

3. Le marché de l'électricité

3.1. Régulation

3.1.1. La production d'électricité

3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité

- **Le cadre réglementaire**

Suite à l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi électricité, l'arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité doit encore être revu. Dans l'attente, la direction générale de l'Énergie instruit les nouveaux dossiers de demande et la CREG formule des avis sur la base de l'arrêté royal du 11 octobre 2000 en vigueur.

- **Les demandes introduites auprès de la CREG**

En 2015, la CREG a rendu quatre avis, tous positifs, en matière d'autorisation de production d'électricité.

Les avis rendus par la CREG concernaient des demandes d'octroi d'autorisation pour :

- l'établissement par WIND AAN DE STROOM 2013 d'un parc de quatorze éoliennes d'une puissance totale de 42 MWe sur le territoire de la commune de Beveren (Kallo)¹². L'autorisation de production a été attribuée à la SA WIND AAN DE STROOM 2013 par arrêté ministériel du 3 août 2015 (Moniteur belge du 11 août 2015) ;
- l'établissement par EDF LUMINUS d'un parc de treize éoliennes d'une puissance totale de 41,6 MWe sur le territoire des communes de Villers-le-Bouillet, Wanze et Verlaine¹³ ;

- l'établissement par BEE POWER GENT d'une installation de production d'électricité de type centrale biomasse d'une puissance totale de 215 MWe sur le territoire de la commune de Gand¹⁴ ;

- l'établissement par DILS-ENERGIE d'une installation de production d'électricité de type turbine à cycle combiné gaz-vapeur (TGV) d'une puissance totale de 920 MWe sur le territoire de la commune de Dilsen-Stokkem (Rotem)¹⁵.

ELECTRABEL s'est également vu octroyer, par arrêté ministériel du 28 avril 2015, une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité de type parc éolien d'une puissance de 38,04 MWe située sur le territoire des communes de Neufchâteau et Légglise (Moniteur belge du 18 mai 2015). La CREG avait rendu un avis positif en 2014.

Il n'y a pas eu en 2015 de notification de changement de contrôle de l'actionariat de titulaires d'une autorisation de production.

- **Exemptions**

L'établissement de nouvelles installations de production belges comportant une puissance nette développable inférieure ou égale à 25 MWe est exempté de l'autorisation individuelle préalable visée par l'arrêté royal du 11 octobre 2000 précité, mais est soumis à une obligation de déclaration préalable à la CREG ainsi qu'au ministre fédéral de l'Énergie ou à son délégué. En 2015, la CREG a reçu trente-sept déclarations de ce type.

3.1.1.2. La production d'énergie en mer du Nord

A. Les concessions domaniales pour l'énergie éolienne offshore

- **Le cadre réglementaire**

Conformément à l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, les demandes de concession domaniale en vue de la construction et de l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction sont adressées au délégué du ministre de l'Énergie. Ce dernier transmet la demande aux administrations concernées et à la CREG qui évaluent le dossier technique de la demande et rendent un avis. Il transmet ensuite, après consultation du gestionnaire de réseau de transport, sa proposition d'octroi ou de refus d'une concession domaniale au ministre.

- **Les demandes introduites auprès de la CREG**

Le 28 mai 2015, la CREG a rendu un avis¹⁶ à la direction générale de l'Énergie concernant la demande de la SA NORTHER relative à des modifications de la concession domaniale qui lui avait été octroyée. La demande de NORTHER portait sur deux aspects, à savoir un report de la constitution de la provision de démantèlement et une optimisation de la concession domaniale comportant notamment une extension du périmètre. La CREG n'émet pas d'objection s'agissant du

12 Avis (A)150618-CDC-1426 relatif à l'octroi d'autorisations individuelles pour la construction d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Beveren par la SA WIND AAN DE STROOM 2013.

13 Avis (A)150717-CDC-1438 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Villers-le-Bouillet, Wanze et Verlaine par la SA EDF LUMINUS.

14 Avis (A)151022-CDC-1452 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour la construction d'une installation de production d'électricité (biomasse) à Gand par la SA BEE POWER GENT.

15 Avis (A)151120-CDC-1475 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle pour la construction d'une installation de production d'électricité (TGV) à Dilsen-Stokkem par la SA DILS-ENERGIE.

16 Avis (A)150528-CDC-1421 relatif aux demandes de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la SA NORTHER par arrêté ministériel du 5 octobre 2009.

premier aspect. S'agissant du second, la CREG estime que la procédure adéquate n'a pas été suivie.¹⁷

Le 29 octobre 2015, la CREG a rendu un avis¹⁸ à la direction générale de l'Énergie concernant la demande de la SA RENDEL relative à la concession domaniale qui lui a été cédée par la société commerciale momentanée RENDEL. La demande de RENDEL portait sur deux aspects, à savoir un report de la constitution de la provision de démantèlement et une adaptation du montant de la provision de démantèlement à constituer. La CREG n'émet pas d'objection s'agissant du premier aspect. S'agissant du second, la CREG estime que la réduction de la provision de démantèlement proposée par RENDEL n'était pas acceptable. La CREG accepte toutefois la proposition alternative de la direction générale de l'Énergie, pour autant qu'elle ne soit pas liée à un nombre précis d'éoliennes. L'arrêté ministériel du 4 juin 2009 portant octroi à la SA RENDEL d'une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins (Zuidwest-Schaar entre le Thorntonbank et le Lodewijkbank) a été modifié par arrêté ministériel du 24 décembre 2015 (Moniteur belge du 14 janvier 2016).¹⁹

B. Le stockage d'énergie hydroélectrique

• Le cadre réglementaire

L'arrêté royal du 8 mai 2014 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sur lesquels la

Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer (Moniteur belge du 6 juin 2014), octroie à la CREG une compétence d'avis portant sur l'évaluation du dossier technique constitué au sujet de la demande de concession domaniale. Cet avis peut proposer l'imposition de conditions techniques. La CREG reçoit également une compétence d'avis en ce qui concerne toute demande de vente, de cession totale ou partielle, de partage et de location de la concession domaniale mais également en cas d'échéance ou de retrait par suite de déchéance ou de renonciation.

• Les demandes introduites auprès de la CREG

Le 2 février 2015, la CREG a rendu un avis²⁰ à la direction générale de l'Énergie concernant la demande de la société commerciale momentanée iLAND d'obtention d'une concession domaniale pour la construction d'une installation de stockage d'énergie hydroélectrique (atoll énergétique) sur le Wenduinebank en mer du Nord. La CREG a conclu, dans le cadre de ses compétences, que les qualités technique et économique du projet proposé étaient problématiques. Sur la base des hypothèses que le demandeur a avancées dans son dossier de demande, la CREG a en effet formulé des questions quant à la faisabilité technico-économique du projet.

C. Les certificats verts

• Le cadre réglementaire

Les modalités d'exécution de la cession partielle à la SA NOBELWIND de la concession domaniale octroyée à la SA BELWIND par l'arrêté ministériel du 5 juin 2007 pour

la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir du vent dans les espaces marins (Bligh Bank) et de modification de cette concession domaniale ont été fixées par arrêté ministériel du 11 septembre 2015 (Moniteur belge du 23 septembre 2015).

• Les demandes introduites auprès de la CREG

En septembre 2015, la CREG a reçu une demande de la SA BELWIND en vue de l'octroi de certificats verts pour la turbine de démonstration d'ALSTOM (Haliade 150 de 6 MW). En décembre 2015, la CREG a rendu une décision finale²¹ favorable dans ce cadre.

En octobre 2015, la CREG a approuvé²² la convention portant cession partielle de la SA BELWIND à la SA NOBELWIND des droits et obligations découlant du contrat conclu entre la SA ELIA et la SA BELWIND pour l'achat de certificats verts.

• Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore et de l'électricité verte produite

La puissance installée totale d'éoliennes offshore a augmenté de 6 MW en 2015, pour atteindre un total de 713,1 MW. Cette hausse résulte de la mise en service par BELWIND en août 2015 de la turbine de test Haliade 150 – 6 MW (ex ALSTOM, désormais GENERAL ELECTRIC).

Le tableau 1 offre un aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore dont le *financial close* a été conclu avant la fin 2015.

17 La concession domaniale octroyée le 5 octobre 2009 à la SA NORTHER a été modifiée par arrêté ministériel du 18 septembre 2015 (Moniteur belge du 9 novembre 2015).

18 Avis (A)151029-CDC-1471 relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la SA RENDEL (anciennement société commerciale momentanée RENDEL) par arrêté ministériel du 4 juin 2009.

19 Plus tôt dans l'année, l'arrêté ministériel du 4 juin 2009 mentionné avait déjà fait l'objet d'une modification (Moniteur belge du 26 mai 2015). La CREG avait remis un avis dans ce cadre le 11 juillet 2013.

20 Avis (A)150202-CDC-1400 relatif à la demande d'octroi d'une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, soumise par la société commerciale momentanée iLAND.

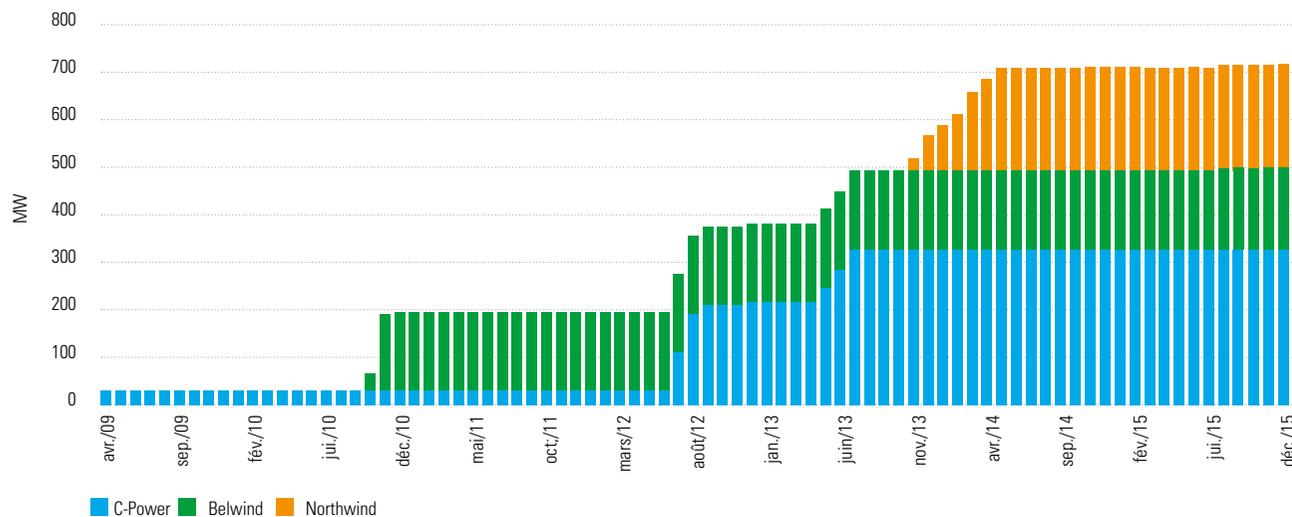
21 Décision finale (B)151210-CDC-1478 relative à la demande de BELWIND d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par l'éolienne L01.

22 Décision finale (B)151015-CDC-1464 relative à la demande d'approbation de la convention comportant cession partielle de la SA BELWIND à la SA NOBELWIND des droits et obligations découlant du contrat conclu le 23 juin 2008 entre la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et la SA BELWIND pour l'achat de certificats verts.

Tableau 1 : Puissance nominale des parcs éoliens *offshore* existants et en construction en 2015 (Source : CREG)

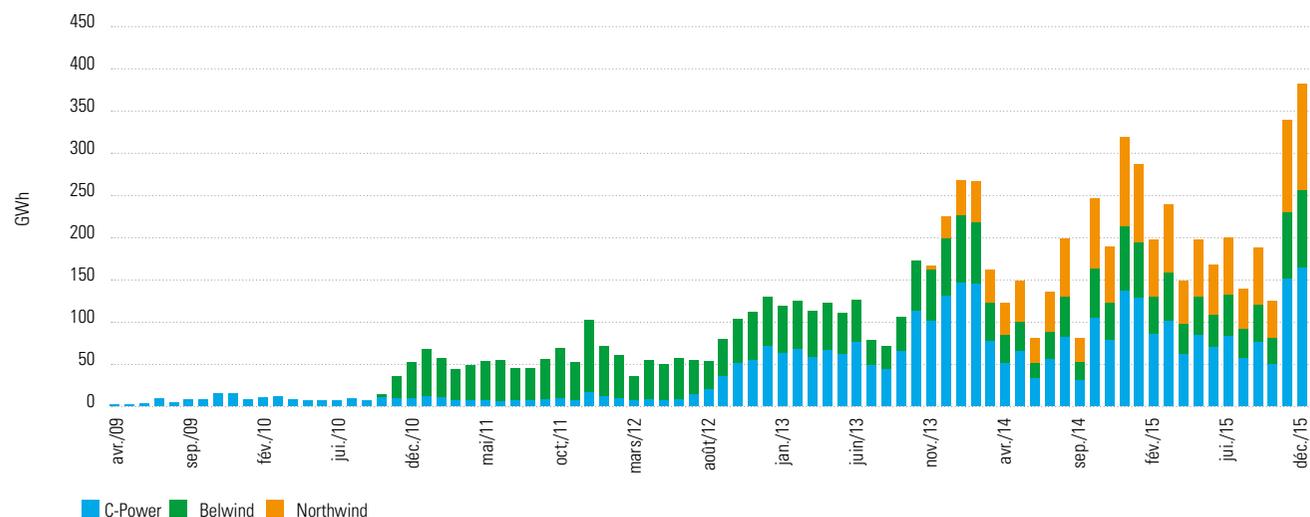
Nom du parc	Capacité début 2015	Capacité fin 2015
BELWIND	165,0 MW	171,0 MW
C-POWER	326,1 MW	326,1 MW
NORTHWIND	216,0 MW	216,0 MW
Total	707,1 MW	713,1 MW

L'évolution de la puissance installée d'éoliennes *offshore* depuis avril 2009 est illustrée à la figure 1.

Figure 1 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* entre avril 2009 et décembre 2015 (Source : CREG)

En 2015, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 2.533 GWh dans le réseau de transport. La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes *offshore* certifiées s'élevait à 2.612 GWh pour l'année 2015, ce qui représente une augmentation de près de 18% par rapport à la production nette en 2014 (2.221 GWh). La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 2. Le *load factor* moyen en 2015 (la production divisée par la capacité installée) varie de minimum 24% en octobre à maximum 72% en décembre. Le *load factor* varie également de manière significative entre les différents parcs éoliens (39% pour C-POWER, 42% pour BELWIND sans la turbine éolienne Haliade et 46% pour NORTHWIND).

La CREG octroie un certificat vert par MWh produit net. En 2015, la CREG a octroyé aux trois parcs éoliens *offshore* opérationnels un volume de certificats verts d'une valeur de 272.807.071 euros.

Figure 2 : Production nette d'électricité verte *offshore* par parc sur une base mensuelle en 2015 (Source : CREG)

D. Les garanties d'origine

La CREG gère une banque de données de garanties d'origine qui est devenue pleinement opérationnelle en 2015. Il s'agit d'une plate-forme électronique qui permet d'octroyer et d'échanger des garanties d'origine. Les garanties octroyées par la CREG portent sur l'électricité renouvelable produite dans l'espace marin belge. Étant donné qu'aucun fournisseur ou consommateur n'est actif dans l'espace marin belge, les garanties d'origine fédérales ne peuvent être utilisées « localement » pour fournir des informations aux consommateurs, mais doivent être utilisées ailleurs.

Les producteurs d'énergie éolienne *offshore* se sont enregistrés comme titulaires de compte et ont demandé les

garanties d'origine auxquelles ils avaient droit conformément à la réglementation. Dans une première phase, les garanties octroyées ont été utilisées en Belgique, après que la CREG se fut concertée avec les régulateurs régionaux sur une reconnaissance des garanties d'origine fédérales. Dans une phase ultérieure, la CREG est devenue membre de l' « Association of Issuing Bodies » (AIB). Cette organisation gère un hub qui relie les banques de données des membres affiliés et permet de transférer les certificats de manière simple, standardisée et fiable. À cette fin, la CREG a établi un protocole de domaine dans lequel les exigences de l'AIB (les « EECS Rules ») ont été mises en œuvre conformément à la réglementation nationale. L'affiliation de la CREG a été approuvée lors de l'assemblée générale de l'AIB du 19 mai 2015, avec la concession particulière selon laquelle la production d'énergie

éolienne *offshore* entre en ligne de compte à partir de mars 2015 pour les échanges sur le hub.

E. Étude sur l'actionnariat des titulaires des concessions domaniales

En janvier 2015, la CREG a réalisé d'initiative une étude²³ sur l'actionnariat des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation des parcs d'éoliennes en mer du Nord.

Cette étude, mise à jour pour la deuxième année consécutive, donne une vue d'ensemble des principaux groupes de sociétés présents dans ce secteur. Quatre d'entre eux sont actifs dans quatre parcs éoliens. Par rapport à l'année précédente, deux modifications majeures sont à relever au niveau de l'actionnariat, à savoir, la consolidation du groupe ACKERMANS VAN HAAREN et la reprise des activités éoliennes d'ELECTRAWINDS par le groupe PUBLIFIN. Il convient de rappeler que, sur les huit parcs prévus, trois sont, à ce jour, totalement ou partiellement opérationnels.

F. Le Belgian Offshore Grid et la prise en mer

L'étude de la construction d'une station de raccordement centrale en mer et du raccordement des parcs *offshore* encore à construire s'est poursuivie en 2015. Comme mentionné dans l'accord gouvernemental du 11 octobre 2014, ELIA et les parcs *offshore* doivent construire une prise en mer rentable. La piste d'une infrastructure *offshore* commune modulaire est explorée. Des représentants d'ELIA et des parcs *offshore* se sont réunis sous l'égide de la CREG afin de résoudre le problème du raccordement. Ils ont cherché une solution qui satisfasse tant ELIA (construction d'un hub *offshore* central) que les parcs (réalisation dans les temps de leur parc éolien *offshore*). Le *Modular Offshore Grid*, concept de raccordement modulaire permettant aux parcs, ou à ELIA

23 Étude (F)150122-CDC-1368 relative à l'actionnariat des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs d'éoliennes en mer du Nord.

en partie, de construire l'infrastructure de transport de l'énergie éolienne par phases et par modules, a été mis au point dans ce cadre. L'adjudication et la réalisation se font à l'initiative des parcs éoliens concernés, mais toujours selon le concept du réseau *offshore* modulaire convenu de commun accord. Une fois le *Modular Offshore Grid* réalisé, les actifs peuvent être cédés à ELIA. La CREG a examiné en 2015 les différentes options du concept et leur coût dans une note intitulée « MODULAR OFFSHORE GRID - Raccordement des parcs éoliens Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester II » qui a été transmise à la ministre de l'Énergie.

3.1.1.3. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.5.2 du présent rapport.

3.1.2. La fourniture d'électricité

3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport

Le tableau suivant reprend la part de marché d'ELECTRABEL et des autres fournisseurs relative à la fourniture d'électricité nette²⁴ aux gros clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (tension supérieure à 70 kV).

Par rapport à 2014, le volume total d'énergie prélevée en 2015 par les clients finals du réseau de transport a diminué de 6,9% (945 GWh), le troisième niveau le plus bas de la période étudiée, après les années 2009 et 2012.

Selon une première estimation, la part de marché de la SA ELECTRABEL s'élèverait à 50,6% en 2015, le niveau le plus bas de ces neuf dernières années, en baisse de 24,8% par rapport à 2014. Le nombre des points d'accès d'ELECTRABEL est, en 2015, inférieur à celui des autres fournisseurs.

Les autorisations fédérales de fourniture d'électricité visant à approvisionner les clients raccordés directement au réseau de transport sont octroyées par le ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG pour une période de cinq ans.

En 2015, la CREG a reçu cinq demandes d'autorisation de fourniture d'électricité, à savoir d'ENERGIE DER NEDERLANDEN, d'ENERGIE I&V BELGIË, d'E.ON BELGIUM, d'ESSENT BELGIUM et d'ENOVOS LUXEMBOURG, parmi lesquelles une a abouti à une proposition d'octroi de la CREG²⁵. Les deux dernières étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2015.

Au cours de l'année 2015, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture d'électricité, à E.ON BELGIUM SA²⁶.

Tableau 2 : Énergie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2015 (Sources : ELIA, CREG)

Fournisseurs	Electrabel SA		Autres fournisseurs		Total	
Points d'accès au	1/01/2015	44		44	84*	
	31/12/2015	43		45	84*	
Énergie prélevée (GWh)	2007	12.469	(87,7%)	1.743	(12,3%)	14.211
	2008	11.470	(84,0%)	2.183	(16,0%)	13.654
	2009	10.807	(87,6%)	1.526	(12,4%)	12.333
	2010	12.163	(88,7%)	1.551	(11,3%)	13.714
	2011	11.693	(90,2%)	1.265	(9,8%)	12.958
	2012	8.247	(67,0%)	4.069	(33,0%)	12.316
	2013	7.484	(57,6%)	5.519	(42,4%)	13.004
	2014	8.598	(62,6%)	5.130	(37,4%)	13.728
2015	6.465	(50,6%)	6.318	(49,4%)	12.783	

(*) Étant donné que quatre points d'accès ont été alimentés en même temps, pendant l'année 2015, par deux fournisseurs, le nombre de points d'accès total est globalement plus bas de quatre unités que le nombre total de points d'accès de l'ensemble des fournisseurs.

²⁴ Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale ni des clients situés au Grand-Duché de Luxembourg.

²⁵ Proposition (E)150122-CDC-1392 relative au renouvellement d'une autorisation de fourniture d'électricité de la SA E.ON BELGIUM.

²⁶ Arrêté ministériel du 26 février 2015 (Moniteur belge du 5 mars 2015).

3.1.2.2. Les prix maximaux

• Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié

Les prix maximaux applicables par les gestionnaires de réseau de distribution aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (également appelés « clients drop-pés ») sont calculés semestriellement par les gestionnaires de réseau de distribution et vérifiés par la CREG. Ils sont établis comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. La CREG est chargée du suivi des modalités de calcul de la marge.

Comme en 2014, afin de permettre notamment aux consommateurs de disposer d'une information claire pour vérifier et mieux comprendre leurs factures, la CREG a publié en 2015, sur son site Internet, les tarifs énergie, les tarifs de réseau et les surcharges applicables aux clients droppés des gestionnaires de réseau de distribution.

• Pour les clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire

Conformément à la législation en vigueur, la CREG a calculé et publié les tarifs sociaux applicables du 1^{er} février 2015 au 31 juillet 2015 (Moniteur belge du 19 mars 2015) et du 1^{er} août 2015 au 31 janvier 2016 (Moniteur belge du 30 juillet 2015) pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture d'électricité, pour la période du 1^{er} février 2015 au 31 juillet 2015 inclus, s'élevait à 13,537 c€/kWh (0,13537 €/kWh) pour le tarif simple, 13,927 c€/kWh (0,13927 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures pleines), 10,979 c€/kWh (0,10979 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures creuses) et 6,309 c€/kWh (0,06309 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit. Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants :

cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture d'électricité, pour la période du 1^{er} août 2015 au 31 janvier 2016 inclus, s'élevait à 14,118 c€/kWh (0,14118 €/kWh) pour le tarif simple, 15,681 c€/kWh (0,15681 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures pleines), 10,752 c€/kWh (0,10752 €/kWh) pour le tarif bihoraire (heures creuses) et 7,042 c€/kWh (0,07042 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit. Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

La CREG a également procédé à l'évaluation du montant nécessaire à l'alimentation du fonds clients protégés électricité qui est à la base du calcul de la composante 'clients protégés' de la cotisation fédérale (voir le point 5.10.2.E du présent rapport). La CREG publie dans ce cadre, deux fois par an, les composantes 'énergie de référence' pour l'électricité et le gaz naturel à l'attention des fournisseurs et des gestionnaires de réseau de distribution, dans le cadre du remboursement des créances clients protégés.

3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité

La CREG a poursuivi en 2015 la publication mensuelle, présentée sous la forme d'un tableau de bord, qu'elle a lancée en septembre 2012 et qui a pour but d'informer tous les acteurs concernés des évolutions importantes des facteurs influençant le prix de l'électricité.

Pour le marché de gros, la CREG suit principalement l'évolution d'un certain nombre de paramètres fondamentaux dans la formation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur les bourses belges et voisines (Allemagne, France, Pays-Bas).

En ce qui concerne le marché de détail, la CREG y montre l'évolution, par région, du prix all-in de l'électricité et du gaz naturel en Belgique pour :

- les clients résidentiels Dc électricité (3.500 kWh/an, mono-horaire)
- les clients résidentiels T2 gaz (23.260 kWh/an)
- les clients sociaux
- les clients droppés et
- les PME.

La CREG y compare également le prix moyen *all-in* de l'électricité et du gaz naturel facturé aux clients résidentiels Dc électricité, T2 gaz et aux PME en Belgique et dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni).

Voici quelques évolutions constatées en 2015 :

Électricité :

- début 2015, une nouvelle contribution au fonds énergie a été introduite en Flandre : il s'agit d'une surcharge mensuelle par point de prélèvement d'électricité ;
- dans le courant de 2015, les activités de réseau des gestionnaires du réseau de distribution ont été soumises à l'impôt sur les sociétés en Belgique (Bruxelles : mars 2015 ; Wallonie : juin 2015 ; Flandre : août 2015) ;
- en mars 2015, une nouvelle surcharge liée à l'électricité a été introduite en Belgique pour la réserve stratégique ;
- depuis septembre 2015, la TVA sur toutes les composantes de la facture énergétique des clients résidentiels belges d'électricité est passée de 6% à 21% ;
- dans les pays voisins, aucune nouvelle surcharge n'a été instaurée en 2015 ; les tarifs de réseau et surcharges déjà existants ont toutefois été adaptés, comme c'est le cas chaque année.

Gaz naturel:

- dans le courant de 2015, les activités de réseau des gestionnaires du réseau de distribution ont été soumises à l'impôt sur les sociétés (Bruxelles : mars 2015 ; Wallonie : juin 2015 ; Flandre : août 2015) ;
- dans les pays voisins, aucune nouvelle surcharge n'a été instaurée en 2015 ; les tarifs de réseau et surcharges déjà existants ont toutefois été adaptés, comme c'est le cas chaque année.

3.1.3. Le transport et la distribution**3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport**

Conformément à sa compétence de surveillance du respect permanent des exigences de dissociation (ou « unbundling ») par le gestionnaire du réseau de transport, la CREG a contrôlé en 2015 les nominations successives de deux nouveaux membres des comités de direction d'ELIA SYSTEM OPERATOR et d'ELIA ASSET, à savoir d'abord un président par intérim et ensuite un nouveau président et *Chief Executive Officer* des deux comités de direction (voir également le point 3.1.3.2 ci-après).

Conformément à cette même compétence, la CREG a également adressé plusieurs courriers à ELIA SYSTEM OPERATOR concernant sa nouvelle filiale NEMO Link Limited. Elle lui a ainsi posé des questions visant à s'assurer du respect permanent des exigences du modèle de séparation de propriété (« ownership unbundling »). Ces questions ont été posées suite à la communication faite par ELIA à la CREG relative à la signature, le 27 février 2015, d'un accord d'entreprise commune, conclu entre ELIA SYSTEM OPERATOR et le gestionnaire du réseau de transport britannique, NATIONAL GRID, pour la construction d'une première interconnexion électrique entre la Belgique et la Grande-Bretagne (voir également le point 3.4.4 du présent rapport). Dans ce cadre, les

deux gestionnaires de réseau ont créé une nouvelle société (de droit anglais), NEMO Link Limited, entreprise commune d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA et NATIONAL GRID INTERCONNECTOR HOLDINGS Limited.

Par lettres des 21 mai et 25 juin 2015, la CREG a notamment demandé à ELIA de lui transmettre des documents et informations concernant NEMO Link, au sujet desquels une réunion de travail s'est tenue avec ELIA. Étant donné que cette interconnexion concerne une infrastructure transfrontalière, des contacts ont été pris et une concertation s'est tenue entre la CREG et le régulateur britannique OFGEM. Ce dossier fera également l'objet de contacts et d'une concertation structurelle avec l'OFGEM en 2016.

Enfin, en application de l'article 23, § 1^{er}, 31^o, de la loi électricité, la CREG a mis en place un « monitoring unbundling », à savoir une surveillance annuelle systématique du respect permanent des exigences de dissociation par le(s) gestionnaire(s) de réseau de transport (voir également le point 4.1.2.1 du présent rapport pour ce qui concerne le même monitoring unbundling concernant les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel).

Début 2015, la CREG a demandé, et reçu, certaines informations à ce sujet (notamment des renseignements sur des modifications apportées depuis la certification initiale en 2012 d'ELIA SYSTEM OPERATOR en qualité de gestionnaire du réseau de transport, qui peuvent l'influencer) au gestionnaire du réseau de transport. La CREG a décidé dans l'intervalle, pour des raisons d'efficacité, de cadrer le « monitoring unbundling » annuel avec le rapport national de la Belgique que la CREG doit transmettre chaque année à la Commission européenne et à l'ACER. Ce rapport national doit notamment rendre compte des progrès relatifs à la dissociation et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport accomplis durant l'année calendrier précédente, sur le plan tant législatif que pratique.

3.1.3.2. La gouvernance d'entreprise

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités du comité de gouvernement d'entreprise d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET pour l'année 2014 (contrôle de l'application des articles 9 et 9ter de la loi électricité et évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport).

En outre, la CREG a pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les membres du personnel d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET en 2014. Ce programme d'engagements veille à éviter tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou de catégories d'utilisateurs du réseau. La CREG a particulièrement insisté sur la publication des rapports du *Compliance Officer*, conformément à la loi, et sur la tenue de consultations publiques facilement accessibles sur le site web d'ELIA.

En janvier 2015, la CREG a contrôlé la nomination de Monsieur François Cornelis en qualité de nouveau membre et président ad-intérim des comités de direction d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET, d'une part dans le cadre de sa compétence de monitoring du respect permanent par le gestionnaire de réseau de transport des exigences de dissociation et, d'autre part, dans le cadre de sa compétence de surveillance générale du respect par le gestionnaire de réseau des obligations qui lui incombent en vertu de la loi électricité et de ses arrêtés d'exécution. Ensuite, la CREG a contrôlé en juillet 2015 la nomination de Monsieur Chris Peeters en qualité de nouveau membre et président des deux comités de direction en remplacement de Monsieur Cornelis, et ce également d'un point de vue de ses compétences de monitoring et de surveillance précitées.

La CREG n'a pas rendu d'avis conformes en 2015 sur l'indépendance d'administrateurs indépendants dans les conseils

d'administration d'ELIA SYSTEM OPERATOR et ELIA ASSET. Le mandat d'un seul administrateur indépendant des entreprises précitées a atteint la durée maximale de douze ans en 2015. Aucune nouvelle nomination d'administrateur indépendant n'a été portée à la connaissance de la CREG.

3.1.3.3. Les réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale de l'Énergie, et après avis de la CREG et du gestionnaire du réseau, la ministre de l'Énergie peut conférer le titre de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70kV, à la personne physique ou morale propriétaire d'un réseau ou disposant d'un droit d'usage sur celui-ci si elle en a fait la demande. Selon la même procédure, la ministre peut reconnaître le réseau comme réseau fermé industriel sous réserve que les régions concernées aient la possibilité d'émettre un avis dans un délai de soixante jours.

Dans ce cadre, la CREG a rendu quatre avis au mois d'août 2015²⁷.

3.1.3.4. Le fonctionnement technique

A. Le raccordement et l'accès

Le 15 octobre 2015, la CREG a approuvé²⁸ la demande d'ELIA d'adapter les conditions générales des contrats de responsables d'accès pour les mettre en conformité avec les règles d'enchères harmonisées européennes, d'une part, et les règles de fonctionnement des réserves stratégiques approuvées par la CREG le 12 mars 2015, d'autre part. En outre,

ELIA a proposé un nombre limité de modifications sous la dénomination « divers » (voir également le point 3.4.5.1 du présent rapport).

Le 3 décembre 2015, la CREG a approuvé²⁹ la demande d'ELIA d'adapter les conditions générales des contrats d'accès. Les modifications proposées par ELIA ont pour principal objectif de mettre le contrat en conformité avec la nouvelle méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport fixée par la CREG le 18 décembre 2014, d'une part, et de clarifier les procédures de désignation du détenteur d'accès et du/des responsable(s) d'accès, d'autre part. En outre, ELIA a proposé un nombre limité de modifications sous la dénomination « divers ».

Les modifications proposées ont dans les deux cas fait l'objet d'une consultation publique par ELIA.

B. Les services auxiliaires et d'équilibrage

• La puissance de réserve

ELIA doit évaluer et déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage. Elle est tenue de communiquer pour approbation à la CREG sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

Le 12 février 2015, la CREG a décidé³⁰ d'approuver les modifications proposées par ELIA à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire,

secondaire et tertiaire pour 2015. Les amendements proposés par ELIA étaient de deux types : d'une part, ceux qui concernent la clarification du volume de réserve primaire à contracter en 2015 et d'autre part, ceux qui concernent les règles de sélection des produits de la réserve primaire. Suite à son analyse, la CREG estime que ces amendements vont dans le sens de l'intérêt de l'utilisateur du réseau en permettant une meilleure efficacité technique et économique des ressources de réglage primaire, tout en continuant à respecter les règles d'ENTSO-E. La décision de la CREG fait suite à une consultation publique des acteurs du marché.

Le 17 juillet 2015, la CREG a décidé³¹ d'approuver la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016, telles que proposées par ELIA. La CREG assortit toutefois sa décision de considérations portant notamment sur l'information mise à disposition du marché par ELIA, sur la connaissance préalable de la disponibilité et des prix de la réserve inter-GRT, sur la participation de la demande aux différents types de réserves et sur l'évolution souhaitée de la méthode d'évaluation des puissances des réserves secondaire et tertiaire. La décision de la CREG fait suite à une consultation publique, par elle, des acteurs du marché.

• Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

Afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, ELIA doit pouvoir disposer en permanence d'un certain nombre de services auxiliaires dont les modalités sont reprises dans le règlement technique du 19 décembre 2002 pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

27 Avis (A)150827-CDC-1447 relatif à la demande de la SA BASF ANTWERPEN de reconnaissance d'un réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV ; Avis (A)150827-CDC-1448 relatif à la demande de la SA BP CHEMBEL de reconnaissance d'un réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV ; Avis (A)150827-CDC-1449 relatif à la demande de la SA SOLVIC de reconnaissance d'un réseau fermé industriel et de nomination en qualité de gestionnaire de ce dernier pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV ; Avis (A)150827-CDC-1450 sur la demande de la SA TOTAL PETROCHEMICALS FELUY de reconnaître un réseau fermé industriel et d'être nommée comme son gestionnaire pour ce qui concerne la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV.

28 Décision (B)151015-CDC-1463 relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès, proposées par le gestionnaire du réseau.

29 Décision (B)151203-CDC-1488 relative aux modifications des conditions générales des contrats d'accès, proposées par ELIA SYSTEM OPERATOR SA.

30 Décision finale (B)150212-CDC-1402 sur la demande d'approbation de la proposition portant des amendements à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015.

31 Décision finale (B)150717-CDC-1423 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2016.

L'acquisition de ces services dans des conditions de volume et de prix raisonnables s'avère difficile depuis le début de la régulation dès lors qu'il n'y a qu'un seul acheteur en Belgique (ELIA) et un nombre très limité de vendeurs. Conformément à l'article 12quinquies de la loi électricité, la promulgation d'arrêtés royaux imposant des conditions de prix et de volume s'est donc avérée nécessaire à plusieurs reprises (voir notamment le rapport annuel 2012, page 46).

Sous l'impulsion de la CREG notamment, ELIA a déployé au cours des dernières années d'importants efforts afin de développer le marché des services auxiliaires, en particulier en ce qui concerne les puissances de réserve, de manière à en réduire les prix, en permettant, entre autres, à davantage d'acteurs du marché de participer aux procédures d'enchères.

Ainsi, suite au succès en 2014 du déplacement partiel de l'horizon des appels d'offres de puissances de réglages primaire et secondaire (FCR et aFRR, selon la terminologie européenne), la CREG a approuvé le 15 mai 2014 une proposition d'ELIA d'acquiescer 100% du volume de puissances de réglages primaire et secondaire via des appels d'offres mensuels dès le 1^{er} janvier 2015.

L'autre évolution importante du marché des services auxiliaires que la CREG a approuvée³² et qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2016 est la contractualisation d'une partie des volumes de réglage tertiaire (mFRR selon la terminologie européenne) via des enchères mensuelles. Ces enchères mensuelles ne concernent que les produits « R3 Production » et « R3 Dynamic Profiles » pour un volume limité à 70 MW.

À noter, la suppression de la limite maximale de la part de réglage tertiaire fournie par des services d'ajustement de profil, via la « R3 Dynamic Profile », qui permet aux clients finaux et aux agrégateurs³³ de fournir de la réserve tertiaire à partir de ressources raccordées aussi bien au réseau de transport d'ELIA qu'aux réseaux de distribution, y compris des ressources d'effacement de la consommation.

Par ailleurs, afin de maintenir les coûts des services auxiliaires à un niveau raisonnable, la loi électricité du 29 avril 1999 oblige ELIA à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture des services auxiliaires. Ensuite, la CREG indique et motive le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix proposés.

En 2015, la CREG a ainsi reçu des rapports d'ELIA pour les services de réglage tertiaire, de réglage de la tension et de la puissance réactive ainsi que pour le « black-start ». Dans ses propres rapports³⁴, la CREG a établi que les prix de certaines offres sélectionnées, pour chacun de ces services, étaient manifestement déraisonnables. Par conséquent, la ministre de l'Énergie a rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés. La CREG a remis des avis³⁵ sur ces projets.

Sur la base d'hypothèses portant sur la disponibilité et l'utilisation qui sera faite des services auxiliaires en 2016, la différence de coût entre les sélections d'offres réalisées par ELIA et les sélections finales, adaptées suite aux arrêtés royaux susmentionnés, atteint un montant d'environ six millions d'euros.

Les services de réglages primaire et secondaire font l'objet de rapports mensuels de la part d'ELIA. La CREG a constaté une diminution significative du coût de ces services en 2015 grâce notamment à l'acquisition de 100% du volume via des appels d'offres mensuels.

• Le balancing

Le gestionnaire du réseau de transport a pour mission de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. ELIA doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à compenser les déséquilibres quart-horaires.

Le 27 mai 2015, ELIA a introduit une proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. La proposition est articulée selon trois axes : l'introduction de règles concernant la réserve primaire, l'introduction d'appels d'offres à court terme pour la réservation d'une partie du volume de réserve tertiaire et la définition de nouvelles contraintes appliquées aux offres de réserve tertiaire. La CREG, après avoir consulté le marché, a approuvé cette proposition d'ELIA par décision du 17 juillet 2015³⁶. Les nouvelles règles sont intégralement applicables à partir du 1^{er} janvier 2016.

32 Décision finale (B)150717-CDC-1424 sur la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

33 Acteur de marché qui met en commun (agrège) différents points d'accès (injection et/ou prélèvement) afin de bénéficier d'un effet de foisonnement nécessaire à leur participation à certains marchés, notamment ceux de l'énergie (*commodity*), des réserves ou de la flexibilité.

34 Rapport (RA)150717-CDC-1440 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture du service de black-start pour la période 2016-2020 ; Rapport (RA)151015-CDC-1466 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture du service de réglage de la tension en 2016 ; Rapport (RA)151120-CDC-1477 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture des réserves tertiaires de puissance pour l'exercice d'exploitation 2016.

35 Avis (A)151203-CDC-1490 relatif à un projet d'arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement pour la période de 22 mois du service black-start par un producteur ; Avis (A)151217-CDC-1497 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 ; Avis (A)151217-CDC-1498 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 ; Avis (A)151217-CDC-1499 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016 ; Avis (A)151217-CDC-1500 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à un producteur une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service de la réserve tertiaire du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016.

36 Décision finale (B)150717-CDC-1424 sur la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

• Les volumes activés et la concentration des offres

En 2015, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont diminué de 0,2% par rapport à 2014, pour s'élever à 1.012 GWh³⁷. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 57,3% en 2015, contre 52,7% en 2014 et 54,8% en 2013. Cette augmentation est principalement due à la diminution de la compensation des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC, qui a diminué de 19,7% (255 GWh) pour l'année 2015 par rapport à 2014 (317 GWh).

En 2015, il y a eu 250 MWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations étaient nulles en 2014 (Source : données ELIA).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'est élevé à 4.299 en 2015 contre 4.251 en 2014 et 3.266 en 2013. Les activations relatives à ces ressources ont représenté 99,8% de l'énergie totale qui a été activée en 2015 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 99,9% en 2014 contre 99,6% en 2013. L'augmentation de l'indice HHI, quoique faible, s'explique par l'augmentation de la participation relative d'EDF LUMINUS sur le marché des réserves de production, à part quasi inchangée d'ELECTRABEL.

• Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

Le tarif de déséquilibre se fonde sur un système à un prix, prenant en compte le sens du déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage.

Le tableau 3 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2007-2015.

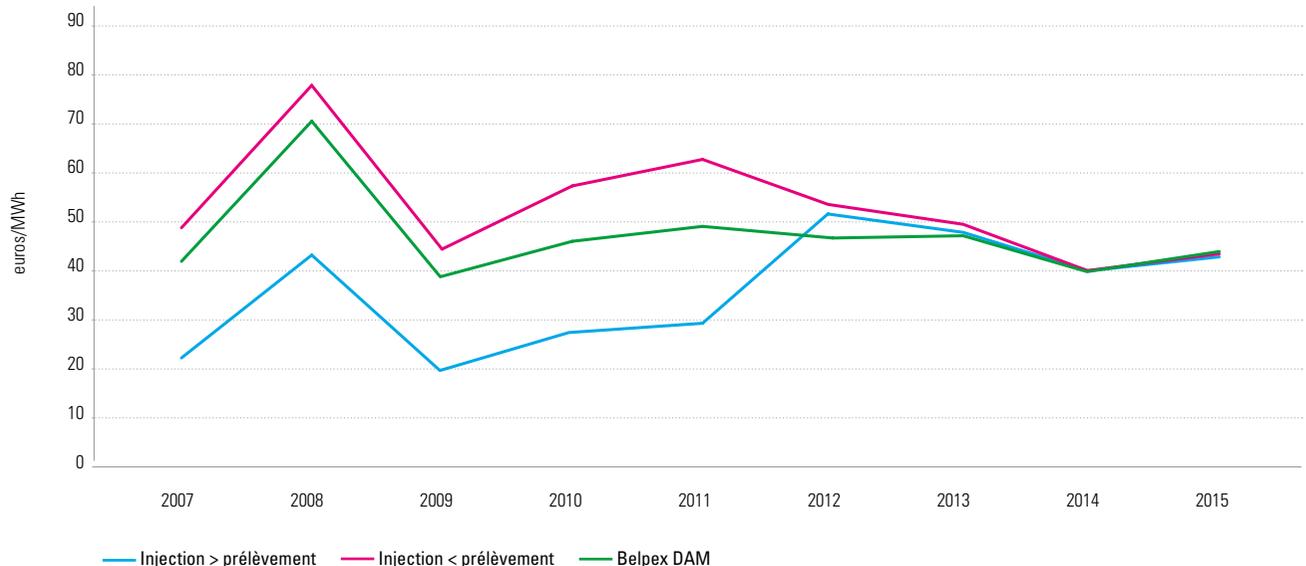
La figure 3 permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché day-ahead de BELPEX sur la même période. On peut observer un passage d'un tarif à double prix (en anglais, *dual pricing*) jusque 2011 à un tarif à simple prix (en anglais, *single pricing*) à partir de 2012, avec une petite différence entre le tarif du déséquilibre négatif et celui du déséquilibre positif, conçue comme un incitant destiné à décourager le *gaming*. En 2012 et 2013, ces deux prix étaient très proches et se situaient en moyenne à un niveau

supérieur au prix moyen du Belpex DAM, mais la différence avec le prix Belpex DAM avait diminué de 2012 à 2013. En 2014, ces deux prix se trouvent de part et d'autre du prix du Belpex DAM. En 2015, les tarifs moyens de déséquilibre ont augmenté, alors qu'ils avaient diminué en 2013 et 2014 par rapport à l'année précédente. Ils sont de plus tous deux inférieurs au prix moyen du Belpex DAM, tout en étant proches.

Tableau 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2015 (Source : données ELIA)

euros/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Injection > prélèvement	22,09	43,24	19,86	27,76	29,22	51,84	47,91	40,33	43,48
Injection < prélèvement	48,64	77,92	44,25	57,24	62,70	54,05	49,36	41,07	44,18

Figure 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix BELPEX DAM au cours de la période 2007-2015 (Sources : données ELIA et BELPEX)



37 En synthétisant les activations en sens contraire des réserves secondaires au sein d'un même quart d'heure, par cohérence avec les données des années précédentes.

C. Les règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

Au cours de l'année 2015, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau. La CREG a notamment évoqué avec ELIA les améliorations possibles aux contrats *Black-Start* lors de leur renouvellement fin 2015 et tracé des pistes pour leur évolution ultérieure.

D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et réparations

Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (*Average Interruption Time*) a été de 4 minutes 58 secondes (3 minutes 12 secondes en 2014) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 27 minutes 55 secondes (59 minutes 25 secondes en 2014).

Il y a eu 61 incidents en 2015 sur le réseau de transport (66 en 2014). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 41% des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans 90% des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 87% des cas sur le réseau 150 kV.

Dans quatre cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 42 heures et 1.178 heures.

E. Les mesures de sauvegarde

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.5 du présent rapport qui traite notamment du plan de délestage et de la réserve stratégique, qui font partie des mesures qui peuvent être mises en œuvre dans le cadre du plan de sauvegarde.

3.1.3.5. Les tarifs de réseau

A. Le réseau de transport

a) Méthodologie tarifaire

Comme détaillé dans son rapport annuel 2014, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport³⁸, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019.

Cette méthodologie tarifaire comporte les règles que le gestionnaire du réseau de transport ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) doit respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 et sur lesquelles la CREG s'est basée pour approuver les tarifs qui en découlent (lire ci-après sous le point b) Evolution des tarifs).

Le 26 novembre 2015, la CREG a approuvé une annexe 4³⁹ à la méthodologie tarifaire 2016-2019. Cette annexe porte sur l'incitant pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau de transport d'électricité que la CREG peut attribuer à ELIA pour une période déterminée *ad hoc*.

Un projet d'annexe 4 avait été soumis à une consultation publique du 24 août au 14 septembre 2015.

b) Évolution des tarifs

• 2012-2015

Concernant les tarifs applicables en 2015, comme détaillé dans le rapport annuel 2014, la CREG a approuvé le 18 décembre 2014, d'une part, une adaptation, à partir du 1^{er} janvier 2015, des tarifs d'ELIA pour les obligations de service public et d'une série de surcharges appliquées par ELIA et, d'autre part, la proposition d'ELIA pour la transition vers deux nouveaux services à compter du 1^{er} janvier 2015 (la nouvelle fourniture de service porte respectivement sur le raccordement et l'accès au réseau de transport local pour un réseau de distribution d'une tension d'exploitation de 36 kV).

Par décision du 29 janvier 2015⁴⁰, la CREG a approuvé la proposition introduite par ELIA auprès d'elle en vue d'instaurer un tarif pour l'obligation de service public « réserve stratégique ». Ce tarif s'élève à 0,6110 euro/MWh prélevé net et est entré en vigueur le 1^{er} février 2015.

Par décision du 17 juillet 2015⁴¹, la CREG a approuvé la proposition tarifaire introduite auprès d'elle par ELIA en vue d'une mise en application à partir du 1^{er} septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

Par décision du 24 septembre 2015⁴², la CREG a prolongé l'approbation de la proposition d'adaptation du tarif pour le

38 La notion de réseaux ayant une fonction de transport vise, d'une part, le réseau de transport et, d'autre part, les réseaux de distribution, de transports locaux ou régionaux ayant un niveau de tension compris entre 30kV et 70kV servant principalement à l'acheminement d'électricité à destination des clients non résidentiels et d'autres réseaux établis en Belgique ainsi que l'interaction entre installations de production d'électricité et entre réseaux électriques qui ont une fonction de transport.

39 Arrêté (Z)151126-CDC-1109/9 fixant l'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

40 Décision (B)150129-CDC-658E/32 relative à la proposition du 25 novembre 2014 de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à partir du 1^{er} janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique.

41 Décision (B)150717-CDC-658E/35 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par ELIA SYSTEM OPERATOR SA en vue d'une mise en application à partir du 1^{er} septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

42 Décision (B)150924-CDC-1461 relative à la proposition d'adaptation des modalités d'application du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès du 7 octobre 2014 pour les mois de novembre et de décembre 2015 (voir rapport annuel 2014 de la CREG, point 3.1.3.4.A.b).

Enfin, le 17 décembre 2015, pour faire suite à l'arrêt n° 2015/258 de la cour d'appel de Bruxelles du 25 mars 2015, la CREG a pris une décision⁴³ de modification de la version néerlandaise de la décision n° 658E/26 du 16 mai 2013.

• 2016-2019

Le 25 juin 2015, la CREG et ELIA ont passé un accord sur les modalités de la régulation incitative applicable à ELIA pour la période 2016-2019⁴⁴.

Le 30 juin 2015, ELIA a introduit sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 auprès de la CREG.

Le 9 octobre 2015, la CREG a rendu son projet de décision⁴⁵ concluant que la proposition tarifaire d'ELIA devait être adaptée sur plusieurs points afin de pouvoir être approuvée par la CREG. Dans un souci de transparence et pour permettre l'application la plus efficace possible des nouveaux tarifs à partir de janvier 2016, la CREG a publié le 30 octobre 2015 les éléments de la nouvelle structure tarifaire qui n'ont pas été rejetés dans son projet de décision du 9 octobre 2015.

Le 3 décembre 2015, la CREG a approuvé⁴⁶ la proposition tarifaire d'ELIA pour la période régulatoire 2016-2019. Conformément à la méthodologie tarifaire de la CREG, la nouvelle structure tarifaire d'ELIA présente de nombreuses évolutions par rapport aux périodes régulières précédentes. Parmi ces évolutions : la diminution du nombre de groupe de clients (de quatre à trois), la suppression des tarifs de souscription de

puissance, l'apparition de tarifs pour les pointes mensuelles et annuelles de prélèvements, la généralisation du tarif pour la puissance mise à disposition et, enfin, le nouveau tarif pour l'intégration du marché.

Toutes ces évolutions rendent impossible la comparaison de la charge tarifaire entre les périodes régulières sur la base des profils de clients type historiques. La CREG a par conséquent établi des nouveaux profils de clients afin de comparer l'évolution de leur charge tarifaire respective sur la période 2013-2019.

L'évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP et surcharges) pour les utilisateurs du réseau de transport est illustrée sous forme de tableau ci-après.

43 Décision (B)151217-CDC-658E/37 portant modification de la version néerlandaise de la décision (B)130516-CDC-658E/26 relative à la proposition tarifaire rectifiée de ELIA SYSTEM OPERATOR SA du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012 – 2015.

44 Le texte complet de l'accord est disponible sur le site Internet de la CREG.

45 Projet de décision (B)151009-CDC-658E/36 relatif à la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2016-2019.

46 Décision (B)151203-CDC-658E/36 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2016-2019.

Tableau 4 : L'évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP, surcharges et TVA) pour les utilisateurs du réseau de transport sur la période 2013-2019 (Source : CREG)

COUT DE RÉSEAU UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES clients types (en EUR/MWh)	Tarifs 2013 (1)	Tarif 2014-2015 (2)	Tarif 2016 (3)	Tarif 2017 (4)	Tarif 2018 (5)	Tarif 2019 (6)	Tarif moyen 2016-2019 (7)	2016-2019 vs 2014-2015 (8) = (7)/(2)%
Selon décision CREG d.d.	658E/26 16/05/2013	658E/26 16/05/2013	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015		
CLIENTTYPE DANS RÉSEAUX 150-220-380 kV (45 MVA ; 30 MW/an ; 35 MW/mois ; 155 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	3,5643	3,4807	3,5120	3,6228	3,5450	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	4,8400	5,4200	4,8300	4,9600	5,2700	5,5800	5,1600	95%
CLIENTTYPE DANS RÉSEAUX 70-36-30 kV (12 MVA ; 6 MW/an ; 7 MW/mois ; 32 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	6,6343	6,5607	6,5420	6,7028	6,6100	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTEGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	7,9000	9,0050	7,9000	8,0400	8,3000	8,6600	8,2250	91%
CLIENTTYPE TRANSFORMATION VERS MOYENNE TENSION (50 MVA ; 20 MW/an ; 17 MW/mois ; 90 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	10,1343	10,0707	9,9620	10,0828	10,0625	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	9,9900	11,4000	11,4000	11,5500	11,7200	12,0400	11,6775	102%
Tarif d'injection - Réserves de puissance et Black-start	0,9111	0,9111	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	106%

• La surcharge offshore

La CREG conclut, pour l'exercice 2016, d'une part, que le montant prévisionnel à couvrir par la surcharge visée au chapitre III de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables s'élève à 265.428.568 euros et, d'autre part, que le volume estimé d'énergie prélevée nette s'élève à 69.372.690 MWh. La CREG propose⁴⁷ sur cette base de fixer le montant de la surcharge *offshore* destinée à compenser le coût réel net supporté par ELIA résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2016 à 3,8261 euros/MWh. Ce montant constitue une baisse de la surcharge *offshore* de 5,5% par rapport à celle appliquée en 2015.

c) Soldes

Dans son projet de décision du 7 mai 2015⁴⁸ basé sur le rapport tarifaire pour l'exercice 2014 introduit par ELIA auprès de la CREG le 25 février 2015, la CREG a demandé à ELIA d'adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2014.

Considérant le rapport tarifaire adapté incluant les soldes d'exploitation relatifs à l'exercice d'exploitation 2014, introduit par ELIA le 10 juin 2015, la CREG a décidé⁴⁹ :

- d'approuver la partie du rapport tarifaire adapté d'ELIA du 10 juin 2015 relative (i) au solde de la Classe 1, qui doit être transféré vers les tarifs 2016-2019 et (ii) aux soldes relatifs aux tarifs pour obligations de service public et aux surcharges ;
- de reclassifier certains éléments relatifs au résultat tarifaire 2014, au résultat non-tarifaire 2014 et au résultat des activités non régulées, bien que ces éléments n'aient pas d'impact financier direct sur les utilisateurs du réseau.

En conséquence, l'excédent tarifaire 2014, fixé pour l'exercice d'exploitation 2014 à 69.908.313,56 euros, doit être ajouté à la somme des soldes d'exploitation des exercices 2011, 2012 et 2013.

Ainsi, ELIA doit tenir compte d'un excédent tarifaire global de 142.539.081,54 euros dans sa proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019. Ce montant est donc intégralement déduit des coûts nets que les tarifs de réseau doivent couvrir pendant cette période.

Le solde sur les tarifs pour obligations de service public et les surcharges atteint un montant de 63.431.543,36 euros. Ce montant est comptabilisé comme une créance dans les comptes du bilan d'ELIA.

B. Les réseaux de distribution

• Évolution des tarifs

Le présent rapport annuel 2015 ne reprend plus, comme les années précédentes, la méthodologie tarifaire applicable aux tarifs de distribution, ni les tableaux de comparaison des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution. Suite à la sixième réforme de l'État, la compétence en matière de tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel a en effet été transférée aux régions (voir notre rapport annuel 2014, point 2.1).

Dans une étude du 30 avril 2015 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel (voir également le point 3.2.1.1 du présent rapport), la CREG a continué néanmoins à y analyser les tarifs de distribution.

En ce qui concerne l'électricité, l'étude conclut que pour le client résidentiel, entre janvier 2007 et décembre 2014, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 145,73 euros (+99,96%) en Flandre, de 48,31 euros (+32,42%) en Wallonie et de 67,49 euros (+47,81%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Pour le client professionnel, entre janvier 2007 et décembre 2014, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 1.553,05 euros (+43,25%) en Flandre, de 1.573,33 euros (+37,48%) en Wallonie et a diminué de 101,37 euros (-1,87%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

En ce qui concerne le gaz naturel, l'étude conclut que pour le client résidentiel, entre janvier 2007 et décembre 2014, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 88,60 euros (+37,71%) en Flandre, de 125,91 euros (+51,51%) en Wallonie et de 60,52 euros (+23,34%) à Bruxelles. Cela est dû au report des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Pour le client professionnel, entre janvier 2007 et décembre 2014, l'augmentation du tarif de réseau de distribution (+1.668,68 euros en Flandre, + 3.205,69 euros en Wallonie et +3.383,77 euros à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients résidentiels.

47 Proposition (C)151203-CDC-1493 sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2016. Le montant de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts pendant l'année 2016 a été fixé à 3,8261 euros/MWh par arrêté ministériel du 22 décembre 2015 (Moniteur belge du 28 décembre 2015).

48 Projet de décision (B)150507-CDC-658E/33 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2014.

49 Décision (B)150625-CDC-658E/33 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2014, tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté.

• Soldes

Début 2011, 2012, 2013 et 2014, la CREG a reçu des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011, 2012 et 2013. La CREG avait décidé de ne prendre aucune décision sur les soldes rapportés (voir rapport annuel 2014, point 3.1.3.4.B.c).

En mars 2014, INFRAx a lancé une procédure contre la CREG et la VREG (en déclaration de jugement commun). INFRAx (agissant pour ses gestionnaires de réseau de distribution InterEnergia, Infrac West, IVEG et PBE) souhaitait, à travers cette procédure, obtenir la clarté du juge sur la question de savoir quel régulateur (fédéral ou régional) doit prendre une décision quant à la définition des soldes pour la période 2010 à 2013 inclus.

Dans un arrêt du 30 juin 2015, la cour d'appel de Bruxelles a jugé que c'était à tort que la CREG avait refusé de prendre une décision sur les soldes régulatoires, tout en précisant que c'est la VREG qui est désormais le régulateur compétent pour déterminer et affecter les soldes. L'arrêt juge également que la CREG doit transmettre à la VREG, à la première demande, toutes les informations nécessaires à cet effet, ce qu'elle a fait en juillet et août 2015. En prévision du transfert de la compétence relative à la détermination des tarifs de réseau de distribution, la CREG avait déjà transmis certaines données.

3.1.4. Questions transfrontalières

3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

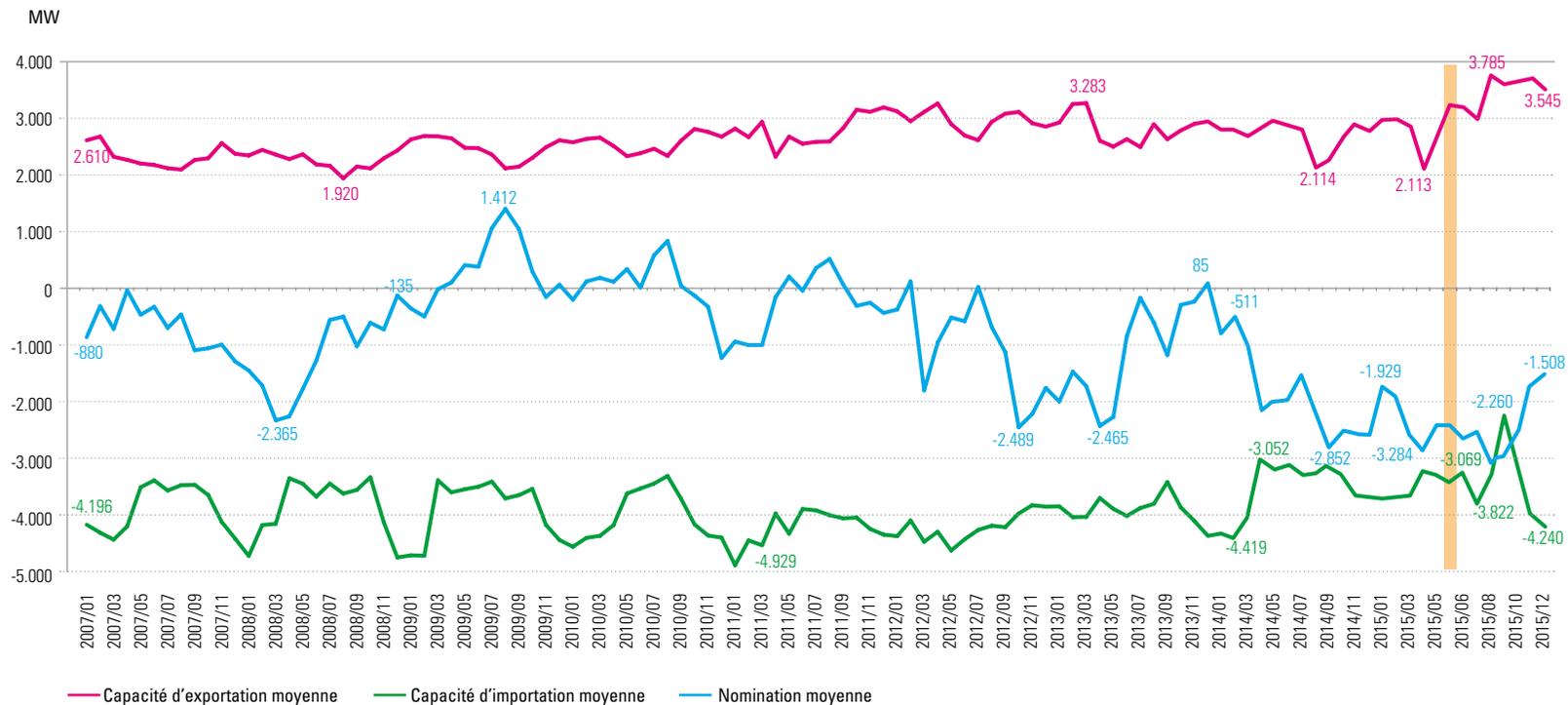
Les importations brutes d'électricité ont encore progressé légèrement en 2015 et ce, pour la sixième année consécutive. En effet, les importations physiques brutes s'élevaient à environ 23,7 TWh en 2015 contre 23,4 TWh en 2014 et les exportations physiques brutes progressaient à environ 2,7 TWh en 2015 contre 4,7 TWh en 2014. Les importations physiques nettes en 2015 ont encore augmenté de 12,2% alors qu'elles avaient déjà presque doublé entre 2013 et 2014.

La figure suivante illustre l'évolution de la capacité (mensuelle moyenne) d'importation et d'exportation mise à la disposition du marché *day-ahead*, ainsi que l'utilisation nette totale de celles-ci. Il ressort de cette figure que 2015, comme les années 2012 à 2014, a connu des évolutions extrêmes au niveau de l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion. Outre la situation particulière du parc nucléaire belge depuis 2012, la mise en oeuvre du couplage de marché *flow-based* entre les cinq pays de la région CWE a eu lieu le 20 mai 2015, pour livraison le 21 mai 2015 (voir le rectangle vertical rouge sur le graphique). Il a remplacé le mécanisme de calcul de capacité de transport disponible (*Available Transmission Capacity*, ATC). Le couplage de marché *flow-based* est une méthode de calcul et d'allocation de capacité de transport commerciale combinée. Il permet au marché de prévoir la capacité de transport à l'endroit où la création du bien-être social est la plus élevée. Ceci signifie en théorie que davantage de capacité peut être allouée pour le marché journalier, pouvant résulter en une capacité de transport commerciale plus basse à l'horizon temporel infra-journalier.

L'utilisation commerciale moyenne maximale par mois en 2015 a été de plus de 2.000 MW en importation pendant huit mois sur douze. Le mois d'août 2015 correspond à la pointe pour la période examinée. Analysées sous l'angle des moyennes, les importations du mois d'août 2015 (3.069 MW) étaient supérieures à celles du mois de septembre 2014 (2.852 MW). Les importations nettes de l'année 2015 ont encore été plus importantes que celles de 2014. Cette situation résulte principalement de l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires, dont celles de Tihange 2 et Doel 3 qui étaient à l'arrêt, sans discontinuer depuis le 25 mars 2014, et qui ont redémarré respectivement les 14 et 20 décembre 2015.

Globalement, la capacité d'importation moyenne diminue depuis 2011. Cette diminution est liée aux éléments que les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE, et plus spécifiquement ELIA, prennent en compte dans leur calcul de capacité d'importation et d'exportation commerciale. Cette évolution est la conséquence non seulement de l'absence de plusieurs centrales nucléaires et de la puissance réactive correspondante, mais également du volume et du caractère imprévisible des *loop flows*, des prévisions relatives à l'état du réseau ou encore des pannes techniques d'éléments du réseau. Le caractère saisonnier de la capacité d'importation (plus de capacité en hiver et moins de capacité en été) était moins marqué entre 2011 et 2013. Alors que l'année 2014 reprenait également cette tendance saisonnière, l'année 2015 a pris une toute autre configuration. Pour la période examinée, les importations moyennes d'énergie électrique connaissent leur niveau mensuel le plus bas au mois de septembre 2015, mois qui correspond à la production d'énergie électrique à partir de source nucléaire la plus basse.

Figure 4 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2015 (Source : CREG)



Il ressort du tableau suivant que la capacité d'exportation moyenne en 2015 a augmenté de 516 MW en comparaison avec l'année 2014. La capacité d'importation moyenne s'est, par contre, contractée pour la quatrième année consécutive. La nomination moyenne (utilisation) reste négative en 2015, comme depuis 2011 (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives des années 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations commerciales). En 2015, la zone de réglage belge a donc procédé à des importations nettes d'énergie plus importantes encore que toutes les années de la période examinée.

Tableau 5 : Capacité moyenne d'exportation (+) et d'importation (-) et nomination moyenne par année (MW) (Sources : données ELIA, calculs CREG)

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
2007	2.317	-3.908	-711
2008	2.242	-3.882	-1.212
2009	2.460	-3.877	316
2010	2.558	-4.023	23
2011	2.791	-4.250	-253
2012	2.971	-4.245	-1.050
2013	2.821	-3.933	-1.109
2014	2.697	-3.562	-1.910
2015	3.213	-3.492	-2.379
Moyenne	2.674	-3.908	-921

Le tableau suivant illustre l'évolution des apports annuels des capacités d'importation et d'exportation achetées par les acteurs du marché dans les enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Il ressort de ce tableau qu'en 2015, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour 35,5 millions d'euros supplémentaires par rapport à l'année précédente. Les enchères totales sont passées de 15,3 en 2011 à 102,1 millions d'euros en 2015.

Les acteurs du marché s'attendaient donc en 2015, encore plus que les années précédentes, à des écarts de prix importants avec les Pays-Bas et la France.

Tableau 6 : Apports annuels des capacités mises aux enchères (en millions d'euros) (Sources : données ELIA, calculs CREG)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,1	102,1

Malgré la mise en place en novembre 2010 du couplage des marchés des cinq pays de la région CWE (Luxembourg, Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne), des écarts de prix entre les bourses *day-ahead* sont toujours observés. Ces écarts indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion commerciale entre deux marchés. L'écart de prix est un reflet de la sévérité des congestions observées. Dans un couplage marché *flow-based*, les congestions commerciales dans le marché CWE sont générées par des congestions sur des éléments de réseau CWE

importants, dites branches critiques. Ces congestions limitent les possibilités d'importation et d'exportation de la Belgique en J-1. Les rentes de congestion du marché journalier dépendent de l'écart de prix et des flux additionnels sur les branches critiques, générés par le couplage du marché *flow-based*.

L'évolution des rentes de congestion commerciale en J-1 pour le marché belge pendant la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 20 mai 2015 est illustrée à la figure 5. La figure montre les revenus totaux du marché journalier par frontière. En pratique, cette somme est partagée par les détenteurs de droits à long terme et les gestionnaires de réseau de transport des deux côtés de la frontière.

L'année 2015 n'est plus comparable aux années antérieures suite à la mise en œuvre du couplage de marché *flow-based* entre les cinq pays de la région CWE qui a eu lieu le 21 mai 2015. Jusqu'à cette dernière date, les rentes de congestion pouvaient être calculées par frontière. Depuis le 21 mai 2015, les rentes de congestion sont déterminées par gestionnaire de réseau de transport.

À la date du 20 mai 2015, les rentes de congestion par frontière était de 35,6 millions d'euros, contre 33,3 millions d'euros un an plus tôt pour la même période. Si sur les frontières depuis la France (21,6 millions d'euros) et les Pays-Bas (14,0 millions d'euros) vers la Belgique, les rentes ont augmenté, elles ont par contre été insignifiantes en sens inverse. Les rentes de congestion ont été générées par des importations depuis la France (60,7%) et les Pays-Bas (39,2%).

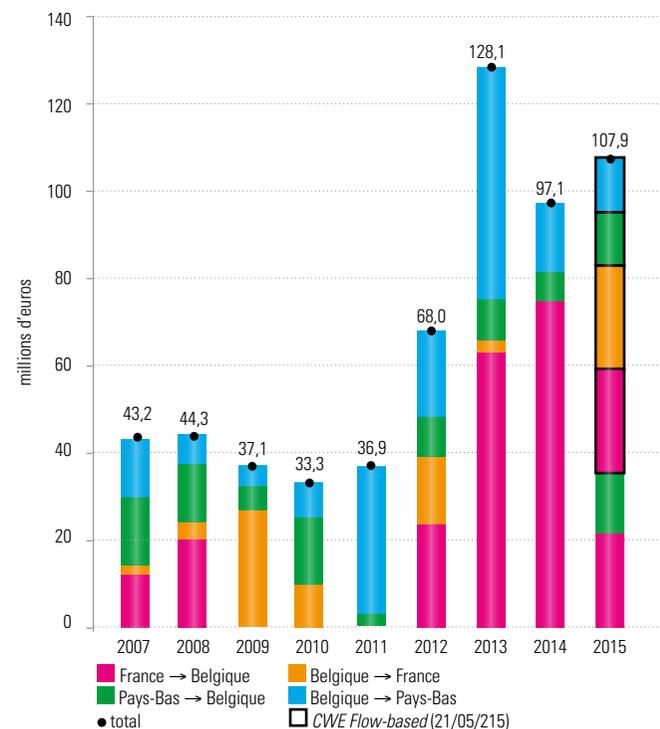
Entre le 1^{er} juin et le 31 décembre 2015 (les données entre le 21 et le 31 mai 2015 ne sont pas disponibles), les rentes de congestions sont estimées à 72,3 millions d'euros.

Au total, les rentes de congestion s'élèvent à 107,9 millions d'euros pour l'année 2015, correspondant à une hausse de 11,1% par rapport aux rentes de congestion de l'année 2014. Sous un modèle *flow-based*, les rentes de congestion sont supposées être plus basses que sous le système ATC qui

était en place avant le 21 mai 2015. Cependant, 2015 a connu des conditions différentes de celles de 2014 en termes de besoin d'échanges entre pays CWE, de *loop flows* et de disponibilité du réseau. Ceci explique en partie que les rentes de congestion n'ont pas diminué en 2015 par rapport à 2014.

La répartition actuelle des rentes de congestion dans la région CWE a été acceptée par les régulateurs de ladite région à condition d'un suivi régulier. La méthode de répartition peut être revue après demande des régulateurs CWE. De plus, tous les gestionnaires de réseau de transport européens devront introduire une méthode de répartition dans le cadre du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

Figure 5 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données ELIA, calculs CREG)



3.1.4.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.2 du présent rapport.

3.1.4.3. La répartition des capacités entre la Belgique et les Pays-Bas

Le 9 octobre 2015, la CREG a approuvé⁵⁰ la proposition du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA, relative à la méthode de répartition des capacités entre les horizons de temps annuels, mensuels et journaliers sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas. Dans sa décision, la CREG a demandé également à ELIA d'harmoniser et d'optimiser ces règles à l'avenir, en collaboration avec les autres gestionnaires du réseau de transport de la région Europe Centre-Ouest (CWE). Cette décision a fait l'objet d'une consultation préalable organisée par la CREG. Les documents relatifs à cette consultation sont publiés sur le site Internet de la CREG.

3.1.4.4. L'attribution des capacités à long terme

Le 9 octobre 2015, la CREG a approuvé⁵¹ la proposition du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA, relative, d'une part, à la méthode pour l'attribution aux responsables d'accès des capacités disponibles, annuelles et mensuelles, pour les échanges d'énergie avec d'autres zones d'offres et, d'autre part, aux règles d'allocation des capacités via des enchères fictives.

La décision reprend les règles européennes d'enchères harmonisées des droits de long terme (règles d'attribution de capacités de transport annuelles et mensuelles) ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives de capacités journalières lorsque le couplage de marché implique échoue. Ces règles seront appliquées pour les enchères des capacités de transport annuelles et mensuelles en 2016. La principale modification concerne l'introduction de droits de transport financiers (*Financial Transmission Rights* ou FTR) en remplacement des droits de transport physiques (*Physical Transmission Rights* ou PTR). La CREG s'attend à ce que les FTR offrent le même niveau de fermeté que les PTR actuellement appliqués.

La CREG n'a, par contre, approuvé l'annexe 1 des nouvelles règles d'enchères harmonisées que pour un an. La CREG a demandé à ELIA de soumettre une nouvelle proposition de texte pour cette annexe 1 qui concerne l'introduction de droits de transport financiers, dans un an ou, le cas échéant plus tôt quand les dispositions du *Forward Capacity Allocation Guideline* prescrivent une nouvelle soumission.

Cette décision a fait l'objet d'une consultation préalable organisée par la CREG. Les documents relatifs à cette consultation sont publiés sur le site Internet de la CREG.

3.2. Concurrence

3.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

3.2.1.1. Études réalisées par la CREG en 2015

• PME et indépendants sur le marché de l'énergie

Fin 2014, la CREG organisait un *workshop* intitulé « Prix de l'énergie pour les PME et les indépendants: avez-vous un peu de temps? ». Dans ce cadre, la CREG a rédigé une étude⁵² en mars 2015 qui démontre que, pour les PME et les indépendants, il y a des économies considérables à réaliser. Sur la base de la facture d'énergie, il faut seulement 15 minutes pour effectuer une comparaison de prix correcte et réaliser ainsi des économies substantielles.

• Structure de coûts par les centrales nucléaires

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a réalisé⁵³ en mars 2015 une étude relative à la mise à jour de la structure de coûts et l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité sur la base des données pour l'année 2014. L'objectif de l'étude était de fournir une évaluation la plus exhaustive possible à la ministre des bénéfices tirés des activités nucléaires sur la base des informations communiquées par les parties concernées.

• Composantes des prix

L'étude, réalisée en avril 2015, relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel⁵⁴ a pour objet l'examen de l'évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel au client final, sur la période 2007-2014. Cette étude fait ressortir des informations importantes sur l'évolution des éléments spécifiques composant les prix du gaz naturel et de l'électricité.

50 Décision finale (B)151009-CDC-1436 relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

51 Décision finale (B)151009-CDC-1446 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR de méthode pour l'attribution des capacités disponibles annuelles et mensuelles pour les échanges d'énergie avec d'autres zones d'offres aux responsables d'accès ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives.

52 Étude (F)150305-CDC-1408 relative aux PME et indépendants sur le marché de l'énergie.

53 Étude (F)150312-CDC-1407 relative à une mise à jour de la structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique, de l'évaluation économique de la production nucléaire d'électricité ainsi que d'une estimation des bénéfices tirés de ces activités.

54 Étude (F)150430-CDC-1419 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Pour l'électricité, le prix moyen final au client résidentiel a augmenté entre janvier 2007 et décembre 2014 de 20,78%. Le prix facturé a augmenté de 38,02 euros/MWh en Flandre, de 32,59 euros/MWh en Wallonie et de 15,05 euros/MWh à Bruxelles. Cette augmentation s'explique par l'évolution du tarif du réseau de distribution, de la contribution énergie renouvelable et cogénération et des prélèvements publics.

Le prix moyen final électricité au client professionnel a augmenté de 3,31%. Le prix facturé à l'utilisateur final a diminué de 11,79 euros/MWh à Bruxelles et de 0,07 euro/MWh en Flandre. En Wallonie, le prix facturé a augmenté de 19,52 euros/MWh. Ces évolutions s'expliquent par l'évolution du tarif du réseau de distribution, de la contribution énergie renouvelable et cogénération et des prélèvements publics.

Pour le gaz naturel, le prix moyen final au client résidentiel a augmenté de 27,90%. Le prix final au consommateur a augmenté de 12,43 euros/MWh en Flandre, de 16,52 euros/MWh en Wallonie et de 11,43 euros/MWh à Bruxelles. Ces augmentations s'expliquent par l'évolution du prix de l'énergie, du tarif du réseau de distribution et des prélèvements publics.

Le prix final gaz au client professionnel a augmenté de 20,90%. Le prix facturé a augmenté de 5,99 euros/MWh en Flandre, de 7,23 euros/MWh en Wallonie et de 7,06 euros/MWh à Bruxelles. Ces augmentations s'expliquent par l'évolution du prix de l'énergie, du tarif du réseau de distribution et des prélèvements.

Figure 6 : Évolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région pour un client type Dc⁵⁵ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

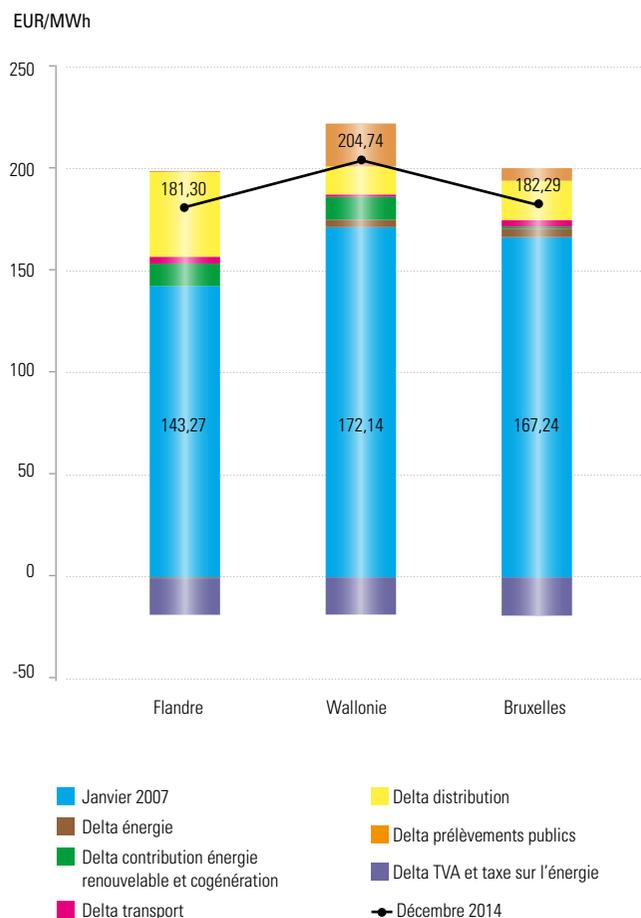
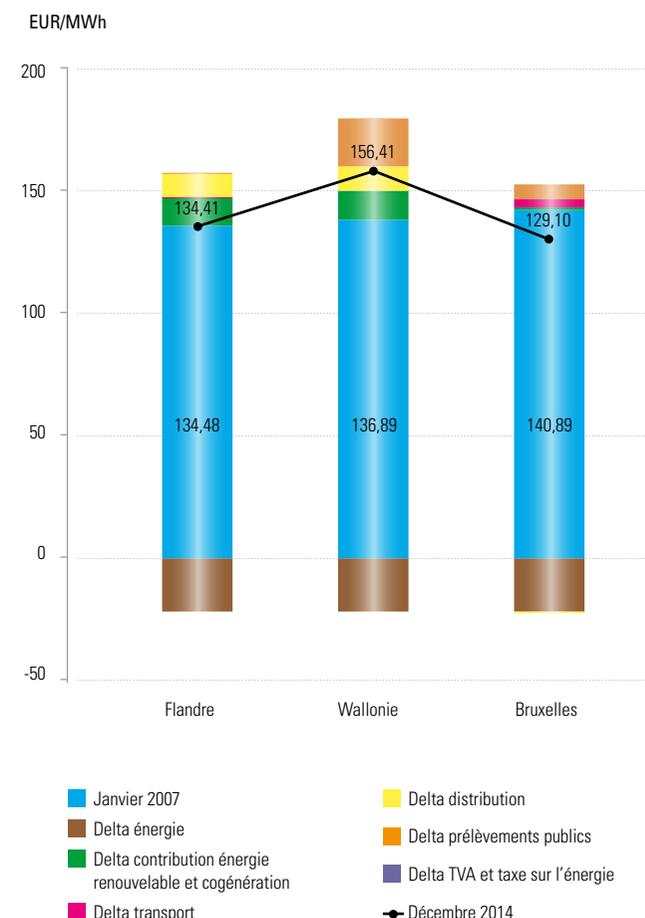


Figure 7 : Évolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région pour un client type Ic⁵⁶ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)



55 Dc est un client domestique consommant 3.500 kWh par an. Il a une puissance de raccordement entre 4 et 9 kW et est alimenté en basse tension. La consommation de ce client se répartit entre 1.600 kWh le jour et 1.900 kWh la nuit. Les calculs tiennent compte d'un ménage de quatre personnes (500 kWh gratuits en Flandre).

56 Ic est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA alimenté en BT (0,23 à 0,4 kV). La consommation de ce client se répartit entre 135.000 kWh le jour et 25.000 kWh la nuit.

Ic1 : cette étude présente également les principales évolutions des composantes du prix d'un client dont le profil de consommation est identique à celui d'Ic mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (MT) (réseau 26-1kV). Ce client type est référencé Ic1.

Figure 8 : Évolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T2⁵⁷ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

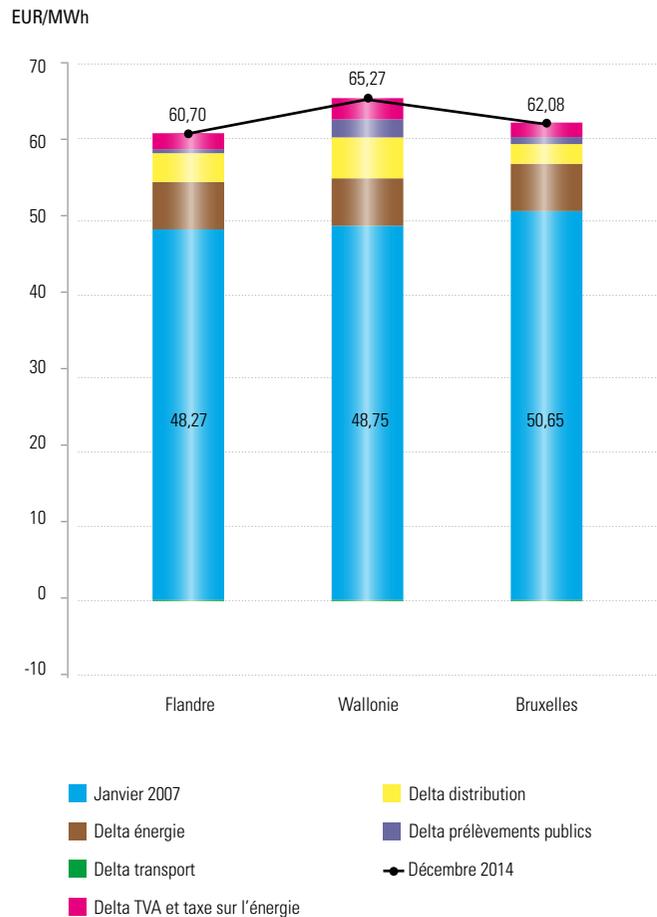
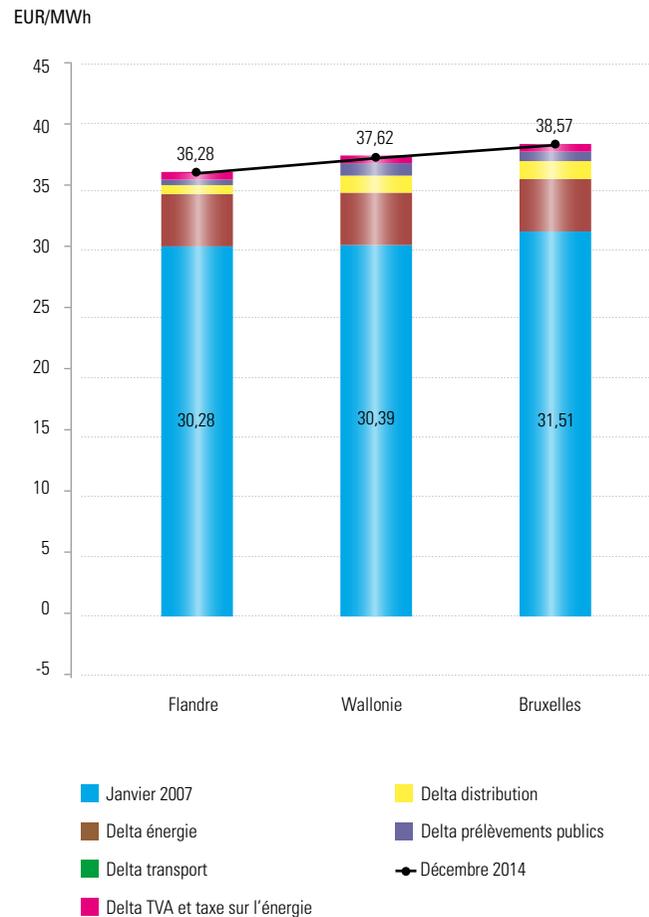


Figure 9 : Évolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T4⁵⁸ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)



• Fonctionnement et évolution des prix sur les marchés de gros de l'électricité en 2014

Comme chaque année depuis 2007, la CREG a examiné⁵⁹ le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge de l'électricité de l'année écoulée. L'objectif de l'étude est d'informer de certains aspects importants du marché belge de l'électricité, notamment la production, la consommation, l'échange d'électricité sur les bourses d'électricité, les interconnexions avec l'étranger et le *balancing*.

La CREG y fait les constats suivants :

- l'évolution à la baisse des heures de fonctionnement des centrales à gaz s'est inversée en 2014. Les arrêts simultanés de plusieurs centrales nucléaires, d'une capacité totale cumulée atteignant jusqu'à 4.000 MW pendant plusieurs semaines, ont conduit en fin d'année à une hausse significative des heures de fonctionnement des centrales à gaz en Belgique. Les importations depuis l'étranger ont également connu une hausse marquée ;
- en 2014, la capacité de pointe nécessaire n'a pas diminué, malgré une production éolienne accrue. Il est toutefois frappant de constater que cet accroissement fait diminuer le degré d'utilisation de la capacité de pointe. Ce phénomène nuit à la rentabilité des centrales de production de pointe, mais profite à l'évolution de la *demand response* ;
- la tendance à la baisse de la consommation de pointe, telle que mesurée par ELIA, s'est poursuivie en 2014. Par rapport à 2007, la consommation de pointe a reculé de 1.300 MW. La baisse de la consommation moyenne s'est également poursuivie. Dans la présente étude, la CREG n'a pas procédé à une analyse approfondie des raisons potentielles de cette évolution, mais elle estime qu'il conviendrait de tenir compte, dans l'évaluation de la consommation à venir, de la possibilité d'une consommation d'électricité à la baisse ou, à tout le moins, stagnante en Belgique ;

⁵⁷ T2 est un client domestique qui consomme du gaz naturel pour la cuisson et le chauffage. Cela correspond à une consommation de 23.260 kWh/an et à une capacité de raccordement estimée à 2,5 m³/h.

⁵⁸ T4 est un petit client industriel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle de 200 jours/an. Ce client présente une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité de raccordement estimée à 100 m³/h.

⁵⁹ Étude (F)150604-CDC-1411 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2014. Le 22 janvier 2015 déjà, la CREG établissait une première note succincte (note (Z)150122-CDC-1398) dressant un aperçu des principales évolutions des prix et de la consommation sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz en 2014. Cette note anticipait les études plus détaillées réalisées annuellement par la CREG et détaillées dans le présent rapport.

- la consommation d'électricité est sensible à la température ambiante: si la température équivalente augmente d'un degré, l'augmentation de la consommation est estimée à 110 MW. Cette sensibilité aux températures ne s'observe quasiment que sur les réseaux de distribution, où la température équivalente explique 72% de la variation de la demande d'électricité ;
- malgré l'indisponibilité de capacité de production nucléaire et de 800 MW de centrales à gaz (qui figuraient dans les réserves stratégiques et qui ne pouvaient donc être mises sur le marché), la résilience du marché journalier est restée relativement robuste; la sensibilité relative aux prix était similaire à celle de 2013. En moyenne, les prix auraient augmenté d'environ 3 euros/MWh pour 500 MW supplémentaire de demande et diminué d'environ 2 euros/MWh pour 500 MW supplémentaire d'offre. Il est essentiel de prévoir le plus possible de capacité d'interconnexion commerciale pour le bon fonctionnement du marché de gros belge ;
- suite à l'arrêt des centrales nucléaires, Doel 2 et Tihange 3 fin mars et surtout suite à l'indisponibilité de Doel 4, une hausse de prix marquée a été observée sur les marchés *forward*. Celle-ci a atteint un pic à la fin septembre avant de retrouver, avant l'hiver, son niveau antérieur. Le marché est manifestement très sensible aux conditions de marché changeantes, envoyant des signaux de prix aux acteurs du marché, qui peuvent y réagir ;
- l'importation belge a fortement augmenté en raison de l'indisponibilité de capacité de production nucléaire. En 2014, 17 TWh nets ont été importés, dont 10 TWh par le biais du marché journalier. Dans la région CWE, la France, et surtout l'Allemagne, sont des exportateurs nets via le marché journalier, avec un volume respectif de 5 et 20 TWh. Les Pays-Bas, comme la Belgique, sont des importateurs nets, avec un total de 15 TWh, malgré qu'ils soient, tous deux, en surcapacité de production. L'échange d'électricité est dès lors fonction de motifs économiques ;

- la tendance continue à la hausse de la divergence de prix et des rentes de congestion sur le marché journalier s'est inversée en 2014 : l'écart moyen des prix avec l'Allemagne s'est contracté à 8 euros/MWh (contre 10 euros/MWh en 2013) et les rentes de congestion aux frontières belges ont diminué de 128 à 97 millions d'euros. Sur le marché *forward* (Cal+1), l'écart moyen de prix avec l'Allemagne a toutefois augmenté de 4,5 euros/MWh en 2013 à près de 12 euros/MWh. La différence de prix entre les marchés *spot* et *forward* était donc importante en 2014 ;
- le gestionnaire du réseau de transport doit disposer de réserves suffisantes pour maintenir l'équilibre du réseau. Pour la deuxième année consécutive, les volumes de ces réserves ont diminué. Cette évolution s'explique par une utilisation plus efficace de la capacité d'interconnexion. De ce fait, un déséquilibre en Belgique peut être compensé par un déséquilibre dans le sens contraire dans un autre pays. Les responsables de l'équilibre semblent aussi mieux maîtriser leur équilibre, rendant ainsi l'intervention du gestionnaire du réseau moins nécessaire. Outre cet aspect, la volatilité des prix de déséquilibre a baissé. Ces constats montrent que la valeur économique de la flexibilité a étonnamment diminué en 2014. La question se pose de savoir si cette tendance se poursuivra dans les prochaines années.

• Rentabilité du stockage d'électricité en Belgique

En avril 2015, la CREG a réalisé une étude⁶⁰ sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique. Elle s'inscrit dans le plan stratégique de la CREG et dans le contexte à cette date des différentes décisions et accords gouvernementaux.

L'étude part d'un état des lieux des différentes technologies actuellement disponibles pour le stockage d'électricité. Ensuite, elle identifie les coûts que support(eraient) actuellement en Belgique les exploitants d'une centrale de stockage d'électricité. Enfin, elle formule des suggestions et des recommandations afin, si cela est jugé opportun par les gouvernements

compétents, d'encourager le maintien et le développement en Belgique de capacités de stockage d'électricité.

• Comparaison européenne des prix aux grands clients industriels

En avril 2015, PwC a réalisé une étude pour le compte de la CREG intitulée « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers » qui analyse le prix de l'électricité et du gaz naturel facturé à quatre types de consommateurs industriels belges (trois pour l'électricité et un pour le gaz naturel) ainsi qu'à leurs homologues des quatre pays voisins (Allemagne, Pays-Bas, France et Royaume-Uni). Dans le cadre de cette étude, une attention toute particulière a été apportée aux différents mécanismes de plafonnement, de dégressivité et de réduction observés au niveau des taxes et des tarifs de réseau dans les différents pays étudiés. Les régulateurs étrangers concernés ont été consultés dans ce cadre.

Compte tenu des différences observées au niveau des taxes entre les différents pays et des différences régionales parfois observées au sein d'un même pays (en Belgique et en Allemagne par exemple), l'étude illustre des différences majeures entre les différentes catégories de consommateurs et apporte certaines nuances à certains constats posés précédemment par des tiers.

• Fourniture des grands clients industriels en Belgique

En septembre 2015, la CREG a réalisé d'initiative une étude⁶¹ sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2014 qui a pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

Une analyse des contrats de fourniture des clients industriels (cf. consommation annuelle facturée supérieure à 10 GWh) démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1 ou 2 ans). En 2014, les prix de l'énergie observés

⁶⁰ Étude (F)150423-CDC-1412 sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique.

⁶¹ Étude (F)150910-CDC-1453 sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2014.

(composante *commodity*) se situaient entre 12 euros/MWh et 87 euros/MWh parmi lesquels les 50% médians se situaient entre 52 euros/MWh et 65 euros/MWh.

En plus de l'analyse des contrats de fourniture, le comportement de prélèvement des 122 grands clients industriels raccordés sur le réseau d'ELIA a été analysé dans le cadre de cette étude. Le prélèvement d'électricité annuel sur le réseau ELIA de ces clients a augmenté à 18,34 TWh en 2014. Cette augmentation est surtout évidente dans le top 5 des clients industriels en matière de volume de prélèvement d'électricité.

Cette étude est notamment basée sur trois études préalablement réalisées en janvier et septembre 2015, concernant les mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2013 et 2014 dans les contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS⁶² et d'ELECTRABEL⁶³. La CREG y dresse un état des lieux détaillé des mécanismes de fixation des différentes composantes du prix de l'énergie sur la base desquels les grands clients industriels belges ont été facturés. Ces études ont pour objectif d'identifier les principaux facteurs qui ont influencé - et qui influenceront encore dans le futur - le prix de l'énergie facturé aux grands clients industriels belges.

• Actionnariat des fournisseurs

En septembre 2015, la CREG a réalisé d'initiative une étude⁶⁴ sur l'actionnariat et les conseils d'administration des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel possédant une licence de fourniture fédérale et / ou régionale en Belgique.

Sur la base des données récoltées au 31 décembre 2013, il en ressort qu'il y a peu ou pas de liens entre les actionnaires

et les conseils d'administration des groupes propriétaires de ces sociétés de fourniture. L'information relative à certains fournisseurs, qui ne sont pas soumis à l'obligation annuelle de déposer leurs bilans et comptes de résultats auprès de la Banque nationale de Belgique, est soit beaucoup plus difficile à obtenir, soit même inaccessible dans certains cas, ce qui pourrait empêcher les clients finals de pouvoir choisir leur fournisseur en toute connaissance de cause.

• Portefeuille de produits des fournisseurs

Dans une étude réalisée en décembre 2015⁶⁵, la CREG donne un aperçu de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages, les PME et les indépendants. Les parts de marché et les prix des produits donnent une idée de la composition réelle du marché de l'énergie. En outre, le potentiel d'économies en ressort clairement. Cette étude montre que le consommateur belge d'énergie est actif, mais change rarement de produit pour une offre meilleure marché, et encore moins pour la meilleure marché. Il est possible que sa connaissance de l'offre présente sur le marché soit insuffisante ou que d'autres éléments que le prix seul déterminent son choix. La CREG conseille au client non seulement de continuer à comparer les offres, mais surtout de bien s'informer, de préférence sur les sites Internet de comparaison des prix portant le label de la CREG.

3.2.1.2. Filet de sécurité

Le mécanisme du filet de sécurité a pour objectif principal de ramener les prix de l'énergie proposés par les fournisseurs aux particuliers et aux entreprises dans la moyenne de nos pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas).

Le mécanisme du filet de sécurité est instauré en principe jusqu'au 31 décembre 2017. Le Roi peut toutefois à tout instant décider d'y mettre un terme s'il apparaît qu'il entraîne d'importants effets perturbateurs sur le marché; à cet effet, la CREG et la Banque nationale de Belgique sont chargées d'un monitoring permanent du mécanisme.

Dans le cadre de ce suivi permanent, la CREG a rédigé en mai 2015 un rapport⁶⁶ relatif aux éventuels effets perturbateurs sur le marché du mécanisme du filet de sécurité. L'analyse de la CREG porte sur la concentration de marché, les obstacles à l'entrée et à la sortie, la transparence, l'offre de produits et l'évolution des prix. La CREG n'a pas constaté d'effets perturbateurs sur le marché imputables au mécanisme du filet de sécurité au cours de l'année 2014. Le mécanisme contribue en revanche à améliorer l'exactitude, la clarté et la transparence des informations à la disposition des acteurs du marché. Bien plus d'informations pertinentes sont disponibles pour les offrants et les demandeurs. Depuis le début du mécanisme du filet de sécurité (janvier 2013), la concentration de marché a diminué et la Belgique enregistre un des pourcentages les plus élevés d'Europe de changement de fournisseurs.

En septembre 2015, la CREG a en outre rédigé un rapport⁶⁷ d'évaluation du mécanisme. Le rapport met l'accent sur les conditions de transparence et de concurrence en vigueur et sur la protection du consommateur au sein du marché de l'énergie belge. Depuis sa mise en place le 1^{er} janvier 2013, le mécanisme du filet de sécurité contribue clairement à l'augmentation de la transparence sur le marché énergétique. Les fournisseurs sont par exemple obligés d'appliquer des formules de prix et des paramètres d'indexation qui ont un lien direct avec les marchés de gros de l'électricité et du gaz.

62 Étude (F)150122-CDC-1396 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2013 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS SA ; Étude (F)150910-CDC-1441 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2014 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'EDF LUMINUS SA.

63 Étude (F)150910-CDC-1439 relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2014 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'ELECTRABEL SA.

64 Étude (F)150903-CDC-1431 relative à l'actionnariat des principaux fournisseurs d'électricité et de gaz disposant d'une autorisation de fourniture fédérale et / ou régionale.

65 Étude (F)151217-CDC-1496 relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel.

66 Rapport (Z)150507-CDC-1416 relatif au monitoring des éventuels effets perturbateurs sur le marché dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1^{er} à 5 de la loi électricité et l'article 15/10bis, §§1^{er} à 5 de la loi gaz.

67 Rapport (RA)150924-CDC-1458 relatif au mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1^{er} à 5 de la loi électricité et l'article 15/10bis, §§1^{er} à 5 de la loi gaz.

L'éventuel arrêt prématuré du mécanisme du filet de sécurité pourrait avoir pour conséquence directe une diminution de la transparence, par exemple par une réintroduction de paramètres spécifiques aux fournisseurs.

Sur le plan de la protection du consommateur, on constate des évolutions dans l'offre de produits des fournisseurs qui nécessitent un suivi à l'avenir. Certains fournisseurs offrent une multitude de produits sous le même nom, mais dont les caractéristiques sont différentes. D'autres n'offrent plus certains produits, mais conservent cependant une partie importante de leurs clients sur ce produit, en soustrayant du marché des informations importantes sur les prix.

La CREG est dès lors convaincue qu'elle peut contribuer considérablement en termes de protection et de fourniture d'informations au consommateur et ceci sur la base des informations dont elle dispose dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité.

Le suivi et le contrôle du marché de l'énergie - dans ce cas plus spécifiquement du marché de détail - reste une nécessité pour l'avenir.

Enfin, également dans le cadre de ses missions légales de monitoring liées au mécanisme de filet de sécurité, la CREG procède chaque année à une analyse des paramètres utilisés par les fournisseurs d'énergie pour le calcul de leurs prix. Il ressort de l'analyse de l'année 2014⁶⁸ que tous les paramètres utilisés présentent un lien clair avec les bourses de l'énergie et qu'ils indiquent sur la base de quels éléments ils ont été calculés. Les acteurs du marché obtiennent ainsi des informations claires et transparentes. Ce rapport met l'accent sur la composition et l'évolution des paramètres d'indexation, comme la loi le prévoit. Les formules de prix proprement dites, telles que communiquées par les fournisseurs,

comportent en outre un coût d'abonnement, des éventuels facteurs de multiplication et des *mark-ups*.

• Bases de données des prix de l'énergie

Depuis 2012, la CREG établit pour chaque fournisseur actif en Belgique, pour tout contrat type variable ainsi que pour tout nouveau contrat type, et ce en concertation avec ceux-ci, une base de données afin d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix variables de l'énergie, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent. À cet effet et afin de maintenir à jour cette base de données, la CREG se base sur les informations publiques disponibles (sites Internet des fournisseurs) et celles que les fournisseurs sont tenus de lui transmettre chaque mois.

Outre les composantes variables, cette base de données reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe.

Tous les éléments constitutifs de la formule de prix de la composante énergétique (abonnement, paramètres d'indexation et coefficients y afférents, contributions énergie renouvelable et cogénération) sont repris séparément dans la base de données. La composante énergétique de la facture annuelle est ensuite calculée pour certains clients types⁶⁹ au moyen des consommations annuelles pertinentes.

Les résultats sont comparés par échantillonnage à ceux ressortant des modules de calcul des fournisseurs et des modules de comparaison de prix existants.

La CREG procède également à une comparaison permanente de la composante énergétique pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients finals résidentiels et aux PME avec la moyenne de la composante énergétique dans les pays voisins.

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle et en particulier dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité, la CREG a en outre établi en 2012 une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas) et au Royaume-Uni.

Outre la composante énergétique, la CREG suit ainsi mensuellement depuis 2012 les prix all-in (facture totale) belges et des pays voisins.

Les résultats obtenus par la CREG sont par ailleurs vérifiés par pays en les comparant aux résultats obtenus via les simulateurs de prix des pays voisins.

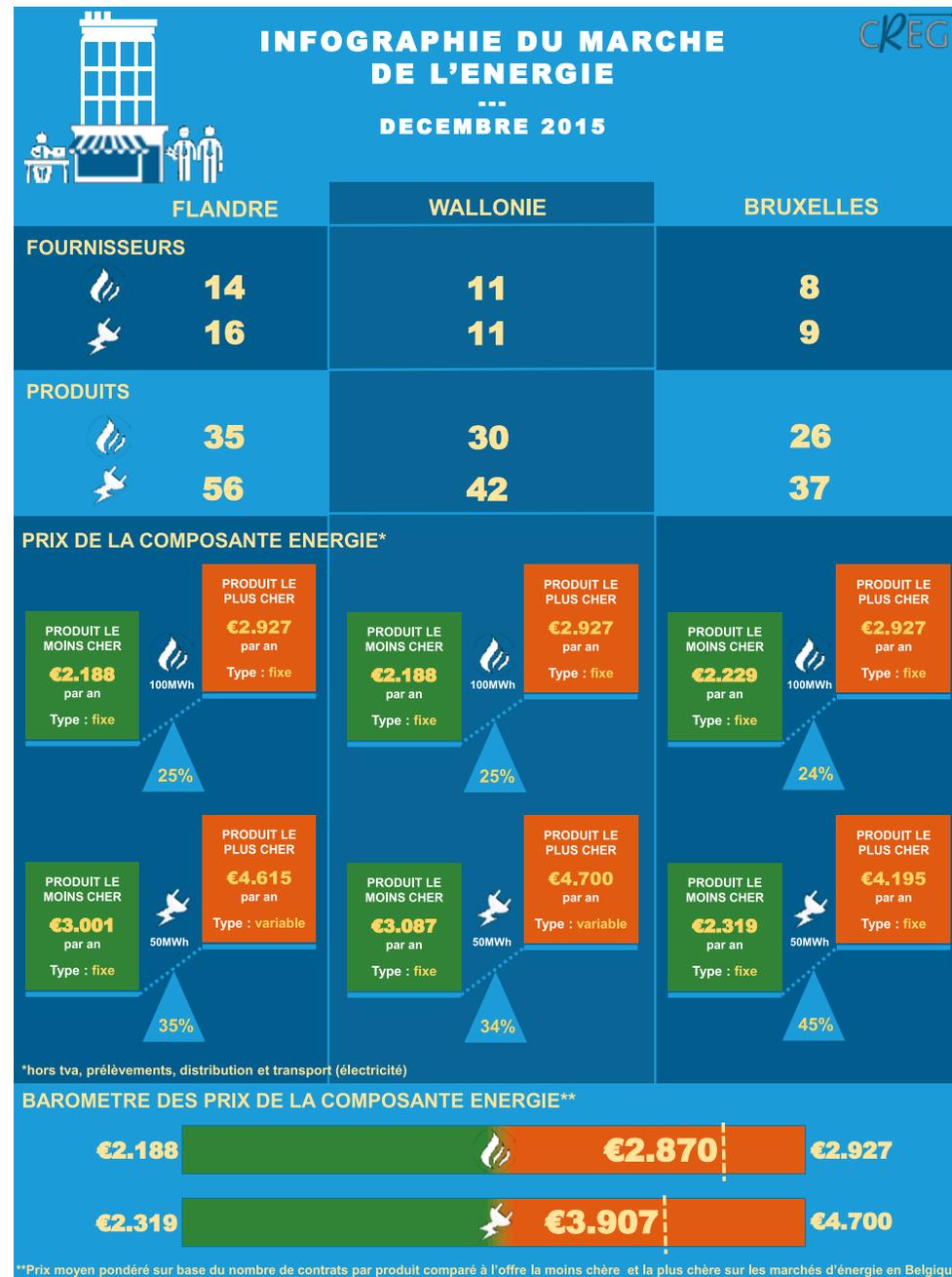
Les principaux constats et évolutions pour 2015 ont été illustrés et commentés par la CREG dans ses publications mensuelles intitulées « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels » et « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les PME et les indépendants ». L'aperçu mensuel des prix par fournisseur et par produit est disponible pour les PME et les indépendants depuis janvier 2015. Les PME et les indépendants peuvent ainsi désormais avoir une idée claire du positionnement de leur contrat au cours des six derniers mois, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz naturel.

Dans un souci d'améliorer à la fois le contenu et la clarté de sa communication, la CREG utilise depuis novembre 2015 des infographies donnant un aperçu clair du nombre de fournisseurs actifs et de leur offre de produits, ainsi que des économies potentielles à réaliser.

La première infographie concerne le résidentiel et la seconde le professionnel (P.M.E. et indépendants).

68 Rapport (Z)150326-CDC-1413 relatif à l'évolution des paramètres d'indexation des fournisseurs d'électricité et de gaz.

69 Electricité résidentiel : 3.500 kWh/an, compteur simple et électricité PME : 50.000 kWh/an, compteur simple - Gaz naturel résidentiel : 23.260 kWh/an et gaz naturel PME : 100.000 kWh/an.



L'analyse de la composante énergie et la comparaison permanente des prix entre la Belgique et les pays voisins, telle qu'illustrée dans les figures ci-après, montrent que la mise en œuvre du mécanisme de filet de sécurité a fait converger les prix énergétiques belges et les prix des pays voisins. Un suivi reste toutefois nécessaire.

Figure 10 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

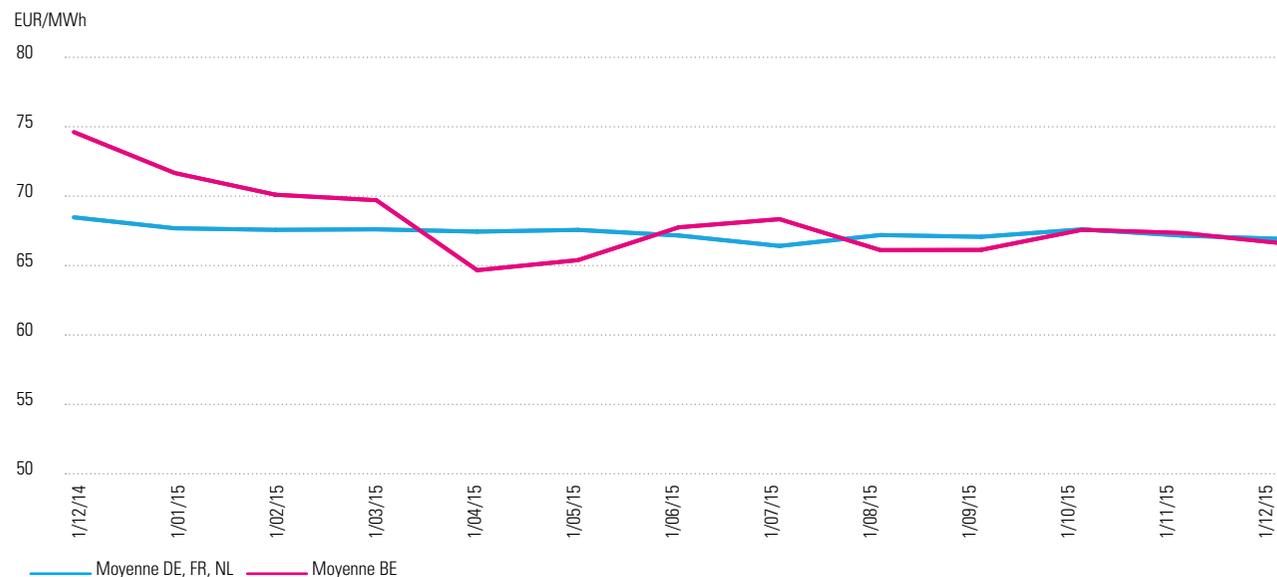


Figure 11 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

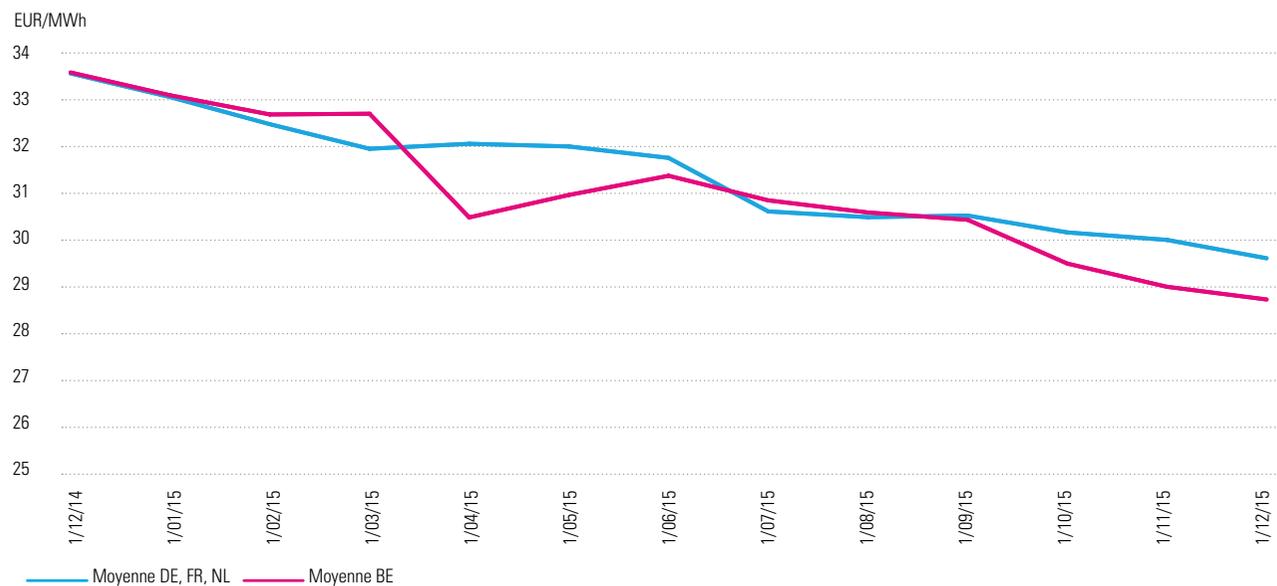


Figure 12 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour les PME et les indépendants (client type = 50.000 kWh/an) (composante énergétique) (Source : CREG)

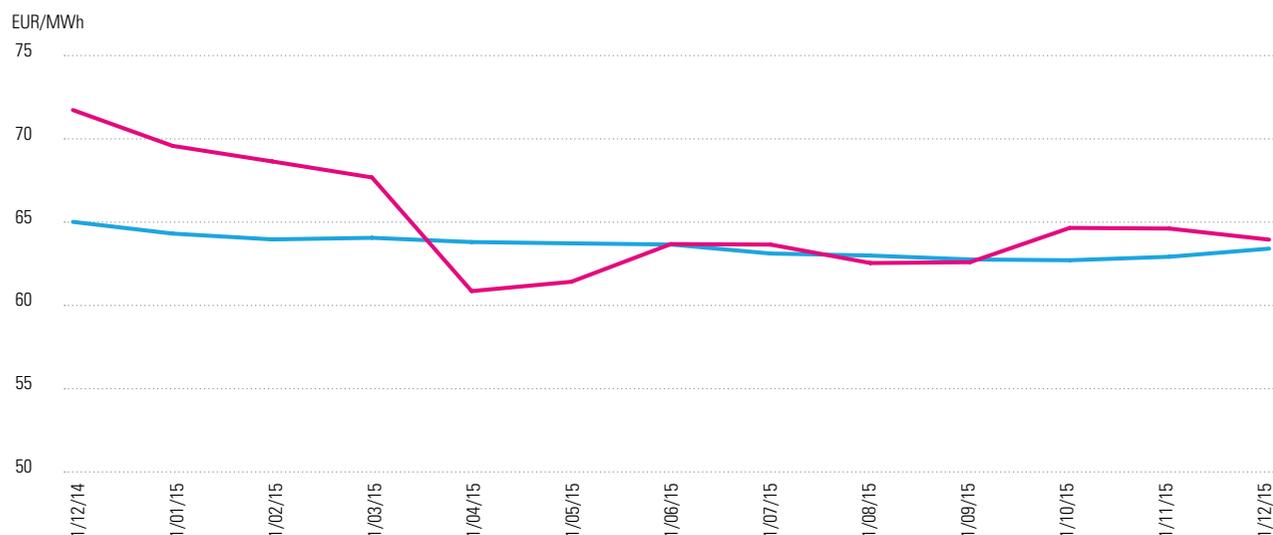
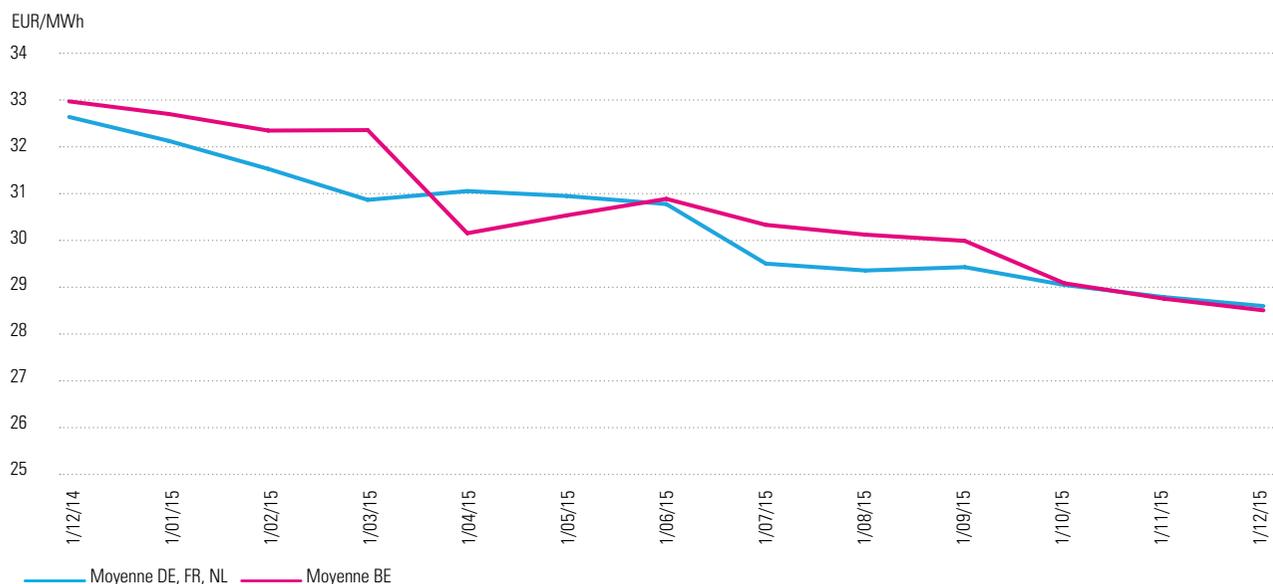


Figure 13 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour les PME et les indépendants (client type = 100.000 kWh/an) (composante énergétique) (Source : CREG)



• Le contrôle des critères d'indexation des prix

La CREG prend une décision par trimestre et par fournisseur, dans laquelle elle détermine si la formule d'indexation de la composante énergétique a été correctement appliquée dans les contrats types à prix variables de l'énergie proposés aux clients finals résidentiels et aux PME. De plus, la CREG détermine si la formule d'indexation précitée est conforme à la liste exhaustive des critères admis par arrêté royal du 21 décembre 2012.

Au 31 décembre 2015, les fournisseurs utilisaient treize paramètres d'indexation différents. Ces treize paramètres d'indexation étaient utilisés dans les contrats types à prix variables de quatorze fournisseurs, lesquels ont tous déclaré à la CREG des contrats types à prix variables de l'énergie via le mécanisme de filet de sécurité.

Après analyse, la CREG a constaté que les paramètres d'indexation précités, ainsi que les formules d'indexation qui en résultaient, ont été repris dans les fiches tarifaires conformément à la liste exhaustive des critères autorisés.

La CREG a analysé l'évolution des paramètres d'indexation et a examiné l'exactitude des données. Les valeurs, telles que calculées par la CREG, correspondaient aux valeurs utilisées par les fournisseurs sur les fiches tarifaires.

Enfin, la CREG a appliqué ces valeurs aux formules de prix y afférentes et les a comparées aux prix mentionnés sur les fiches tarifaires. La CREG a constaté, pour chaque fournisseur, que les prix mentionnés sur leurs fiches tarifaires pour la composante énergétique reflétaient correctement l'application des formules de prix avec les paramètres d'indexation y afférents.

Les fournisseurs ont donc appliqué correctement les formules d'indexation des contrats types à composante énergétique variable.

3.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché

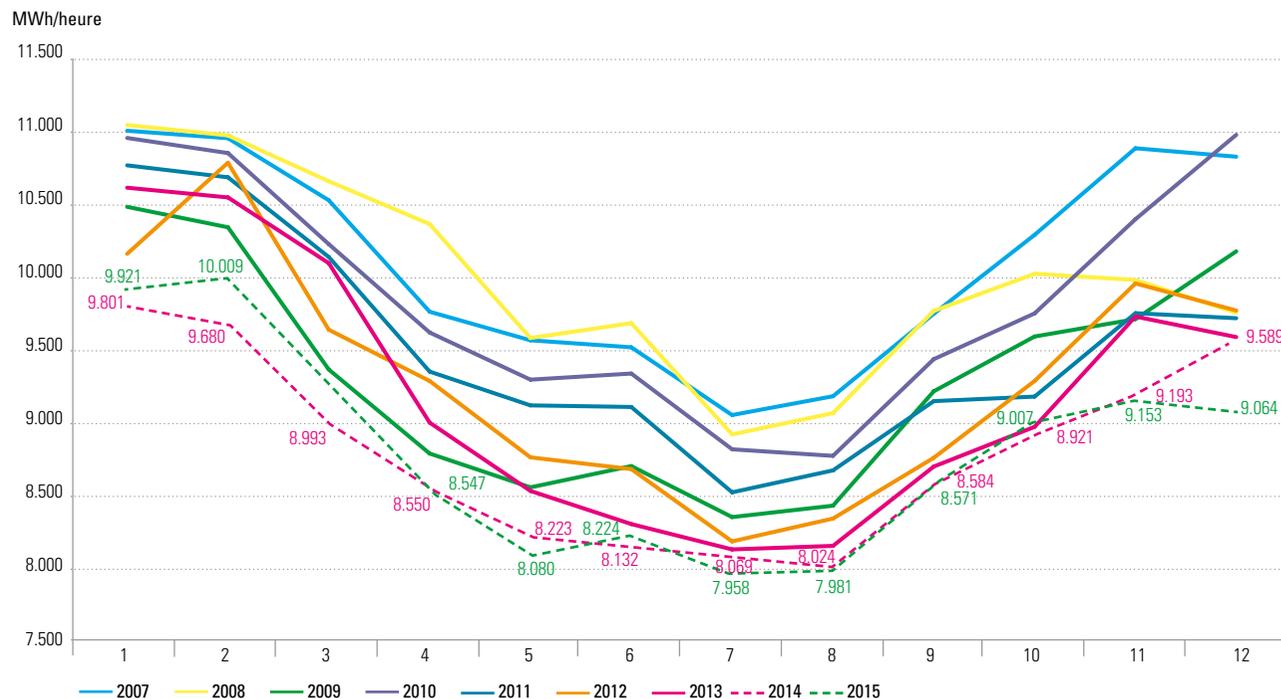
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée

Selon les données transmises à la CREG, la charge⁷⁰ du réseau d'ELIA⁷¹, hors pompage des centrales de pompage-turbinage, en d'autres termes le prélèvement net plus les pertes du réseau, a été estimée à 77.184 GWh en 2015, contre 77.161 GWh en 2014, soit un niveau quasi identique d'une année à l'autre ; les deux dernières années de la période examinée correspondent au niveau le plus bas observé ces neuf dernières années. La pointe de charge quart horaire a été estimée à 12.634 MW en 2015, contre 12.736 MW en 2014 (Source: ELIA, pour 2015 : données provisoires, février 2016).

La figure 14 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'ELIA sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2015. Après une forte diminution de la charge à partir d'octobre 2008 suite à la crise économique, qui s'est d'ailleurs poursuivie en 2009, la charge s'était rétablie début 2010. Cette reprise n'a toutefois pas duré, puisque la baisse de la charge a repris l'année suivante pour atteindre en moyenne ses niveaux les plus bas en 2014 et 2015. Par rapport à 2007, la baisse de la charge moyenne s'élève à 12,9% en 2015. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

La production locale des sites connectés au réseau d'ELIA n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données. SYNERGRID a estimé cette production locale à 9,5 TWh en 2015 (8,2 TWh en 2014), soit une hausse de 15,9% par rapport à 2014.

Figure 14 : Charge moyenne du réseau d'ELIA sur une base mensuelle de 2007 à 2015 (Sources : données ELIA, calculs CREG)



3.2.2.2. La part de marché de la production de gros

Le tableau suivant donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année.

Il ressort du tableau qu'ELECTRABEL possède toujours une part de marché importante (63,5%) de la production totale, bien qu'elle ait vu sa part de marché diminuer durant les années précédentes. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF LUMINUS qui détient une part de marché de

⁷⁰ 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 30 kV 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 des unités de production décentralisée raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas incluses dans la charge du réseau d'ELIA.

⁷¹ 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.

12,0% en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 8,7% de la capacité de production. Les quatrième et cinquième acteurs sont T-POWER et ENEL avec chacun une turbine gaz vapeur (TGV) d'une capacité d'un peu plus de 400 MW. Une TGV de cette taille représente un peu moins de 3% de la capacité de production en Belgique.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a encore légèrement diminué en 2015. Il reste toutefois très

élevé avec une valeur de 4.420. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Le tableau 8 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'ELIA ont produit 54,6 TWh en 2015, une production en constante diminution depuis 2010 (-36,8%).

Tous les grands producteurs voient leurs parts de marché en baisse au profit des plus petits producteurs. Pour ELECTRABEL, l'indisponibilité persistante de plusieurs centrales nucléaires en est la raison principale. EDF LUMINUS a également été affectée par l'indisponibilité de ces unités nucléaires.

Bien qu'elle demeure encore très forte, la position dominante d'ELECTRABEL poursuit sa décroissance continue depuis 2007 pour atteindre en 2015 son niveau le plus bas, à 64,8% de part de marché.

Tableau 7 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données ELIA, calculs CREG)

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Electrabel	13,1	13,6	12,0	11,5	11,2	10,9	9,9	9,4	9,3	85%	85%	74%	70%	68%	67%	66%	66%	65%	
EDF-Luminus*	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	12%	13%	14%	14%	14%	14%	15%	13%	12%	
E.ON	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	1,3	0%	0%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	9%	
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	
Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	3%	
Autres (< 2%)	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9	1,1	1,3	1,3	3%	3%	3%	4%	4%	6%	7%	9%	9%	
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,3	15,0	14,3	12,0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
										HHI	7.440	7.350	5.820	5.220	4.900	4.740	4.660	4.540	4.420

* Les parts de SPE et EDF LUMINUS sont cumulées depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

Tableau 8 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données ELIA, calculs CREG)

(TWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Electrabel	71,2	65,8	69,4	62,4	58,0	49,8	48,9	39,8	35,4	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%	67%	65%	
EDF-Luminus*	9,3	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,8	7,8	6,9	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%	13%	13%	
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	0,7	1,2	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%	
E.ON	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,7	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%	11%	9%	
Autres (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4	5,0	6,5	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	8%	12%	
Total	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,6	54,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
										HHI	7.570	7.370	6.800	5.520	5.490	5.120	5.090	4.720	4.470

* Les parts de SPE et EDF-Luminus sont cumulées depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

3.2.2.3. L'échange d'énergie

• Le couplage des marchés CWE

Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région d'Europe du Centre-Ouest (CWE) n'est toujours pas au rendez-vous, particulièrement ces quatre dernières années. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette observation, comme par exemple les arrêts successifs de plusieurs centrales nucléaires belges ces dernières années (voir le point 3.2.2.2 du présent rapport).

D'une manière générale, sur la période étudiée (2007-2015), les prix moyens les plus élevés ont été observés dans la région CWE en 2008, une année de surchauffe tarifaire mais aussi première année de la crise financière et économique. Ensuite, les prix moyens se sont contractés concomitamment pour atteindre leur niveau le plus bas en août 2014 pour la France et en mai 2015 pour l'Allemagne. La Belgique et les Pays-Bas n'ont pas encore retrouvé leur niveau le plus bas de 2009. De

2011 à 2014, le prix moyen annuel des Pays-Bas a été systématiquement supérieur à celui de la Belgique, de la France et de l'Allemagne. En 2015, le prix day-ahead moyen belge a été le plus élevé par rapport aux trois autres pays composant la région CWE. Le différentiel de prix entre la Belgique et l'Allemagne atteint 41,3%. Depuis 2011, l'Allemagne connaît une forte diminution de son prix moyen annuel pour atteindre en 2015 son plancher pour la période examinée. Par rapport à 2014, les prix de gros moyens sur le marché à court terme ont, en 2015, diminué en Allemagne (-3,5%) et aux Pays-Bas (-2,7%) mais augmenté en France (11,1%) et en Belgique (9,5%).

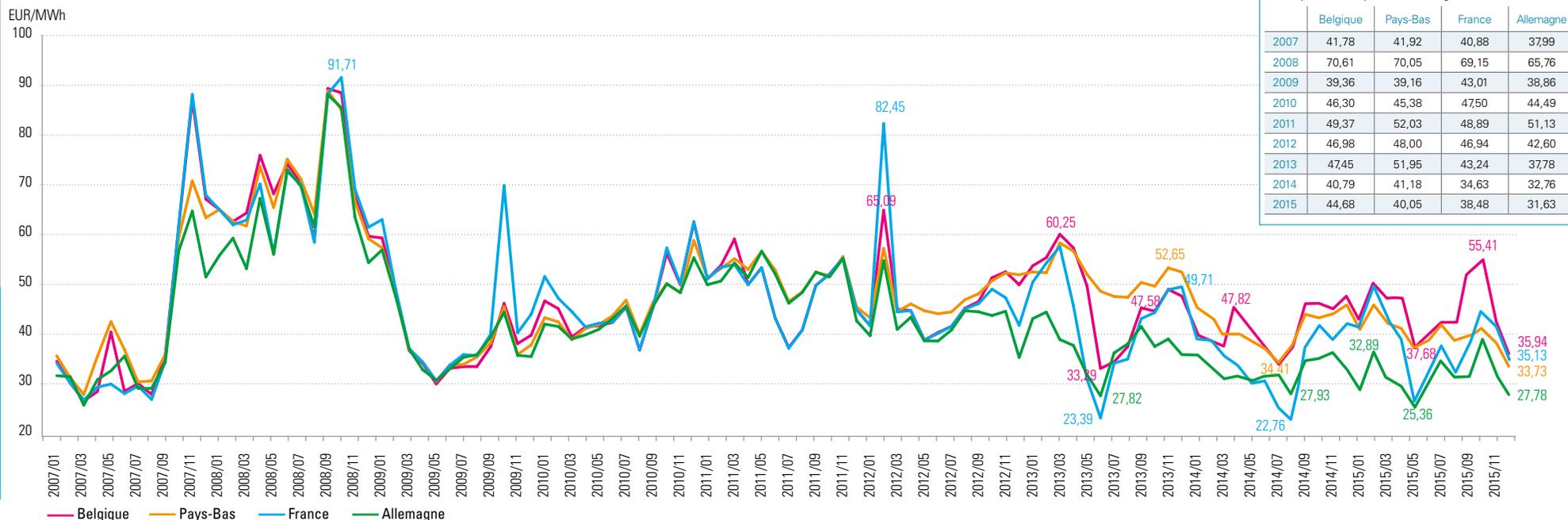
À l'exception du mois de février 2012, une période de grand froid, les prix belges et français ont fortement convergé pendant deux ans à partir du mois de juillet 2010. À partir du mois d'août 2012, la convergence tarifaire s'est réduite mois après mois, notamment à cause de la fermeture de plusieurs centrales nucléaires belges. Cette tendance s'est accentuée et même accélérée en 2014. En 2015 par contre,

la convergence des prix entre les marchés s'est en moyenne détériorée entre la Belgique d'une part, et les Pays-Bas et l'Allemagne d'autre part. Elle s'est par contre légèrement améliorée entre la Belgique et la France.

Parmi les quatre pays étudiés, la convergence des prix entre la Belgique et l'Allemagne est, de loin, la plus faible. Cette baisse de la convergence des prix découle probablement en grande partie de l'indisponibilité d'une partie importante de la capacité nucléaire belge depuis août 2012.

Le pic de prix de février 2012, résultante de la vague de froid, n'a plus été observé depuis avec une telle acuité malgré l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires belges. Grâce au couplage avec les marchés étrangers, les prix belges à court terme ont suivi la tendance générale de baisse de prix mais dans une bien moindre mesure.

Figure 15 : Prix moyens mensuels sur les bourses BELPEX, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2015 (Sources : CREG, ELIA, APX, POWERNEXT, EEX)



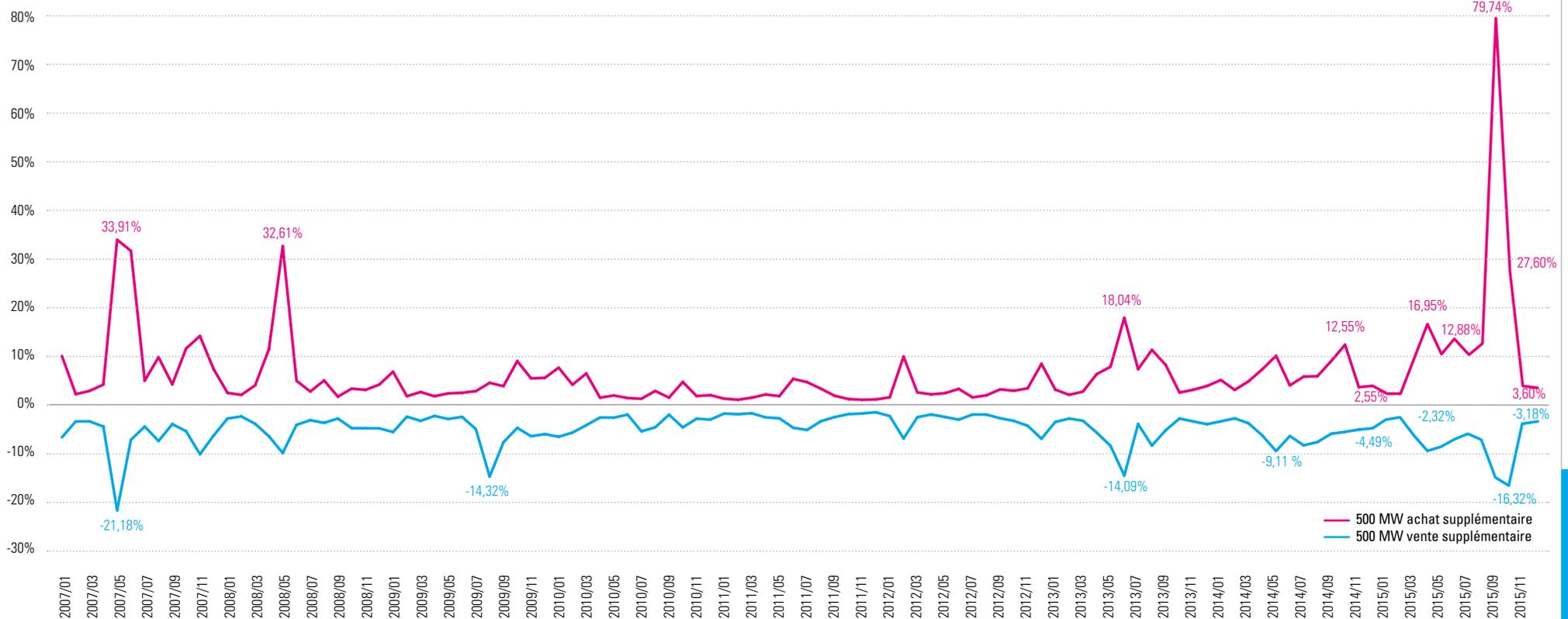
Le volume total négocié sur le BELPEX DAM s'est élevé à 23,7 TWh en 2015 contre 19,8 TWh en 2014, ce qui confirme la hausse continue observée depuis 2009. Le volume négocié sur BELPEX correspond à environ 30,7% du prélèvement total du réseau ELIA. Cette forte hausse de volume négocié se produit alors que le parc nucléaire belge connaît des problèmes récurrents importants depuis 2012.

Fin 2015, le BELPEX DAM comptait cinquante-quatre acteurs de marché, soit douze de plus qu'un an auparavant.

La sensibilité du prix de l'électricité à des volumes d'achats supplémentaires (la profondeur du marché) représente une donnée importante. La figure 16 illustre cette sensibilité du prix du BELPEX DAM, à savoir la hausse ou la baisse mensuelle moyenne relative du prix si 500 MW supplémentaires devaient être achetés ou vendus. Plus la sensibilité du prix est élevée, plus le prix peut être manipulé facilement. La sensibilité élevée du prix de 2007 et de début 2008 s'est contractée fortement jusqu'à la fin de l'année 2012 (excepté au mois de février), montrant ainsi un marché devenant plus robuste pour faire face à une offre et une demande

supplémentaires. À partir de 2013, la tendance s'est inversée pour atteindre un point culminant en septembre 2015 pour la période examinée. L'année 2015 s'est achevée comme elle avait commencé, avec une robustesse retrouvée. La raison de la volatilité du neuvième mois de l'année s'explique par des prix élevés (pointe maximale observée le 22 septembre 2015 à 448,70 euros/MWh) dans de faibles volumes. Pour expliquer cette situation particulière en lien avec des *loop flows* observés, la CREG a organisé un *workshop*⁷² le 18 novembre 2015.

Figure 16 : Robustesse moyenne mensuelle du marché de BELPEX entre 2007 et 2015 (Sources : BELPEX, CREG)



72 Voir aussi Working Paper (Z)151113-CDC-1476 on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange BELPEX on 22 September 2015.

Depuis mars 2008, BELPEX organise également une bourse *intraday* sur laquelle les acteurs du marché peuvent échanger de l'énergie dans la journée. Il ressort du tableau ci-dessous que le volume négocié augmentait d'année en année jusqu'en 2014. Le fait que la bourse *intraday* BELPEX ait été implicitement couplée à la bourse néerlandaise en 2011 a peut-être exercé une influence positive sur les volumes négociés. Toutefois, l'année 2015 met fin à cette progression régulière. Le volume négocié s'établit à 642,9 GWh en 2015, soit à un niveau inférieur à l'année 2013.

Il ressort également du tableau que le prix moyen en 2015 sur le marché *intraday* a augmenté pour atteindre 44,7 euros/MWh, soit un niveau comparable mais néanmoins supérieur aux années 2009 et 2014. Les prix *intraday* sont plus élevés que les prix *day-ahead*, principalement en raison du fait qu'il y a davantage de transactions *intraday* aux heures de pointe, dont les prix sont, par nature, plus élevés.

Figure 17 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (Sources : données BELPEX, EEX, APX, calculs CREG)

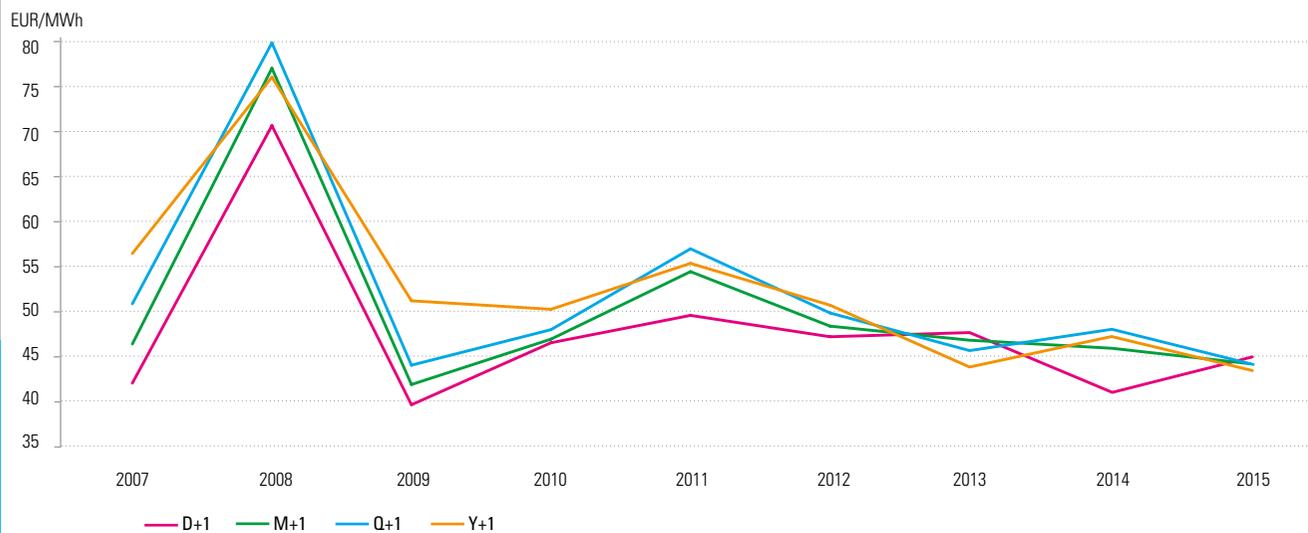


Tableau 9 : Énergie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday* (Source : données BELPEX)

Belpex Intraday	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Market Price (euros/MWh)	84,5	41,8	49,9	55,6	51,7	52,4	42,5	44,7
Volume (GWh)	89,2	187,2	275,5	363,5	513,2	651,0	768,2	642,9

La figure 17 compare le prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme. Les contrats à long terme qui sont envisagés sont des contrats pour le mois suivant (M+1), le trimestre suivant (Q+1) et l'année suivante (Y+1). La figure illustre le prix de transaction moyen par année calendrier par produit. Alors qu'il ressortait en 2014, que les prix à long terme connaissaient une évolution divergente à celle des prix à court terme (D+1), l'année 2015 indique, par contre, en moyenne une forte convergence des prix quelle que soit l'échéance. Sur la période examinée, les prix à long terme (Y+1) sont en moyenne supérieurs aux prix à court terme (D+1) pour la

même période de transaction, à l'exception des années 2013 et 2015. En 2015, un MWh d'électricité destiné à être fourni le mois suivant était vendu en moyenne 1,6% moins cher que celui destiné à être fourni le jour suivant. Pour les fournitures effectuées au cours du trimestre suivant et de l'année suivante, ce pourcentage était, respectivement, de 1,4% et 3,0%. Par rapport à l'année 2014, les prix moyens M+1, Q+1 et Y+1 sont en baisse et les prix moyens D+1 sont en hausse. Pour les quatre échéances, les prix moyens D+1 sont les plus élevés en 2015. Pour l'ensemble de la période 2007-2015, un MWh pour le mois suivant, le trimestre suivant et l'année suivante, était vendu en moyenne 5,4%, 9,0% et 10,6% plus cher que dans le cadre d'un contrat pour le jour suivant.

• Étude sur les résultats observés durant l'enchère du 17 mai 2013 de la capacité transfrontalière de la Belgique vers les Pays-Bas

La CREG a examiné⁷³ l'enchère de capacité d'interconnexion mensuelle de la Belgique vers les Pays-Bas organisée le 17 mai 2013 à 11h30, suite à un changement remarquable de la marge de prix entre les month-ahead futures négociés en Belgique et ceux négociés aux Pays-Bas le jour qui a précédé l'enchère et celui qui l'a suivie : la marge de prix a augmenté de 6,58 euros/MWh à 15,7 euros/MWh, soit une hausse de 9,12 euros/MWh.

Une enquête a été réalisée afin de déterminer s'il y a eu infraction au règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La

CREG a achevé son enquête en 2015 et, conformément à ses compétences légales, en a communiqué les conclusions aux parties intéressées par cette affaire, parmi lesquelles l'ACER et l'ACM, le régulateur néerlandais. Au moment des faits, la CREG ne disposait pas encore de pouvoirs coercitifs en vertu de l'article 13 de REMIT.

Afin de maintenir la confiance de tous les acteurs du marché dans le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, la CREG les encourage à continuer à signaler les éventuelles infractions à REMIT.

3.2.2.4. REMIT

Le règlement REMIT (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) fixe une série de prescriptions en vue de prévenir et de punir les abus sur le marché de gros de l'énergie. Depuis le 28 décembre 2011, les acteurs du marché doivent respecter les règles de fond de REMIT, mais la création de structures de surveillance coordonnées (enregistrement d'acteurs du marché, collecte de données, monitoring, sanction) n'a commencé à être opérationnelle qu'en 2015.

Au niveau européen, la Commission européenne a adopté, le 17 décembre 2014, un règlement d'exécution déterminant les données qui devront précisément être rapportées (notamment les ordres et les transactions)⁷⁴. Ce règlement, en vigueur depuis le 7 janvier 2015, précise que pour le 7 octobre 2015, les acteurs du marché qui réalisent des transactions sur les places de marché organisées doivent s'être enregistrés auprès de leur régulateur national et déclarer leurs contrats standards tandis que les acteurs du marché qui réalisent des transactions hors places de marché devront s'enregistrer et déclarer leurs contrats, généralement de type non standard pour le 7 avril 2016.

De son côté, ACER a créé un portail REMIT et y a publié plusieurs listes (les places de marché organisées, les contrats standards, les *Registered Reporting Mechanisms* (RRMs) et les plates-formes d'informations privilégiées) et des manuels à l'attention des acteurs du marché, notamment sur les données à déclarer et la structure des données pour le partage d'informations.

La CREG a sensibilisé les acteurs du marché à ce règlement d'exécution en organisant deux *workshops*. Le premier présentait REMIT et la procédure d'enregistrement. Le second était plus orienté sur les gros consommateurs d'énergie concernés par REMIT (voir également le point 5.7 du présent rapport). La CREG a assisté les acteurs du marché dans leur démarche d'enregistrement sur la plate-forme CEREMP (*Central European Registry for Energy Market Participants*) et a répondu aux questions des acteurs du marché concernant la déclaration des contrats pour la première phase du 7 octobre 2015.

La CREG a également recherché, fin 2015, un outil pour l'assister dans le monitoring et la gestion des cas REMIT. Ceci se poursuivra durant l'année 2016.

En 2015 également, la CREG a testé la plate-forme pour la gestion des cas (*case management tool*) ; celle-ci devrait être opérationnelle courant de l'année 2016.

3.2.2.5. La charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz

En juillet 2013, la charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz a été signée par différents prestataires de services de sites

Internet de comparaison des prix (voir rapport annuel 2013, p. 44). Cette charte comporte un certain nombre de prescriptions fondées sur des critères auxquels un comparateur de prix de qualité doit répondre, tels que repris dans les « Guidelines of good practice on Price Comparison Tools » du CEER. Les prestataires de services peuvent signer volontairement la charte et s'engagent ainsi à en respecter les prescriptions. Les signataires de la charte qui n'en respecteraient pas les dispositions encourent les sanctions prévues dans la loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur.

En 2015, la CREG a veillé au respect de la charte par les prestataires de services signataires, en ayant recours à des contrôles par échantillon. Dans ce cadre, la CREG se voit confrontée à l'évolution rapide de ces sites Internet. Elle publie sur son site Internet les noms des sites Internet de comparaison des prix qui ont signé la charte et en respectent toutes les prescriptions.

3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture

En 2015, la CREG a réalisé et publié une étude sur la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel (voir le point 3.2.1.1 du présent rapport). Cette étude met en évidence qu'une grande majorité des consommateurs résidentiels, des PME et des indépendants disposent toujours d'un potentiel d'économies considérable, tant en changeant de produit chez son propre fournisseur qu'en changeant de fournisseur.

⁷⁴ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JOUE du 18 décembre 2014).

3.3. Protection des consommateurs

La CREG a continué en 2015 à mettre l'accent sur l'aspect de la protection des consommateurs dans le cadre de ses travaux.

Elle a traité, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui ont été adressées et collaboré avec les services fédéral et régionaux de médiation de l'énergie dans le cadre de plaintes (voir le point 5.6 du présent rapport).

La CREG a en outre poursuivi la publication sur son site Internet de l'« Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz pour les clients résidentiels et les PME », dans lequel l'accent est mis sur la composante énergétique et la comparaison des prix *all-in* (facture totale) belges avec ceux des pays voisins (Pays-Bas, Allemagne et France) et du Royaume-Uni (voir le point 3.2.1.2 du présent rapport) et du « Tableau de bord mensuel Electricité et Gaz naturel » (voir le point 3.1.2.3 du présent rapport).

La CREG publie aussi, mensuellement, les cotations gaz TTF101 et TTF103 et, trimestriellement, les paramètres d'indexation des produits variables utilisés par chaque fournisseur et contrôlés par la CREG.

En 2015, la CREG a réalisé et publié une étude sur la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants (voir le point 3.2.3. du présent rapport).

En 2015, la CREG a également réalisé et publié une étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel (voir le point 3.2.3 du présent rapport) qui permet d'appréhender l'évolution des parties composantes spécifiques des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients industriels.

Enfin, les besoins spécifiques des PME et indépendants sur le marché de l'énergie (voir aussi le point 3.2.1.1 du présent rapport) ont été abordés par la CREG dans une étude. Celle-ci indique que le potentiel d'économies des indépendants et des PME est considérable dans le cadre d'un changement de fournisseur ou lors de la conclusion d'un nouveau contrat chez le même fournisseur.

Toutes ces publications ont pour objectif de mieux informer le consommateur des prix en vigueur sur le marché de détail ainsi que de leur évolution.

Enfin, le lecteur est invité à se référer aux points 5.9.2 et 5.9.3 du présent rapport qui détaillent les travaux réalisés par la CREG dans le cadre des groupes de travail de l'ACER, du CEER et de la Commission européenne traitant des aspects relatifs à la protection des consommateurs dans le domaine énergétique.

3.4. Sécurité d'approvisionnement

3.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

- **Demande**⁷⁵

La charge du réseau d'ELIA représentait 77,18 TWh en 2015 contre 77,16 TWh en 2014, ce qui correspond à un quasi *status quo* entre 2014 et 2015.

Tableau 10 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'ELIA pour la période 2007-2015 (Source : ELIA, 2015 : données provisoires)

	Énergie (GWh)	Puissance de pointe (MW)
2007	86.619	14.033
2008	87.760	13.431
2009	81.575	13.513
2010	86.501	13.845
2011	83.350	13.201
2012	81.717	13.369
2013	80.534	13.446
2014	77.161	12.736
2015	77.184	12.634

- **Capacité installée et énergie produite**

Dans le courant de l'année 2015, la capacité de production installée raccordée au réseau d'ELIA en Belgique et qui ne fait pas partie de la réserve stratégique a diminué de 89 MW par rapport à 2014, passant de 14.591 MW à 14.502 MW. Un certain nombre de petites unités de production a effectivement été mis hors service et partiellement contracté dans la réserve stratégique pour l'hiver 2015-2016. La capacité de production totale qui fait partie de la réserve stratégique à la fin de 2015 s'élève à 1.177 MW.

⁷⁵ La demande considérée ici est la charge du réseau d'ELIA, calculée comme le bilan des productions nettes injectées sur le réseau d'Elia, des importations et des exportations, duquel est soustraite l'énergie pompée par les centrales de pompage-turbinage. C'est donc la somme des prélèvements nets et des pertes.

Tableau 11 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'ELIA au 31 décembre 2015 (Source : ELIA)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5.926	40,9
TGV et turbines à gaz	3.867	26,7
Centrales classiques	785	5,4
Cogénération	815	5,6
Incinérateurs	230	1,6
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	219	1,5
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	86	0,6
Centrales de pompage-turbinage	1.308	9,0
Éoliennes <i>onshore</i>	163	1,1
Éoliennes <i>offshore</i>	713	4,9
Biomasse	385	2,7
Total	14.502	100,0

Tableau 12 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2015 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'ELIA

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	24.822	43,4
Gaz naturel ¹	18.097	31,6
Charbon ¹	3.702	6,5
Fuel ¹	0,0	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	1.782	3,1
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	1.295	2,3
Autres ¹	7.501	13,1
Total²	57.200	100,0

¹ Source : ELIA, données provisoires

² Source : SYNERGRID, données provisoires

³ Source : calculs CREG (valeurs non transmises par ELIA)

3.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport

Le gestionnaire du réseau de transport ELIA doit rédiger un plan de développement du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec la direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan. Le projet de plan de développement doit être soumis pour avis à la CREG.

Le plan couvre une période de dix ans et doit être adapté tous les quatre ans. Le plan comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport. En outre, le plan de développement détermine le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau de transport doit exécuter et tient compte du besoin en capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt général désignés par les institutions de l'Union européenne sur le plan des réseaux transeuropéens.

En 2015, ELIA a établi, dans ce contexte, en collaboration avec la direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan, un plan pour le développement du réseau de transport fédéral couvrant les années 2015 à 2025. Le projet de plan de développement a été soumis pour avis entre autres à la CREG qui a fait plusieurs recommandations dans ce cadre⁷⁶.

La ministre de l'Énergie a approuvé le 18 novembre 2015 la version définitive du plan de développement fédéral du réseau de transport 2015-2025.

La CREG a également continué à suivre l'exécution des investissements prévus dans l'infrastructure de réseau en 2015.

3.4.3. Sécurité opérationnelle du réseau

Une part importante des flux d'énergie physiques découle des transits transfrontaliers d'électricité à travers le réseau belge. Selon ELIA, les transits physiques s'élevaient à environ 2,5 TWh en 2015, contre 3,9 TWh en 2014, en baisse de 36,7%.

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas.

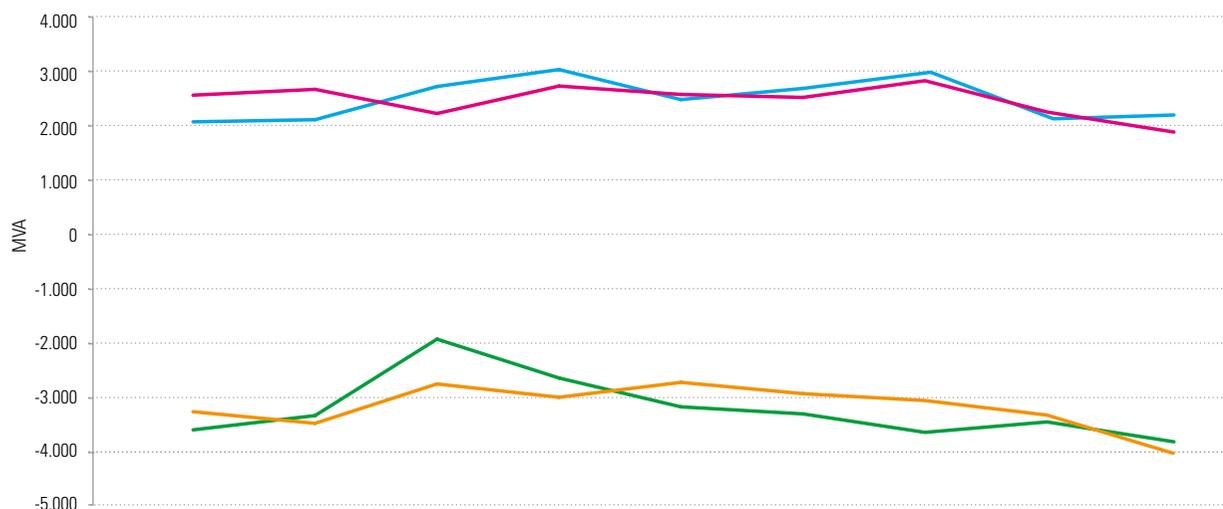
Tant à la frontière française que néerlandaise, les pics de flux les plus élevés surviennent lorsque les flux affluent des pays voisins vers la Belgique.

Les pics de flux depuis la France ont à nouveau augmenté ces dernières années, après avoir diminué en 2009, année durant laquelle les transformateurs-déphaseurs ont pour la première fois été complètement mis en service à la frontière néerlandaise. Le pic de flux depuis la France a augmenté par

rapport à l'année précédente de 334 MVA, pour atteindre 3.795 MVA en 2015. C'est le pic quart-horaire le plus élevé pour la période examinée. Pour l'année 2015, 88 pics de flux sur les liaisons avec la France étaient plus élevés que la valeur de pointe de 2014.

Les pics de flux avec les Pays-Bas ont, pour la première fois pour la période examinée, atteint 4.005 MVA en 2015 et même dépassé les pics de flux avec la France. Ainsi, la valeur de pointe quart-horaire de 2014, soit 3.312 MVA, a été dépassée à 360 reprises en 2015.

Figure 18 : Évolution entre 2007 et 2015 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas
(Source : CREG, sur la base des données d'ELIA)



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
charge max. BE → FR	2.055	2.095	2.714	3.030	2.470	2.678	2.963	2.154	2.199
charge max. BE → NL	2.553	2.663	2.208	2.724	2.567	2.510	2.825	2.235	1.898
charge max. FR → BE	-3.597	-3.333	-1.917	-2.637	-3.171	-3.301	-3.643	-3.461	-3.795
charge max. NL → BE	-3.260	-3.477	-2.740	-2.989	-2.711	-2.922	-3.050	-3.312	-4.005

Pour pouvoir faire face à des situations difficiles, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins s'avère une fois de plus indispensable. CORESO, le premier centre de coordination technique régional pour plusieurs gestionnaires de réseau de transport, instauré le 19 décembre 2008 par les gestionnaires du réseau de transport belge (ELIA) et français (RTE), joue vraisemblablement un rôle important à ce niveau. NATIONAL GRID (le gestionnaire du réseau de transport britannique) est devenu membre de CORESO à la mi-2009, et TERNAL (le gestionnaire du réseau de transport italien) et 50 HERTZ (le gestionnaire du réseau de transport du nord et de l'est de l'Allemagne) en sont membres depuis fin 2010.

3.4.4. Investissements dans les interconnexions transfrontalières

ELIA a l'ambition à court et moyen terme de renforcer les interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France et de développer de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni, l'Allemagne et le Grand-Duché de Luxembourg.

• Renforcement prévu de la frontière nord (projet BRABO)

Fin 2015, ELIA a mis en service le deuxième transformateur-déphaseur à Zandvliet⁷⁷. La configuration en série provisoire comportant le premier transformateur-déphaseur a ainsi été réalisée à Zandvliet. Cette configuration n'augmente pas concrètement la capacité d'importation mais permettra de l'optimiser.

Au cours de l'année 2016, le deuxième transformateur-déphaseur de Zandvliet sera érigé selon une configuration en parallèle avec mise à niveau du deuxième terne Doel – Zandvliet de 150 à 380 kV. Cela va de pair avec l'installation d'un transformateur 380/150 kV à Doel et avec des adaptations du réseau 150 kV autour de Doel. Dans les scénarios étudiés d'une production maximale de 2.000 MW à Doel, la capacité d'interconnexion avec la frontière nord depuis les Pays-Bas augmentera d'environ 1.000 MW. ELIA estime que si la production de Doel dépasse 2.000 MW, la capacité d'interconnexion supplémentaire de 1.000 MW de la frontière nord ne pourra être pleinement utilisée qu'après la réalisation des deuxième et troisième phases du projet BRABO.

Les deuxième et troisième phases prévoient la pose d'une nouvelle ligne à haute tension de 380 kV entre les postes haute tension existants à Zandvliet et Lillo et le poste haute tension Mercator dans la commune de Kruibeke. La deuxième phase, composée de la partie Zandvliet-Lillo et de la

saillie de l'Escaut à hauteur de Liefkenshoek, est prévue d'ici à 2020. Maintenant que toutes les unités nucléaires de Doel ont été remises en service et que la production totale de Doel s'élève à quelque 2.900 MW, le calendrier de la troisième phase du projet Brabo devra être actualisé en fonction de l'évolution des flux énergétiques internationaux et être éventuellement avancé à 2020.

• Renforcement prévu de la frontière sud

Afin de répondre au contexte actuel de sécurité d'approvisionnement, des modules « Ampacimon » ont été installés sur les liaisons existantes avec la France pour l'hiver 2014-2015. Le placement de modules « Ampacimon » de monitoring de la capacité réelle de transport des lignes via une image thermique des conducteurs permet à ELIA d'exploiter au mieux ces liaisons jusqu'à leurs limites effectives.

À moyen terme, les liaisons avec la France nécessiteront néanmoins davantage de renforcements structurels pour continuer à faciliter le fonctionnement de marché. Le renforcement prévu consiste à remplacer d'ici 2022 les conducteurs existants entre Avelin/Mastaine (FR) et Avelgem (BE) et ensuite jusque Horta à Zomergem par des conducteurs dits « à haute performance »⁷⁸, afin d'augmenter ainsi la capacité de la frontière sud d'environ 1.000 MW.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et le Royaume-Uni (le projet NEMO)

Le projet NEMO implique la réalisation d'un câble sous-marin de 1.000 MW en courant continu d'une longueur d'environ 140 km. Ce projet permettra de relier Richborough au Royaume-Uni à la sous-station « Gezelle » qui fait partie du projet STEVIN érigé à Bruges.

Ce projet figure dans la liste des *Projects of Common Interest* (PCI) de la Commission européenne⁷⁹, ce qui confirme son intérêt général dans le cadre de la politique européenne en matière énergétique et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Pour la Belgique, cela signifie que de l'énergie peut être échangée directement avec le Royaume-Uni, ce qui doit conduire à un renforcement de la sécurité d'approvisionnement compte tenu de la diversification qu'engendre une nouvelle interconnexion.

La décision d'investissement finale a été prise au printemps 2015 et les contrats des stations de conversion et de la connexion par câble ont été attribués à la mi-2015. Les travaux de construction seront entamés à la mi-2016, offrant ainsi la possibilité technique de livrer la nouvelle connexion pour la fin 2018 et de lancer son exploitation commerciale à compter de 2019.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et l'Allemagne (le projet ALEGrO)

Dans ce projet, baptisé ALEGrO (Aachen Liège *Electric Grid Overlay*), un câble à courant continu d'une puissance d'environ 1.000 MW sera installé sur une distance d'environ 100 km entre les sous-stations de Lixhe (Visé) en Belgique et d'Oberzier en Allemagne. Ce projet figure également dans la liste des *Projects of Common Interest* de la Commission européenne.

Cette nouvelle interconnexion contribuera principalement, via la diversification de marché offerte par l'échange direct d'énergie entre la Belgique et l'Allemagne, à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement et facilitera également la poursuite de l'intégration de marché, résultant en une convergence des

77 Le quatrième sur la frontière nord : deux à Zandvliet et deux dans la sous-station Van Eyck à Kinrooi.

78 Les conducteurs à haute performance ou HTLS (high-temperature low-sag) se dilatent moins que des conducteurs classiques en cas d'exploitation à plus hautes températures. De ce fait, un flux supérieur d'électricité peut être transporté dans les conducteurs et la capacité de connexion s'en trouve accrue.

79 Règlement délégué (UE) n° 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

prix au sein de la région CWE. Par ailleurs, ALEGrO peut jouer un rôle important dans l'intégration d'un nombre sans cesse croissant de sources d'énergie renouvelables.

ELIA et AMPRION (le gestionnaire de réseau allemand) prévoient d'obtenir d'ici la fin 2017 toutes les autorisations pour entamer les travaux, offrant ainsi la possibilité technique de construire la nouvelle connexion pour la fin 2019 et de lancer son exploitation commerciale à compter de 2020.

• L'interconnexion prévue entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg

Le réseau de transport du Grand-Duché de Luxembourg se compose à l'heure actuelle de deux parties : une première partie (SOTEL) raccordée au réseau belge (ELIA) et au réseau français (RTE), et une seconde partie (CREOS) raccordée au réseau allemand (AMPRION). Aucune connexion directe n'existe actuellement entre ces deux parties en exploitation de réseau normale.

Cette structure doit être adaptée et étendue pour mieux intégrer le réseau de transport luxembourgeois dans le réseau européen. Cette intégration permettra d'améliorer la sécurité d'approvisionnement au Grand-Duché de Luxembourg et d'augmenter la capacité d'interconnexion entre l'Allemagne, le Luxembourg et la Belgique dans cette région.

En 2015, ELIA, CREOS et AMPRION ont collaboré à un projet de raccordement de leurs réseaux visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg et à réaliser le premier couplage commercial des marchés belge et allemand.

Dans le cadre de ce projet, CREOS installera un transformateur-déphaseur de 400 MVA/220 kV sur le poste haute tension de Schifflange (Luxembourg). Grâce à une meilleure gestion des flux énergétiques, ce transformateur-déphaseur

contribuera à la création d'un corridor d'échanges commerciaux entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne. Dans le même temps, la construction de deux nouvelles lignes 220 kV (le projet « LuxRing ») sur le réseau de CREOS assurera une meilleure connexion entre les trois pays. Ce projet est également en cours d'exécution. La capacité d'interconnexion visée s'élèvera dans un premier temps à quelque 300 à 400 MW.

Les premiers résultats de l'étude montrent selon ELIA que l'augmentation continue de la capacité d'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg n'est possible, à terme, que si une connexion supplémentaire est réalisée. La connexion actuellement à l'étude se compose de deux câbles 220 kV entre les sous-stations d'Aubange (BE) et de Bascharage (LU), munis de transformateurs-déphaseurs optionnels visant à contrôler le flux total. La capacité d'interconnexion pourrait de ce fait augmenter jusqu'à 700 MW.

S'agissant de la réalisation d'un couplage entre le hub belge et le hub allemand/autrichien/luxembourgeois, ELIA et CREOS ont indiqué en janvier 2016 que la mise en service commerciale de l'interconnexion BeDeLux n'interviendra pas au premier semestre 2016, comme prévu initialement. ELIA et CREOS ont également annoncé qu'elles fourniront plus d'informations sur le nouveau calendrier aux acteurs du marché dans le courant 2016.

3.4.5. Mesures pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement

3.4.5.1. Réserve stratégique

Une loi du 26 mars 2014 a modifié la loi électricité en y insérant un chapitre relatif à la réserve stratégique. Cette loi est détaillée sous le point 2.2 du rapport annuel 2014 de la CREG.

• Période hivernale 2014-2015

La réserve stratégique n'a pas dû être activée durant la période hivernale 2014-2015.

Le 15 septembre 2015, la CREG a publié une étude⁸⁰ concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015. L'étude décrit que la zone de réglage belge était loin d'une activation des réserves stratégiques durant l'hiver 2014-2015, qui a connu en moyenne des températures normales, sans vague de froid. L'étude analyse également en détail les deux journées les plus critiques de l'hiver passé. Ensuite la sécurité d'approvisionnement est simulée dans des conditions plus extrêmes. Enfin, l'étude donne les perspectives pour l'hiver prochain 2015-2016.

La CREG démontre dans l'étude que, tant le marché *day-ahead* que le système en temps réel sont restés en-deçà de 1.000 MW d'une activation de la réserve stratégique. *A fortiori*, la Belgique a évité très largement un délestage généré par un problème de sécurité d'approvisionnement.

Une analyse de la journée avec les prix les plus élevés de la dernière période hivernale (24 mars 2014), montre que même en-dehors de la période hivernale, le marché peut connaître une pénurie relative, non pas suite à une vague de froid mais suite à une moindre disponibilité du parc de production et de la capacité d'interconnexion. Compte tenu de cette moindre capacité disponible, les prix en hausse améliorent la valeur économique de la capacité de production et de la gestion de la demande, qui peut, à son tour, influencer positivement sur la sécurité d'approvisionnement.

Une simulation démontre que même dans des conditions extrêmes pour l'hiver 2014-2015, une activation de la réserve stratégique n'aurait sans doute pas été nécessaire.

⁸⁰ Étude (F)150910-CDC-1454 concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015.

La CREG n'en estime pas moins nécessaire la constitution d'une réserve stratégique qui constitue un complément indispensable à l'*Energy Only Market* afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de véritable vague de froid. Par ailleurs, la CREG estime que la définition actuelle du volume de la réserve stratégique pourrait être améliorée, car elle présente à ce stade un résultat parfois difficile à comprendre.

La capacité de production disponible prévue pour l'hiver prochain sera du même ordre de grandeur que celle de l'hiver dernier. Par rapport à l'an dernier, la capacité disponible plus élevée de la réserve stratégique renforcera la résistance du système face à des indisponibilités non planifiées et une éventuelle vague de froid.

Suite à cette étude, la CREG a été auditionnée par la commission de l'Économie de la Chambre des représentants⁸¹ le 27 octobre 2015.

• Période hivernale 2015-2016

En exécution de la loi du 26 mars 2014, un arrêté ministériel du 15 janvier 2015⁸² a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport d'électricité, ELIA, de constituer, à partir du 1^{er} novembre 2015, une réserve stratégique pour un volume complémentaire de 2.750 MW par rapport aux 750 MW déjà contractés sur la base de l'arrêté ministériel du 16 juillet 2014.

En janvier 2015, la CREG a rendu ses remarques sur les modalités de la procédure de constitution de réserves stratégiques proposées par ELIA pour la période hivernale 2015-2016⁸³.

En mars 2015, la CREG a rendu une décision⁸⁴ sur les règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à partir du 1^{er} novembre 2015. Celle-ci a été précédée d'une consultation organisée en février 2015 portant sur la proposition d'ELIA de règles de fonctionnement de la réserve stratégique et sur le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition.

En juin 2015, sur la base du rapport d'ELIA contenant les données sur les prix et les volumes offerts et une sélection technico-économique des offres reçues dans le cadre de l'appel d'offres organisé en mars 2015 en vue de constituer la réserve stratégique, la CREG a formulé un avis⁸⁵ sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts.

Les conditions générales des contrats de responsables d'accès ont par ailleurs été adaptées pour les mettre en conformité avec le mécanisme de réserve stratégique (voir le point 3.1.3.3.A.b du présent rapport).

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », fixé par la CREG⁸⁶ et entré en vigueur le 1^{er} février 2015, il s'élève à 0,6110 euro/MWh prélevé net (voir aussi le point 3.1.3.5.A.b du présent rapport).

3.4.5.2. Appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité

Un arrêté ministériel du 27 mars 2015 a mis fin à la procédure d'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle ouvert ou cycle combiné à gaz en Belgique (voir le point 2.4 du présent rapport).

3.4.5.3. Pénurie d'électricité et plan de délestage

• Avis de la CREG sur un projet d'arrêté royal modifiant le règlement technique et un projet d'arrêté ministériel modifiant le plan de délestage

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a rendu un avis⁸⁷, le 6 juillet 2015, d'une part, sur un projet d'arrêté royal modifiant le règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et d'autre part, sur un projet d'arrêté ministériel modifiant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité. La CREG y fait des observations générales et examine le texte article par article.

L'arrêté royal du 6 octobre 2015 modifiant ledit règlement technique et l'arrêté ministériel du 13 novembre 2015 modifiant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité sont détaillés sous le point 2.3 du présent rapport.

81 Le compte rendu est disponible sur <http://www.lachambre.be/doc/CCRI/pdf/54/ic008.pdf>.

82 Arrêté ministériel du 15 janvier 2015 donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique complémentaire à partir du 1^{er} novembre 2015 (Moniteur belge du 21 janvier 2015).

83 Note (Z)150115-CDC-1395 relative à la proposition de modalités de procédure pour la constitution de réserves stratégiques – période hivernale 2015-2016.

84 Décision finale (B)150312-CDC-1403 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à partir du 1^{er} novembre 2015.

85 Avis (A)150625-CDC-1433 sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la fourniture de la réserve stratégique en réponse à l'appel d'offres du 17 mars 2015.

86 Décision (B)150129-CDC-658E/32 relative à la proposition du 25 novembre 2014 de SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à partir du 1^{er} janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique.

87 Avis (A)150706-CDC-1430 sur un projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, ainsi qu'un projet d'arrêté ministériel modifiant l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité.

- **Les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique**

La CREG a réalisé une étude⁸⁸ en juin 2015 sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique.

Cette étude s'inscrit dans le cadre d'une mission confiée à la CREG par la ministre de l'Énergie en exécution de décisions prises par le gouvernement fédéral. Une consultation publique a été réalisée dans le but de recueillir l'avis des acteurs du marché.

L'étude précise la notion d'adéquation, traite de l'évaluation du besoin de capacité à court et à moyen terme et présente les moyens possibles pour obtenir le niveau voulu de sécurité d'approvisionnement dans le cadre du modèle de marché actuel. Elle envisage ensuite l'ajout d'un mécanisme de rémunération de la capacité en examinant d'abord les expériences des pays voisins et en proposant ensuite des pistes pour une éventuelle mise en œuvre en Belgique.

Au terme de la consultation publique, des rencontres avec différents acteurs de marché et d'une analyse du fonctionnement du marché belge, la CREG arrive aux conclusions suivantes :

- il est nécessaire d'améliorer l'évaluation à court et moyen termes des besoins de capacité de production d'électricité et de gestion de la demande. La réglementation et la méthodologie en vigueur jusqu'ici devraient entre autres

prévoir une objectivation et une validation par des autorités compétentes, dont la CREG ;

- il convient d'améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité en place actuellement (Energy Only Market), aussi bien à court terme que via des réformes structurelles, y compris pour la réserve stratégique (exemple : définition des conditions dans lesquelles une unité participant à la réserve stratégique peut revenir dans le marché);
- sur la base de l'analyse des besoins, un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) pourrait être mis en place en Belgique. Il convient de signaler qu'à l'étranger, la mise en place de certains CRM a souvent été complexe, a nécessité plusieurs années et a un coût, avec une efficacité qui doit parfois encore être démontrée.

3.4.5.4. Le code de sauvegarde d'ELIA

Conformément au règlement technique, ELIA a notifié à la CREG, par lettre du 2 décembre 2015, une nouvelle version du code de sauvegarde intégrant les modifications législatives apportées à l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et à l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité (voir le point 2.3 du présent rapport).

Le code de sauvegarde fixe notamment les procédures opérationnelles applicables aux responsables d'accès, aux utilisateurs du réseau et aux autres gestionnaires de réseau dans le but d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.