit. Il n'y a pas eu d'activité sur le marché *intra-day* en 2008.

Nominations nettes par frontière

192. Le tableau 29 reprend les nominations nettes par frontière et par an. En 2012, 1.363 MW nets ont été importés depuis la France en moyenne, mais d'un autre côté, la Belgique a exporté en moyenne 280 MW vers les Pays-Bas. En 2012, 1.083 MW nets ont donc été importés en moyenne. En 2007-2008, la Belgique avait également importé, de manière non négligeable, depuis la France, à l'instar de 2012.
En 2010, et surtout en 2009, la Belgique était encore un pays exportateur net vers la France. Depuis ces années, cette situation s'est complètement inversée et la Belgique est de plus en plus un importateur net avec la France. En 2013, les importations avec cette dernière sont au plus haut pour la période sous revue mais en y intégrant les exportations avec les Pays-Bas, l'année 2013 ne dépasse pas en moyenne les importations nettes de 2008.

(MW)	France	Pays-Bas	FR+NL
2007	-1.157	449	-708
2008	-1.024	-172	-1.196
2009	321	-2	319
2010	102	-85	17
2011	-663	381	-282
2012	-1.363	280	-1.083
2013	-1.476	351	-1.124
2007-2013	-751	172	-580

tableau 29 : Exportation (+) commerciale nette par frontière entre 2007 et 2013 (MW)
Source : CREG

193. Les données des deux figures ci-dessus montrent que la nomination de capacité journalière (bandes NomD) pour les deux frontières (France et Pays-Bas) constitue la plus grande partie de l'utilisation commerciale totale des interconnexions. Cette nomination se fait par l'algorithme du couplage du marché avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne en allouant simultanément l'énergie et la capacité afin que la capacité journalière puisse être utilisée le plus efficacement[70] possible. La nomination des capacités mensuelle et principalement annuelle (bandes respectivement mauves et bleues foncées) représentent une part importante des nominations totales. La nomination de capacité *intra-day* (bandes

[70] Deux autres mécanismes sont importants : le "netting" de la capacité annuelle et mensuelle nominée dans la direction économiquement "mauvaise" (à savoir d'une zone de prix élevée à une zone de prix basse) et le "resale sur base journalière" (la capacité annuelle et mensuelle non nominée utilisée par les bourses pour le couplage de marché).

vertes) est très limitée en termes de volume, mais son intérêt réside au niveau des possibilités offertes aux acteurs du marché pour qu'ils puissent adapter leur portefeuille, en réduisant ainsi leur risque de marché.

Exportation - Importation

194. La figure 63 illustre les données relatives à l'exportation et à l'importation entre la Belgique et les pays limitrophes, Luxembourg excepté. Les données sont obtenues en calculant la nomination d'exportation nette sur base horaire pour la capacité journalière, mensuelle et annuelle, ainsi que l'*intra-day*. La nomination d'exportation peut être à la fois positive (exportations) et négative (importations). La moyenne mensuelle est ensuite calculée.

195. La légende de la figure est la suivante (par mois) :

- 'nomD': nomination moyenne de capacité journalière (en J-1)
- 'nomM': nomination moyenne de capacité mensuelle (en J-1)
- 'nomY': nomination moyenne de capacité annuelle (en J-1)
- 'nomID': nomination moyenne de capacité *intra-day* (en J)
- 'Cap': capacité moyenne totale proposée (déterminée en J-1)

Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire en MWh/h. L'exportation est positive par convention et l'importation négative.

196. La figure 63 reprend les importations et les exportations sur base mensuelle. Août 2009 est le mois enregistrant le niveau moyen d'exportations le plus élevé (1.534 MWh/h) et mai 2013 est quant à lui, le mois où les importations moyennes ont été les plus grandes (2.894 MWh/h). Les importations ont surtout augmenté à partir de fin 2012 jusqu'en juin 2013, alors que les capacités d'importation diminuaient. Pour la période sous revue, la capacité d'importation totale moyenne est toujours supérieure à 3.300 MWh/h. Celle-ci s'est réduite depuis le mois de janvier 2011 (4.929 MWh/h) et particulièrement depuis le mois de mai 2012, pour se contracter en septembre 2013 à 3.425 MWh/h et ensuite croître à près de 4.400 MWh/h en décembre 2013.

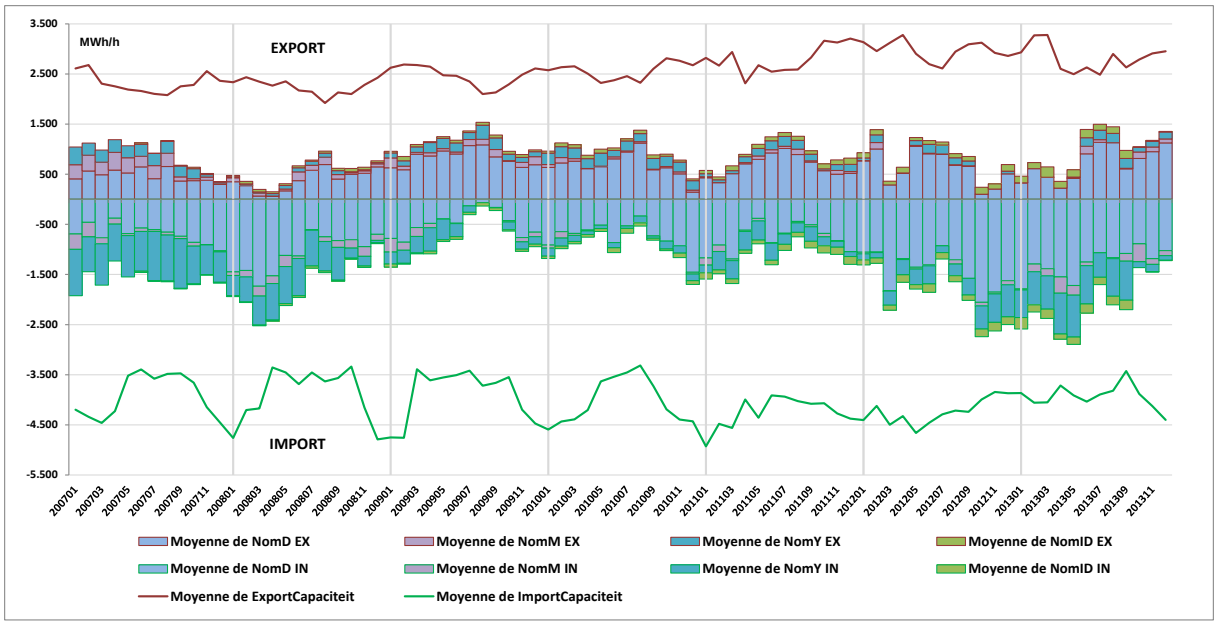


figure 63 : Utilisation des capacités d'interconnexion pour les importations et les exportations (MWh/h) de 2007 à 2013
Source : CREG

197. Le tableau 30 donne un aperçu par année des importations et des exportations commerciales, ainsi que les importations nettes (le total en TWh, ainsi que la moyenne en MWh par heure). Pour 2012 et 2013, la zone de réglage Elia a comptabilisé des importations nettes d'énergie respectivement de 9,5 TWh et 9,8 TWh, soit en moyenne plus de 1.000 MWh/h, ce qui constitue une forte augmentation par rapport aux années 2009-2011. Cependant, aucun record n'a été battu en 2013 : un volume de 10,5 TWh avait été importé vers la zone de réglage Elia en 2008.

Années	Nominations commerciales totales (TWh)			Nominations commerciales moyennes (MWh/h)		
	Importations	Exportations	Importations nettes	Importations	Exportations	Importations nettes
2007	-14,1	7,9	-6,2	-1.609	899	-708
2008	-15,3	4,8	-10,5	-1.742	546	-1.196
2009	-7,1	9,9	2,8	-808	1.127	319
2010	-8,3	8,5	0,2	-953	970	17
2011	-10,4	7,9	-2,5	-1.185	903	-282
2012	-16,7	7,2	-9,5	-1.904	820	-1.083
2013	-18,4	8,5	-9,8	-2.099	974	-1.124
2007-2013	**-90,3**	**54,7**	**-35,6**	**-1.471**	**891**	**-580**

tableau 30 : Nominations commerciales totales (TWh) et moyennes (MWh/h) aux frontières de la zone de réglage Elia entre 2007 et 2013
Source : CREG

Transit

198. La figure 64 illustre les données relatives au transit. Le transit depuis Pays-Bas vers la France est calculé en prenant le minimum de la nomination dans le sens NL => BE et BE => FR. Le transit de la France vers les Pays-Bas est calculé par analogie.

La légende de la figure est la suivante (par mois) :

- 'nomD': nomination moyenne de capacité journalière (en J-1)
- 'nomM': nomination moyenne de capacité mensuelle (en J-1)
- 'nomY': nomination moyenne de capacité annuelle (en J-1)
- 'nomID': nomination moyenne de capacité *intra-day* (en J)
- 'Cap Transit FR=>NL': capacité moyenne proposée depuis la Belgique vers les Pays-Bas (en J-1)
- 'Cap Transit NL=>FR': capacité moyenne proposée depuis la Belgique vers la France (en J-1)

Toutes les valeurs sont normalisées sur une base horaire en MWh/h. Le transit passant par la Belgique d'une part, des Pays-Bas vers la France (nord => sud) est positif par convention et d'autre part, de la France vers les Pays-Bas (sud => nord) est négatif.

199. L'analyse du transit depuis les Pays-Bas vers la France met en évidence, dans la figure 64, le point haut du mois de février 2012 provoqué par la vague de froid en France. Pendant le reste de l'année, le transit évolue dans la direction opposée, à savoir de la France vers les Pays-Bas, surtout à partir des mois d'été, et plus précisément du mois de mai au mois de septembre, lorsque la France nomine en moyenne jusqu'à 1.000 MWh/h par mois (mai et juin) vers les Pays-Bas via la Belgique. Vers la fin de l'année 2012 les nominations sont plus faibles jusqu'au mois de mai 2013, excepté au mois de décembre 2012.

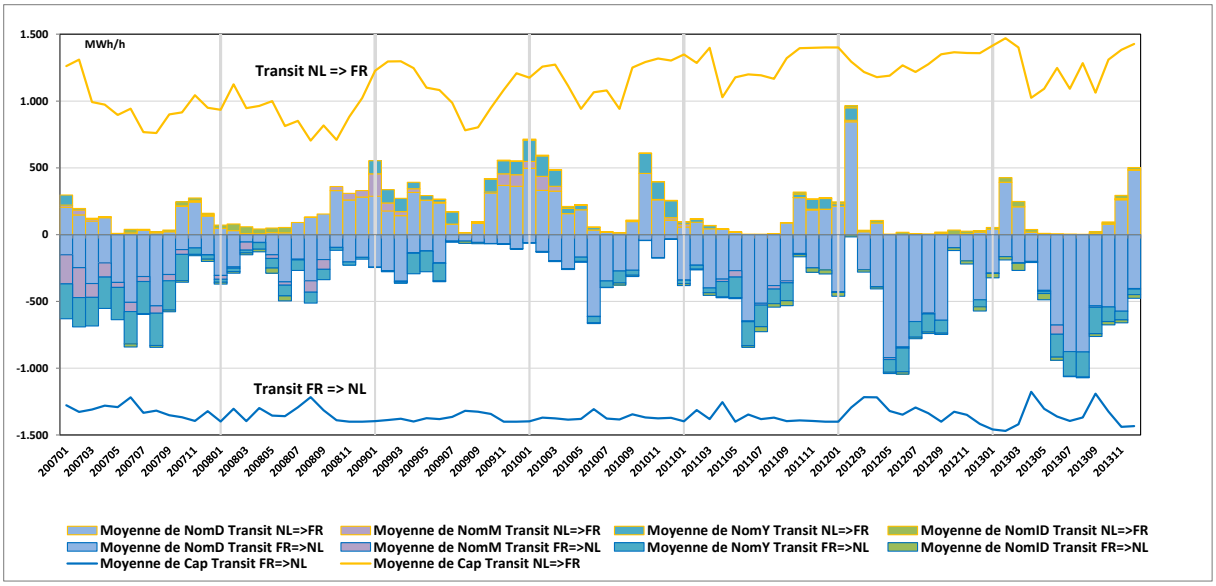


figure 64 : Utilisation de capacité d'interconnexion pour le transit (MWh/heure)
Source : CREG

200. Le tableau 31 illustre les valeurs moyennes de transit commercial (nomination) pour les sept années précédentes. La dernière colonne reprend la moyenne annuelle de la différence de prix entre la France et les Pays-Bas, différence qui permet de comprendre la direction des flux commerciaux entre les deux pays. Depuis 2009, les flux commerciaux ne font que croître dans le sens France vers les Pays-Bas et se contracter/stabiliser dans l'autre sens. Au niveau des prix, les écarts (pFR-pNL) se sont resserrés en moyenne depuis la même année jusqu'en 2012. Toutefois, ce n'est qu'à partir de 2011 que les prix en France sont plus bas que ceux des Pays-Bas. L'écart de prix entre les deux pays est particulièrement important en 2013 puisqu'il atteint un record, entre 2007 et 2013, avec 8,71 €/MWh (8,81 €/MWh en 2006).

(MW)	Transit NL=>FR	Transit FR=>NL	Transit net NL=>FR	pFR-pNL (€/MWh)
2007	137	-569	-432	-1,04
2008	144	-281	-136	-0,90
2009	327	-187	140	3,85
2010	307	-239	68	2,12
2011	109	-454	-345	-3,14
2012	120	-538	-418	-1,07
2013	140	-597	-457	-8,71
2007-2013	**183**	**-409**	**-226**	**-1,27**

tableau 31 : Transit commercial moyen entre la France et les Pays-Bas, via la Belgique, entre 2007 et 2013 (MW) et différence de prix annuel moyen (€/MWh)
Source : CREG

Utilisation commerciale au sein de la région CWE

201. Les données de CASC[71] permettent de calculer les nominations nettes entre les quatre pays de la région CWE. Il s'agit de l'énergie échangée par le biais du marché *day-ahead*. Pour chaque heure, la somme de la quantité d'énergie totale échangée entre les quatre pays est égale à zéro.

202. La figure 65 représente l'échange commercial mensuel moyen d'énergie (MWh/h) par pays de 2011 à 2013. Les exportations sont positives par convention et les importations négatives. Pour la période sous revue (2011–2013), la Belgique et surtout les Pays-Bas sont, en moyenne, des importateurs à l'inverse des deux autres pays de la région CWE. En 2012 et 2013, les échanges moyens mensuels entre les Pays-Bas et l'Allemagne dominent principalement, à l'exception de quelques mois. La Belgique a essentiellement importé en moyenne, pendant la période de fermeture des deux centrales nucléaires de septembre 2012 à mai 2013 avec une pointe en octobre 2012 (1.958 MWh/h). Après la remise en route de ces centrales, la Belgique a même été – très légèrement – exportatrice, en moyenne, en juillet et en décembre 2013. Au cours du mois de février 2012, la France a importé principalement d'Allemagne, et dans une moindre mesure, des Pays-Bas. Annuellement, la France qui était encore exportatrice nette en 2011 et 2012 est devenue importatrice en 2013. Depuis 2012, l'Allemagne est, sans conteste, le plus grand pays exportateur des quatre pays de la CWE.

[71] *Capacity Allocating Service Company.*

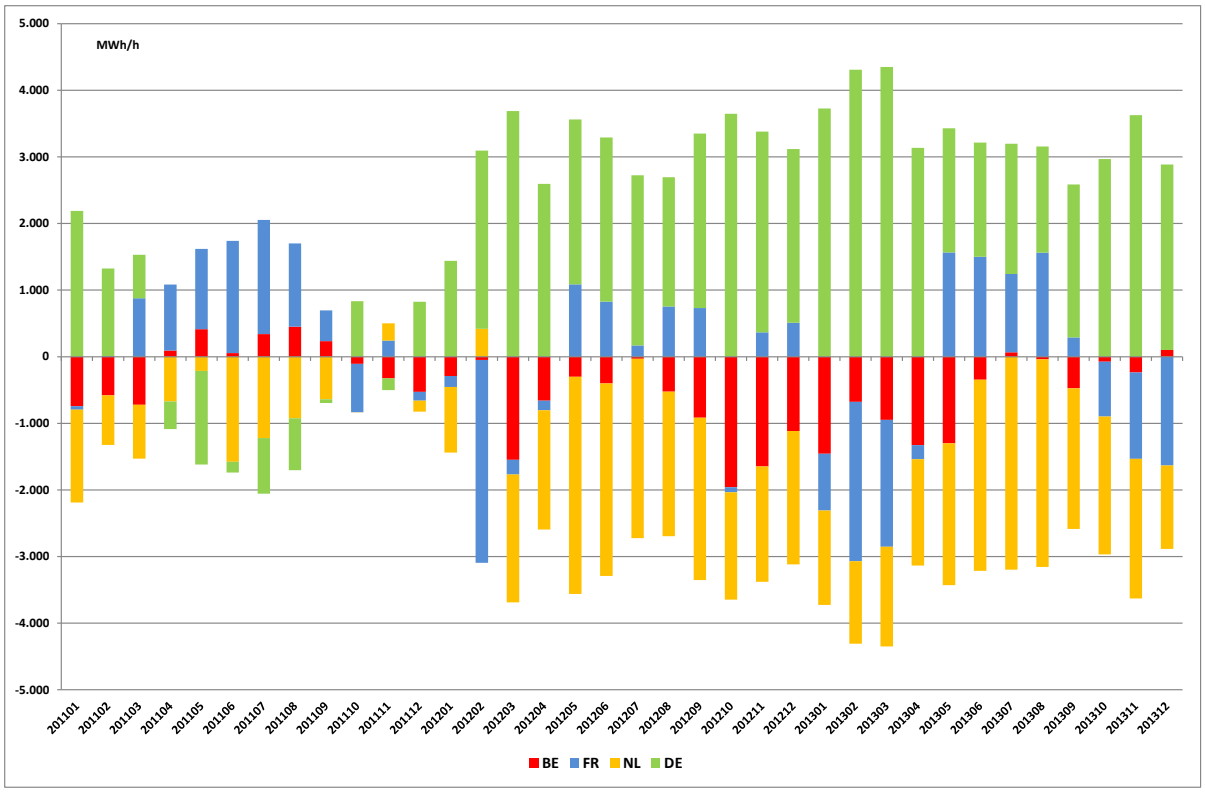


figure 65 : Echange moyen d'énergie par le biais du marché *day-ahead* dans la région CWE (MWh/h)
Source : CREG

203. Le tableau 32 synthétise les mêmes données que la figure 65 ; celles-ci sont exprimées, ici, annuellement en TWh. Au total, les Pays-Bas, le plus gros importateur en moyenne, a importé, en 2013, par le biais du marché *day-ahead* dans la région CWE plus de trois fois le volume échangé par la Belgique. L'Allemagne avec près de 25 TWh a été, en 2013, le seul pays de la région CWE à exporter via le couplage de marchés alors que la France était exportatrice les deux années antérieures.

(TWh)	BE	FR	NL	DE
2011	-0,99	5,50	-5,89	1,39
2012	-6,93	0,69	-16,97	23,21
2013	-4,89	-2,08	-17,99	24,96
2011-2013	**-12,81**	**4,10**	**-40,85**	**49,56**

tableau 32 : Echange net moyen d'énergie par le biais du marché *day-ahead* dans la région CWE (TWh).
Source : CREG

D.3.3 Utilisation physique versus utilisation commerciale

204. Si une différence de prix[72] entre deux zones de prix sur le marché *day-ahead* du couplage des 4 marchés de la région CWE apparaît, cela implique que la capacité d'interconnexion commerciale entre ces deux zones de prix est saturée et qu'une deuxième interconnexion au moins, par le biais de la voie alternative, est également saturée. D'un point de vue commercial, de l'énergie supplémentaire ne peut dès lors plus passer vers la zone de prix la plus élevée. Il est possible cependant que, d'un point de vue physique, de l'énergie puisse encore passer dans cette zone de prix parce que la capacité physique maximale n'a pas encore été atteinte. Il se pourrait même que le flux physique aille dans la direction opposée au flux commercial. Notons que ce phénomène ne peut, par définition, être observé s'il n'y a pas de différences de prix. Il est important de souligner que les chiffres utilisés ci-après se rapportent aux flux physiques observés en temps réel et aux flux commerciaux en *J-1*.

205. La figure 66 illustre, pour la période 2007-2013, le nombre d'heures par mois pendant lesquelles une différence de prix intervient entre la zone de prix d'Elia et les zones de prix voisines alors que, pendant ces mêmes heures, les flux physiques sont dans le sens contraire au flux commercial saturé. Il découle de cette figure que ce phénomène n'est pas une exception et que ce phénomène a même sensiblement augmenté ces deux dernières année, en particulier en 2012, sur l'interconnexion Belgique – Pays-Bas. Pour la période sous revue, ce constat s'observe principalement sur la frontière nord.

[72] Dans le présent exercice, il y a une différence de prix lorsque les prix enregistrent une différence supérieure à 0,015 €/MWh, afin de ne pas prendre en compte les erreurs d'arrondi.

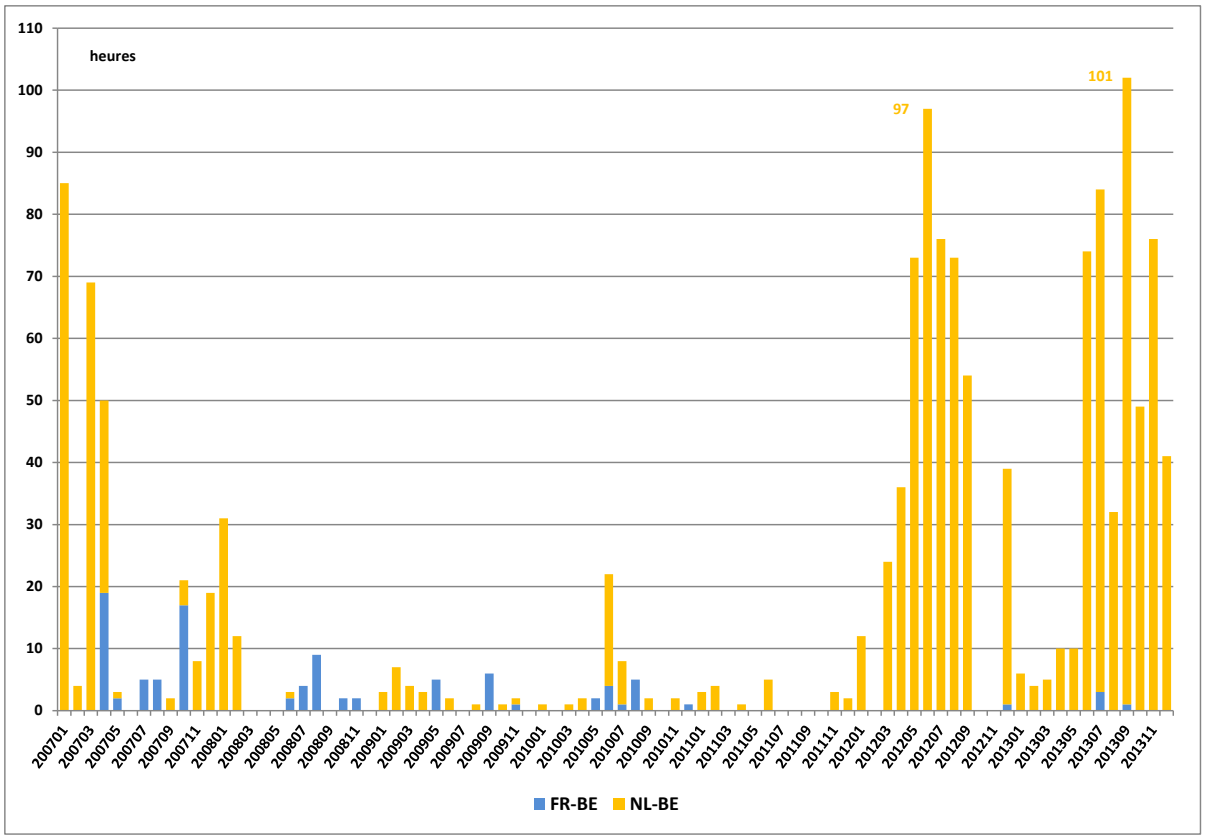


figure 66 : Nombre d'heures par mois pendant lequel une différence de prix entre deux zones de prix voisines est observée et pendant lequel le flux physique en temps réel évolue dans le sens opposé au flux commercial *day-ahead* saturé entre 2007 et 2013
Source : CREG

206. La figure 67 reflète pour l'année 2013 les flux physiques sur l'interconnexion Pays-Bas – Belgique ainsi que les différences de prix observées en J-1. L'axe horizontal reprend la différence de prix (€/MWh) entre les Pays-Bas et la Belgique (positive, si le prix aux Pays-Bas est plus élevé), tandis que l'axe vertical illustre le flux physique (MW) en temps réel (positif si le flux va de la Belgique vers les Pays-Bas). Chaque point représente une heure en 2013. L'axe vertical reprend toutes les heures pendant lesquelles aucune différence de prix n'a été enregistrée entre les deux zones et pendant lesquelles il n'y a donc pas de congestion commerciale. Les quadrants « coin supérieur gauche » et « coin inférieur droit » représentent les situations dans le cadre desquelles une différence de prix est enregistrée lorsque le flux physique évolue dans le sens opposé à la direction commerciale saturée. Il découle de cette figure qu'il n'y a un flux physique « contraire » que si les Pays-Bas ont un prix plus élevé, indiqué par un rectangle rouge. Dans cette situation, le flux commercial de la Belgique vers les Pays-Bas est saturé (en J-1) et le flux physique en temps réel va dans la direction Pays-Bas – Belgique. Au total, il s'agit de 489 heures (en 2012 482 heures étaient concernées) valorisées jusqu'à 75,2 €/MWh maximum.

207. Les zones reprises dans les rectangles orange sont également pertinentes : dans ces situations, le flux physique va certes dans la même direction que le flux commercial, mais il s'élève à 1.000 MW maximum et se situe donc loin en-dessous de la limite physique maximale (de 2.750 MW environ dans une situation normale), tandis que l'interconnexion commerciale est quant à elle déjà saturée (et qu'une deuxième interconnexion au moins est saturée par la voie alternative[73]). Dans le cas contraire, il n'y aurait pas de différence de prix. Au total, il s'agit de 1.121 heures (27 à gauche et 1094 à droite) valorisées entre -28,81 et 134,02 €/MWh.

208. Au-delà de 1.000 MW pour un prix différent de 0,00 €/MWh, le flux commercial Belgique vers les Pays-Bas ne dépasse guère les 2.000 MW (1.084 heures et 90 heures respectivement) tandis qu'à l'inverse le flux Pays-Bas vers la Belgique se répartit de manière presque équivalente entre les tranches 1.000/2.000 MW (417 heures) et 2.000/3.000 MW (358 heures).

La CREG a, par le passé, déjà formulé des remarques concernant la capacité d'interconnexion à la frontière belgo-néerlandaise mise à disposition par les gestionnaires de réseau[74]. Les chiffres de la présente section constituent une indication supplémentaire du potentiel d'amélioration de l'allocation des capacités sur cette frontière belgo-néerlandaise. Au deuxième semestre 2012, la CREG s'est concertée de manière intensive avec Elia sur cette problématique. L'exercice a donné lieu à une demande de la CREG à Elia de réaliser une proposition améliorée de calcul de capacité. En 2010 et 2011, la CREG avait déjà rejeté les propositions de calcul de capacité aux frontières belges réalisées par Elia. La décision de la CREG relative à la nouvelle proposition de calcul introduite en octobre 2013 par Elia est attendue pour le courant du premier semestre 2014.

[73] Voie alternative : via France-Allemagne.
[74] Voir par exemple l'étude 1129 de la CREG (décembre 2011).

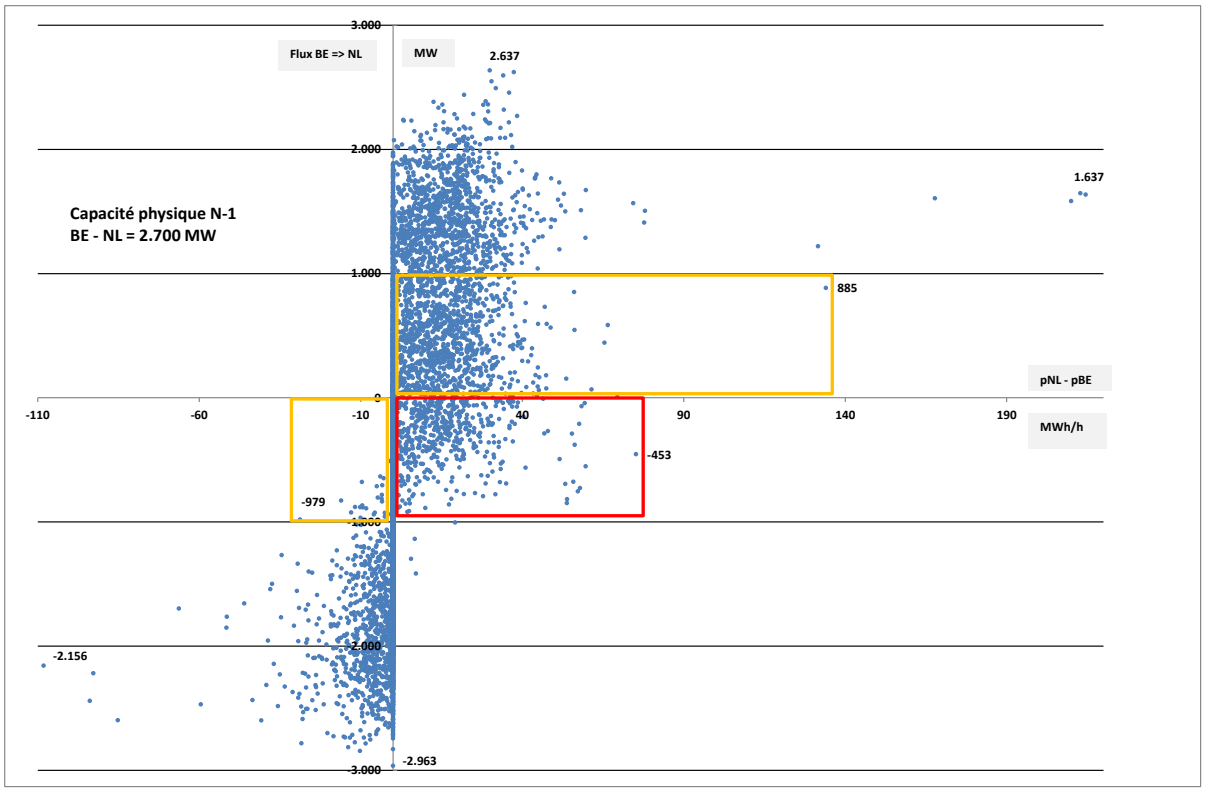


figure 67 : Flux physiques (MW) de l'interconnexion Pays-Bas – Belgique par rapport à la différence de prix (€/MWh) en2013.
Source : CREG

D.3.4 Impact capacité nucléaire sur les importations et les TGV

209. Dans l'étude 1167 (§260) sur la vague de froid de février 2012, la CREG a établi une corrélation négative entre la capacité nucléaire nominée d'une part et, d'autre part, l'importation d'énergie (toutes deux en *day-ahead*). La figure 68 renouvelle cet exercice pour la période 2007-2013. La figure est réalisée comme suit : pour chaque jour, l'exportation moyenne (nominée en *day-ahead* par les parties du marché et la bourse) est déterminée ainsi que la capacité de production nucléaire nominée moyenne. Ensuite, ces données sont comparées l'une à l'autre. Les points orange représentent les valeurs pour la période allant de janvier 2007 à mai 2012. Les points rouges couvrent la période du mois de juin 2012 à juin 2013, lorsqu'il y avait plus de 2.000 MW de capacité en moins (Doel 3 et Tihange 2 à l'arrêt et des centrales en entretien), tandis que les points verts illustrent les données de l'année 2013. La ligne pointillée noire indique les valeurs moyennes d'importation / exportation par intervalle de 500 MW de capacité nucléaire. Les courbes de tendance pour les périodes concernées sont également données.

210. Cette figure confirme ce lien négatif constaté plus tôt : si une quantité plus faible de capacité nucléaire est nominée, les importations augmentent.

La ligne pointillée noire démontre un lien quasi linéaire dans l'intervalle 3.500 – 6.000 MW de capacité nucléaire nominée. Par tranche de 500 MW de capacité nucléaire moindre, environ 400 MW en plus sont importés, ce qui correspond à la courbe de tendance (en jaune) pour la période janvier 2007–mai 2012. Celle-ci indique que par MW nucléaire en moins, en moyenne 0,8 MW sont importés en plus. Cependant, le pouvoir prédictif de cette courbe de tendance est très faible (R^2=19%), ce qui indique que de nombreux autres facteurs déterminent l'importation. Entre 2.500 et 3.500 MW, les importations augmentent jusqu'à un peu moins de 2.500 MW en moyenne.

Si l'on examine tous les jours de la période juin 2012 à juin 2013[75] (en rouge), le pouvoir prédictif de la courbe de tendance est meilleur (R^2=60%) et une perte de capacité nucléaire est compensée à 100% (le facteur s'élève à 1,01). Ceci est toutefois basé sur un modèle très simple avec une série limitée de données. Par conséquent, il convient d'éviter de tirer des conclusions définitives, d'autant plus que la dispersion des données autour des droites de régression linéaire est importante. Cette période est par exemple dominée par l'arrêt simultané de plusieurs centrales nucléaires (13 mois), ce qui implique (peut-être) de cette façon davantage d'importations.

Pour la seule année 2013 (en vert) – année mixte avec près de 6 mois d'arrêt de deux centrales nucléaires et l'entretien de plusieurs autres centrales nucléaires – avec un pouvoir prédictif plus important encore (R^2=75%), la perte de capacité nucléaire est compensée à 79%.

Le graphique ci-dessous nous indique aussi que :

- il n'y a pas eu d'exportation en-dessous d'une production nucléaire inférieure à 4.343 MWh/h ;
- il n'y a pas eu d'exportation, sur base journalière, pendant l'arrêt complet des deux centrales nucléaires (Doel 3 et Tihange 2);
- les importations maximales journalières sont de 3.390 MWh (3/04/2008) avec une production nucléaire de 3.827 MWh et les exportations maximales de 1.978 MWh (22/08/2009) avec une production nucléaire de 5.711 MWh.

[75] Voir la figure 2.

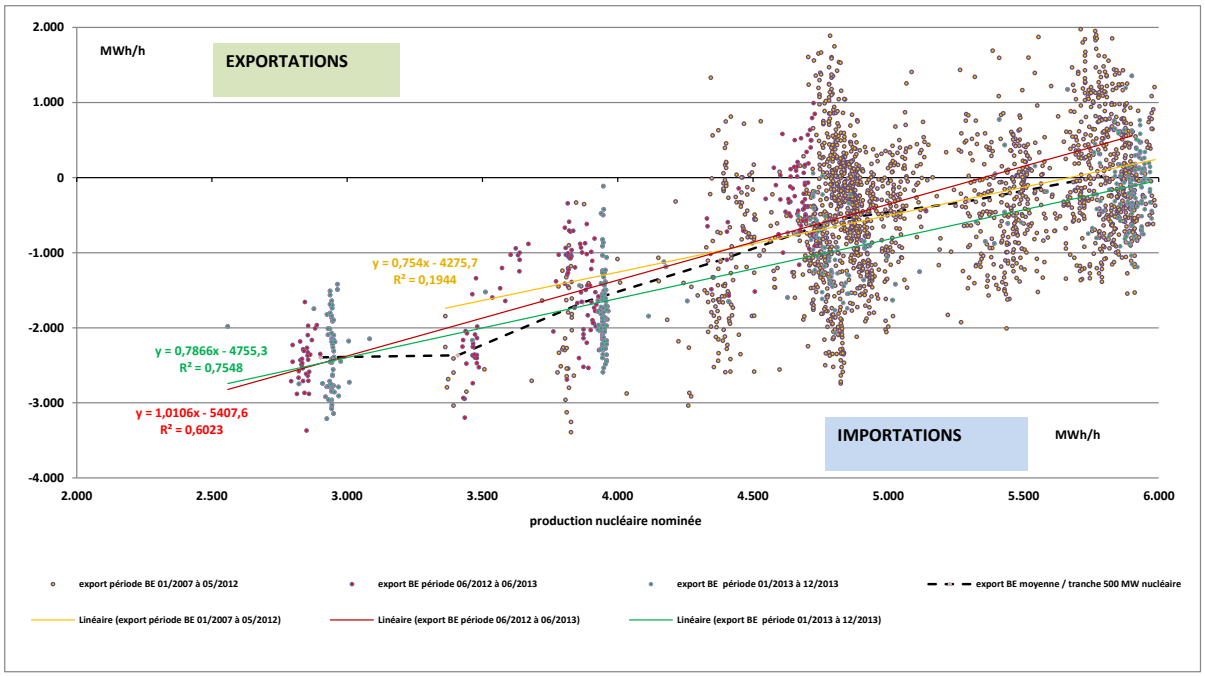


figure 68 : Exportation moyenne en *day-ahead* sur une base journalière par rapport à la capacité de production nucléaire nominée moyenne, ainsi que leur courbe de tendance, réparties sur trois périodes ; janvier 2007-mai 2012 (orange), juin-juin 2013 (rouge) et l'année 2013 (verte). La ligne noire représente les valeurs moyennes par tranche de 500 MW de capacité nucléaire. Les deux axes sont exprimés en MWh/h.
Source : CREG

211. La conclusion sur la base des données susmentionnées est toutefois évidente : la plus grande partie de la capacité nucléaire indisponible est compensée par une augmentation des importations et sans doute – très partiellement - par une augmentation de la production propre. Ceci est confirmé par la figure 69, qui est similaire à la figure 68 mis à part le fait que l'axe Y représente la nomination moyenne des TGV sur une base journalière au lieu de l'exportation moyenne dans le graphique précédent. Il découle de ces données que le lien entre la nomination de la capacité nucléaire et celle des TGV est faible voire inexistant.

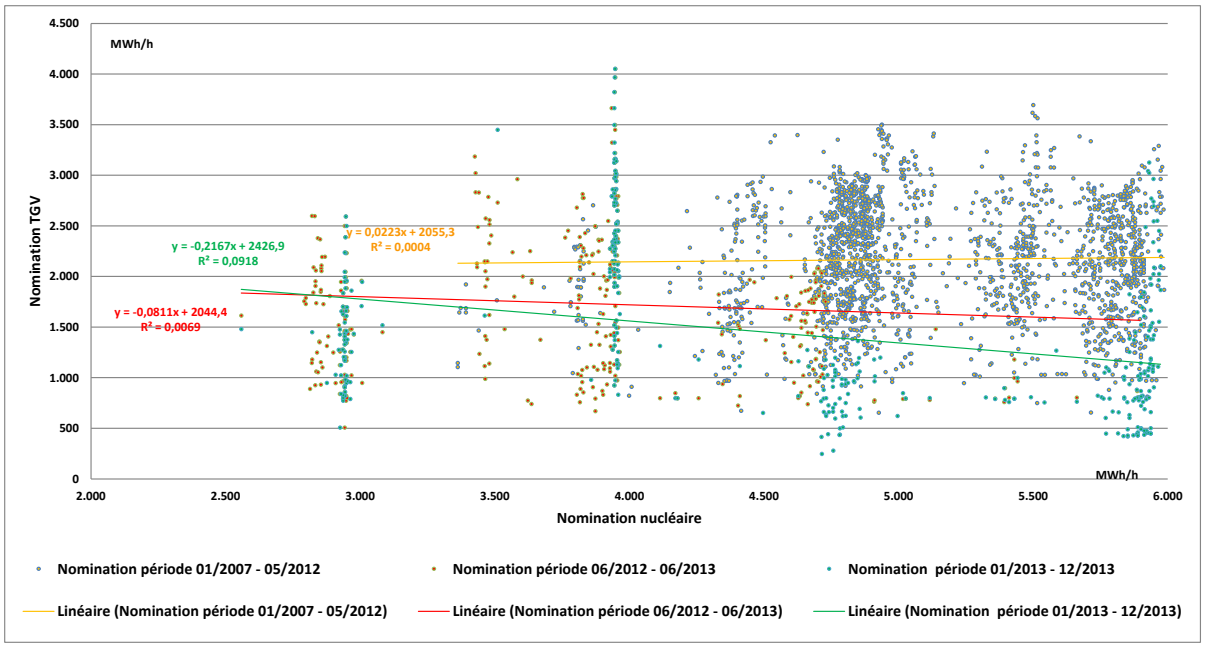


figure 69 : Nomination moyenne en *day-ahead* sur une base journalière des TGV par rapport à la capacité de production nucléaire nominée moyenne, ainsi que leur courbe de tendance, réparties selon trois périodes janvier 2007-mai 2012 (orange), juin 2012- juin 2013 (rouge) et année 2013 (verte). Les deux axes sont en MWh/h.
Source : CREG

D.3.5 Rentes de congestion sur base journalière

212. Les rentes de congestion[76] relatives à l'allocation des capacités en J-1 sont générées sur une interconnexion lorsque cette interconnexion est saturée. Cette saturation peut donner lieu à une différence de prix entre les deux marchés *day-ahead* des bourses d'électricité couplées. Par rente de congestion, il faut comprendre, dans cette section, les rentes de congestion commerciale en J-1 qui découlent des échanges implicites en J-1 aux frontières néerlandaise et française. Les enchères explicites (annuelles et mensuelles) ne sont pas prises en considération.

Supposons, par exemple, que la capacité d'importation de la France vers la Belgique de 1.000 MW soit saturée à l'heure 12, en d'autres termes, la Belgique importe donc 1.000 MWh durant cette heure. Le prix en France est de 30 €/MWh et le prix en Belgique est de 40 €/MWh. Par conséquent, la rente de congestion équivaut à :

(40 €/MWh - 30 €/MWh) * 1.000 MWh = 10.000 €.

Ce montant est réparti entre les gestionnaires de réseaux concernés.

[76] Voir aussi Etude (F) 110428-CDC-1014 du 28 avril 2011, paragraphes 9 et 10.

213. Un acteur du marché ayant acheté de la capacité annuelle ou mensuelle peut décider, le jour J-1, de nominer cette capacité (utilisation explicite) ou de ne pas la nominer. Si le titulaire de la capacité n'effectue pas de nomination, sa capacité annuelle ou mensuelle inutilisée est attribuée à la capacité journalière et le titulaire de la capacité reçoit la différence de prix entre les deux marchés si celui-ci est positif. Cette différence de prix est la rente de congestion. Il s'agit du marché secondaire[77] ou *resale* sur une base journalière. Supposons par exemple qu'un acteur du marché ait acheté 100 MW sur l'enchère explicite et qu'il ne nomine pas cette capacité; cet acteur du marché reçoit, dès lors, la rente de congestion pour cette quantité, soit dans l'exemple ci-dessus :

100 €/MWh * (40 €/MWh -30 €/MWh) = 1.000 €.

Les gestionnaires du réseau concernés reçoivent ensuite ce qui reste, soit 9.000 €.

214. La figure 70 illustre l'évolution, sur base annuelle, des rentes de congestion relatives au couplage des marchés en J-1, par les deux interconnexions dans les deux directions, pour la période allant de 2007 à 2013 (million d'euros). Les pics de 2012 et 2013 attirent l'attention avec une rente de congestion totale allant de 68,0 à 128,1 millions d'euros tandis que la rente de congestion totale variait entre 33 à 44 millions d'euros au cours des cinq années précédentes. Les rentes élevées en 2012 et 2013 reflètent une convergence moindre des prix, comme déjà constaté antérieurement.

215. La rente de congestion pour l'année 2012 était répartie sur les deux frontières et les deux directions possibles. En 2013, la rente de congestion entre la Belgique et la France s'est considérablement réduite. En effet, la rente de congestion entre la Belgique et la France est devenue marginale. L'importance des rentes de congestion en 2013 est la résultante des rentes de congestion d'une part, entre la Belgique et les Pays-Bas (€53,1 millions) et d'autre part, entre la France et la Belgique (€62,9 millions), cette dernière représentant 49,1% de la rente totale de 2013.

En 2012 – 2013, les rentes de congestion élevées sont générées dans la direction France – Belgique (marron) or ceci n'était pas ou très peu le cas au cours des années 2009 à 2011. Elles s'élèvent à 23,6 millions d'euros pour 2012 et à 62,9 millions d'euros pour 2013. La rente de congestion de la Belgique vers les Pays-Bas a, quant à elle, baissé de 33,7 millions d'euros en 2011 à 19,9 millions d'euros en 2012 pour plus que doubler à 53,1 millions d'euros en 2013, soit 41,4% du total de la rente.

[77] La capacité annuelle peut également devenir mensuelle.

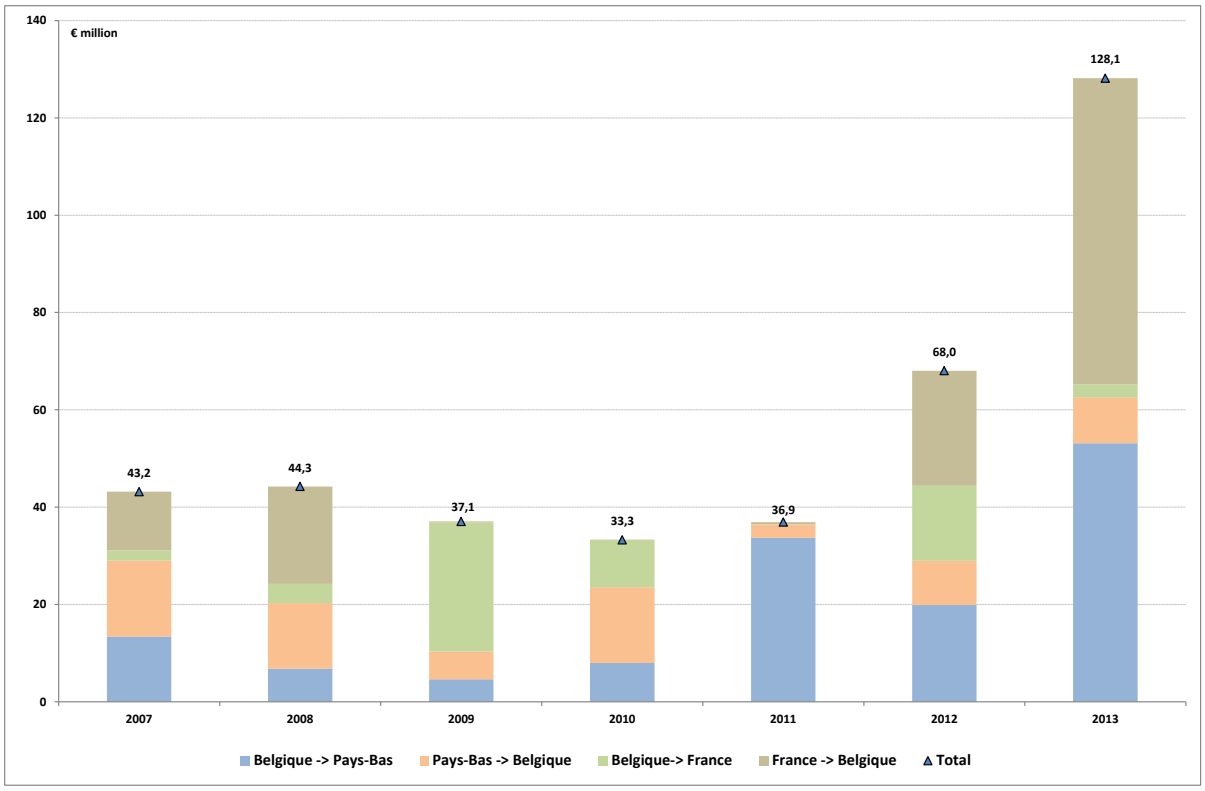


figure 70 : Rentes de congestion annuelles sur une base journalière pour les quatre interconnexions (€ millions)
Source : CREG

216. Deux éléments peuvent expliquer l'augmentation considérable des rentes de congestion ces deux dernières années. Tout d'abord, et avant tout, il y a eu la vague de froid de février 2012. Au cours de ce seul mois, une rente de congestion de 21,7 millions d'euros, soit 32% de la rente de congestion totale de 2012, a été générée en raison principalement d'importantes différences de prix avec le marché français. Ensuite, il y a l'indisponibilité nucléaire de 2.000 MW à partir d'août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013, qui génère surtout d'importantes rentes de décembre 2012 à juin 2013, avec des pointes en mai et juin 2013 dépassant 24 millions d'euros par mois. Enfin, il y a la problématique des flux de bouclage (*loop flows*) dans la région CWE qui limitent les capacités commerciales mises à disposition du marché.

E Balancing

217. Le déséquilibre en temps réel d'un responsable d'équilibre (ARP) est payé par quart d'heure. Si l'ARP a prélevé plus d'énergie qu'il n'en a injectée dans ce quart d'heure, l'ARP a un déséquilibre négatif (un manque) et dès lors l'ARP achètera dès lors obligatoirement de l'énergie à Elia au tarif de déséquilibre. Si un ARP présente un déséquilibre positif (un excédent), cet excédent est obligatoirement vendu à Elia au tarif de déséquilibre.
Le tarif de déséquilibre peut être positif ou négatif. S'il est négatif, cela signifie que l'ARP est payé pour l'énergie achetée à Elia ou a contrario paie Elia pour l'énergie vendue.

218. Jusque 2011, le tarif de déséquilibre était toujours supérieur ou égal au prix du marché de référence[78] pour un déséquilibre négatif et inférieur ou égal au prix du marché de référence pour un déséquilibre positif. En 2012, le tarif pour un déséquilibre négatif était toujours supérieur ou égal à 108% du prix du Belpex DAM et le tarif pour un déséquilibre positif était toujours inférieur ou égal à 92% du prix du Belpex DAM. Cela signifie qu'en prenant le prix du Belpex DAM comme référence, le coût d'opportunité pour l'ARP pouvait être considéré comme représentant au moins 8 % du prix Belpex DAM, parce que l'ARP aurait également pu acheter le manque d'énergie sur le DAM, ou vendre le surplus sur le Belpex DAM.

219. A partir de juin 2012, le système d'équilibrage a été transformé en un système de '*single marginal pricing'* dans le cadre duquel les déséquilibres positif ou négatif des ARP sont en principe facturés au même tarif. Ce tarif est égal au coût marginal de la dernière ressource activée dans la liste d'appel par le gestionnaire de réseau pour régler l'équilibre. Il peut être adapté par le biais d'une composante incitative (le facteur alpha) lorsque le déséquilibre de la zone de réglage dépasse le volume de réserve secondaire (automatique) disponible.

Ce système favorise une formation progressive du prix de l'électricité en partant du long terme, en passant par les marchés *day-ahead* et *intra-day*, pour arriver finalement au prix de marché de l'électricité en temps réel, qui est le tarif de déséquilibre.

En juin 2013, la CREG a approuvé une adaptation qui implique que le tarif de déséquilibre soit porté à -100 €/MWh au moins en cas de déséquilibre positif de la zone de réglage lorsqu'il n'y a plus de ressource de réserve tertiaire à la baisse non activée en dehors des

[78] A partir de 2007, le marché de référence a été le Belpex DAM.

réserves inter-GRT[79]. Ceci doit inciter les ARP à éviter un déséquilibre positif, par exemple en cas de production photovoltaïque élevée, en réalisant une meilleure estimation en *day-ahead* ou en modulant des unités de production moins flexibles.

220. La figure 71 illustre l'évolution du tarif de déséquilibre annuel moyen pour un déséquilibre négatif et positif pendant la période 2007-2013 dans la zone de réglage d'Elia, ainsi que le prix moyen du Belpex DAM, indiqués respectivement par *'Neg. Imbalance tariff'*, '*Pos. Imbalance. tariff*' et '***Belpex DAM price***'. Il ressort de cette figure que le prix moyen de déséquilibre négatif est toujours supérieur au prix du Belpex DAM. Par contre, le prix moyen de déséquilibre positif est inférieur au prix DAM jusqu'en 2011. A partir de 2012, suite au nouveau système, la situation s'inverse et le prix de déséquilibre moyen positif devient supérieur au prix DAM et se rapproche ainsi du prix moyen de déséquilibre négatif. Le coût d'opportunité pour un déséquilibre positif en temps réel a donc fortement diminué et son signe s'est même inversé. Ainsi, l'ARP, perçoit même un paiement en moyenne un peu plus élevé via le système d'équilibrage que sur le Belpex DAM.

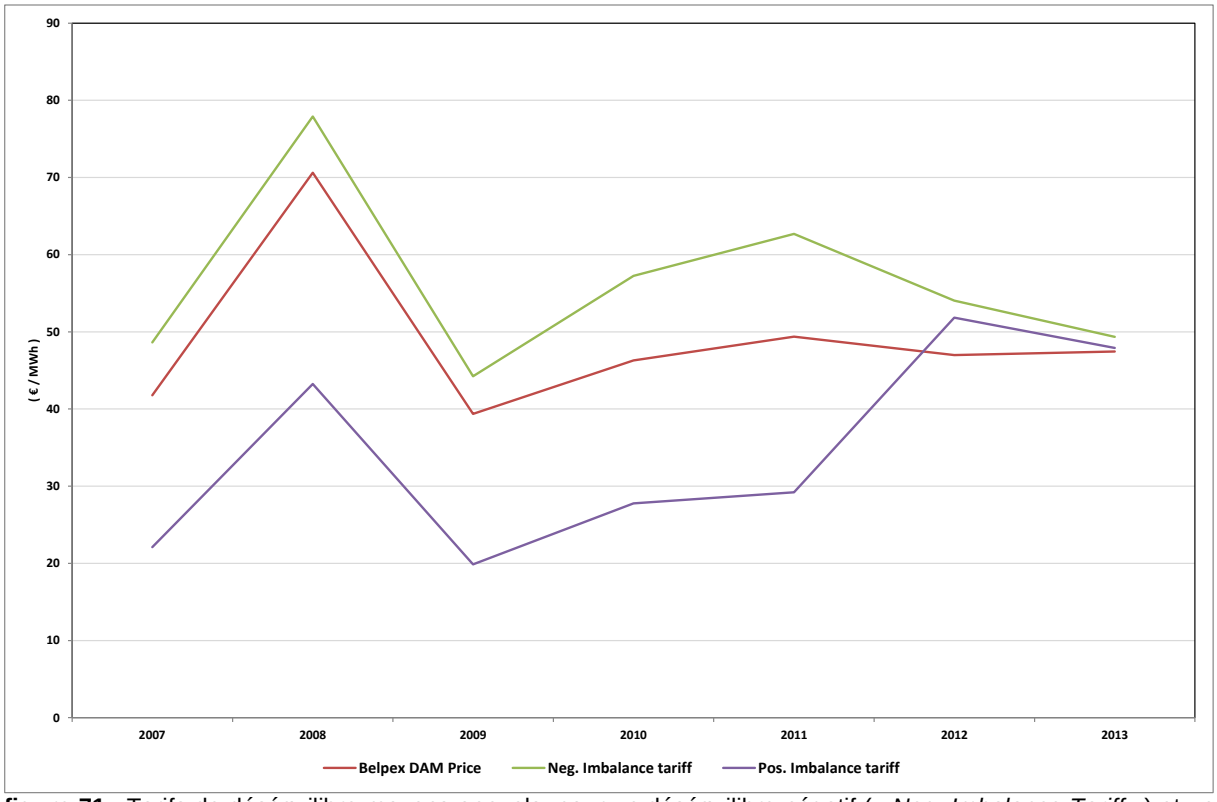


figure 71 : Tarifs de déséquilibre moyens annuels, pour un déséquilibre négatif (« *Neg. Imbalance Tariff* ») et un déséquilibre positif (« *Pos. Imbalance Tariff* »), pour la période allant de 2007 à 2013 dans la zone de réglage Elia, ainsi que le prix moyen sur le Belpex DAM (€/MWh)
Source : CREG

[79] Contrats de réserve tertiaire de dernier recours entre Elia et les gestionnaires de réseau voisins.

221. La figure 72 ci-dessous repend, pour chaque année de la période 2007-2013, l'écart-type annuelle du tarif de déséquilibre pour les déséquilibres négatifs (« *Neg. Imbal. Tariff* ») et positifs (« *Pos. Imbal. Tariff* »), ainsi que pour le prix du Belpex DAM (« Belpex DAM price »). Cet écart-type est une image de la volatilité des tarifs et prix correspondants. Pour ce qui concerne le prix du Belpex DAM, une forte diminution de la volatilité du prix est observée entre 2007 et 2009, suivie d'une stabilisation, si l'on excepte l'année 2011 où cette volatilité remonte à une valeur située un peu au-dessus de celle de 2008. La même tendance est constatée pour la volatilité des tarifs de déséquilibre entre 2007 et 2009, mais leur volatilité augmente de nouveau dès 2010, avec une différence marquée entre la volatilité du tarif des déséquilibres négatifs et celle du tarif de déséquilibres positifs pour 2010 et 2011.

Pour la période allant de 2007 à 2011, à l'exception de 2009, la volatilité du tarif pour les déséquilibres positifs est sensiblement inférieure à celle du tarif pour les déséquilibres négatifs. A partir du passage à un tarif « *Single marginal price* » en 2012, la volatilité des deux tarifs est logiquement très proche, ces tarifs n'étant plus différenciés que par la valeur de l'incitant.

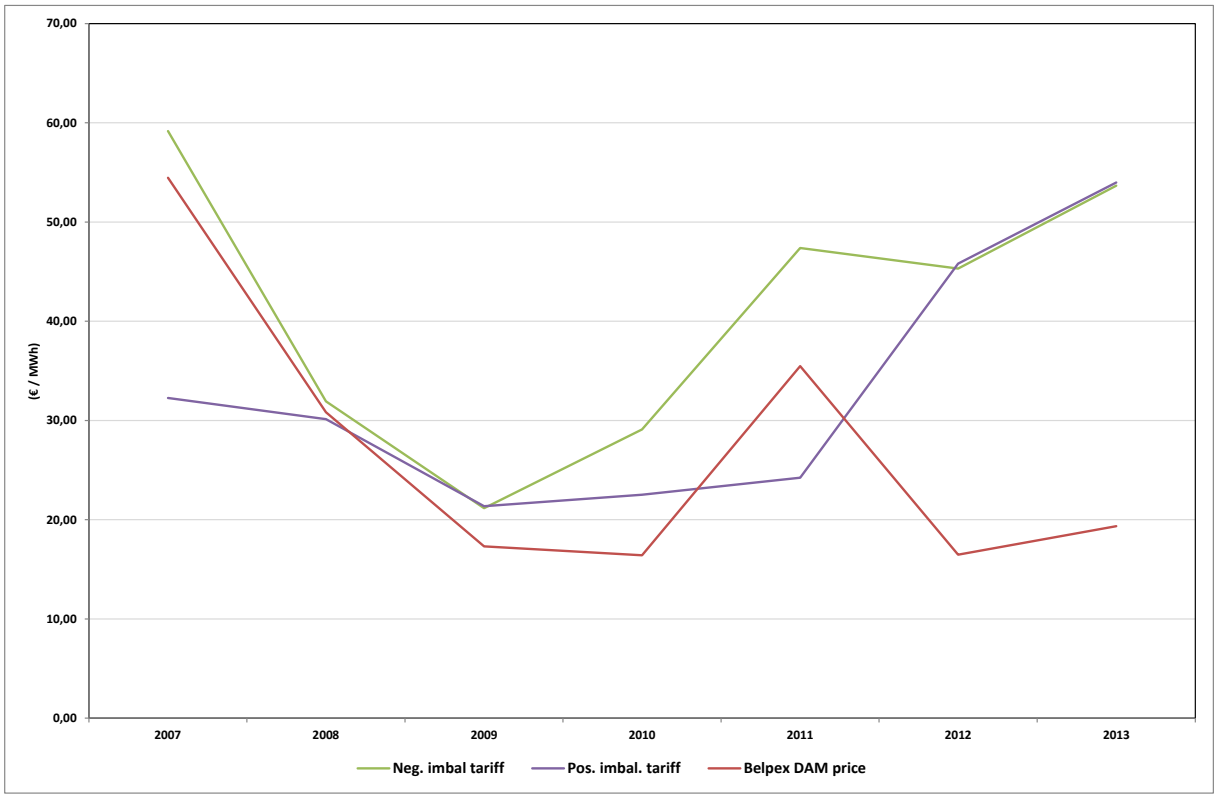


figure 72 : Déviation standard annuelle du tarif pour les déséquilibres négatifs (« *Neg. imbal. tariff* ») et positifs («*Pos. imbal. tariff*») dans la zone de réglage Elia, ainsi que du prix du marché *day-ahead* de Belpex (« *Belpex DAM price* ») pour la période allant de 2007 à 2013
Source : CREG

222. En moyenne, le prix de déséquilibre positif et le prix de déséquilibre négatif sont plus proches l'un de l'autre, ce qui est propre au système de *single pricing* introduit en 2012 et

plus élevés que le Belpex DAM, ce qui est une conséquence des prix offerts pour les offres activées. Il est plus utile d'évaluer l'incitant tarifaire en fonction du déséquilibre du système : un acteur du marché a-t-il un avantage vis-à-vis du marché *day-ahead* à tenter de conserver l'équilibre de la zone (« aider la zone ») ? En d'autres termes, à combien de reprises les deux situations suivantes se produisent-elles :

- la zone enregistre un excès d'injection et le tarif pour un déséquilibre négatif est inférieur au prix Belpex DAM. Autrement dit, à quelle fréquence l'acteur du marché qui aide la zone avec un déséquilibre négatif paie-t-il moins pour son déficit d'énergie sur le marché d'ajustement qu'en achetant le même volume sur le marché *day-ahead* ?
- la zone enregistre un déficit d'injection et le tarif pour un déséquilibre positif est supérieur au prix Belpex DAM. En d'autres termes, à quelle fréquence l'acteur du marché qui aide la zone avec un déséquilibre positif reçoit-il plus pour cet excès d'énergie sur le marché d'ajustement qu'en vendant le même volume sur le marché *day-ahead* ?

Avant l'introduction du système de *single pricing* en 2012, les situations susmentionnées ne survenaient jamais. Depuis lors, elles se sont produites dans 76 % des cas en 2012 et dans 99% des cas en 2013. C'est un changement de tendance évident.

223. Cet important changement dans la structure tarifaire devrait également transparaître dans le comportement des ARP : à partir de 2012, un déséquilibre positif plus grand par rapport aux années précédentes devrait, *ceteris paribus*, être enregistré vu que le déséquilibre positif est moins pénalisé qu'avant 2012 en termes de perte d'opportunité. En conséquence, la puissance de réglage nette (NRV) devrait alors être en moyenne plus souvent négative que pour les années précédentes.

224. La figure 73 présente les moyennes annuelles de la puissance de réglage nette (« NRV »), de cette puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV *when* > 0 ») et lorsqu'elle est négative (« NRV *when* < 0 ») ainsi que la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) »). Il résulte de cette figure que depuis 2011 et encore plus depuis 2012, la NRV moyenne est effectivement majoritairement négative, sans pour autant que la valeur absolue moyenne de la NRV n'ait fortement augmenté. Ceci indique qu'en valeur absolue, le gestionnaire de réseau n'a pas dû réguler beaucoup en plus que les autres années, mais que la régulation consistait davantage en un réglage à la baisse que les autres années. La tendance amorcée en 2012 d'une baisse de la moyenne de la NRV positive (compensation des déséquilibres courts) se confirme en 2013. Par contre, la moyenne de la NRV négative (compensation des déséquilibres longs) qui avait doublé de 2008 à 2012 diminue en 2013 pour revenir en-dessous de son niveau de 2011 (en valeur

absolue). La valeur moyenne de la NRV (courbe en rouge dans la figure 73) reste négative en 2013 (majorité de déséquilibres longs), mais diminue en amplitude. Les causes en sont multiples. Plusieurs causes peuvent être mises en évidence. Une première résulte du passage à une tarification basée sur le *single marginal price* à partir de 2012 et son impact sur le tarif moyen de déséquilibre (voir la figure 71). A partir de 2012, avec un tarif moyen de déséquilibre supérieur au prix moyen de Belpex, aussi bien pour les déséquilibres longs que pour les déséquilibres courts, un acteur qui se réfère au prix du Belpex DAM pour un possible arbitrage aura toujours intérêt à être long (il recevra plus que s'il avait vendu sur le Belpex DAM) que d'être court (il paiera plus que s'il avait acheté sur le Belpex DAM), toutes choses étant égales par ailleurs. En 2013, cette situation persiste, mais les valeurs moyennes des tarifs se rapprochent du prix moyen du Belpex DAM, ce qui signifie que l'incitant du tarif moyen vis-à-vis d'un arbitrage avec le Belpex DAM diminue et que l'acteur qui se place exclusivement dans cette optique a plus intérêt à viser véritablement l'équilibre. Il convient également de noter que l'année 2013 est la première année complète pendant laquelle la règle des -100 €/MWh pour le tarif des déséquilibres longs est d'application lorsque la ressource marginale pour la compensation est la réserve inter-GRT. Une autre cause réside dans la poursuite du processus d'apprentissage des ARP en matière de prise en compte de l'effet de la production photovoltaïque sur les déséquilibres individuels, ce qui entraîne naturellement une diminution des déséquilibres longs. D'autres causes plus qualitatives, et de ce fait plus difficilement quantifiables, peuvent être trouvées dans les efforts effectués par Elia pour améliorer la transparence et de l'information aux acteurs du marché via son site *Web*, ainsi que dans le renforcement des contacts entre Elia et les acteurs du marché pour sensibiliser ces derniers au problème des déséquilibres et à l'importance du respect de l'équilibre de leur portefeuille par les acteurs du marché, en dehors des moments où ils aident volontairement la zone pour le maintien de l'équilibre (balancing réactif).

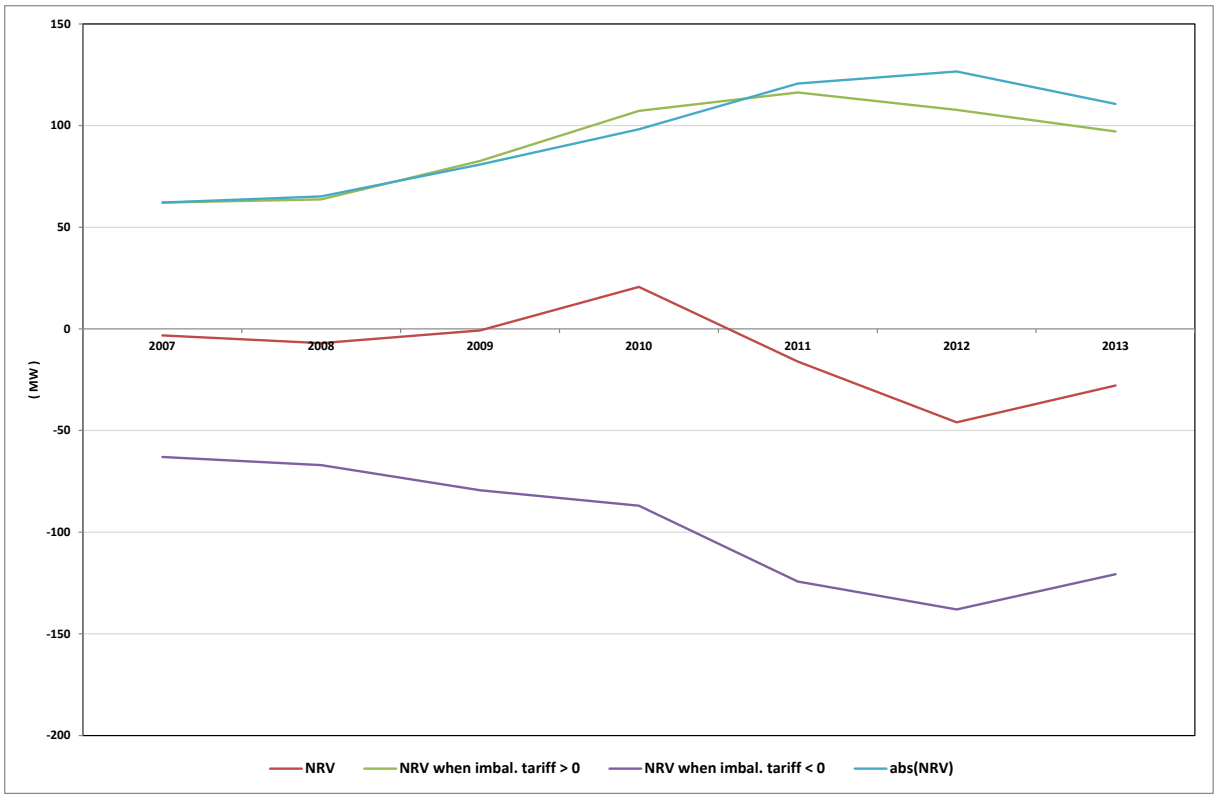


figure 73 : Puissance de réglage nette annuelle moyenne que le gestionnaire de réseau utilise afin de maintenir l'équilibre dans sa zone de réglage (MWh/h), mesurée conformément à la puissance de réglage nette moyenne (« NRV »), la puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV *when* > 0 »), lorsqu'elle est négative (« NRV *when* < 0 ») et la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) »).
Source : CREG

225. La question se pose de savoir si cette tendance est positive. En effet, un excès trop important constitue également un problème pour la stabilité du réseau. L'approbation d'un tarif de déséquilibre de -100 €/MWh dans le cadre d'un déséquilibre positif trop important a eu lieu avant l'été 2012. La figure 74 reflète le nombre de quarts d'heure par mois au cours desquels un prix similaire ou inférieur était en vigueur, ainsi que la puissance de réglage totale pendant ces heures par rapport à la puissance de réglage totale au cours dudit mois (en MWh).

226. Il découle de cette figure que le prix de déséquilibre est de -100 €/MWh ou est encore plus bas dans un grand nombre de quarts d'heure au cours de plusieurs mois, ce qui reflète un déséquilibre positif important. Au total, 711 quarts d'heure sont dénombrés à partir de juin 2012[80] pendant lesquels le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est de -100 €/MWh ou inférieur. Le mois de décembre de ces deux années est particulièrement surprenant, compte tenu que la production solaire était peu importante pendant ce mois.

[80] 334 quarts d'heure de juin à décembre 2012, 290 quarts d'heure de juin à décembre 2013 et 377 quarts d'heure sur toute l'année 2013.

Pourtant, 84 des 95 quarts d'heures de décembre 2012 et 61 des 70 quarts d'heure de décembre 2013 tombent pendant les vacances de Noël (après le 21 décembre).

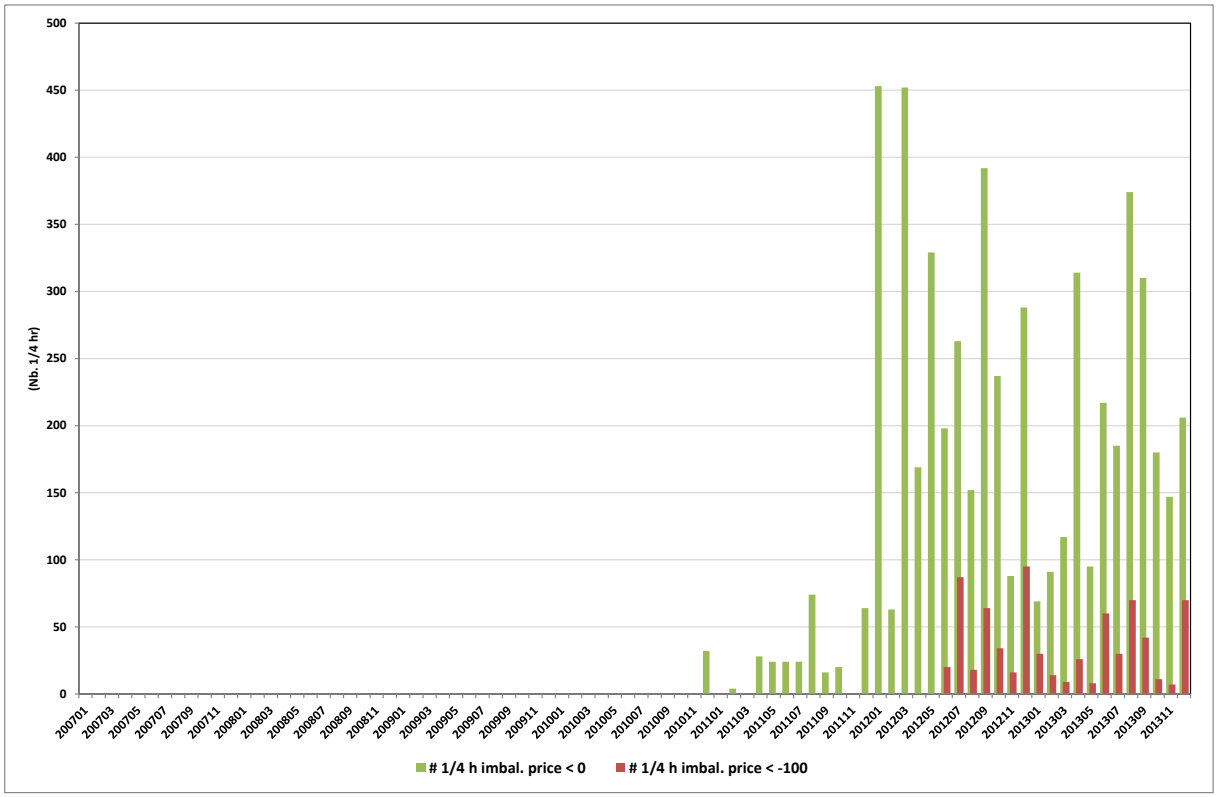


figure 74 : Nombre de quarts d'heure par mois avec un prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif < -100 €/MWh (axe de droite), la puissance de réglage totale pendant ces heures (MWh) et la puissance de réglage totale pendant le mois concerné(MWh) pour la période 2012-2013
Source : CREG

227. La figure 75 permet, d'ores et déjà, d'expliquer pourquoi décembre enregistre également un nombre relativement important de quarts d'heure avec un déséquilibre positif assez grand. Elle reflète le profil journalier du nombre de fois que le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif est de -100 €/MWh ou moindre (plus fortement négatif) pour les mois de juin à décembre en 2012 et 2013[81]. Il en résulte que cette situation se présente le plus souvent la nuit, lorsque la production solaire est inexistante. C'est encore plus étonnant, car la production *baseload* était 2.000 MW moins importante de juin 2012 à juin 2013 en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires. D'autre part, les températures enregistrées au mois de décembre 2012 étaient relativement faibles. Ceci indique que d'autres facteurs que la production photovoltaïque font en sorte que les ARP ne limitent pas leur déséquilibre positif.

[81] Il n'y a pas de quart d'heure où le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif est inférieur à -100 €/MWh avant juin 2012. La période de juin à décembre a donc été choisie pour chacune de ces deux années pour pouvoir comparer sur une même base.

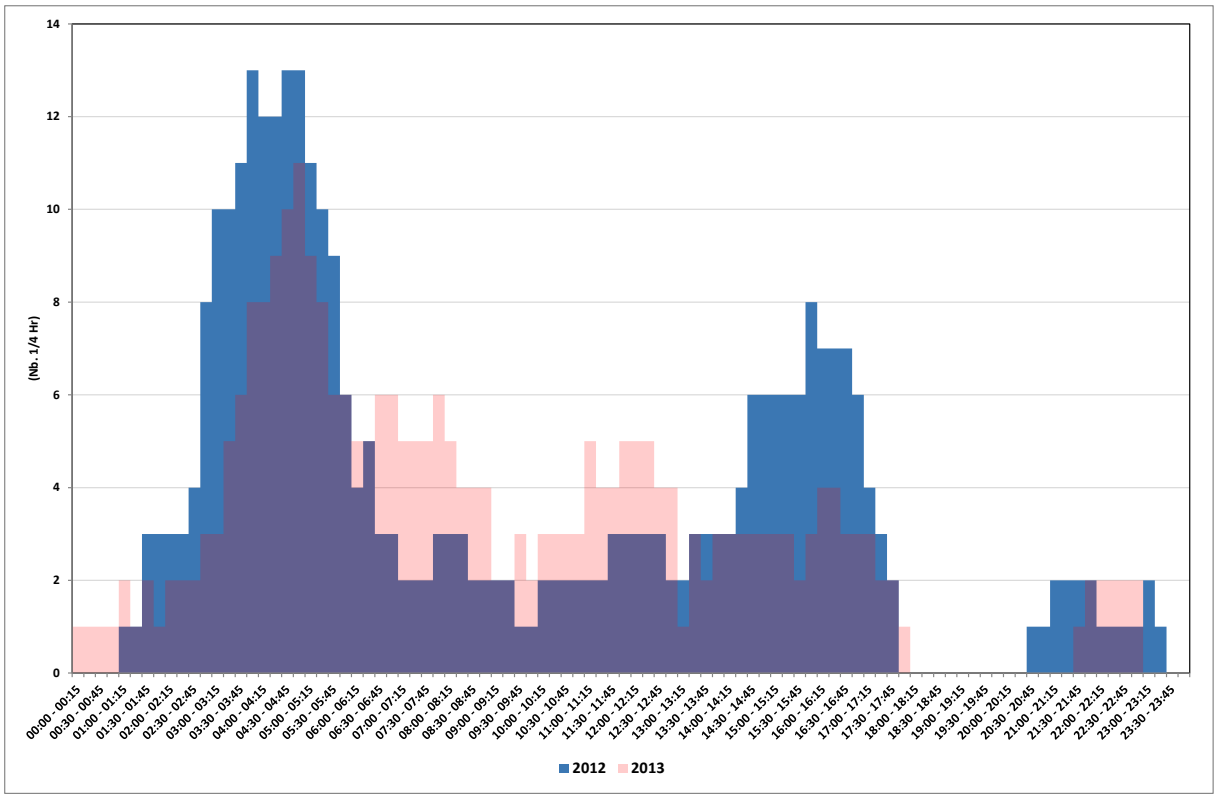


figure 75 : Profil journalier du nombre de quarts d'heure pendant lequel le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est inférieur ou égal à -100 €/MWh de juin à décembre en 2013
Source : CREG

228. Pourtant, les panneaux solaires paraissent aussi avoir un impact sur le déséquilibre. Il semble en effet que les ARP ne tiennent pas suffisamment compte de cette production, surestimant ainsi le prélèvement et injectant donc plus qu'ils ne prélèvent, avec pour conséquence un déséquilibre positif et un NRV négatif. Cet effet pouvait déjà être observé en 2011, mais est encore plus marqué en 2012, comme en témoigne la figure 76. Celle-ci présente, pour chaque année depuis 2007, un profil journalier moyen de la NRV. Il apparaît clairement qu'il faut régler beaucoup plus à la baisse en 2012 que lors des années précédentes, pour 85 % des quarts d'heure de la journée. Par contre, en 2013 par rapport à 2012, la NRV moyenne est moins négative durant la nuit et l'après-midi, alors que le réglage a tendance à être plus négatif en matinée. En soirée, les différences entre ces deux années se réduisent. D'une manière globale, des pics de réglage négatifs se passent surtout pendant la soirée et durant la nuit, et de manière moins volatile entre quarts d'heure pendant l'après-midi.

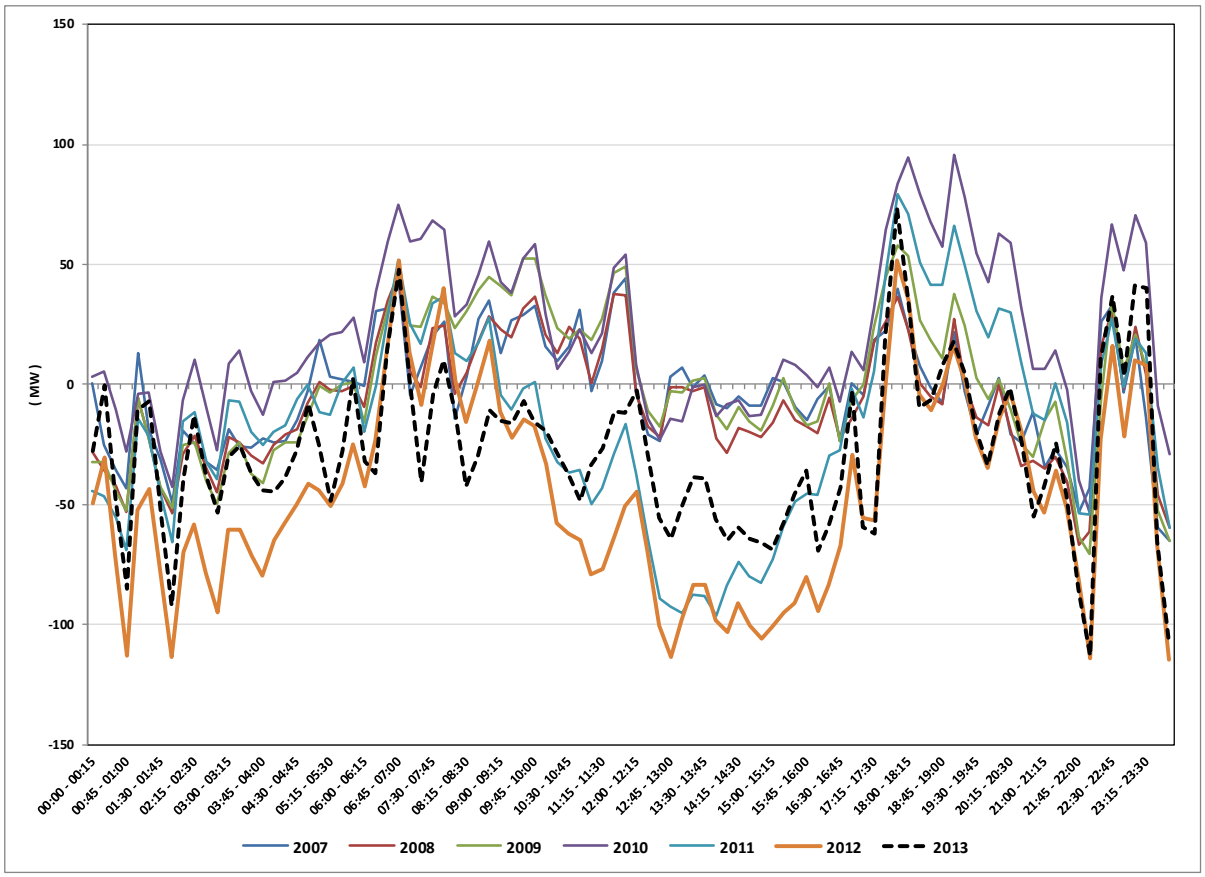


figure 76 : Puissance de réglage nette moyenne (NRV) par quart d'heure que le gestionnaire du réseau utilise pour maintenir l'équilibre dans la zone de réglage entre 2007 et 2013.
Source : CREG

229. La figure 77 présente une dernière analyse de la NRV. Elle donne pour chaque année une courbe triée des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse et à la baisse sur une base journalière. La méthode utilisée pour traiter ces données consiste à déterminer, par année et pour chaque journée, la puissance de réglage à la hausse et à la baisse. Ensuite, les données sont triées et les 75 premières valeurs sont placées dans le graphique. Les courbes supérieures représentent la puissance de réglage à la hausse, les courbes inférieures la puissance de réglage à la baisse. Après une forte augmentation en 2012, la puissance de réglage maximale à la hausse sur une base journalière a diminué en 2013 pour revenir à une valeur inférieure à celle de 2011. Pour les autres jours, les 75 plus grandes valeurs de puissance de réglage maximale à la hausse sont revenues à un niveau inférieur à celui de la période de 2010 et 2012. De manière générale, l'augmentation la plus importante est survenue entre 2008 et 2009 et entre 2009 et 2010. Concernant la puissance de réglage à la baisse, le maximum augmente en 2013 par rapport à 2012, pour dépasser, en valeur absolue, le niveau maximum de 2011. La plus forte augmentation de la puissance de réglage est constatée avec un décalage d'une année par rapport au réglage de la baisse, soit entre 2009 et 2010 et, entre 2010 et 2011.

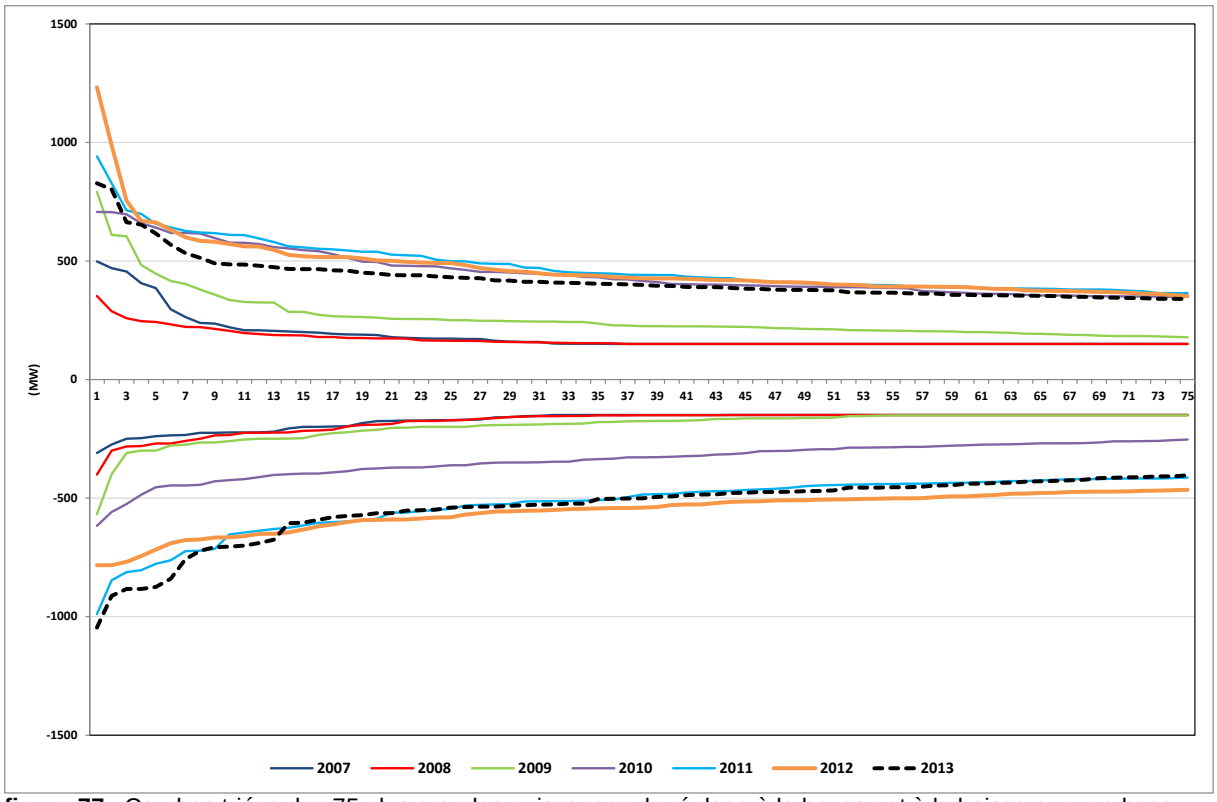


figure 77 : Courbes triées des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse et à la baisse sur une base journalière au cours de la période 2007-2013
Source : CREG

230. La compensation de déséquilibre (NRV) peut être fournie par différentes sources : activation automatique des réserves secondaires (R2), activation manuelle des '*incremental/decremental bids*'[82] (ID *bids*), des réserves tertiaires (R3), dont les clients interruptibles et la compensation inter-TSO. La figure 78 et le tableau 33 y afférents illustrent la répartition de l'évolution des sources du NRV pour les sept dernières années (en MWh). Il s'agit de la somme de toutes les activations de puissance de réserve par année (tant pour le réglage à la hausse que pour la baisse). Les *bids* R2 et ID sont scindées en réglage à la hausse et à la baisse.

231. Il ressort de cette figure qu'au cours de la période 2007-2009, le NRV est quasi exclusivement fourni par la R2 (barres rouges et vertes sur le graphique), avec une légère surpondération pour le réglage à la baisse (vert). Une part minime intervient par l'activation manuelle des *ID-bids* (violet et bleu). En 2010, une tendance claire s'amorce vers plus d'activation des *ID-bids* et du R3, suite à un changement de la procédure d'activation appliquée par Elia. En 2010, il s'agit principalement d'offres de réglage à la hausse (*I-bids*

[82] En vertu de l'art. 159, §2 de l'AR du 28 décembre 2002, tous les produits de la zone de réglage Elia dont la capacité nominale est égale ou supérieure à 75 MW doivent mettre leur capacité disponible à la disposition du gestionnaire de réseau. La capacité disponible est appelée '*incremental/decremental bids*' (ID-bids).

référencés *ID up* – en violet). La tendance vers une hausse des activations manuelles (*ID bids*) se poursuit en 2011 et 2012, mais ce sont surtout les *D-bids* de réglage à la baisse (*ID down* – en bleu moyen), ainsi que la R2 à la baisse (R2 *down* – en vert), qui augmentent en volume. L'activation de R3 diminue en 2013 par rapport à 2011 et 2012. En 2013, une forte diminution du volume total des réserves activées est constatée : elle se répartit sur tous les types de réserve, aussi bien la R2 que les *ID-bids* et la R3, la diminution la plus importante étant celle de la R2 à la baisse (R2 *down* – en vert). Si l'énergie échangée dans le cadre de l'IGCC[83] est ajoutée, le total en 2012 passe de 1.191 GWh à 1.250 GWh et celui de 2013 de 932 GWH à 1.108 GWh, ce qui réduit environ de moitié la différence totale entre 2012 et 2013.

232. L'idée de base de l'IGCC est de compenser les déséquilibres de signes opposés des zones de réglage des GRT participants, de manière à éviter l'activation de moyens de compensation des déséquilibres qui agissent dans des directions opposées d'une zone à l'autre (c'est-à-dire à la hausse dans certaines zones et à la baisse dans d'autres zones). Au sein de la procédure de réglage de l'équilibre de sa zone de réglage exécutée par chaque GRT, le recours à l'IGCC a chronologiquement lieu en premier lieu, avant l'activation des puissances de réglage. Préalablement à l'activation du réglage secondaire automatique, les GRT de chaque pays participant « échangent » leurs déséquilibres respectifs au sein d'un système commun d'optimisation, en tenant compte des contraintes de réseau. Le système est centré sur l'Allemagne : l'optimisation avec les autres pays ne peut pas intervenir si le potentiel d'optimisation en Allemagne est complètement utilisé. Les volumes échangés au sein de l'IGCC ne sont pas garantis. A partir des signaux échangés entre GRT, le potentiel de participation de chaque zone de réglage à l'IGCC peut être déterminé, sur la base d'un triple principe :

- l'optimisation ne peut que réduire le déséquilibre d'un GRT,
- la réduction du déséquilibre d'un GRT ne peut excéder le volume du réglage secondaire activable automatiquement réservé pour sa zone de réglage ; seule la partie du déséquilibre d'un GRT inférieure à ce volume est donc éligible pour l'IGCC (ci-après « déséquilibre éligible »),
- l'optimisation se fait sur la base des volumes et ne prend pas en compte les prix.

[83] La participation de la Belgique à l'IGCC (*International Grid Control Cooperation*) a commencé en octobre 2012.

Afin de déterminer les réductions de déséquilibre, la somme des déséquilibres éligibles de même signe est calculée pour l'ensemble des participants. La somme la plus faible (en valeur absolue) est le montant de l'échange global. La compensation du déséquilibre éligible dans ce sens est totale. La compensation dans l'autre sens se fait en répartissant le montant de l'échange global au prorata des déséquilibres éligibles observés.

La valorisation se fait pour chaque quart d'heure, à un prix basé sur la valeur moyenne des coûts évités par les GRT (coûts d'opportunité).

En réduisant les déséquilibres à compenser, la participation à l'IGCC permet donc de diminuer la réserve totale activée au sein de chaque zone de réglage. Elle permet en outre de bénéficier d'un supplément de puissance de réglage secondaire automatique, lorsque son activation sans la participation à l'IGCC aurait saturé cette puissance de réglage.

233. La consommation énergétique totale des moyens de réserve dépasse pour la première fois en 2012 le seuil de 1,2 TWh (réglage à la hausse et à la baisse) soit plus du double par rapport à 2007-2008. En 2013 par contre, elle diminue en dessous du niveau de l'année 2010 à 0,9 TWh. La part de R3, d'ICH et d'inter-GRT reste négligeable en termes de volume. Elle est passée de 8% du total en 2010 à 5% en 2011, 3% en 2012 et 0% en 2013. Entre 2012 et 2013, les parts relatives de la R2 et des *ID-bids* dans le total ont respectivement augmenté de 5 points de pourcentage et diminué de 3 points de pourcentage.

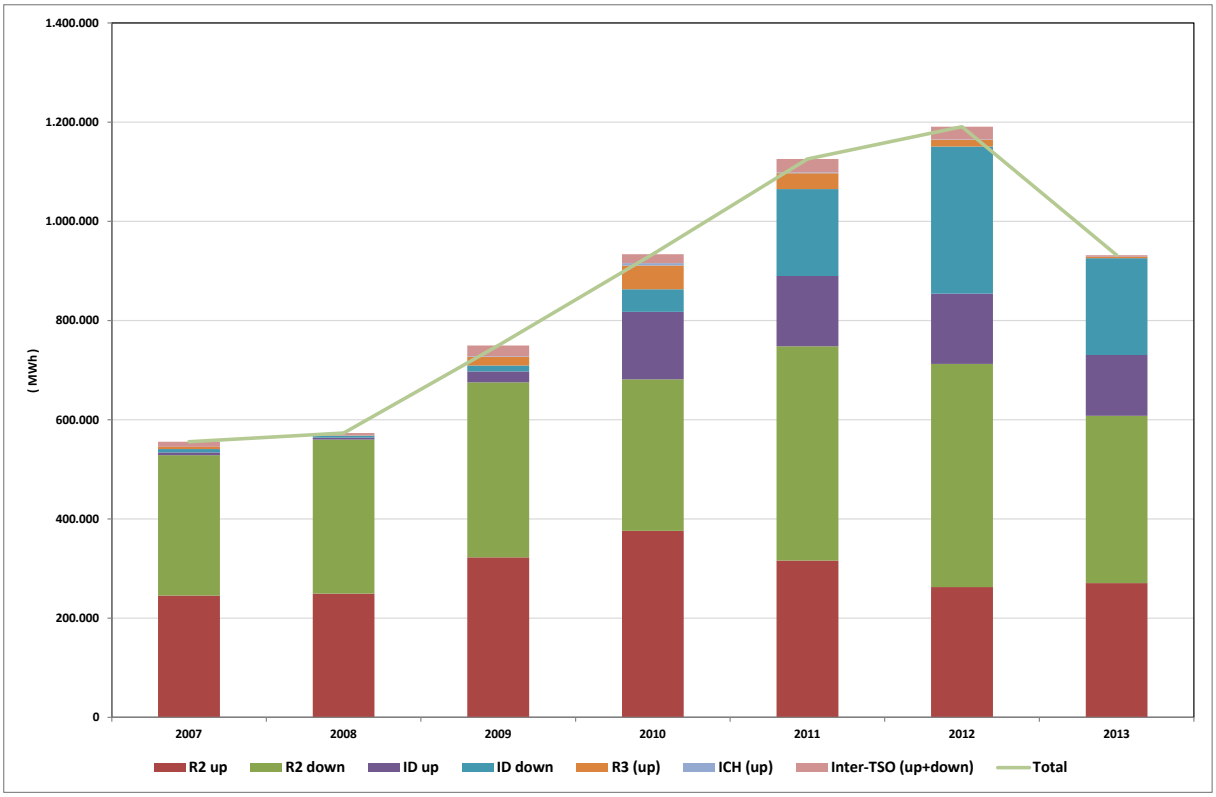


figure 78 : Sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2013 (MWh)
Source : CREG

(MWh)	R2 up	R2 down	ID up	ID down	R3 (up)	ICH (up)	Inter-TSO (up+down)	Total
2007	245.809	282.607	5.902	6.694	4.396	0	10.225	555.633
2008	249.541	310.684	4.033	3.107	1.331	448	4.300	573.445
2009	322.563	353.068	21.975	11.941	16.917	1.439	21.625	749.528
2010	376.065	305.459	136.110	45.470	47.879	4.752	18.000	933.735
2011	316.194	431.832	141.774	175.331	31.683	1.884	27.050	1.125.748
2012	262.857	449.873	141.407	296.638	13.810	564	25.423	1.190.571
2013	270.784	337.384	122.571	194.934	2.336	572	3.200	931.781

tableau 33 : Sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2013 (MWh)
Source : CREG

234. La figure 79 reprend les sources de compensation du déséquilibre comme dans la figure 78, en y joignant les échanges réalisés dans le cadre de l'IGCC. De même, le total est présenté sous deux formes, avec et sans inclusion de l'énergie échangée dans le cadre de l'IGCC. Contrairement à la figure 78, les énergies de compensation à la hausse y sont représentées par des valeurs positives et les énergies de compensation à la baisse par des valeurs négatives. Il est remarquable de constater comment l'activation des ID-bids, quasi inexistante jusqu'en 2009, a pris une part de plus en plus importante à partir de 2010 suite à une modification des procédures d'activation, jusqu'à ce que la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC, combinée à la réduction du déséquilibre global de la zone de réglage, réduise petit à petit le recours à ce type de ressources, principalement en 2013. A

noter également qu'en 2011 et 2012, la plus grande partie de la réserve inter-TSO activée l'était à la baisse.

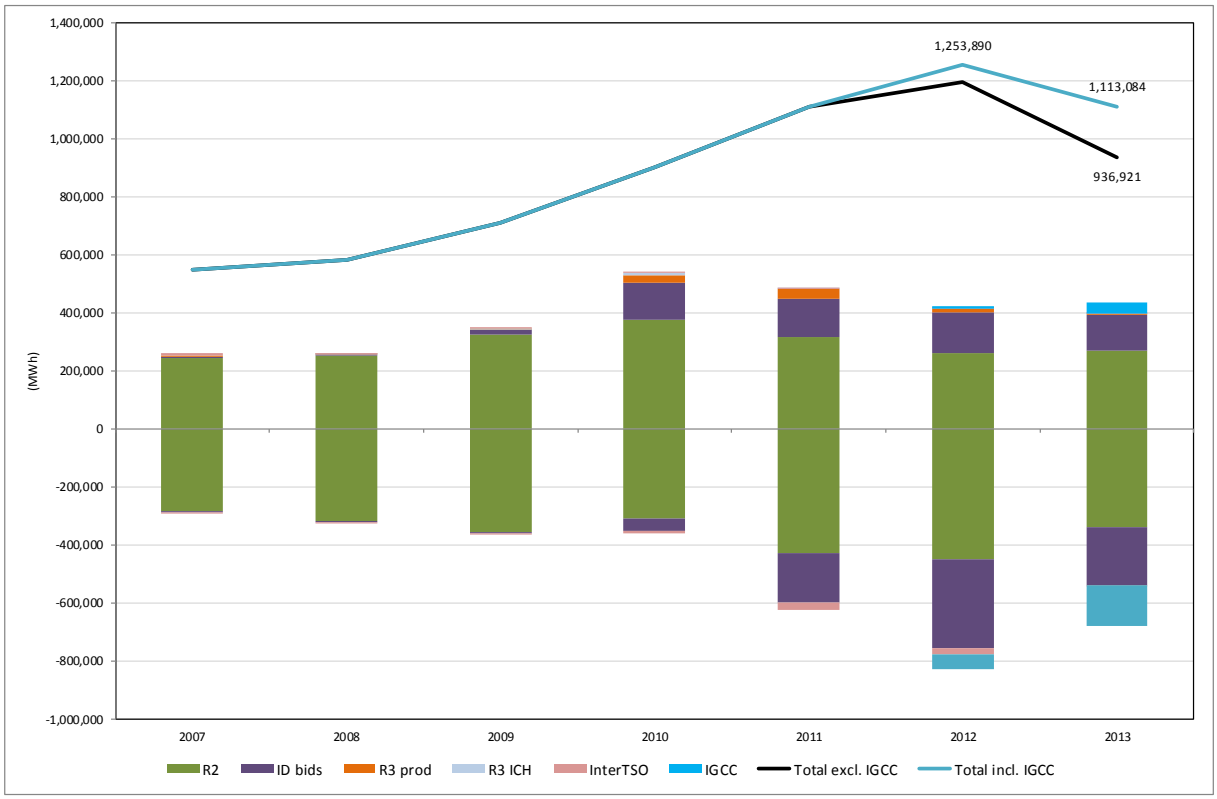


figure 79: Activation des sources de compensation du déséquilibre pendant la période 2007-2013 (MWh), y compris la participation à l'IGCC
Source : CREG

235. La figure 80 combine les données d'activation des compensations à la hausse et à la baisse par type de ressources, et les exprime en pourcentage du total des activations. Elle confirme les observations faites sur la figure 79, à savoir la compensation faite presqu'exclusivement sur la R2 jusqu'en 2009, la part de plus en plus importante prise à partir de 2010 par l'activation des ID-bids, ainsi que l'effet de la participation à l'IGCC. En 2013, cette participation réduit considérablement les parts des activations d'ID-bids, de R3 production et de réserve inter-TSO dans le total des énergies activées pour la compensation des déséquilibres quart horaires de la zone de réglage belge.

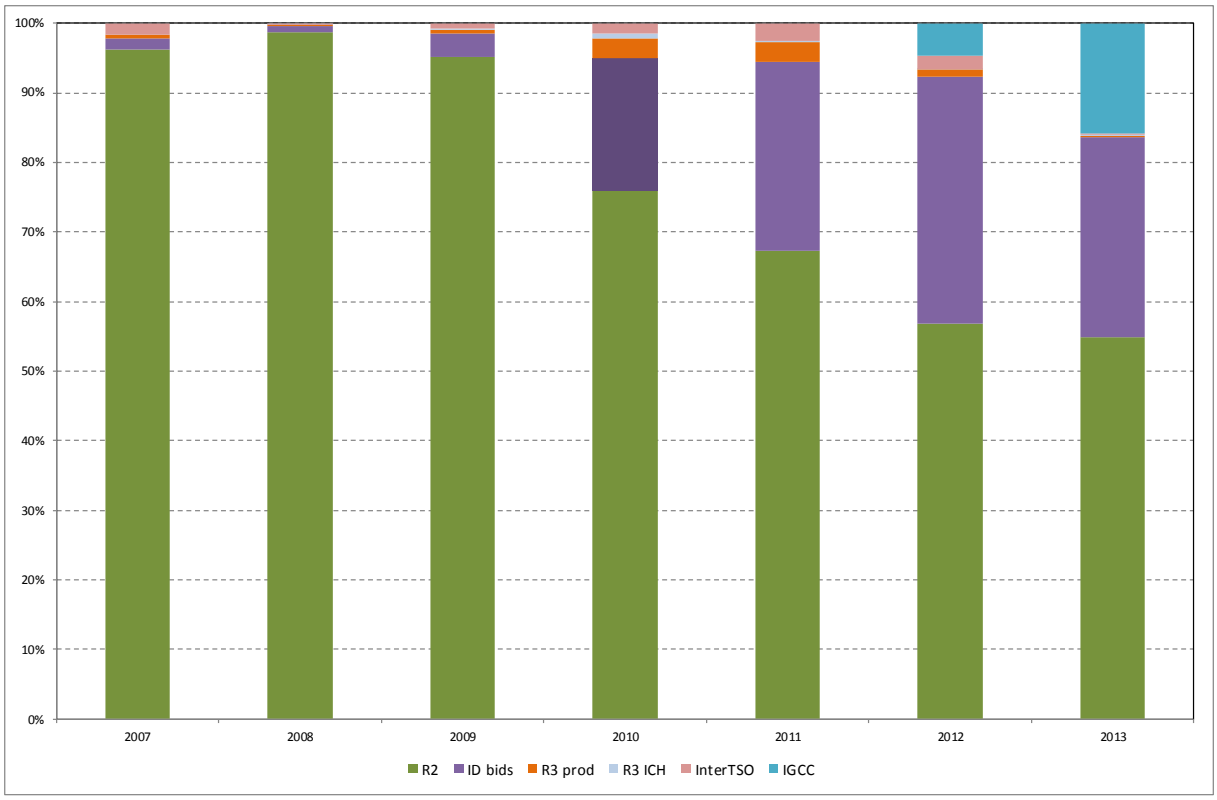


figure 80: Activation des sources de compensation du déséquilibre pendant la période 2007-2013, y compris la participation à l'IGCC (% du total activé)
Source : CREG

236. La capacité de réglage à la hausse et à la baisse contractée comme réserve secondaire est au maximum de 150 MW. La figure 81 représente l'évolution de l'utilisation de la puissance maximale de R2 à la hausse comme à la baisse. Cette figure indique, par année, le nombre de quarts d'heure pendant lesquels la R2 a dû effectuer des réglages au-dessus de 140 MW, répartis en réglages à la hausse et à la baisse. Il en ressort que ce nombre de quarts d'heure est relativement faible en 2007-2008 et qu'il augmente fortement au-dessus de 2.000 quarts d'heure en 2009, tant pour le réglage à la hausse qu'à la baisse. Ensuite, ce nombre diminue et une tendance divergente est constatée: le nombre de quarts d'heure augmente pour le réglage à la baisse jusqu'à un maximum de près de 3.000 quarts d'heure en 2012 (8,3 % du temps), tandis que le nombre maximal de quarts d'heure de réglage à la hausse diminue jusqu'à environ 1.000 en 2012. En 2013, une diminution importante peut être observée, aussi bien pour le nombre de quarts d'heure à la hausse qui passe en un an de 1.050 à 650 (environ -38%), que pour le nombre de quarts d'heure à la baisse qui passe en un an de 2.950 à 1.050 (environ -65%). Cette diminution participe de la diminution générale du volume des réserves activées et en particulier de la part relative des *ID-bids* entre 2012 et 2013 (voir figure 78 et tableau 33). Il en ressort que la réserve

secondaire est saturée pendant environ 5 % du temps pour le réglage à la baisse et à la hausse.

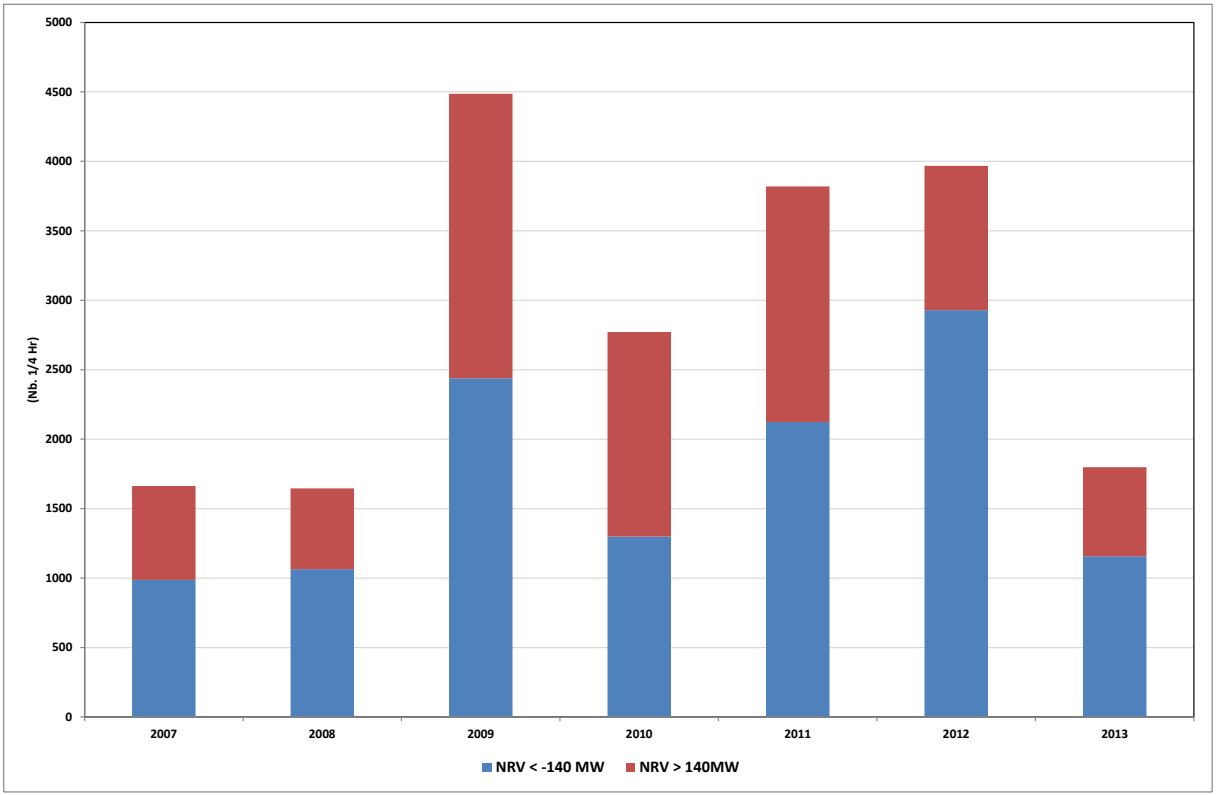


figure 81 : Nombre de quarts d'heure pendant lequel R2 fournit plus de 140 MW de puissance de réglage (à la hausse et à la baisse) pour la période 2007-2013
Source : CREG

237. L'utilisation des réserves inter-GRT pour le réglage à la baisse a légèrement diminué en 2013 par rapport à 2012, après une forte augmentation en 2012 par rapport à 2010. La modification du tarif des déséquilibres en juin 2012 peut expliquer cette légère diminution ; cette modification a placé le tarif des déséquilibres positifs à au moins -100 €/MWh en cas d'excédent ne pouvant être effacé qu'en faisant appel aux réserves inter-GRT.

238. Bien que les parts de R3, d'ICH (clients interruptibles) et d'inter-GRT restent négligeables en termes de volume de réglage, ces trois produits sont très importants pour maîtriser des situations extrêmes. La CREG estime que la zone de réglage Elia recèle encore un grand potentiel en ce qui concerne la *demand response.* Les résultats de l'enquête faite par EnergyVille pour le compte d'Elia et de Febeliec auprès des clients industriels ont été publiés en novembre 2013[84]. Les réponses recueillies provenaient de 29 clients industriels consommant 14% de la consommation belge totale en 2012.

[84] "*Summary Results – Elia Febeliec EnergyVille Demand Response Survey*" – Novembre 2013.

239. Le tableau 34 présente une série de statistiques relatives à l'activation de l'ICH au cours des sept dernières années. Ces statistiques traitent d'événements d'interruption sur une base journalière. Au cours d'un même événement, plusieurs clients peuvent être interrompus en même temps, mais il ne compte dans le tableau que pour un seul événement d'interruption.

	Nombre d'interruptions	Volume (MWh)	Nombre total d'heures interrompues	Nombre moyen d'heures	Moyenne interrompue (MWh)
2007	0	0	0	0,0	0
2008	2	448	6	3,1	72
2009	3	1.439	16	5,2	92
2010	9	4.752	42	4,7	113
2011	4	1.884	11	2,7	176
2012	2	564	4	2,1	135
2013	3	572	3	1,0	200

tableau 34 : Statistiques relatives à l'activation de clients interruptibles (ICH) pour la période 2007-2013
Source : CREG

240. Il ressort de ces statistiques que l'interruption, 2010 excepté, est relativement exceptionnelle. Le volume interrompu par événement et le nombre moyen d'heures par événement d'interruption sont eux aussi relativement limités.

241. Le fait que les contrats ICH sont en général relativement peu utilisés est la conséquence logique de la structure des contrats puisqu'ils ne permettent qu'un nombre limité d'activations par an. Il convient également de tenir compte du fait que ces réserves sont contractées pour être utilisées en cas de panne de grandes unités ou d'importants déséquilibres structurels.

CONCLUSIONS

242. L'évolution à la baisse des heures de fonctionnement des centrales à gaz s'est poursuivie en 2013 également. L'arrêt de deux centrales nucléaires totalisant une puissance de 2.000 MW n'a pas conduit à une augmentation significative des heures de fonctionnement des centrales à gaz en Belgique : l'importation depuis l'étranger reste possible et meilleure marché dans des conditions normales. Une production plus importante des centrales à gaz est observée durant les périodes de forte demande, comme pendant la vague de froid de février 2012 lorsque la France a également dû importer. La conséquence de cette situation est l'annonce de fermetures supplémentaires de centrales à gaz. Il en résulte que la compensation de la demande (de pointe) est plus difficile.

243. Les pannes inattendues de centrales de production constituent un aspect important du maintien de l'équilibre de réseau. Dans des conditions climatologiques normales, les pannes ne sont pas liées mutuellement, alors que cela semble être le cas lors de vagues de froid. Le 17 janvier 2013 également, trois unités de production sont tombées en panne presque simultanément, ce qui a mis sous pression l'équilibre du réseau de la zone Elia. La CREG demandera aux producteurs s'ils prennent toutes les mesures raisonnables pour éviter les pannes en cas de vague de froid.

244. En 2013, la tendance à la baisse de la consommation de pointe s'est arrêtée, sans toutefois montrer une hausse significative. La consommation moyenne a encore légèrement diminué. Dans la présente étude, la CREG n'a pas mené d'analyse approfondie des explications possibles de l'évolution de la consommation électrique, mais affirme qu'il conviendrait de tenir compte de la possibilité d'une consommation électrique en baisse ou du moins stagnante en Belgique dans l'estimation de la consommation future.

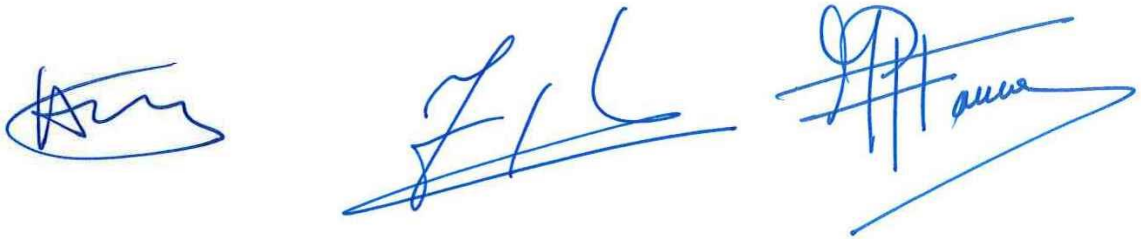
245. L'écart de prix accru sur les marchés *day-ahead* dans la région CWE constitue une évolution marquante en 2013, laquelle s'était déjà amorcée à la mi-2012. L'augmentation de la capacité d'interconnexion physique semble à première vue la bonne réaction pour réduire cet écart de prix. Néanmoins, la CREG estime qu'il convient également d'examiner si une capacité commerciale supérieure ne peut pas déjà être mise à disposition avec la capacité d'interconnexion physique existante, tant en *day-ahead* qu'en *intra-day*. Par ailleurs, Elia et certains autres gestionnaires de réseaux utilisent actuellement une limite d'importation totale qui réduit déjà régulièrement les importations commerciales. Pour Elia, cette limite d'importation s'élève à 3.500 MW. Cette limite d'importation totale pourrait empêcher

d'utiliser de la capacité d'interconnexion physique supplémentaire. La CREG examinera d'un œil critique la nécessité d'une limite d'importation et son niveau. Le gestionnaire du réseau doit en tous les cas communiquer de façon transparente avec le marché au sujet de cette limite.

246. Les volumes que le gestionnaire du réseau doit utiliser pour maintenir l'équilibre de réseau ont diminué pour la première fois depuis que la CREG les calcule (2007). Les prix de déséquilibre sont cependant plus volatiles d'année en année, ce qui indique que la valeur économique de la flexibilité augmente. Le gestionnaire du réseau devrait envisager le développement de produits d'équilibrage spécifiques pour le stockage que le marché peut souscrire.

↯ ↯ ↯ ↯

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



Andreas Tirez	Laurent Jacquet	Marie-Pierre Fauconnier
Directeur	Directeur	Présidente du Comité de direction

GLOSSAIRE

3ème paquet énergie : cet intitulé regroupe

- deux directives relatives aux marchés du gaz et de l'électricité ;
- deux règlements concernant les conditions d'accès aux réseaux du gaz naturel et les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité ;
- le règlement créant l'ACER.

Belpex *CIM*: Belpex *Continuous Intraday Market Segment,* un Segment de Marché du Belpex Spot Market où les Instruments sont négociés par appariement continu d'Ordres de prélèvement et d'Ordres de livraison, sans une Enchère d'ouverture et pour lequel la nomination des Contrats se fait conformément aux règles de Transfert d'Energie Interne *Intra-day* du Contrat ARP;

Belpex *DAM*: Belpex *Day-Ahead Market Segmen*t', un Segment de Marché du Belpex Spot Market où des Instruments pour lesquels la période de livraison concerne une heure précise de la journée suivant la Journée d'échange sont négociés par une Enchère suite à une phase d'accumulation d'Ordres et pour lequel la nomination des Contrats se fait conformément aux règles de Transfert d'Energie Interne *Day-Ahead* du Contrat ARP;

« **Belpex Spot Market** » : un marché entièrement électronique pour l'échange anonyme de blocs d'électricité, organisé et géré par Belpex conformément à l'Arrêté Royal et régi par ce Règlement de Marché. Le Belpex Spot Market est composé des Segments de Marché Belpex DAM et Belpex CIM;

Charge du réseau Elia est basée sur les injections d'énergie électrique dans le réseau Elia. Elle comprend la production nette des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau Elia soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau Elia est soustraite. Les (…) injections de la production décentralisée qui injectent de l'énergie à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas incluses dans la charge du réseau Elia. Le réseau Elia comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg. Cet indicateur offre une image de l'importance du marché belge. (source : Elia)

Consommation d'énergie en un point d'accès est l'énergie prélevée par la (les) charges raccordées en ce point d'accès (source : Elia).

Couplage de marché par les prix. Dans un système de couplage par les prix, chaque marché participant au couplage de marché fournit différentes données à un système de calcul coordonné : la capacité de transport disponible à chaque frontière pour chaque direction et pour chaque période; les courbes d'offre et de demande pour chaque période; les ordres multi horaires « en blocs » soumis par les parties prenantes sur le marché. Sur la base de ces informations, les bourses déterminent à l'aide d'un algorithme de calcul, pour chaque marché participant au couplage, le prix et la position nette pour chaque période Depuis l'introduction du couplage de marché par les prix, les prix entre les marchés varient uniquement lorsqu'il n'y a pas suffisamment de capacité d'interconnexion disponible entre deux marchés. Si une contrainte est présente à une frontière, cela signifie que la capacité de transport à la frontière est saturée, ce qui entraîne une rente de congestion.

Couplage de marché par les volumes Ce couplage a été réalisé entre la région CWE (BE, DE, FR, NL, LU) et la région nordique (NO, SE, DK, FI, ES) Dans ce cas, les capacités de transport disponibles à chaque frontière pour chaque direction et chaque période ainsi que les courbes d'exportation nette de chaque pays pour chaque période permettent, à l'aide d'un algorithme de calcul de la société EMCC de définir les flux sur les interconnections entre les zones couplées par les prix. Cette information est ensuite prise en compte par les bourses pour calculer les prix dans les différents marchés.

Degré d'utilisation d'une unité de production est l'énergie effectivement produite divisée par l'énergie que la centrale devrait produire à condition qu'elle produise pendant chaque heure de l'année à sa capacité maximale

Déséquilibre instantané du système (SI) est calculé en prenant la différence entre *l'Area Control Error* (ACE) et le volume de réglage net (NRV). Le déséquilibre du système (SI) s'obtient en neutralisant les services auxiliaires activés (NRV) – mis en œuvre par Elia pour la gestion de l'équilibre de la zone – de l'ACE

Energie injectée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance injectée en ce point d'accès (source : Elia).

*Exemple : l'énergie injectée pour une charge s'élevant, pour un quart d'heure donné, à 40 MW, à laquelle est associée une production, injectant 100 MW au cours du même quart d'heure est égale à : 15 MWh = max (0, 100 MW – 40 MW) * 15 minutes.*

Energie prélevée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance prélevée en ce point d'accès (source : Elia).
*Exemple : l'énergie prélevée pour une charge s'élevant, pour un quart d'heure donné, à 100 MW, à laquelle est associée une production locale, injectant 40 MW au cours du même quart d'heure est égale à : 15 MWh = max (0, 100 MW – 40 MW) * 15 minutes*[85].

EPEX SPOT est une bourse qui gère des marchés spot d'électricité en France, Allemagne, Autriche et Suisse.

IGCC « *International Grid Control Cooperation* »
La *Grid Control Cooperation* (ci-après « **GCC** ») est une coopération entre GRT allemands. Elle vise à optimiser la fourniture et l'activation du réglage secondaire automatique. Elle se base sur la constatation que les réglages des différentes zones de réglage allemandes agissent souvent dans les directions opposées. Elle tend à équilibrer entre ces zones de réglage le déploiement des réserves agissant en sens opposé, sous les conditions que les flux de puissance qui en résultent n'entravent pas l'accès au réseau et ne mettent pas en danger la sécurité du réseau.
La GCC se compose de quatre modules :

- Module 1 : Réduction des déploiements de réserve en sens opposés ;
- Module 2 : Support mutuel en cas de manque de réserve secondaire ;
- Module 3 : Coordination technique en matière de préqualification d'une unité ;
- Module 4 : Liste d'appel commune des zones de réglage allemandes.

La décision a été prise de laisser ouverte la possibilité de participation d'autres zones de réglage au module 1, ce qui est connu sous le nom d'**IGCC**. La Belgique a commencé à participer à l'IGCC en octobre 2012.

Month-ahead est le *Endex Power BE Month* qui représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("*end of day*") des contrats *month ahead* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du mois suivant), telle que publiée sur le site web **http://www.iceendex.com/.**

Nomination : un ensemble de données prévisionnelles liées à un point d'accès au réseau. Ces données permettent de définir les caractéristiques pour un jour J donné et, notamment, la quantité de puissance active par quart d'heure à injecter ou à prélever. Ces nominations sont fournies par l'ARP à Elia. La plupart des nominations sont remises en J-1 pour l'exploitation du réseau en jour J. (source : Elia).

NRV (Net Regulation Volume) soit le volume de réglage net instantané est calculé en prenant pour chaque moment la différence entre la somme des volumes de toutes les actions de réglage à la hausse et la somme des volumes de toutes les actions de réglage à la baisse y compris les échanges par le biais de l'International Grid Control Cooperation demandés par Elia dans le cadre du maintien de l'équilibre de la zone de réglage. Une valeur positive indique qu'il s'agit d'un signal de réglage net à la hausse.

Pouvoir calorifique : il en existe de deux types, à savoir
• le pouvoir calorifique supérieur (**PCS**) est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible. Cette énergie comprend la chaleur sensible, mais aussi la chaleur latente de vaporisation de l'eau, généralement produite par la combustion. Cette énergie peut être entièrement récupérée si la vapeur d'eau émise est condensée, c'est-à-dire si toute l'eau vaporisée se retrouve finalement sous forme liquide.
• le pouvoir calorifique inférieur (**PCI**) est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible sous forme de chaleur sensible, à l'exclusion de l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction.
La différence entre les deux pouvoirs calorifiques n'est pas négligeable. Le changement d'état (entre vapeur à 100 °C et eau à 100 °C) absorbe ou libère une quantité significative de chaleur.
Pour augmenter la température de 1 °C d'un litre d'eau, il faut 4.18 kJ. C'est la valeur de la chaleur spécifique de l'eau (4,18 kJ/kg/°C). L'énergie de vaporisation est l'énergie requise pour vaporiser une substance à sa température de vaporisation. L'énergie de vaporisation de l'eau est d'environ 540 calories par gramme, soit 2250 J/g (cette énergie dépend de la température et de la pression). Ceci signifie que pour chauffer un litre d'eau de 0°C à 100°C (418 kJ), il faut 5 fois moins d'énergie que pour vaporiser un litre d'eau à 100°C (2250 kJ).

[85] Voir tarifs Elia 2013 pour l'utilisation du réseau et des services auxiliaires.

Puissance injectée, en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (des) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (des) charge(s) associée(s) à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance injectée est nulle (source : Elia).

Puissance prélevée, en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (des) charges raccordées en ce point d'accès et la puissance injectée par la (des) production(s) locale(s) associée(s) à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée est nulle (source : Elia).

Quarter-ahead est le *Endex Power BE Month* qui représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("*end of day*") des contrats *quarter ahead* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours du trimestre suivant), telle que publiée sur le site web **http://www.iceendex.com/.**

Réserve secondaire (R2) est une réserve activée automatiquement et continuellement, tant à la hausse qu'à la baisse. Elle intervient rapidement (de 30 seconde à 15 minutes) et restera active le temps nécessaire. Cette réserve règle les déséquilibres courants et a pour finalités de rétablir de manière continue l'équilibre au sein de la zone de réglage d'Elia et de régler de manière continue les variations de fréquences.

Réserve tertiaire (R3) est une réserve de puissance que certains producteurs ou industriels mettent à la disposition d'Elia. Elle permet de faire face à un déséquilibre important ou systémique de la zone de réglage, de compenser une variation de fréquence importante, de résoudre des problèmes importants de congestion. Cette réserve est mobilisée manuellement.

Résilience de marché indique la sensibilité au prix suite à une augmentation de l'offre ou de la demande sur le marché.

Spread*:* explique l'écart entre le prix de marché de l'électricité et son coût variable de court terme estimé sur base des prix de marché du combustible, c'est-à-dire une approximation de la marge brute à très court terme ;

si le CO_2 devient une composante additionnelle du coût variable, il s'agira de *clean spread* ;

si la détermination du *spread* est calculée pour produire avec :

une centrale de charbon, il s'agira du *dark spread* et,

une centrale au gaz, il sera question du *spark spread*.

Year-ahead est le *Endex Power BE Calendar* qui représente la moyenne arithmétique exprimée en EUR/MWh des prix de référence fixés à la fin du jour ("*end of day*") des contrats *calendar* (contrats pour la fourniture physique d'électricité sur le réseau haute tension belge au cours de l'année calendrier suivante), telle que publiée sur le site web **http://www.iceendex.com/.**

Zone de réglage Elia est la zone électrique pour laquelle Elia doit maintenir l'équilibre global entre l'offre et la demande d'électricité. Pour ce faire, Elia dispose de plusieurs moyens, parmi lesquels les réserves secondaire et tertiaire ainsi que les accords de réserve passées avec des gestionnaires de réseaux voisins. La zone de réglage Elia couvre la Belgique et une partie du Grand-duché de Luxembourg (réseau Sotel).

LISTE DES ABREVIATIONS

AFCN	Agence fédérale de Contrôle nucléaire
ACER	agence de coopération des régulateurs de l'énergie opérationnelle depuis le 3 mars 2011
APX	*Amsterdam Power Exchange*
APX-ENDEX	à présent indice ICE - ENDEX *Intercontinental Exchange*
ARP	Access Responsible Party, la partie responsable d'accès qui a conclu un contrat ARP avec le GRT Elia
ATC	Available Transfer Capacity'
BE	Belgique
CASC	*Capacity Allocating Service Company,* à savoir une plateforme d'allocation d'enchères des capacités frontalières de transmission des régions CWE et CSE, le nord de la Suisse et partiellement de la Scandinavie
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (TGV en Français)
CEE	*Central East Europe* : région d'Europe du Centre-Est
CEER	conseil des régulateurs européens de l'énergie créée en 2000
CIM	*continuous intraday market*
CSE	Région d'Europe du Centre-Sud regroupant l'Allemagne, l'Autriche, la France, la Grèce, l'Italie et la Slovénie
CWE	*Central West Europe* : région d'Europe du Centre-Ouest regroupant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas constituée le 9 novembre 2010
DAM	Day-ahead market
EEX	European Energy Exchange
ENTSO	réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport
ERGEG	groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz
EUPHEMIA	« *Pan-European Hybrid Electricity market integration algorithm* », algorithme choisi pour l'initiative PCR
FR	France
FMGC	*Flow-based market coupling*
DE	Allemagne
GME	*Gestore Mercati Energetici,* opérateur de marché espagnol pour l'électricité et le gaz
GRT	gestionnaire du réseau de transport
HHI	Herfindahl-Hirschman Index : mesure de concentration du marché
ICH	clients interruptibles
IRM	Institut royal météorologique
IGCC	*International Grid Control Cooperation*
ITVC	*Interim Tight Volume Coupling*

M€ million d'euros

NL Pays-Bas

NTC Net Transfer Capacity

NWE *North West Europe* **:** région de l'Europe du Nord-Ouest qui regroupe l'Allemagne/Autriche, le Benelux, le Danemark, l'Estonie, la Finlande, la France, la Grande-Bretagne, la Lettonie, la Lithuanie, la Norvège, la Pologne et la Suède.

OMIE OMI-Polo Español S.A. opérateur de marché espagnol pour l'électricité et le gaz

OTC *Over-the-counter* ou *off-exchange*

OTE Opérateur de marché tchèque pour l'électricité et le gaz

PCI Pouvoir calorifique inférieur (voir aussi glossaire)

PCR *Price Coupling of Regions*, une initiative de 7 bourses européennes afin de développer un algorithme unique pour calculer un unique prix de couplage en Europe et pour améliorer l'efficience des allocations de capacités d'interconnexion aux frontières sur une base *day-ahead*.

PCS Pouvoir calorifique supérieur (voir aussi glossaire)

PV Panneaux photovoltaïques

SER - EnR Sources d'énergie renouvelables

SWE *South West Europe* : région d'Europe du Sud-Ouest

TGV Turbine Gaz-Vapeur

TLC *Trilateral Market Coupling* c'est-à-dire le couplage trilatéral des marchés belge (Belpex), français (Powernext) et néerlandais (APX) de l'électricité constitué le 21 novembre 2006 avec les GRT TenneT, Elia et RTE.

UIOSI Use-It-Or-Sell-It

Unités

GW	gigawatt correspond à 1 milliard de watts
kV	kilovolt
mHz	milihertz, unité de fréquence
MW	mégawatt correspond à 1 million de watts
MWh	mégawatt-heure correspond à 3,6 milliards de mégajoules
TW	térawatt correspond à mille milliards de watts
W	Watt, unité de mesure de puissance dérivée du système international d'unités qui mesure le taux de conversion électrique

LISTE DES TRAVAUX CITES

a. Avis (A) 051208-CDC-496 du 8 décembre 2005 relatif au projet de règlement de marché introduit par l'entreprise Belpex
b. Etude (F)080117-CDC-742 du 17 janvier 2008 relative au Belpex *Day-Ahead Market* et à l'utilisation de la capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas en 2007
c. Etude (F)080515-CDC-768 du 15 mai 2008 sur la cotisation fédérale en vue de la compensation de la perte de revenus des communes résultant de la libéralisation du marché de l'électricité
d. Etude (F)090223-CDC-827 du 23 février 2009 relative au *Day-Ahead Market Segment* de Belpex, au *Continuous Intraday Market Segment* et à l'utilisation de la capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas en 2008
e. Etude (F)100218-CDC-947 du 18 février 2010 relative au marché belge à court terme d'électricité Belpex et à l'utilisation de la capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas en 2009
f. Etude (F)111013-CDC-1113 du 13 octobre 2011 relative à la capacité de production d'électricité installée en Belgique en 2010 et son évolution
g. Etude (F) 110428-CDC-1014 du 28 avril 2011 de la CREG sur l'impact du câble NorNed sur les prix *Day-Ahead* d'électricité aux Pays-Bas, en Allemagne et en Belgique.
h. Etude (F)110331-CDC-1050 du 31 mars 2011 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité – rapport de suivi 2010
i. Etude (F)110203-CDC-1036 du 3 février 2011 de la CREG relative à l'analyse du concept des *spreads*
j. Etude (F)110908-CDC-1098 du 8 septembre 2011 relative au mécanisme de formation des prix négatifs de l'électricité en Allemagne
k. Etude (F)111208-CDC-1129 du 8 décembre 2011 de la CREG relative à la relation entre la capacité d'interconnexion physique et commerciale aux frontières électriques belges
l. RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2012, p. 13
m. Etude (F)120801-CDC-1167 du 1er août 2012 de la CREG relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et en électricité par les températures les plus faibles enregistrées depuis la libéralisation des marchés (février 2012)
n. Décision (B)130926-CDC-1270 du 26 septembre 2013 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la "mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest)
o. Etude (F)130530-CDC-1247 du 30 mai 2013 relative aux fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012
p. Belpex *monthly report June* 2013
q. CASC: communication: *Outcome of the CWE FB MC Survey - Project answers to Market Participants' concerns and questions*
r. "Summary Results – Elia Febeliec EnergyVille Demand Response Survey" – Novembre 2013

LISTE DES FIGURES

figure 1 : Part d'Electrabel dans le parc nucléaire belge 13
figure 2 : Production nominée totale mensuelle des 7 centrales nucléaires par année (TWh) 14
figure 3 : Energie nominée totale en *day-ahead* des TGV de la zone de réglage Elia, par mois, ainsi qu'une indication du volume minimum moyen devant être nominé pour les réserves secondaires (ligne bleue). 17
figure 4 : Mises hors service annoncées cumulées 18
figure 5 : Profil mensuel de la production nominée totale des 8 TGV installées entre 2007-2013 dans la zone de réglage Elia (TWh) 19
figure 6 : Energie électrique générée mensuellement par les unités de production selon le type de combustible utilisé entre 2007 et 2013 22
figure 7 : Production des unités de Vilvoorde, Knippegroen et Marcinelle Energie et écart total entre la somme de leurs nominations et leurs productions réelles 25
figure 8 : Conséquences du déclenchement successif des productions des unités de Vilvoorde, Knippegroen et Marcinelle Energie et activation de la réserve tertiaire par ELIA 26
figure 9 : moyennes mensuelles de la somme des puissances en indisponibilité planifiée pour raison de maintenance: 27
figure 10 : Production *offshore* belge le 28 octobre 2013 28
figure 11 : Monotones de consommation électrique des années 2007 à 2013 dans la zone de réglage d'Elia 30
figure 12 : Evolution des puissances moyennes et maximales d'électricité (MW) dans la zone de réglage Elia et leurs courbes de tendance pour la période 2007-2013 31
figure 13 : Evolution des niveaux de prélèvement classés au sein de la zone d'Elia (MW) pour 2007-2013 (pour le ¼ heure le plus élevé, l'heure 100, l'heure 200 et l'heure 400), ainsi que leur courbe de tendance. 32
figure 14 : Consommation mensuelle moyenne dans la zone de réglage Elia entre 2007 et 2013 33
figure 15 : Evolution des températures mensuelles (barres bleues), leur écart (barres rouges) par rapport à la norme saisonnière (ordonnée de droite - °C) et la consommation électrique (ordonnée de gauche – MWh – ligne violette) 36
figure 16 : Prélèvement moyen d'électricité par quart horaire dans la zone Elia pour les années 2007 à 2013 (MW) 39
figure 17 : Variabilité annuelle moyenne du prélèvement d'électricité au cours d'une journée (« Av D-Stdev » – ligne bleue), la différence entre deux journées consécutives (« StdDev of DvD-1 » – ligne rouge) et, sur l'axe de droite, la différence entre deux quarts d'heure consécutifs (« Stdev of QtoQ » – ligne verte) (en MW). Les ordonnées de gauche et de droite commencent respectivement à 600 MW et à 110 MW. 40
figure 18 : Estimation de la production quart horaire moyenne, maximale et minimale par les panneaux solaires installés (MW) entre 2011 et 2013. 41
figure 19 : Evolution de la production mensuelle maximale, moyenne et minimale à la treizième heure du jour 42
figure 20 : Ecart-Type par quart horaire du prélèvement sur le réseau dans la zone de réglage Elia (MW) entre 2007-2013. L'ordonnée commence à 700 MW. 43
figure 21 : Ecart-type de la différence de prélèvement d'électricité entre deux quarts d'heure consécutifs (MW). L'ordonnée commence à 60 MW. 44
figure 22 : Evolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* et *onshore* raccordée au réseau Elia entre 2007 et 2013 45
figure 23 : Production nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* raccordée au réseau Elia entre 2007 et 2013 46
figure 24 : Représentation du projet PCR 49
figure 25 : Evolution de la convergence mensuelle des prix sur le marché *day-ahead* dans la région CWE entre 2007 et 2013 dans le cas où le différentiel de prix est ≤ 1 euro/MWh 54
figure 26 : Prix moyens mensuels *day-ahead* sur les quatre bourses de la région CWE pour la période 2007-2013 55
figure 27 : Prix de l'électricité par heure pour la journée du 16 juin 2013 pour les pays de la région CWE 58
figure 28 : Prix par heure dans la zone CWE pendant les 4 derniers dimanches précédant le 16 juin 2013 ainsi que le dimanche 16 juin 2013 ainsi que les exportations belges via le marché DAM 59
figure 29 : Production prévue des installations nucléaires, gazières et éoliennes, ainsi que le *load* prévu par Elia pour les dimanches 19 mai, 26 mai, 2 juin, 9 juin et 16 juin 2013 60
figure 30 : Volume d'offres de vente selon certains intervalles de prix (négatifs) 61
figure 31 : Flux physique en temps réel à la frontière belgo-néerlandaise pour 5 dimanches 62
figures 32 : Prix par heure (ATC, flow-based).pour le 16 juin 2013 63
figure 33 : Exportations supplémentaires en *flow-based* par rapport à l'ATC (si positif : plus d'exportations sous FB ; si négatif : plus d'importations sous FB) 63
figure 34 : Volatilité du prix Belpex DAM selon trois statistiques : 64
figure 35 : Volumes achetés ('Achat'), vendus ('Vente') et négociés ('Négoce') sur le Belpex DAM – en moyenne par heure (MWh) entre 2007 et 2013 66
figure 36 : Evolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché des achats en 2007-2013. Les histogrammes indiquent le volume (TWh) sur l'ordonnée de gauche tandis que la ligne noire représente l'importance relative (%) du top 3 sur l'ordonnée de droite. 68

figure 37 : Evolution des parts de marché sur le Belpex DAM pour le marché de la vente en 2007-2013. Les histogrammes indiquent le volume (TWh) sur l'ordonnée de gauche tandis que la ligne noire représente l'importance relative (%) du top 3 sur l'ordonnée de droite. 69
figure 38 : Résilience moyenne du marché sur le Belpex DAM pour les années 70
figure 39 : Résilience moyenne mensuelle du marché sur le Belpex DAM pour la période 2007-2013 (€/MWh) .. 71
figure 40 : Volume des offres d'achat à 3.000 €/MWh (*buyLimit*) – total par mois en MWh ; la zone grise est la période de l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2 73
figures 41 : Comportement de l'offre sur le Belpex DAM :*Buy Block, Buy Limit, Sell Block* et *Sell Limit* (GWh) 74
figures 42 : Profil journalier moyen de l'offre sur le Belpex DAM :*Buy Block, Buy Limit, Sell Block* et *Sell Limit* (MW) 76
figure 43 : Nombre de jours sans solution par mois pour l'année 2013 77
figure 44 : Surplus du consommateur et du producteur, rente de congestion et bien-être global mensuel 78
figure 45 : Prix moyens horaire par trimestre (Q) et par semestre (S) pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas (€/MWh) 79
figure 46 : Prix moyen mensuel pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas 80
figure 47 : Ecart type des prix par trimestre (Q) et semestre (S) pour le système ATC et *flow-based* pour la Belgique, l'Allemagne, la France et les Pays-Bas (€/MWh) 81
figure 48 : Effet du couplage de marché *flow-based* sur la convergence des prix du marché par trimestre (Q) et par semestre (S) 82
figure 49 : Prix mensuels moyens par mois de transaction de 4 contrats-type entre 2007 et 2013 (€/MWh) 87
figure 50 : Prix mensuels moyens par mois de fourniture de 4 contrats type (€/MWh) entre 2007 et 2013 88
figure 51 : Prix mensuels moyens par mois de transaction pour la fourniture *Year-ahead* en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne (€/MWh) entre 2007 et 2013 91
figure 52 : Coût de production pour un profil *baseload* pour l'année calendrier suivante 93
figure 53 : Moyenne mensuelle de la capacité d'interconnexion commerciale totale disponible aux frontières de la Belgique avec les Pays-Bas et la France (MW) 99
figure 54 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la France vers la Belgique entre 2007 et 2013 103
figure 55 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la Belgique vers la France entre 2007 et 2013 104
figure 56 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis les Pays-Bas vers la Belgique entre 2007 et 2013 105
figure 57 : Résultats d'enchère de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la Belgique vers les Pays-Bas entre 2007 et 2013 106
figure 58 : Flux physiques nets à la frontière Belgique-France (MW) 107
figure 59 : Flux physiques nets à la frontière belgo-néerlandaise (MW) 108
figure 60 : Flux d'exportation et d'importation physiques nets pour la Belgique (MW) 109
figure 61 : Utilisation de la capacité d'interconnexion à la frontière belgo-française, dans les deux sens (MWh/heure) 112
figure 62 : Utilisation de la capacité d'interconnexion à la frontière belgo-néerlandaise, dans les deux sens (MWh/heure) 113
figure 63 : Utilisation des capacités d'interconnexion pour les importations et les exportations (MWh/h) de 2007 à 2013 116
figure 64 : Utilisation de capacité d'interconnexion pour le transit (MWh/heure) 118
figure 65 : Echange moyen d'énergie par le biais du marché *day-ahead* dans la région CWE (MWh/h) 120
figure 66 : Nombre d'heures par mois pendant lequel une différence de prix entre deux zones de prix voisines est observée et pendant lequel le flux physique en temps réel évolue dans le sens opposé au flux commercial *day-ahead* saturé entre 2007 et 2013 122
figure 67 : Flux physiques (MW) de l'interconnexion Pays-Bas – Belgique par rapport à la différence de prix (€/MWh) en2013. 124
figure 68 : Exportation moyenne en *day-ahead* sur une base journalière par rapport à la capacité de production nucléaire nominée moyenne, ainsi que leur courbe de tendance, réparties sur trois périodes ; janvier 2007-mai 2012 (orange), juin-juin 2013 (rouge) et l'année 2013 (verte). La ligne noire représente les valeurs moyennes par tranche de 500 MW de capacité nucléaire. Les deux axes sont exprimés en MWh/h. 126
figure 69 : Nomination moyenne en *day-ahead* sur une base journalière des TGV par rapport à la capacité de production nucléaire nominée moyenne, ainsi que leur courbe de tendance, réparties selon trois périodes janvier 2007-mai 2012 (orange), juin 2012- juin 2013 (rouge) et année 2013 (verte). Les deux axes sont en MWh/h. 127
figure 70 : Rentes de congestion annuelles sur une base journalière pour les quatre interconnexions (€ millions) 129
figure 71 : Tarifs de déséquilibre moyens annuels, pour un déséquilibre négatif (« *Neg. Imbalance Tariff* ») et un déséquilibre positif (« *Pos. Imbalance Tariff* »), pour la période allant de 2007 à 2013 dans la zone de réglage Elia, ainsi que le prix moyen sur le Belpex DAM (€/MWh) 131
figure 72 : Déviation standard annuelle du tarif pour les déséquilibres négatifs (« *Neg. imbal. tariff* ») et positifs («*Pos. imbal. tariff*») dans la zone de réglage Elia, ainsi que du prix du marché *day-ahead* de Belpex (« *Belpex DAM price* ») pour la période allant de 2007 à 2013 132

figure 73 : Puissance de réglage nette annuelle moyenne que le gestionnaire de réseau utilise afin de maintenir l'équilibre dans sa zone de réglage (MWh/h), mesurée conformément à la puissance de réglage nette moyenne (« NRV »), la puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV *when* > 0 »), lorsqu'elle est négative (« NRV *when* < 0 ») et la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) »). 135
figure 74 : Nombre de quarts d'heure par mois avec un prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif < -100 €/MWh (axe de droite), la puissance de réglage totale pendant ces heures (MWh) et la puissance de réglage totale pendant le mois concerné(MWh) pour la période 2012-2013 136
figure 75 : Profil journalier du nombre de quarts d'heure pendant lequel le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est inférieur ou égal à -100 €/MWh de juin à décembre en 2013..... 137
figure 76 : Puissance de réglage nette moyenne (NRV) par quart d'heure que le gestionnaire du réseau utilise pour maintenir l'équilibre dans la zone de réglage entre 2007 et 2013. 138
figure 77 : Courbes triées des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse (gauche) et à la baisse (droite) sur une base journalière au cours de la période 2007-2013..... 139
figure 78 : Sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2013 (MWh)..... 142
figure 79: Activation des sources de compensation du déséquilibre pendant la période 2007-2013 (MWh), y compris la participation à l'IGCC 143
figure 80: Activation des sources de compensation du déséquilibre pendant la période 2007-2013, y compris la participation à l'IGCC (% du total activé) 144
figure 81 : Nombre de quarts d'heure pendant lequel R2 fournit plus de 140 MW de puissance de réglage (à la hausse et à la baisse) pour la période 2007-2013..... 145

LISTE DES TABLEAUX

tableau 1 : Bilan énergétique du réseau Elia de 2007 à 2013 (GWh) 4
tableau 2 : Ventilation des puissances maximales des centrales nucléaires entre leurs propriétaires (Electrabel et EDF) et / ou bénéficiaires de droits de tirage dont E.ON au 31 décembre 2013 12
tableau 3 : 11 plus grandes centrales TGV (+/- 400 MW) 16
tableau 4 : Production nominée moyenne des TGV dans la zone Elia 18
tableau 5 : Parts de marché de la capacité de production par type de combustible 20
tableau 6 : Parts de marché de l'énergie produite par type de combustible 20
tableau 7 : Parts de marché de gros des acteurs du marché dans la capacité de production d'électricité 22
tableau 8 : Parts de marché de gros des acteurs du marché dans l'énergie produite 23
tableau 9 : Consommation annuelle dans la zone de réglage Elia entre 2007 et 2013 et température moyenne annuelle entre 2007 et 2013 34
tableau 10 : Aperçu de la puissance nominale des parcs 45
tableau 11 : Ecart de prévision sur une base journalière (positif, si les prévisions > consommation réelle) 47
tableau 12 : Convergence des prix entre marchés 53
tableau 13 : Nombre d'heures de production par tranche tarifaire entre 2007 et 2013 56
tableau 14 : Statistiques sur l'occurrence des prix négatifs en Allemagne sur le marché DAM entre 2007 et 2013 57
tableau 15 : Prix moyens du 16 juin dans la région CWE 62
tableau 16 : Volumes traités sur le Belpex DAM (TWh) 65
tableau 17 : Valeur des contrats 67
tableau 18 : Type des erreurs du système *flow-based* et leur répartition par jour et par mois 78
tableau 19 : Prix moyens horaire par trimestre (Q) et par semestre (S) pour le système ATC 79
tableau 20 : Ecart-type du prix horaire par trimestre (Q) et par semestre (S) pour le système 81
tableau 21 : Volumes et prix négociés pour le marché *intra-day* entre 2007 et 2013 85
tableau 22 : Corrélations entre les contrats *day-ahead,* 87
tableau 23 : Prix de fourniture annuel moyen pour 4 contrats type entre 2007 et 2013 89
tableau 24 : Prix *Year-ahead* annuels moyens pour la Belgique, les Pays-Bas, la France 92
tableau 25 : Capacité commerciale moyenne horaire disponible (MW) d'interconnexion 97
tableau 26 : Capacité annuelle mise aux enchères ('cap' en MW), le prix unitaire payé (€/MWh) et le revenu des enchères (€million) 101
tableau 27 : Capacité commerciale moyenne disponible et nominations à la frontière belgo-française 112
tableau 28 : Capacité commerciale moyenne disponible et nominations à la frontière belgo-néerlandaise entre 2007 et 2013 113
tableau 29 : Exportation (+) commerciale nette par 114
tableau 30 : Nominations commerciales totales (TWh) et moyennes (MWh/h) aux frontières de la zone de réglage Elia entre 2007 et 2013 116
tableau 31 : Transit commercial moyen entre la France et les 118
tableau 32 : Echange net moyen d'énergie par 120
tableau 33 : Sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2013 (MWh) 142
tableau 34 : Statistiques relatives à l'activation de clients interruptibles (ICH) pour la période 2007-2013 146