



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT NATIONAL 2016

DE LA BELGIQUE

**A LA COMMISSION EUROPEENNE
ET A ACER**

7 juillet 2016

TABLE DES MATIERES

1	AVANT-PROPOS	7
2	FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ELECTRICITE ET DE GAZ NATUREL.....	12
3	LE MARCHÉ DE L'ELECTRICITE	16
3.1	Régulation du réseau.....	16
3.1.1	Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)	16
3.1.2	Réseaux fermés industriels.....	16
3.1.3	Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions	17
3.1.4	Réseaux fermés professionnels.....	18
3.2	Fonctionnement technique.....	20
3.2.1	Services d'équilibrage et les services auxiliaires.....	20
3.2.2	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture.....	37
3.2.3	Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations.....	39
3.2.4	Monitoring des mesures de sauvegarde.....	45
3.2.5	Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée offshore et onshore et de l'électricité verte produite.....	47
3.3	Tarifs de transport et de distribution	60
3.3.1	Tarifs de transport (ELIA)	60
3.3.2	Tarif de distribution.....	65
3.3.3	Prévention de subvention croisée entre activité de transport, de distribution et de fourniture.....	72
3.4	Questions transfrontalières	73

3.4.1	Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités	73
3.4.2	Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion	83
3.4.3	Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalier (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)	86
3.4.4	Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers	89
3.4.5	Monitoring les plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne	92
3.4.6	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER	95
3.5	Conformité.....	96
3.5.1	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	96
3.5.2	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, les GRDs et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives	96
3.6	Concurrence.....	99
3.6.1	Marché de gros.....	99
3.6.2	Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros.....	101
3.6.3	Marché de détail	108
3.6.4	Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence et le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence.....	109

3.6.5	Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective.....	119
3.7	Sécurité d'approvisionnement	123
3.7.1	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	123
3.7.2	Monitoring les investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement;	135
3.7.3	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs	137
4	Le marché du gaz naturel.....	140
4.1	Régulation du réseau.....	140
4.1.1	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport	140
4.1.1.1	Fluxys Belgium.....	140
4.1.1.2	Interconnector (UK) Limited.....	141
4.1.2	Réseaux fermés industriels.....	141
4.1.3	Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions	141
4.1.4	Réseaux fermés professionnels.....	142
4.2	Fonctionnement technique.....	143
4.2.1	Services d'équilibrage et les services auxiliaires.....	143
4.2.2	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture.....	144
4.2.3	Le temps prix par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations.....	146
4.2.4	Monitoring les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires	149
4.2.5	Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage.....	151
4.2.6	Monitoring des mesures de sauvegarde.....	151
4.3	Tarifs de transport et de distribution	151
4.3.1	Tarifs Fluxys en Interconnector (UK) Limited	151

4.3.2	Tarifs de distribution	154
4.3.3	Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture.....	155
4.4	Questions transfrontalières	155
4.4.1	Monitoring “Cross-border interconnection capacity”.....	155
4.4.2	Implémentation des codes de réseau européennes et leurs effets économiques	156
4.4.3	Monitoring des plans d’investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d’investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l’ensemble de la Communauté européenne.....	158
4.4.4	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concerner et ACER.....	161
4.5	Conformité.....	162
4.5.1	Décisions juridiquement contraignantes d’ACER et de la Commission Européenne et les orientations	162
4.5.2	Décisions juridiquement contraignantes à l’encontre d’Elia, les GRDs et les entreprises d’électricité actifs sur le marché belge d’électricité concernant l’application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives	163
4.6	Concurrence.....	163
4.6.1	Marché de gros.....	163
4.6.1.1	Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau de l’efficacité atteints en terme d’ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros	167
4.6.2	Marché de détail	169
4.6.2.1	Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence, le niveau de l’ouverture du marché et la concurrence	170

4.6.2.2	Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective	179
4.7	Sécurité d’approvisionnement	180
4.7.1	Monitoring de l’équilibre entre l’offre et la demande.....	180
4.7.2	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	186
4.7.3	Monitoring des investissements dans les capacités sous l’angle de la sécurité d’approvisionnement	188
4.7.4	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs	191
5	Protection des consommateurs et traitement des plaintes en électricité et gaz naturel	193
5.1	Protection des consommateurs	193
5.1.1	Obligations de service universel et de service public.....	193
5.1.2	Consommateurs vulnérables	199
5.1.2.1	Définition du « consommateur vulnérable » :.....	199
5.1.2.2	Tarif social.....	201
5.1.3	Informations aux consommateurs.....	204
5.1.4	Changement de fournisseur.....	205
5.1.5	Smart metering.....	205
5.2	Traitement des plaintes.....	206
5.2.1	Nombres des plaintes reçu par les fournisseurs, DSOs, Service de Médiation de l’énergie, les régulateurs	206
5.2.2	Classification des plaintes.....	209
5.2.3	Procédure des plaintes.....	213
5.2.4	Alternative Dispute Resolution	216
INDICATEURS	221

1 AVANT-PROPOS

L'article 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, qui a trait à la transformation, au transport et à la distribution de l'énergie, impose un certain nombre d'objectifs aux États membres en vue d'améliorer l'efficacité énergétique dans la gestion des réseaux de transport et de distribution, tels que l'adoption de mesures favorisant la gestion de la demande et les effacements de consommation, que ce soit sur les marchés de gros et de détail ou sur les marchés d'ajustement ou de services auxiliaires.

Conformément à l'article 6, § 1^{er}, VII, de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, les régions sont compétentes pour les aspects régionaux de l'énergie et, en particulier, « l'utilisation rationnelle de l'énergie ». Il est généralement considéré que l'efficacité énergétique relève de l'utilisation rationnelle de l'énergie et que, dès lors, ce sont les régions qui sont compétentes en la matière. La transposition de la directive 2012/27/UE relève donc essentiellement de la responsabilité des régions. Toutefois, dans la mesure où l'article 15 de cette directive vise expressément des mesures qui doivent être prises notamment au niveau des réseaux de transport, par exemple en matière tarifaire, il a été considéré que l'État fédéral, compétent en matière de transport d'électricité et de gaz, était compétent pour transposer partiellement cette directive. Tel a été notamment l'objet de la loi du 28 juin 2015¹ qui modifie à cet effet la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité ») et la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : « la loi gaz »). D'une part, cette loi charge la CREG d'une nouvelle mission, à savoir « encourager les ressources portant sur la demande, telles que les effacements de consommation, à partir du marché de gros, au même titre que les ressources portant sur l'offre ». D'autre part, elle ajoute une nouvelle ligne directrice à celles que doit respecter la CREG dans l'élaboration des méthodologies tarifaires pour le transport de gaz et d'électricité. Selon cette ligne directrice, les tarifs ne peuvent contenir aucune incitation préjudiciable à l'efficacité globale du marché et du système électrique, ni faire obstacle à la participation des effacements de consommation, aux marchés d'ajustement et à la fourniture des services auxiliaires.

¹ Loi du 28 juin 2015 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 6 juillet 2015).

Il convient de souligner que les travaux préparatoires de la loi du 28 juin 2015 susmentionnée reconnaissent que d'autres dispositions de la directive 2012/27/UE, et notamment son annexe 11, devront encore faire l'objet d'une transposition au niveau fédéral².

La loi du 8 juillet 2015³ a modifié la loi gaz en vue de permettre la création, par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel (ci-après : « GRT gaz »), d'une entreprise commune chargée de l'équilibrage commercial sur une zone regroupant plusieurs territoires nationaux. Cette modification de la législation est intervenue en vue de rendre possible la création d'une zone d'équilibrage commune couvrant la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg.

Une telle entreprise commune ne peut être créée que par des GRT gaz, ayant fait l'objet d'une certification conformément aux articles 9 et 10 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (ci-après : « directive 2009/73/CE »), ou ayant été exemptés de certification en application de l'article 49.6 de cette même directive. Dans la mesure où le GRT gaz luxembourgeois fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, la loi a prévu des mesures visant à garantir l'indépendance de l'entreprise commune d'équilibrage et l'absence de pratiques discriminatoires.

Ainsi, le nouvel article 15/2*bis* de la loi gaz prévoit l'établissement, par l'entreprise commune, d'un programme d'engagements. Conformément à l'article 7 de ladite directive 2009/73/CE, un tel programme contient les mesures à prendre pour garantir que les pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles sont exclues. Un tel programme – de même que les modifications apportées à ce programme – est soumis à l'approbation de l'ACER, après avis de la CREG.

Par ailleurs, la loi gaz prévoit la désignation, au sein de l'entreprise commune et après approbation de la CREG, d'un cadre chargé du respect des engagements. L'approbation de la CREG vise à assurer l'indépendance de ce cadre et de ses capacités professionnelles. De même, la CREG est chargée d'approuver les conditions d'exercice des fonctions de ce cadre, en vue de garantir son indépendance ; elle peut, le cas échéant, donner instruction à l'entreprise commune de démettre le cadre, en cas de manquement de celui-ci à ses obligations d'indépendance ou de capacités professionnelles. La loi fixe également les incompatibilités applicables au cadre chargé du respect des engagements ainsi que ses pouvoirs et ses tâches.

² Doc. Parl., Chambre, sess. 20014-2015, n° 54 1046/1, p. 10.

³ Loi du 8 juillet 2015 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 16 juillet 2015).

La création d'une zone d'équilibrage plus large que le territoire national, de même que d'une entreprise commune d'équilibrage ne porte aucunement préjudice aux responsabilités du GRT gaz en matière de sécurité d'approvisionnement. Dès lors, l'extension de la zone d'équilibrage et ses modifications ultérieures sont soumises à une notification préalable auprès de l'Autorité fédérale pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz, à savoir la direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie (ci-après : « direction générale de l'Énergie »).

Enfin, la loi du 8 juillet 2015 rend applicables à l'entreprise commune d'équilibrage, d'une part, le code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz (règlement (UE) n° 312/2014) et, d'autre part, les dispositions de la loi gaz relatives aux compétences de la CREG. Elle charge la CREG d'approuver : 1° le contrat d'équilibrage et, le cas échéant, le code d'équilibrage qui régit les droits et obligations de l'entreprise commune et des utilisateurs du réseau dans le cadre de l'activité d'équilibrage, 2° le programme d'équilibrage, qui décrit le modèle d'équilibrage et 3° les tarifs d'équilibrage, à appliquer par l'entreprise commune aux utilisateurs du réseau.

Suite aux incertitudes juridiques entourant une éventuelle activation du plan de délestage à l'occasion de l'hiver 2014-2015, les textes régissant cette matière ont fait l'objet d'une adaptation substantielle : d'une part, un arrêté royal du 6 octobre 2015⁴ a modifié l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci (ci-après : le « règlement technique ») et d'autre part, l'arrêté ministériel du 13 novembre 2015⁵ a modifié l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant un plan de délestage du réseau de transport d'électricité.

Conformément à la loi électricité et au règlement technique, la CREG a rendu un avis sur les deux textes en projet.

Le règlement technique, qui constitue le cadre général permettant au gestionnaire du réseau de transport d'électricité (ci-après : « GRT électricité ») de faire face à des problèmes liés à la sécurité du réseau, a été modifié en vue d'y insérer les hypothèses de pénurie d'électricité, de menace de pénurie et de phénomènes soudains – toutes situations pouvant entraîner un délestage –, qui en étaient absentes jusqu'à présent. Ces hypothèses sont ajoutées à la liste

⁴ Arrêté royal du 6 octobre 2015 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 (Moniteur belge du 15 octobre 2015).

⁵ Arrêté ministériel du 13 novembre 2015 modifiant l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité (Moniteur belge du 23 novembre 2015).

des définitions figurant dans le règlement technique, et sont qualifiées de situations d'urgences qui justifient l'intervention du gestionnaire du réseau de transport.

En outre, l'arrêté royal du 6 octobre 2015 précité a le mérite de rendre plus précis l'éventail de mesures à la disposition du GRT électricité en vue de faire face à une situation d'urgence d'une part, l'activation du code de sauvegarde, d'autre part, l'interruption des interconnexions et enfin l'activation du plan de délestage.

L'arrêté royal du 6 octobre 2015 revoit enfin la liste des connexions prioritaires, qui doivent en principe échapper aux mesures de délestage et, si elles sont malgré tout délestées, doivent être rétablies en priorité. Il s'agit entre autres des hôpitaux et des centrales de gestion des appels d'urgence. En outre, le règlement technique donne la possibilité aux ministres de l'Énergie et de l'Économie de déterminer des connexions additionnelles devant être réalimentées prioritairement pour des raisons économiques, de sécurité, d'ordre public, de santé publique ou de gestion des réseaux.

L'arrêté ministériel du 13 novembre 2015 modifiant l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 vise d'abord à préciser les rôles des différents GRT – de transport et de distribution – en tenant compte avec la répartition des compétences entre l'État fédéral et les régions, les gestionnaires de réseaux de distribution (ci-après : « GRD ») et de transport local.

Une autre modification de l'arrêté ministériel du 13 novembre 2015 a trait à la distinction qui y était faite entre le délestage en cas de phénomène soudain et en cas de pénurie. Si la distinction demeure – notamment au niveau de la prise de décision de l'activation du délestage⁷ –, les modalités de celui-ci, et notamment les priorités, sont désormais alignées.

Suite à la prolongation des centrales nucléaires Doel 1 et Doel 2, dont le principe a été approuvé par une loi du 28 juin 2015⁶ modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique, la loi du 28 juin 2015 portant des dispositions diverses en matière d'énergie, déjà citée, crée un fonds budgétaire dénommé « Fonds de transition énergétique » ; ce fonds est alimenté par la redevance versée à l'État par le propriétaire des centrales nucléaires susvisées en contrepartie de la prolongation de la durée de permission de production industrielle d'électricité de ces centrales.

⁶ Moniteur, 6 juillet 2015.

Selon les travaux préparatoires de la loi du 28 juin 2015, ce fonds vise à encourager la recherche et le développement dans des projets innovants dans le domaine de l'énergie et notamment en ce qui concerne le développement de la production et du stockage d'énergie⁷.

Le 21 mars 2014, un arrêté royal rendait applicable le taux réduit de 6 % de TVA à la livraison d'électricité aux clients résidentiels, et ce, à partir du 1^{er} avril 2014. Cet arrêté royal prévoyait une évaluation de l'impact de cette mesure au plus tard le 1^{er} septembre 2015.

Suite à la réalisation de cette étude d'impact économique, social, environnemental et budgétaire, un arrêté royal du 23 août 2015⁸ a mis un terme à l'application de ce taux réduit à partir du 1^{er} septembre 2015. Cet arrêté royal prévoit que le taux de TVA à appliquer est fonction du moment de la consommation. Actuellement il est de 21%.

⁷ Doc. Parl., Chambre, sess. 2014-2015, n° 54 1046/1, p. 6

⁸ Arrêté royal du 23 août 2015 modifiant l'arrêté royal n° 20, du 20 juillet 1970, fixant les taux de la taxe sur la valeur ajoutée et déterminant la répartition des biens et des services selon ces taux (Moniteur belge du 31 août 2015).

2 FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

Le bilan du marché de gros belge de l'électricité en 2015 ne peut être dressé sans tenir compte de l'ensemble des 'incidents' survenus au sein des installations nucléaires pendant les années 2012 à 2015. La Belgique est devenue ainsi structurellement dépendante de ses importations. Dans ce contexte, plusieurs mesures furent prises en 2014 et en 2015, comme, notamment, la création d'une réserve stratégique en 2014 dont les moyens furent encore renforcés en 2015 et l'instauration d'un tarif de déséquilibre de 4.500 €/MWh en cas de déficit structurel.

La production totale en 2015 dans la zone de réglage Elia a diminué de 8,1 % en un an. Les centrales nucléaires ont produit 24,8 TWh en 2015 (45,9 TWh en 2007), soit le niveau le plus bas des neuf années étudiées.

Le prélèvement d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élève en 2015 à 77,2 TWh, soit un niveau similaire à celui de 2014.

Le prix annuel moyen de l'électricité dans la région Europe CWE affiche une tendance contradictoire, avec une hausse de prix en Belgique et en France et une baisse aux Pays-Bas et en Allemagne. La zone belge d'enchères présente le prix le plus élevé de la région en 2015.

Le volume total négocié sur le marché journalier Belpex atteint en 2015 à nouveau un record (23,7 TWh), essentiellement sous l'impulsion d'une hausse des importations commerciales à 14 TWh. Le volume négocié sur le marché intra-day connaît une légère diminution en 2015, à 642,9 GWh.

En 2015, la consommation de gaz naturel en Belgique a connu une reprise importante. D'une part, il y a une augmentation des besoins de chauffage de 16 % par rapport à une année 2014 très douce. D'autre part, grâce aux prix du gaz naturel plus favorables, l'utilisation de gaz naturel dans l'industrie et pour la production d'électricité a augmenté. Elle s'élevait à 175,8 TWh contre 160,4 TWh en 2014.

La consommation dans le segment clients industriels augmente légèrement, ce qui indique une reprise limitée de l'activité économique : 43,14 TWh en 2015 en comparaison avec 41,16 TWh en 2014 (+ 4,8 %). Le segment de consommation de gaz naturel au profit de la production d'électricité raccordée au réseau de transport a vu sa part augmenter

sensiblement en 2015 : + 12,4 %, à 44,6 TWh (39,66 TWh en 2014). Il s'agit de la première augmentation après une période de baisse ininterrompue depuis l'année record 2010 (consommation en 2010 : 67,11 TWh). Elle peut s'expliquer par la diminution de la production nucléaire résultant des indisponibilités de Doel 3 et Tihange 2 durant toute l'année 2015 et de Doel 1 à la mi-février 2015. En outre, la marge entre les prix de gros pour l'électricité produite au moyen du gaz naturel et l'électricité produite à partir du charbon, avec facturation du coût du CO₂ (le clean spark spread) a été en moyenne moins défavorable en 2015 pour la production d'électricité au moyen du gaz. Cela résulte entre autres des faibles prix du gaz sur les marchés internationaux.

En ce qui concerne l'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique, on notera le flux net de 82 TWh depuis le Royaume-Uni, pour 44 TWh en 2014. On observe également 119 TWh du flux de gaz naturel net depuis les Pays-Bas ainsi que 153 TWh depuis la Norvège en 2015.

Enfin, en 2015, 41 méthaniers (34 en 2014) ont été déchargés au terminal de Zeebrugge, ce qui représente 39,8 TWh, tandis que 28 méthaniers (19 en 2014) ont été chargés, soit 12,2 TWh.

En 2015, 513.525 ménages et entreprises ont changé de fournisseur d'électricité et 363.509 de fournisseur de gaz naturel en Flandre. Ces chiffres sont en forte augmentation par rapport à 2014 (393.702 et 279.220). Les PME principalement se sont montrées particulièrement actives en 2015. Près d'une PME sur quatre a changé de fournisseur d'électricité et près d'une sur trois de fournisseur de gaz naturel. La dynamique de marché s'est ainsi rapprochée des niveaux record de 2012 et 2013 et a atteint des sommets jamais observés chez les PME.

L'évolution favorable des indices de concentration (HHI-C3) indique que le marché énergétique flamand est de plus en plus concurrentiel. Le taux de concentration a même fortement chuté en comparaison avec 2014. En outre, la concurrence s'exerce de plus en plus sur l'ensemble du marché et non plus uniquement entre fournisseurs historiques et nouveaux arrivants.

Fin 2015, les prix du gaz naturel en Flandre étaient inférieurs à fin 2014. En revanche, les prix de l'électricité étaient, fin 2015, à nouveau supérieurs à fin 2014. La pression tarifaire exercée par la concurrence sur le coût énergétique est réduite à néant pour l'électricité du fait de l'augmentation d'autres composantes de la facture finale (comme la hausse de la TVA sur l'électricité de 6 % à 21 %).

En choisissant correctement un fournisseur d'énergie et un contrat énergétique, un ménage et une PME pouvaient épargner respectivement 251 euros et 1.556 euros sur leur facture d'électricité et de gaz naturel à la fin 2015.

Depuis le grand pic d'activité en 2013, suite aux campagnes médiatisées du SPF Economie et à l'apparition des groupements d'achat, le dynamisme du marché wallon ne semble pas s'essouffler. Les mouvements se stabilisent au-delà de 4 % par trimestre, soit environ 16 % par an. Cela signifie qu'en moyenne un sixième de la clientèle wallonne change de fournisseur en cours d'année. Ce résultat est sensiblement plus élevé que ce qui prévalait jusqu'en 2012. On ne peut plus affirmer aujourd'hui que les fournisseurs historiques sont les principaux à voir s'éroder leurs parts de marché au profit des nouveaux entrants: la concurrence semble une réalité désormais bien présente pour tous les fournisseurs sans exception.

Durant le second semestre 2015, les prix de l'électricité en région wallonne se sont également inscrits en hausse par rapport au premier semestre 2015, et ce, principalement en raison du passage du taux de TVA de 6% à 21% dès septembre 2015. La TVA s'applique en effet à l'ensemble des composantes (énergie, énergie verte, distribution, transport et la cotisation énergie - hormis la cotisation fédérale et les surcharges régionales sur lesquelles la TVA n'est pas appliquée). Ainsi, une augmentation du montant de la facture annuelle de 108 € (+15%) a été constaté. Les composantes « transport » et « énergie verte » s'accroissent de 15%, la composante énergie de 11% et la composante distribution de 20% (en raison de l'accroissement des tarifs de distribution 2015 et de l'impact TVA). Hors TVA, la « composante énergie » a quant à elle diminuée en 2015.

Pour le gaz les prix pratiqués par les fournisseurs désignés ont connu une légère baisse au 1er trimestre et une hausse plus sensible au second trimestre essentiellement en raison de l'assujettissement des GRD à l'impôt des sociétés. Le second semestre 2015 est quant à lui marqué par une diminution de la facture de gaz des fournisseurs désignés. Le taux de la TVA pour le gaz, déjà de 21%, est resté inchangé. Ainsi, une diminution du montant de la facture totale de -26 € (- 1,7 %) a été constaté. Cette diminution est principalement la conséquence de la baisse de la composante énergie (y compris transport) (- 99€). Cette diminution de la composante énergie est notamment compensée par une hausse de la composante distribution (+68€).

En Wallonie également, un ménage pouvait réaliser des économies sur sa facture d'électricité, de l'ordre de 91 €/an (soit plus de 10 % de la facture globale) pour un client-type Dc, et sur sa facture de gaz naturel, de l'ordre de 201 €/an (soit plus de 13 % de la facture globale) pour le client-type D3 en gaz en choisissant correctement le fournisseur d'énergie et le contrat énergétique.

3 LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

3.1 Régulation du réseau

3.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)

Conformément à sa compétence de surveillance du respect permanent des exigences de dissociation (ou « unbundling ») par le GRT Elia, 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.

La CREG a également adressé plusieurs courriers à Elia System Operator concernant sa nouvelle filiale NEMO Link Limited. Suite à la communication faite par Elia System Operator à la CREG relative à la signature, le 27 février 2015, d'un accord d'entreprise commune, conclu entre Elia System Operator et le GRT britannique, NATIONAL GRID, pour la construction d'une première interconnexion électrique entre la Belgique et la Grande-Bretagne, la CREG a posé des questions visant à s'assurer du respect permanent des exigences du modèle de séparation de propriété. Dans ce cadre, les deux GRT ont créé une nouvelle société (de droit anglais), NEMO Link Limited, entreprise commune d'Elia System Operator SA et National Grid Interconnector Holdings Limited.

3.1.2 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.

La CREG a rendu dans ce cadre quatre avis au mois d'août 2015⁹.

3.1.3 Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions

a) Région flamande

Les sept gestionnaires de réseau de distribution qui, pour leur fonctionnement opérationnel, font appel à la société Eandis (Gaselwest, Imea, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek et Sibelgaz) ont annoncé leur fusion à l'automne 2015. Après la fusion, il ne devrait plus être question que d'un seul gestionnaire de réseau : Eandis Assets.

Dans ce contexte, la VREG a reçu, fin 2015, un dossier de demande en vue de la désignation d'Eandis Assets comme gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité pour lequel les différents gestionnaires sont actuellement désignés.

Pour l'heure, la fusion n'est pas encore terminée. Par conséquent, les gestionnaires de réseau de distribution distincts Gaselwest, Imea, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek et Sibelgaz restent encore les gestionnaires des réseaux pour lesquels ils ont été désignés en vertu des décisions ci-dessous.

b) Région wallonne

Suite aux changements décrits dans le rapport national de Belgique 2015, les réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne sont gérés par 7 entités distinctes, dont 6 ne font pas partie d'une entreprise verticalement intégrée.

Après la restructuration et le développement des activités du groupe PUBLIFIN, la question de la qualification d'entreprise verticalement intégrée est en cours d'examen par le régulateur du marché régional wallon de l'énergie (Commission wallonne pour l'énergie, ci-après « CWaPE »), de même que la vérification des principes d'*unbundling*.

⁹ 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.

Tout GRD est propriétaire ou titulaire d'un droit lui garantissant la jouissance des infrastructures et équipements du réseau qu'il gère. Les autres exigences en matière d'*unbundling* sont énoncées à l'article 8 du Décret du 12 avril 2001, et prévoient notamment :

- l'interdiction pour le GRD de réaliser des activités de production autres que l'électricité verte. L'électricité ainsi produite est exclusivement utilisée pour alimenter ses propres installations et/ou pour compenser ses pertes de réseau ;
- l'interdiction pour le GRD de fournir les clients finals en dehors des hypothèses limitativement énumérées par le Décret (fournisseur de dernier ressort).

La Région wallonne n'a pas opté pour une dérogation aux principes d'*unbundling* pour les GRD desservant moins de 100.000 clients.

c) Bruxelles-Capitale :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.1.4 Réseaux fermés professionnels

a) Région flamande

Déjà par décret du 16 mars 2012 portant diverses dispositions en matière d'énergie les articles européennes concernant les réseaux fermés de distribution avaient été insérés dans le Décret sur l'Energie, plus précisément dans les articles 4.6.1 jusqu'à 4.6.9 et les dispositions transitoires 15.3.5/1 et 15.3.5/2.

Le principe est que la gestion d'un réseau fermé de distribution existant à la date de 1 juillet 2011, et l'aménagement et la gestion un réseau fermé de distribution nouveau sur le site propre, est permis après seule notification préalable à la VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation de la VREG.

Si un réseau privé existant ne se qualifie pas comme réseau fermé de distribution parce qu'il ne répond pas aux critères comme défini dans l'article 1.1.3,56°/2, du Décret sur l'Energie, la gestion du réseau doit être reprise par le GRD de la région concernée.

Les tâches et les obligations que le gestionnaire de réseau fermé de distribution doit accomplir sont énumérés dans la législation. En vertu de l'article 4.6.4, du Décret sur l'Energie le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution peut entreprendre des activités en matière de livraison ou de production d'électricité et de gaz naturel, à condition que son réseau serve

moins de 100 000 clients sous-jacents (= exemption au niveau de dégroupage) et il bénéficie de quelques exemptions, entre autre au niveau de l'achat d'énergie pour compensation des pertes sur le réseau et comme capacité en réserve basé sur des procédures non-discriminatoires.

Dans le courant de l'année 2015, la SA UMICORE a notifié à la VREG l'extension du territoire du réseau de distribution fermé géré par ses soins. Le 7 décembre 2015, la VREG a pris une décision qui acte la notification, par la SA UMICORE, de l'extension du réseau de distribution fermé d'électricité d'Olen.

b) Région wallonne :

Le concept de réseau fermé professionnel d'électricité a été introduit dans la législation wallonne par le décret du 11 avril 2014 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Il s'agit d'un régime d'exception, tout client devant en principe être alimenté en électricité par un réseau exploité par un gestionnaire de réseau de distribution.

La date d'entrée en vigueur des mesures applicables à un tel réseau était le 27 juin 2014. Certaines mesures doivent néanmoins faire l'objet d'un Arrêté d'exécution du Gouvernement wallon (conditions, modalités et procédure d'octroi de l'autorisation individuelle visée ci-dessous).

Le réseau fermé implique une surface géographiquement limitée au sein de laquelle l'électricité est acheminée aux clients via des installations privatives, soit pour des raisons techniques ou de sécurité (par exemple plusieurs entreprises spécialisées dans une étape de la fabrication d'un produit), soit en raison du fait que la majorité des entités présentes sur le site sont juridiquement liées. Un réseau fermé professionnel ne peut être qualifié comme tel s'il distribue de l'électricité à des clients résidentiels (sauf accessoirement, à un petit nombre de clients employés par le propriétaire du réseau : concierge, garde,...).

Dans la législation wallonne, une distinction est opérée entre les réseaux existants et ceux n'existant pas au moment de l'entrée en vigueur des mesures applicables en la matière, soit le 27 juin 2014.

Sur les premiers pèse une obligation de déclaration, tandis que les seconds sont soumis à autorisation par la CWaPE.

Au 31 décembre 2015, 72 réseaux fermés professionnels d'électricité avaient été déclarés à la CWaPE. Aucun nouveau réseau fermé professionnel n'a été autorisé.

Les obligations qui incombent aux gestionnaires de réseaux fermés professionnels sont listées à l'article 15ter du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, tel que modifié par le décret du 11 avril 2014.

La législation pose notamment un principe d'interdiction de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau fermé professionnel, et exige de modaliser contractuellement avec ceux-ci, selon un contenu minimal précisé, le raccordement et l'accès au réseau.

La rémunération des gestionnaires de réseau fermé professionnel doit respecter le cadre contraignant édicté en la matière par l'autorité compétente. Toute contestation à ce sujet par un utilisateur du réseau fermé professionnel peut être portée devant cette autorité.

Dans le respect de ce cadre contraignant, une facturation détaillée et claire est à remettre à chaque utilisateur du réseau, basée sur ses consommations ou injections propres et comportant une juste répartition des surcoûts appliqués sur les factures de transport, de transport local et de distribution.

Le gestionnaire de réseau fermé professionnel est par ailleurs tenu de garantir l'exploitation, l'entretien et le développement de son réseau dans des conditions économiquement acceptables, y compris les interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité et la continuité d'approvisionnement dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

À moins qu'il soit expressément mandaté par chaque utilisateur de son réseau en vue du choix d'un fournisseur d'électricité, le gestionnaire doit garantir ce choix effectif à tout client qui en exprime la demande.

c) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.2 Fonctionnement technique

3.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

Le déséquilibre en temps réel d'un responsable d'équilibre (ARP) est payé par quart d'heure. Si l'ARP a prélevé plus d'énergie qu'il n'en a injectée dans ce quart d'heure, l'ARP a un déséquilibre négatif (un manque) et dès lors l'ARP achètera obligatoirement de l'énergie à Elia au tarif de déséquilibre. Si un ARP présente un déséquilibre positif (un excédent), cet excédent est obligatoirement vendu à Elia au tarif de déséquilibre.

Le tarif de déséquilibre peut être positif ou négatif. S'il est négatif, cela signifie que l'ARP est payé pour l'énergie achetée à Elia ou a contrario, il paie Elia pour l'énergie vendue.

Jusque 2011, le tarif de déséquilibre était toujours supérieur ou égal au prix du marché de référence¹⁰ pour un déséquilibre négatif et inférieur ou égal au prix du marché de référence pour un déséquilibre positif. En 2011, le tarif pour un déséquilibre négatif était toujours supérieur ou égal à 108% du prix du Belpex DAM et le tarif pour un déséquilibre positif était toujours inférieur ou égal à 92% du prix du Belpex DAM. Cela signifie qu'en prenant le prix du Belpex DAM comme référence, le coût d'opportunité pour l'ARP pouvait être considéré comme représentant au moins 8 % du prix Belpex DAM, parce que l'ARP aurait également pu acheter le manque d'énergie sur le DAM, ou vendre le surplus sur le Belpex DAM.

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

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

En juin 2013, la CREG a approuvé une adaptation qui implique que le tarif de déséquilibre soit porté à -100 €/MWh ou moins en cas de déséquilibre positif de la zone de réglage lorsqu'il n'y a plus de ressource de réserve tertiaire à la baisse non activée en dehors des réserves inter-GRT¹¹. Ceci doit inciter les ARP à éviter un déséquilibre positif, par exemple en cas de production photovoltaïque élevée, en réalisant une meilleure estimation en *day-ahead* ou en modulant des unités de production moins flexibles.

¹⁰ A partir de 2007, le marché de référence a été le Belpex DAM.

¹¹ Contrats de réserve tertiaire de dernier recours entre Elia et les gestionnaires de réseau voisins.

La figure 1 montre l'évolution du tarif de déséquilibre annuel moyen pour un déséquilibre négatif et positif pendant la période 2007-2015 dans la zone de réglage d'Elia, ainsi que le prix moyen du Belpex DAM, indiqués respectivement par '*Neg. Imbalance tariff*', '*Pos. Imbalance tariff*' et '*Belpex DAM price*'. Il ressort de cette figure que le prix moyen de déséquilibre négatif est toujours supérieur au prix du Belpex DAM jusqu'en 2014. Par contre, le prix moyen de déséquilibre positif est inférieur au prix DAM jusqu'en 2011. Cette situation change à partir de 2012 suite au nouveau système : le prix de déséquilibre moyen positif devient (légèrement) supérieur au prix DAM et se rapproche ainsi du prix moyen de déséquilibre négatif. Le coût d'opportunité pour un déséquilibre positif en temps réel a donc fortement diminué et son signe s'est même inversé. Ainsi, l'ARP, perçoit même un paiement en moyenne un peu plus élevé via le système d'équilibrage que sur le Belpex DAM.

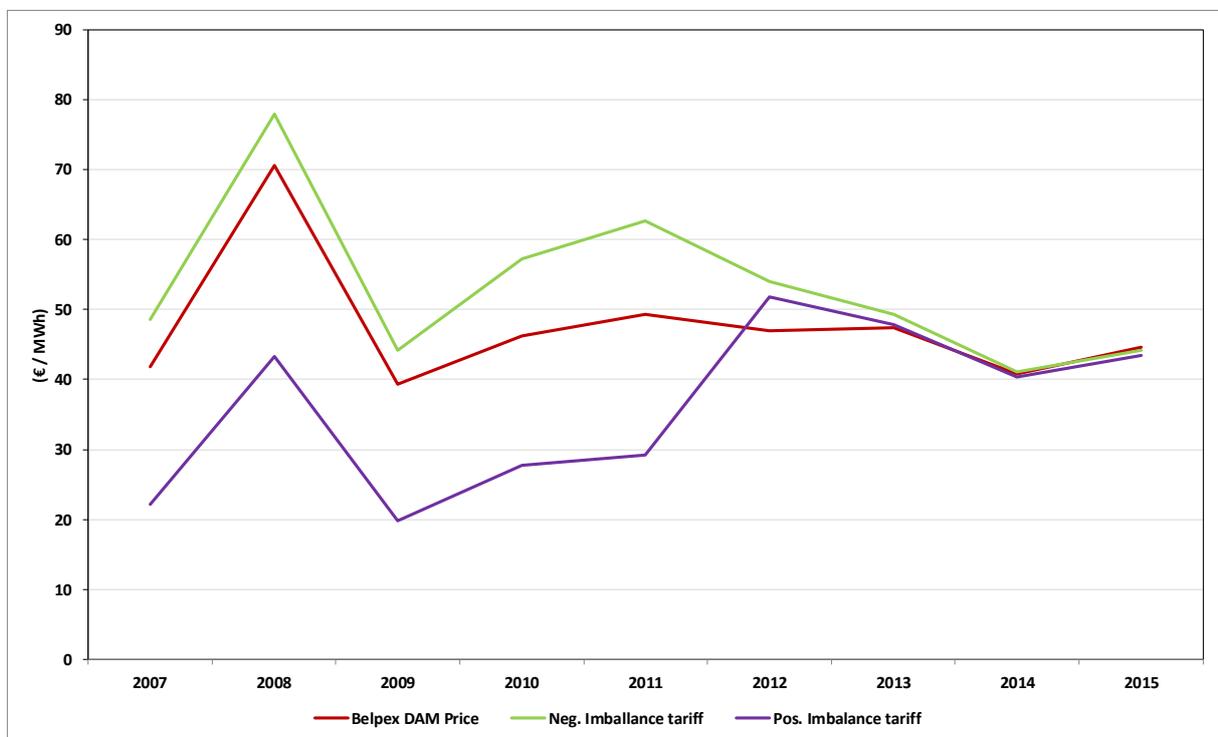


Figure 1 : Tarifs de déséquilibre moyens annuels, pour un déséquilibre négatif (« *Neg. Imbalance Tariff* ») et un Déséquilibre positif (« *Pos. Imbalance Tariff* »), pour la période allant de 2007 à 2015 dans la zone de réglage Elia, ainsi que le prix moyen sur le Belpex DAM (€/MWh) (Sources : Elia et CREG)

Jusqu'en 2014, les tarifs moyens pour les déséquilibres positif et négatif se situent de nouveau de part et d'autre du prix moyen du Belpex DAM, mais très près de cette valeur moyenne. De plus, ces trois prix moyens sont en hausse par rapport à leurs valeurs en 2014. En 2015, les tarifs moyens de déséquilibre positif et négatif deviennent tous deux légèrement inférieurs au prix du Belpex DAM.

La figure 2 reprend, pour chaque année de la période 2007-2015, l'écart-type annuel du tarif de déséquilibre pour les déséquilibres négatifs (« *Neg. Imbal. Tariff* ») et positifs (« *Pos. Imbal.*

Tariff »), ainsi que pour le prix du Belpex DAM (« Belpex DAM price »). Cet écart-type est une image de la volatilité des tarifs et prix correspondants.

En 2015, les trois volatilités « Neg. Imbal. Tarif », « Pos. Imbal. Tarif » et « Belpex DAM price » ont augmenté de manière sensible pour atteindre presque les valeurs de 2013 (pour les tarifs de déséquilibre), voire en la dépassant (pour le prix du Belpex DAM).

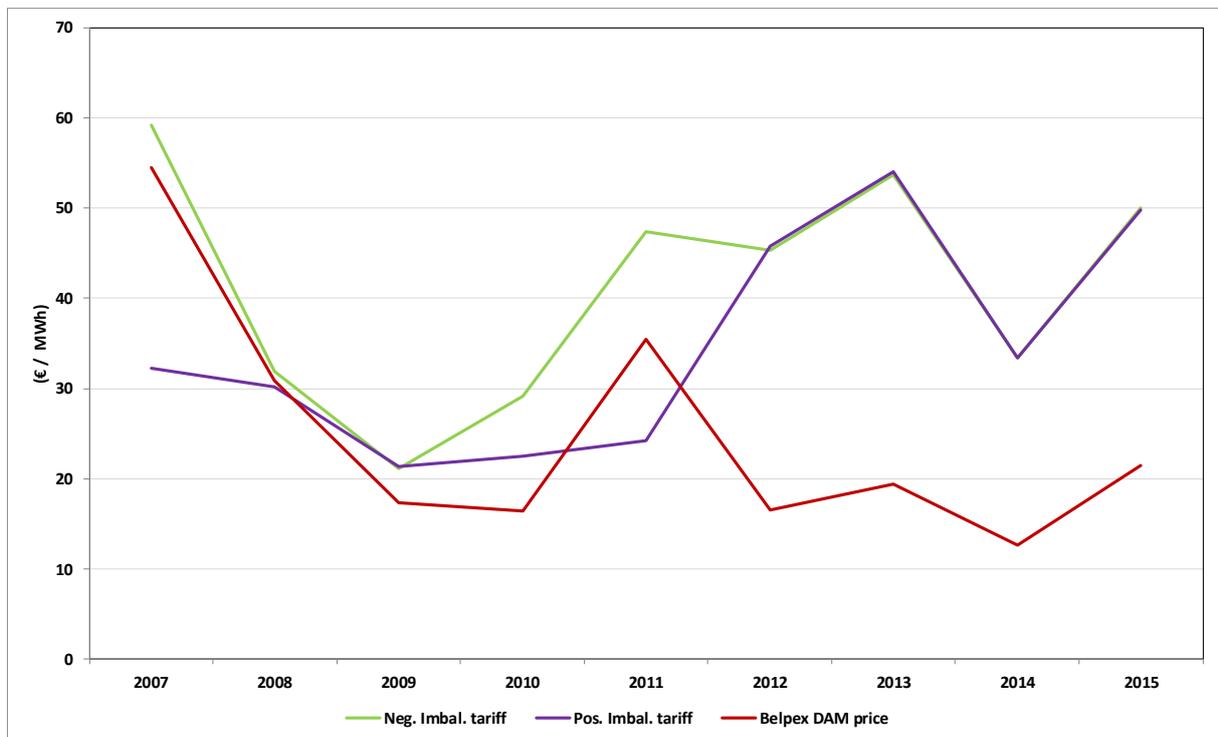


Figure 2 : Déviation standard annuelle du tarif pour les déséquilibres négatifs (« Neg. imbal. tarif ») et positifs (« Pos. imbal. tarif ») dans la zone de réglage Elia, ainsi que du prix du marché *day-ahead* de Belpex (« Belpex DAM price ») pour la période allant de 2007 à 2015 (Sources : Elia et CREG)

En moyenne, le tarif moyen de déséquilibre positif et le tarif moyen de déséquilibre négatif sont plus proches l'un de l'autre, ce qui est propre au système de *single pricing* introduit en 2012. Comme déjà mentionné, ces deux tarifs moyens sont plus élevés que le prix moyen du Belpex DAM en 2012 et 2013, pour se situer de part et d'autre du prix moyen du Belpex DAM en 2014 et en dessous de ce prix moyen en 2015. C'est une conséquence des prix offerts pour les offres activées. Cependant, ces trois valeurs moyennes sont très proches l'une de l'autre, et leur grande proximité rend difficile toute conclusion sur leur positionnement relatif.

Il est plus utile d'évaluer l'incitant tarifaire en fonction du déséquilibre du système : un acteur du marché a-t-il un avantage vis-à-vis du marché *day-ahead* à tenter de conserver l'équilibre de la zone (« aider la zone ») ? En d'autres termes, à combien de reprises les deux situations suivantes se produisent-elles :

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

Avant l'introduction du système de *single pricing* en 2012, les situations susmentionnées ne survenaient jamais. Depuis lors, elles se sont produites dans 76 % des cas en 2012, dans 99% des cas en 2013, dans 100% des cas en 2014 et dans 99% des cas en 2015. C'est un changement de tendance évident.

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

La figure 3 présente les moyennes annuelles de la puissance de réglage nette (« NRV »), de cette puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV *when* > 0 ») et lorsqu'elle est négative (« NRV *when* < 0 ») ainsi que la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) »). Il résulte de cette figure que la valeur moyenne de la NRV (courbe en rouge dans la figure 3) reste négative en 2014 (majorité de déséquilibres longs), mais diminue fortement en amplitude, tandis que la valeur en 2015, toujours négative, a une amplitude proche de celle de 2014.

Plusieurs causes peuvent l'expliquer. Une première résulte du passage à une tarification basée sur le *single marginal price* à partir de 2012 et son impact sur le tarif moyen de déséquilibre (voir la figure 2). A partir de 2012, avec un tarif moyen de déséquilibre supérieur au prix moyen de Belpex, aussi bien pour les déséquilibres longs que pour les déséquilibres courts, un acteur qui se réfère au prix du Belpex DAM pour un possible arbitrage aura toujours intérêt à être long (il recevra plus que s'il avait vendu sur le Belpex DAM) plutôt que court (il paiera plus que s'il avait acheté sur le Belpex DAM), toutes choses étant égales par ailleurs. En 2013, cette situation persiste, mais les valeurs moyennes des tarifs se rapprochent du prix moyen du Belpex DAM, ce qui signifie que l'incitant du tarif moyen vis-à-vis d'un arbitrage avec le Belpex DAM diminue et que l'acteur qui se place exclusivement dans cette optique a plus intérêt à viser véritablement l'équilibre. Il convient également de noter que l'année 2013 est la première année complète pendant laquelle la règle des -100 €/MWh pour le tarif des déséquilibres longs est d'application lorsque la ressource marginale pour la compensation est la réserve inter-GRT. Une autre cause réside dans la poursuite du processus d'apprentissage des ARP en matière de prise en compte de l'effet de la production photovoltaïque sur les déséquilibres individuels, ce qui entraîne naturellement une diminution des déséquilibres longs.

D'autres causes plus qualitatives, et de ce fait plus difficilement quantifiables, peuvent être trouvées dans les efforts effectués par Elia pour améliorer la transparence de l'information aux acteurs du marché via son site *Web*, ainsi que dans le renforcement des contacts entre Elia et les acteurs du marché pour sensibiliser ces derniers au problème des déséquilibres et à l'importance du respect de l'équilibre de leur portefeuille par les acteurs du marché, en dehors des moments où ils aident volontairement la zone pour le maintien de l'équilibre (*balancing* réactif). En 2014, les tarifs moyens pour déséquilibre long et court se situent de part et d'autre de la valeur du Belpex DAM. La valeur quasi nulle de la moyenne du NRV, cohérente avec cette situation, montre que les efforts d'ELIA et le *balancing* réactif produisent leurs effets. Cette situation perdure en 2015, et le futur permettra de vérifier si ces comportements sont durables ou conjoncturels.

Elia estime que l'adaptation du contrat ARP début 2014, par laquelle les ARP sont formellement autorisés à régler le déséquilibre de système tant qu'ils sont en capacité physique de revenir en position d'équilibre, constitue également une cause importante.

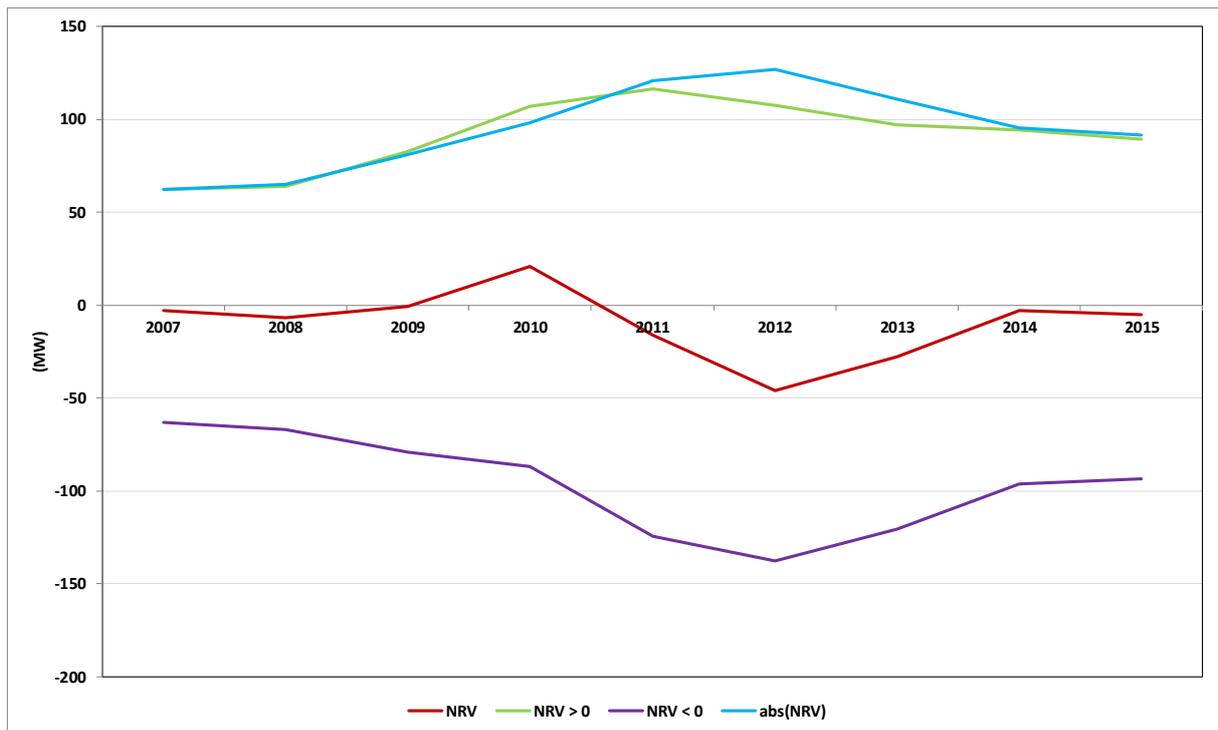


Figure 3 : Puissance de réglage nette annuelle moyenne que le gestionnaire de réseau utilise afin de maintenir l'équilibre dans sa zone de réglage (MWh/h), mesurée conformément à la puissance de réglage nette moyenne (« NRV »), la puissance de réglage nette lorsqu'elle est positive (« NRV > 0 ») et lorsqu'elle est négative (« NRV < 0 »), ainsi que la moyenne de la valeur absolue de la puissance de réglage nette (« abs(NRV) ») (Sources : Elia et CREG)

L'approbation d'un tarif de déséquilibre de -100 €/MWh dans le cadre d'un déséquilibre positif trop important a eu lieu avant l'été 2012. En outre, les acteurs du marché disposant d'éoliennes dans leur parc de production proposent à Elia, depuis l'été 2012, des possibilités de réglage à la baisse. Il résulte, du coût d'opportunité des certificats verts, que le prix d'activation est la plupart du temps d'environ -100 €/MWh. La figure 4 reflète le nombre de quarts d'heure par mois au cours desquels un tarif similaire ou inférieur à cette valeur de -100 €/MWh était en vigueur, ainsi que le nombre de quarts d'heure par mois au cours desquels un tarif négatif était en vigueur.

Il découle de cette figure qu'un prix de déséquilibre de -100 €/MWh ou moins est atteint moins souvent en 2014 qu'en 2013, et moins souvent en 2015 qu'en 2014. Au total, 1.018 quarts d'heure sont dénombrés à partir de juin 2012¹² pendant lesquels le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est inférieur ou égal à -100 €/MWh. Les mois de décembre 2012 et 2013 sont particulièrement surprenants, compte tenu du fait que la production solaire était peu importante. Pourtant, 84 des 95 quarts d'heures de décembre 2012 et 61 des 70 quarts d'heure de décembre 2013 tombent pendant les vacances de Noël (après le 21 décembre).

¹² 334 quarts d'heure de juin à décembre 2012, 377 quarts d'heure sur toute l'année 2013 ainsi que 181 et 126 quarts d'heure respectivement en 2014 et 2015.

De ce point de vue, les 27 quarts d'heure de décembre 2014 et les 2 quarts d'heure de décembre 2015 ne confirment pas cette tendance. Une explication partielle du phénomène trouve sa source dans les indisponibilités importantes connues par le parc nucléaire belge en 2014 et 2015. D'autre part, selon Elia la prévisibilité, et non le niveau de production renouvelable, constitue un paramètre important pour la qualité du déséquilibre de la zone.

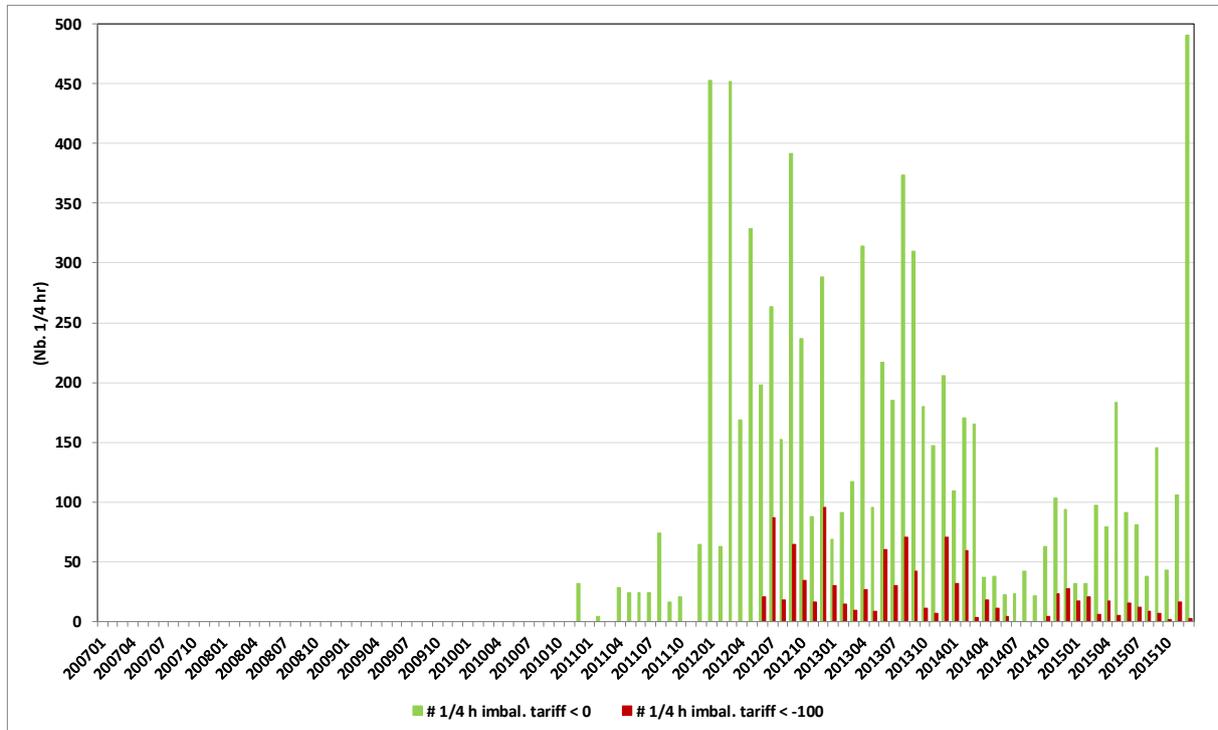


Figure 4 : Pour un déséquilibre positif, nombre de quarts d'heure par mois avec un tarif de déséquilibre négatif, et nombre de quarts d'heure par mois avec un tarif de déséquilibre < -100 €/MWh, pour la période 2012-2015 (Sources : Elia et CREG)

La figure 5 montre le profil journalier du nombre de fois (quarts d'heure) où le tarif de déséquilibre pour un déséquilibre positif est de -100 €/MWh ou moindre (plus fortement négatif) pour les années de 2013 à 2015. En 2015, il y a 2 pics, un pendant la nuit et un dans l'après-midi. L'amplitude de ces pics est cependant sensiblement plus faible qu'en 2013 et 2014, puisqu'elle ne dépasse pas 6 quarts d'heure par pic. Le nombre total de tels quarts d'heure a diminué fortement de 2013 à 2014, puisqu'il était de 377 en 2013 et de 181 en 2014. En 2015, il a encore diminué par rapport à 2014, pour se fixer à une valeur de 126.

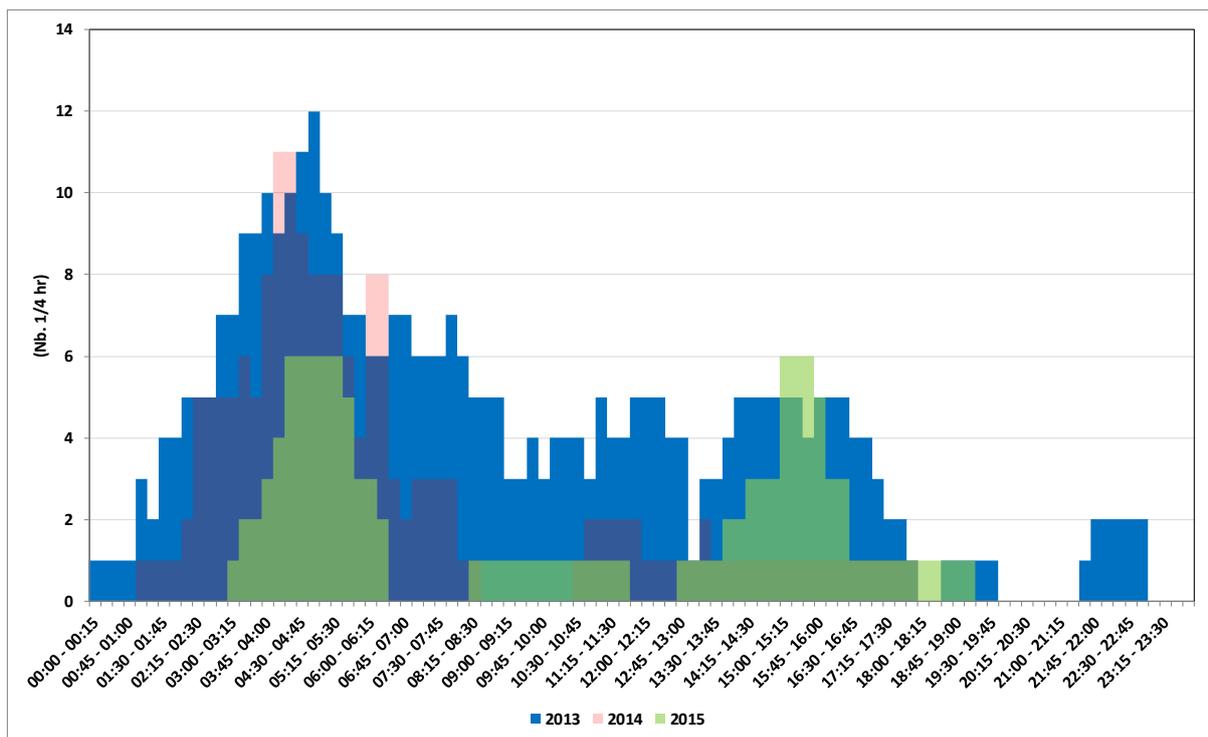


Figure 5 : Profil journalier du nombre de quarts d'heure pendant lesquels le prix de déséquilibre pour un déséquilibre positif est inférieur ou égal à -100 €/MWh pour les années 2013, 2014 et 2015 (Sources : Elia et CREG)

La figure 6 présente une analyse des valeurs les plus extrêmes de la NRV. Elle donne pour chaque année une courbe monotone des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse et à la baisse sur une base journalière. La méthode utilisée pour traiter ces données consiste à déterminer, par année et pour chaque journée, la puissance de réglage à la hausse et à la baisse. Ensuite, les données sont triées et les 75 premières valeurs sont placées dans le graphique. Les courbes supérieures représentent la puissance de réglage à la hausse, les courbes inférieures la puissance de réglage à la baisse. Les courbes de 2015 sont proches de celles de 2014, avec cependant des valeurs extrêmes plus faibles pour le réglage à la hausse et plus élevées (en valeur absolue) pour le réglage à la baisse.

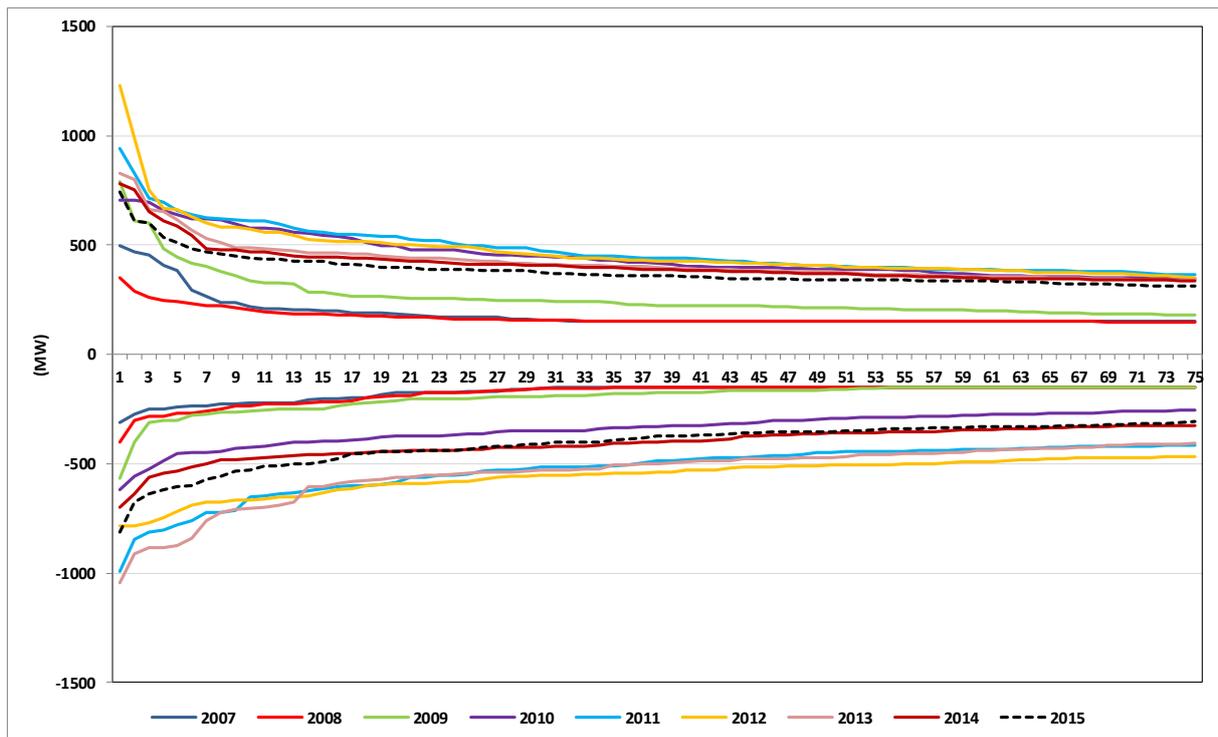


Figure 6 : Courbes triées des 75 plus grandes puissances de réglage à la hausse et à la baisse sur une base journalière au cours de la période 2007-2015 (Sources : Elia et CREG)

Les services auxiliaires :

La compensation de déséquilibre (NRV) peut être fournie par différentes sources: activation automatique des réserves secondaires (R2), activation manuelle des 'incremental/decremental bids'¹³ (ID bids), des réserves tertiaires (R3), dont les clients interruptibles et la compensation inter-TSO. La figure 7 et le tableau 1 y afférent illustrent la répartition de l'évolution des sources du NRV pour les 9 dernières années (en MWh). Il s'agit de la somme de toutes les activations de puissance de réserve par année (tant pour le réglage à la hausse que pour la baisse). Les bids R2 et les bids libres de R3 (ID) sont scindées en réglage à la hausse et à la baisse.

Il ressort de cette figure qu'au cours de la période 2007-2009, le NRV est quasi exclusivement fourni par la R2 (barres rouges et vertes sur le graphique), avec une légère surpondération pour le réglage à la baisse (vert). Une part minime intervient par l'activation manuelle des ID-bids (violet et bleu). En 2015, les volumes globaux activés ont légèrement augmenté, aussi bien pour la R2 (de 534 à 580 GWh) que pour les ID-bids (de 161 à 171 GWh) et la R3

¹³ En vertu de l'article 159, §2 de l'arrêté royal du 28 décembre 2002, tous les produits de la zone de réglage Elia dont la capacité nominale est égale ou supérieure à 75 MW doivent mettre leur capacité disponible à la disposition du gestionnaire de réseau. La capacité disponible est appelée 'incremental/decremental bids' (ID-bids).

contractuelle (de 2 à 6 GWh). Cette hausse s'explique principalement par la baisse du volume d'IGCC.

Si l'énergie échangée dans le cadre de l'IGCC¹⁴ est ajoutée, le total en 2012 passe de 1.193 GWh à 1.250 GWh, celui de 2013 de 935 GWh à 1.109 GWh, celui de 2014 de 698 GWh à 1.014 GWh et celui de 2015 de 758 GWh à 1.012 GWh, ce qui réduit environ de moitié la différence totale entre 2012 et 2015.

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

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

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

¹⁴ La participation de la Belgique à l'IGCC (*International Grid Control Cooperation*) a commencé en octobre 2012.

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

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

L'énergie totale activée des moyens de réserve (hors IGCC) approche pour la première fois en 2012 le seuil de 1,2 TWh (réglage à la hausse et à la baisse) soit plus du double par rapport à 2007-2008. En 2013 par contre, elle diminue légèrement au-dessus du niveau de l'année 2010 à 0,9 TWh et en 2014 à 0,7 TWh. En 2015, elle recommence à augmenter légèrement à 0,8 TWh, mais son niveau reste toujours bien inférieur à celui de 2010. La part de R3 contractuelle et d'inter-TSO reste négligeable en termes de volume. Elle est passée de 8% du total en 2010 à 5% en 2011, 3% en 2012 et inférieure à 1% à partir de 2013. Entre 2012 et 2015, les parts relatives de la R2 et des *ID-bids* dans le total ont respectivement augmenté de 17 points de pourcentage et diminué de 15 points de pourcentage.

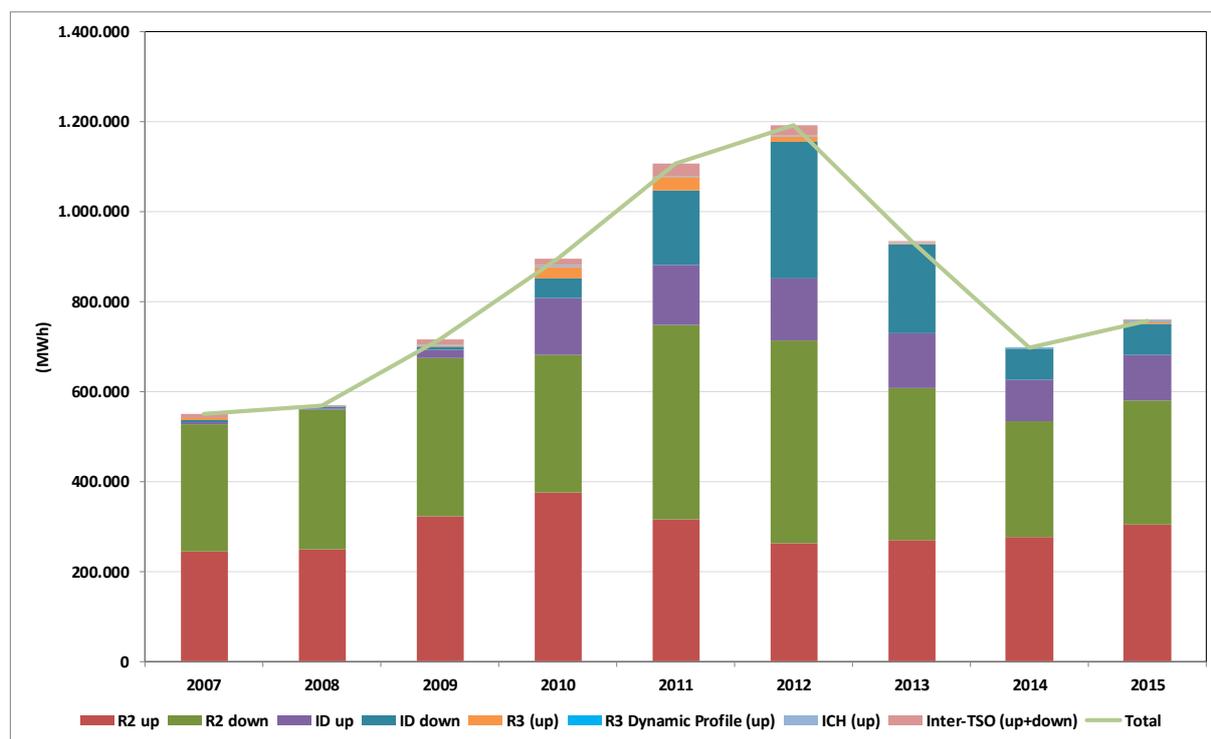


Figure 7 : Sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2015 (MWh) (Sources : Elia et CREG)

(MWh)	R2 up	R2 down	ID up	ID down	R3 prod	R3 DP	R3 ICH	Inter_TSO (up+down)	Total
2007	245.809	282.607	3.209	5.765	2.795	0	0	9.725	549.910
2008	249.541	310.684	2.846	2.904	413	0	448	1.900	568.736
2009	322.563	353.068	16.584	7.352	3.528	0	1.439	10.600	715.135
2010	376.065	305.459	127.112	43.688	25.127	0	4.752	14.125	896.327
2011	316.194	431.832	132.407	167.788	29.026	0	1.884	27.000	1.106.130
2012	262.857	449.873	138.740	304.582	11.631	0	564	24.485	1.192.731
2013	270.784	337.384	122.288	198.107	2.338	0	572	3.200	934.672
2014	275.914	258.554	92.684	68.774	273	144	1.163	0	697.507
2015	304.337	275.770	101.578	69.397	4.265	960	1.070	250	757.627

Tableau 1 : Sources de compensation de déséquilibre (NRV) pendant la période 2007-2015 (MWh) (Sources : Elia et CREG)

La figure 8 reprend les sources de compensation du déséquilibre comme dans la figure 7, en y joignant les échanges réalisés dans le cadre de l'IGCC. De même, le total est présenté sous deux formes, avec et sans inclusion de l'énergie échangée dans le cadre de l'IGCC. Contrairement à la figure 7, les énergies de compensation à la hausse y sont représentées par des valeurs positives et les énergies de compensation à la baisse par des valeurs négatives. Il est remarquable de constater comment l'activation des ID-bids, quasi inexistante jusqu'en 2009, a pris une part de plus en plus importante à partir de 2010 suite à une modification des procédures d'activation, jusqu'à ce que la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC, combinée à la réduction du déséquilibre global de la zone de réglage, réduise petit à petit le recours à ce type de ressources, principalement en 2014. A noter également qu'en 2011 et 2012, la plus grande partie de la réserve inter-TSO activée l'était à la baisse.

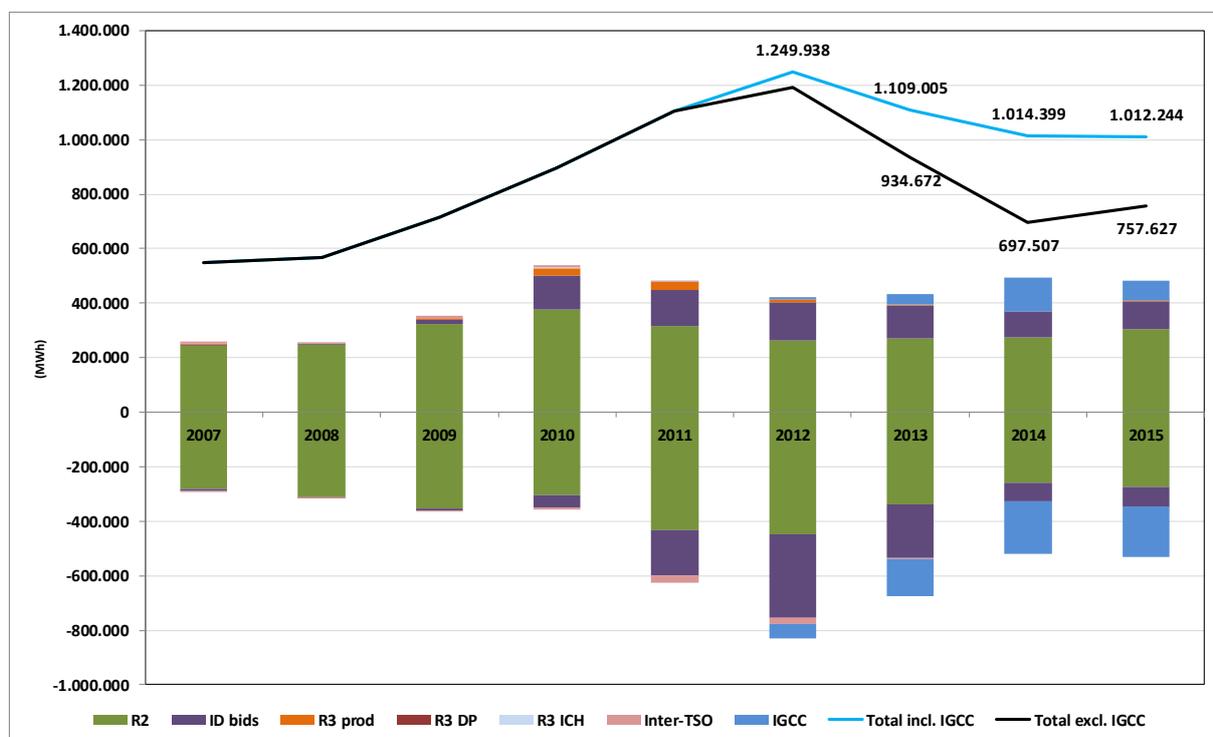


Figure 8 : Activation des sources de compensation du déséquilibre pendant la période 2007-2015 (MWh), y compris la participation à l'IGCC (Sources : Elia et CREG)

La figure 9 combine les données d'activation des compensations à la hausse et à la baisse par type de ressources, et les exprime en pourcentage du total des activations. Elle confirme les observations de la figure 8, à savoir la compensation faite presque exclusivement sur la R2 jusqu'en 2009, la part de plus en plus importante prise à partir de 2010 par l'activation des ID-bids, ainsi que l'effet de la participation à l'IGCC. En 2014, cette participation réduit considérablement les parts des activations d'ID-bids, de R3 contractée et de réserve inter-TSO dans le total des énergies activées pour la compensation des déséquilibres quart horaires de la zone de réglage belge. En 2015, la part relative des participations à l'IGCC diminue et est principalement compensée par une augmentation de la part relative des activations de R2 et, dans une moindre mesure, des *ID bids*.

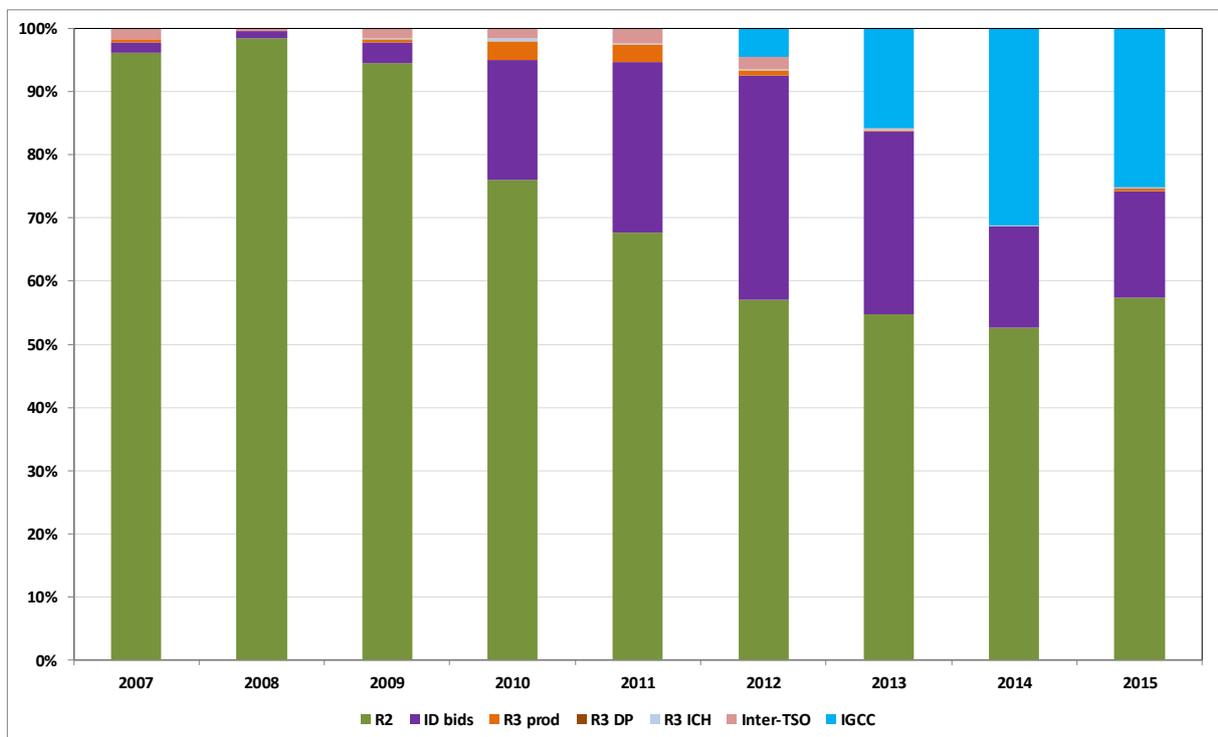


Figure 9 : Activation des sources de compensation du déséquilibre pendant la période 2007-2015, y compris la participation à l'IGCC (% du total activé) (Sources : Elia et CREG)

La capacité de réglage à la hausse et à la baisse contractée comme réserve secondaire est au maximum de 140 MW. La figure 10 représente l'évolution de l'utilisation de la puissance maximale de R2 à la hausse comme à la baisse. Cette figure indique, par année, le nombre de quarts d'heure pendant lesquels la R2 a dû effectuer des réglages au-dessus de 140 MW, répartis en réglages à la hausse et à la baisse. En 2015, le nombre total de quarts d'heure, toutes directions confondues, diminue sensiblement pour passer de 2142 en 2014 à 1252 en 2015 et atteindre ainsi sa valeur la plus faible sur la période 2007-2015. Le nombre de quarts d'heure où la R2 est saturée reste plus important pour les réglages à la hausse que pour les réglages à la baisse (711 à la hausse pour 558 à la baisse). Il en ressort que la réserve

secondaire est saturée pendant environ 4 % du temps pour le réglage à la baisse et à la hausse.

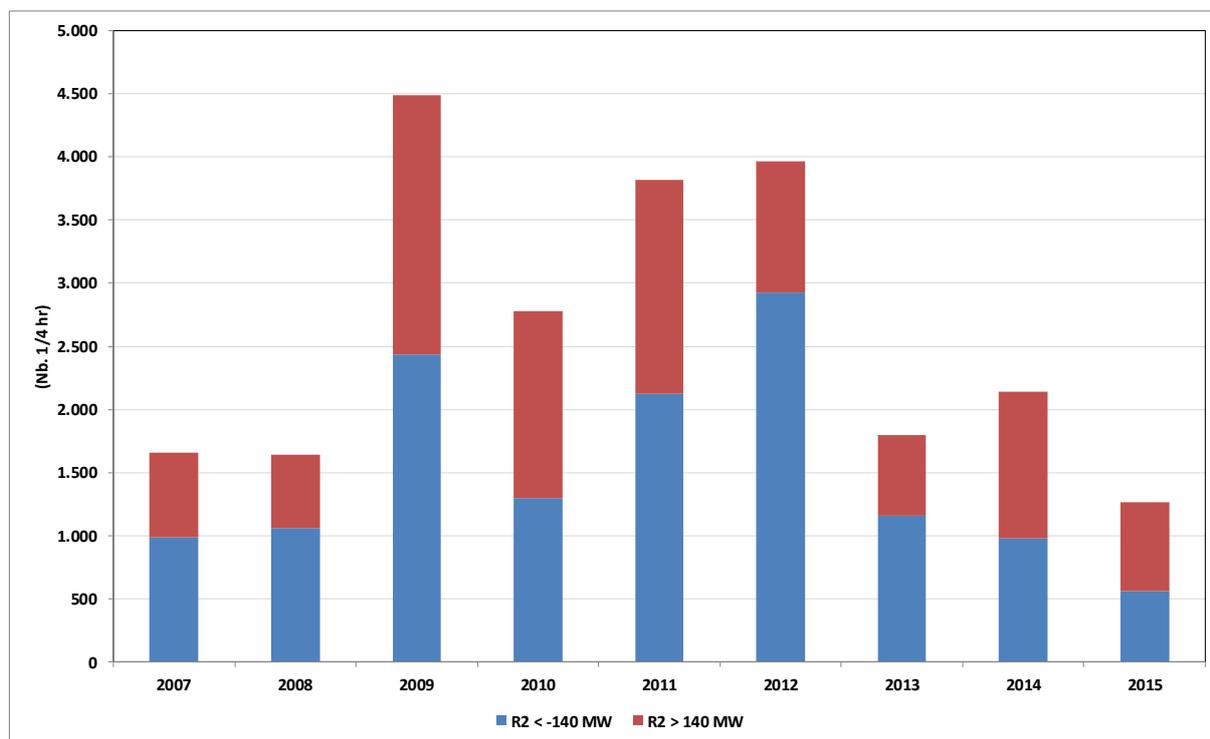


Figure 10 : Nombre de quarts d'heure pendant lesquels R2 fournit plus de 140 MW de puissance de réglage (à la hausse et à la baisse) pour la période 2007-2015 (Sources : Elia et CREG)

L'utilisation des réserves inter-GRT pour le réglage à la baisse a fortement diminué en 2013 par rapport à 2012, après une forte augmentation entre 2010 et 2012. En 2014, il n'y a pas eu d'activation de la réserve inter-GRT pour le réglage de l'équilibre et en 2015, 250 MWh ont été activés, à la baisse. La modification du tarif des déséquilibres en juin 2012 peut expliquer cette diminution ; cette modification a placé le tarif des déséquilibres positifs à au moins -100 €/MWh en cas d'excédents ne pouvant être effacés qu'en faisant appel aux réserves inter-GRT.

Bien que les parts des R3 contractuelles et d'inter-GRT restent négligeables en termes de volumes activés, ces trois produits sont très importants pour maîtriser des situations extrêmes. La CREG estime que la zone de réglage Elia recèle encore un grand potentiel en ce qui concerne la *demand response*.

Le tableau 2 présente une série de statistiques relatives à l'activation de l'ICH au cours des neuf dernières années. Ces statistiques traitent d'événements d'interruption sur une base journalière. Au cours d'un même événement, plusieurs clients peuvent être interrompus en même temps, mais cet événement ne compte dans le tableau que pour un seul événement d'interruption.

	Nombre d'interruptions	Volume (MWh)	Nombre total d'heures interrompues	Nombre moyen d'heures	Moyenne interrompue (MWh)
2007	0	0	0	0,0	0
2008	2	448	6	3,1	72
2009	3	1.439	16	5,2	92
2010	9	4.752	42	4,7	113
2011	4	1.884	11	2,7	176
2012	2	564	4	2,1	135
2013	3	572	3	1,0	200
2014	1	1.163	5	4,5	258
2015	2	1.070	5	2,3	238

Tableau 2 : Statistiques relatives à l'activation de clients interruptibles (ICH) pour la période 2007-2015 (Sources : Elia et CREG)

Il ressort de ces statistiques que l'interruption, 2010 excepté, est exceptionnelle. Le volume interrompu par événement et le nombre moyen d'heures par événement d'interruption sont eux aussi limités. Il est à noter que la CREG a demandé à ELIA d'activer au moins une fois par an chaque contrat interruptible, de manière à garder le savoir-faire en la matière auprès des fournisseurs de ce service.

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

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 décidé¹⁵ 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.

¹⁵ 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.

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.

Le 17 juillet 2015, la CREG a décidé¹⁶ 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.

D'autre part, ELIA a également 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 2015¹⁷. Les nouvelles règles sont intégralement applicables à partir du 1^{er} janvier 2016.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

3.2.2 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

a) Niveau fédéral

La loi électricité prévoit en son article 23, §2, 7° que la CREG détermine les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture en concertation avec ELIA et les publie sur son site Internet.

Les perturbations du réseau Elia provoquées par les installations d'un utilisateur de réseau sont tolérées pour autant qu'elles ne dépassent pas certaines limites. Ces limites sont précisés dans les Règlements Techniques¹⁸ et, dans les rapports techniques CEI 61000-3-6, IEC 61000-3-7 ainsi que dans la procédure Synergrid C10/17 « *Prescriptions Power Quality* » pour les utilisateurs raccordés aux réseaux haute tension¹⁹. Ces différents documents définissent aussi la procédure à suivre par Elia lors du raccordement d'installations pouvant provoquer des perturbations. Conformément aux dispositions des Règlements Techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement respecte les dispositions de la norme EN 50160.

Aucunes nouvelles normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture ont été déterminées en 2015.

b) Région flamande

L'article 3.1.3. du Décret sur l'Energie mentionne que la VREG surveille la sécurité et la fiabilité des réseaux de distribution et du réseau de transport local d'électricité, ainsi que la qualité de la prestation de service des GRDs, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et sur le plan du temps dont les GRDs ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations.

Les GRDs sont tenus de remettre annuellement au VREG un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Le rapport concernant les réseaux d'électricité principalement décrit:

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution;

¹⁸ 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.

¹⁹ http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=C10-17FR_090508corr.pdf.

- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits
- au norme NBN EN 50160;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci (principalement sur le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement: cf. infra)).

En 2015, le niveau de qualité reste bon en Flandre, tant pour les interruptions que pour la qualité de la tension fournie.

En Flandre, la qualité du réseau de distribution d'électricité et du réseau de transport local est d'un haut niveau, comparable à celui des pays voisins. La VREG constate cependant que les utilisateurs de réseau ne sont pas suffisamment informés des causes et de la durée prévue des perturbations, ainsi que des mesures (maintenance et investissements) que les gestionnaires de réseau prennent pour garantir la qualité et la fiabilité des réseaux.

La VREG étudie de quelle manière les gestionnaires de réseau de distribution en Flandre peuvent être stimulés à maintenir et à développer plus avant un service de qualité en intégrant un "incitant qualité" dans les tarifs du réseau de distribution.

La qualité de la remise en état de la rue après travaux du gestionnaire du réseau et la qualité d'exécution des travaux de raccordement représentent encore les plaintes les plus courantes. Les gestionnaires de réseau doivent y prêter davantage attention. Globalement, le nombre de plaintes à l'encontre des gestionnaires de réseau diminue au fil des ans. Cette tendance positive résultant des efforts des sociétés Eandis et Infrac doit se confirmer dans les prochaines années.

- Eandis compte 343 plaintes pour 100 000 clients
- Infrac compte 243 plaintes pour 100 000 clients

c) Région wallonne

En concertation avec la CWaPE, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Le plan d'adaptation contient entre autres la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension.

La CWaPE surveille et contrôle la mise en œuvre des plans d'adaptation. Elle peut imposer la réalisation par les gestionnaires de réseau de tout ou partie des investissements qui auraient dû être réalisés en vertu de ces plans d'adaptation.

Le gestionnaire du réseau de distribution remet chaque année à la CWaPE, en même temps que son plan d'adaptation, un rapport dans lequel il décrit la qualité de ses prestations durant l'année calendrier écoulée. Ce rapport décrit notamment :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès à son réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption, durant l'année calendrier indiquée;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci.

Pour 2015, aucun évènement majeur n'est à signaler à ce niveau.

d) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.2.3 Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations

a) Niveau fédéral

Raccordements :

Un nouveau raccordement ou une modification d'un raccordement existant doit faire l'objet d'une demande. Sur la base des informations fournies par le demandeur, Elia examine la demande de raccordement comme suit.

Le demandeur peut opter pour une étude d'orientation avant de commander une étude détaillée. Cette étude fournit des informations sur les options techniques du raccordement ainsi qu'une estimation des coûts. Ensuite, les solutions techniques et les coûts qu'un nouveau

raccordement ou une modification d'un raccordement existant entraîne est décrit dans une étude détaillée. Si le demandeur et Elia trouvent un accord sur les solutions techniques, Elia fait une proposition de contrat pour le raccordement ou la (les) modification(s) .

Le raccordement ou la modification d'installations perturbatrices ou de compensation est en outre soumis à une étude « *Power Quality* ». Conformément aux dispositions des règlements techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement réponde aux dispositions de la norme EN 50160 (voir point 3.2.2 du présent rapport).

Les délais pour les études réalisées par Elia dans le cadre d'un raccordement sont légalement fixés dans le Règlement Technique. Le nouveau raccordement ou une modification d'un raccordement existant, ainsi que les droits et devoirs de l'utilisateur du réseau et d'Elia concernant ces installations font l'objet d'un contrat de raccordement conclu entre les deux parties et approuvé par la CREG dans une décision du 16 juillet 2009 (décision n° (B) 090716-CDC-883).

Compte tenu de la complexité des raccordements, les délais d'exécution pour la réalisation d'un raccordement sont toujours fixés en concertation avec l'utilisateur du réseau. Ces délais sont indiqués dans l'étude de détail et deviennent définitifs à la signature du contrat de raccordement.

Réparations :

Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (Average Interruption Time) a été de 1 minutes 26 secondes (3 minutes 12 secondes en 2014) et l'AID (Average Interruption Duration) de 25 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 42% des cas, une tentative de ré-enclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives automatiques de ré-enclenchement ont été fructueuses dans 90% des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 86% des cas sur le réseau 150 kV.

Dans 4 cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures.

b) Région flamande

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants²⁰:

- *Raccordement 'simple'* (basse tension, < 25 kVA (ou > 25 kVA dans le cas le GRD juge qu'un renforcement/extension du réseau n'est pas nécessaire), sans ou avec injection < 400 VA) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement;
- *Raccordement 'pas simple'*: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans un délai de 18 semaines, pour des connexions jusqu'à 5 MVA. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou RES-e ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation;
- *Raccordement au réseau de transport local d'électricité*: délai indiqué dans le contrat de raccordement.

Réparations :

Pour 2015, l'évolution de la fréquence et la durée d'interruptions de la fourniture d'électricité est indiquée dans le tableau ci-dessus. Les causes des incidents sont surtout des ruptures de câble (au niveau MT et HT). La conclusion générale est que la fiabilité est très élevée.

		2011	2012	2013	2014	2015
basse tension	fréquence d'interruptions	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04
	durée d'indisponibilité	00:07:36	00:06:24	00:07:23	00:05:57	00:04:59
tension moyenne	fréquence d'interruptions	0,48	0,52	0,47	0,42	0,37
	durée d'indisponibilité	00:17:55	00:19:39	00:19:24	00:16:09	00:15:05

Tableau 3 : Fréquence et durée d'interruptions de la fourniture d'électricité en Flandre

La durée de réparation pour une interruption de basse tension semble être importante, car elle implique toujours une intervention manuelle. Cependant, seulement un nombre limité de clients est affecté, ce qui explique que les valeurs moyennes pondérées de l'indisponibilité sont relativement faibles. En 2015, en moyenne, 1 à 25 utilisateurs du réseau a eu une panne d'électricité causée par une interruption de basse tension (idem en 2014). La réparation en 2015 a pris en moyen 2 heures et 13 minutes (2 heures et 20 minutes en 2014). En moyen (pondéré) un utilisateur du réseau de distribution flamand a été sans électricité pendant 4 minutes et 59 secondes en 2015 (5 minutes et 57 secondes en 2014).

²⁰ Règlement technique, Section III.3.3.

En moyenne tension la fréquence moyenne pondérée des interruptions imprévues a légèrement diminué en 2015. En moyen (pondéré) la puissance d'un client final flamand a été interrompu 0,37 fois au cours de 2015 (0,42 en 2014). La durée moyenne pondérée de la réparation en 2015 a légèrement augmenté à 41 minutes (39 en 2014). En moyen (pondéré) un utilisateur du réseau de distribution flamand a été sans électricité pendant 15 minutes et 5 secondes en 2015 (16 minutes et 9 secondes en 2014).

En matière d'indemnisations, les règles de responsabilité de droit commun s'appliquent d'une part. D'autre part, depuis début 2015, la législation flamande²¹ prévoit, en sus de ces règles, les possibilités d'indemnisation forfaitaire suivantes :

- Depuis le 1^{er} janvier 2015, l'utilisateur, raccordé au réseau de distribution, qui subit une interruption de courant de plus de 4 heures, peut opter pour une indemnisation du préjudice subi. Cette indemnisation est due en cas d'interruption de courant non planifiée d'origine technique d'au moins quatre heures. Elle est indépendante du préjudice réel subi ou non par un utilisateur et ne s'applique pas en cas d'interruption résultant d'une situation d'urgence ou d'un cas de force majeure, comme énoncé dans les règlements techniques.
- Si l'utilisateur de réseau a commandé un (nouveau) raccordement au réseau de distribution et si le délai de (nouveau) raccordement, défini par les règlements techniques ou convenu, est dépassé, le gestionnaire de réseau de distribution est redevable, depuis le 1^{er} janvier 2015, d'une indemnité par jour de dépassement. Le gestionnaire de réseau de distribution n'est cependant pas redevable de l'indemnité s'il peut prouver qu'il n'a pas pu éviter le retard du (nouveau) raccordement.

Chaque année, les gestionnaires de réseau sont tenus d'adresser au VREG un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation fondées sur ces dispositions réceptionnées au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée.

795 plaintes ont été introduites en 2015 auprès des gestionnaires de réseau pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 4 heures : 523 d'entre elles ont été acceptées en 2015 et ont donné lieu à des indemnisations pour un montant total de 32.034,11 EUR. 72 autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

²¹ Décret sur l'Energie, Art. 4.1.11/3 et Art. 4.1.11/5

En ce qui concerne le retard de raccordement, 19 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau en 2015. Dans 6 dossiers, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 2.777,5 EUR. 1 autre demande pourrait donner lieu à une indemnisation, mais est toujours en cours de traitement à ce jour.

c) Région wallonne

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants²² :

- pour le raccordement des clients résidentiels : 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement ;
- pour les autres clients de la basse tension : délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement.

Réparations :

En ce qui concerne les réparations, les gestionnaires de réseau de distribution ont 2 heures pour être sur place et ensuite 4 heures pour procéder à la réparation. S'ils estiment ne pas pouvoir réparer endéans ce dernier délai et sauf impossibilité technique, une alimentation provisoire doit être opérée dans le même délai.

La législation wallonne prévoit divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire²³ susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de situations imputables à leur gestionnaire de réseau ou fournisseur. Notamment, les situations suivantes peuvent faire l'objet d'une indemnisation :

- interruption de la fourniture d'électricité durant plus de 6 heures consécutives (sauf si la coupure est planifiée et que les clients en ont été avertis en temps utile ou si la coupure et son maintien sont dus à un cas de force majeure) ;

²² Article 25 quater du Décret du 12 avril 2001.

²³ Articles 25 bis et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

- raccordement non effectif dans les délais imposés par la législation (voir ci-dessus).

Sans préjudice de l'application du droit commun de la responsabilité civile, la réglementation wallonne énumère les cas dans lesquels le fournisseur ou le gestionnaire de réseau est tenu d'indemniser le client final victime d'un dysfonctionnement dans le cadre de la fourniture et/ou de la distribution d'énergie.

Le montant d'indemnisation s'élève à 100 euros (109,78 euros au 1er janvier 2016) par période de 6 heures d'interruption consécutives de fourniture d'électricité sauf cas de force majeure avérée.

Avant le 31 mars de chaque année, les gestionnaires de réseau sont tenus d'adresser à la CWaPE un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation fondées sur ces dispositions réceptionnées au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée. Ces données peuvent être consultées dans le rapport annuel spécifique 2015 du Service régional de médiation pour l'énergie.

180 plaintes ont été introduites en 2015 auprès des gestionnaires de réseau pour une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 6 heures : 86 d'entre elles ont été acceptées en 2015 et ont donné lieu à des indemnisations pour un montant total de 10.065,69 EUR. Quatre autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

En ce qui concerne le retard de raccordement, 19 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau en 2015. Dans 5 dossiers, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 6403,30 EUR. Huit autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

d) Région de Bruxelles-Capitale :

Raccordements :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Réparations :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.2.4 Monitoring des mesures de sauvegarde

Le lecteur est invité à se référer au point 2 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.

À la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a rendu un avis²⁴, 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 du présent rapport.

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 Règlement Technique et à l'arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité (voir le point 2 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.

L'article 5 de la loi du 26 mars 2014 modifiant la loi électricité a prévu l'introduction d'un mécanisme de réserve stratégique²⁵. La réserve stratégique est destinée à garantir, jusqu'à un certain niveau, la sécurité d'approvisionnement électrique pendant les périodes hivernales. Elle se compose en partie d'unités de production ayant notifié leur mise hors service et en partie de la gestion de la demande. Pour déterminer le volume de réserves stratégiques requis, le gestionnaire de réseau réalise une analyse probabiliste des besoins en capacité de production, afin de pouvoir atteindre les critères LOLE (*Loss of load expectation*) fixés par la

²⁴ 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.

²⁵ Le 29 avril 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête sectorielle dans 11 pays, dont la Belgique, sur des mécanismes visant à garantir l'approvisionnement en électricité. Le 13 avril 2016, le rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité dans le secteur de l'électricité a mis en lumière d'importantes lacunes.

loi. Sur base de cette analyse, la Direction Générale de l'Énergie remet un avis au ministre, qui donne ensuite instruction à Elia de contracter un volume donné.

Pour la période hivernale 2014-2015, le ministre avait, sur la base de l'arrêté ministériel du 16 juillet 2014, donné instruction à Elia de contracter 1.200 MW. Pour la réserve stratégique, Elia a contracté en 2014, 750 MW de capacité de production (485 MW pour l'unité TGV de Seraing et 265 MW pour l'unité transformée TG de Vilvoorde) pour une période de 3 ans, et près de 100 MW en gestion de la demande pour une période d'un an.

Pour la période hivernale 2015-2016, un arrêté ministériel du 15 janvier 2015 a donné instruction à Elia de constituer, à partir du 1^{er} novembre 2015, une réserve stratégique pour un volume complémentaire de 2.750²⁶ MW par rapport aux 750 MW déjà contractés. Les coûts liés à la mise en œuvre de la réserve stratégique, y compris les coûts de gestion et de développement, sont couverts par une surcharge tarifaire facturée par Elia aux utilisateurs de son réseau, dont le montant est approuvé par la CREG²⁷.

En mars 2015, la CREG a rendu une décision²⁸ 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 avis²⁹ 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.

²⁶ Elia a reçu des offres pour un volume de 1.312,8 MW, dont seulement 804,8 MW étaient conformes aux conditions du cahier de charges. De ces 804,8 MW, 358,4 MW résultent de la diminution de la demande et 446,4 MW proviennent de la production contractée par Elia pour la période hivernale 2015-2016.

²⁷ Voir la décision (B)140605-CDC-1330 - <http://www.creg.be/fr/producte9.html>.

²⁸ 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.

²⁹ 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.

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », fixé par la CREG³⁰ et entré en vigueur le 1er février 2015, il s'élève à 0,6110 euro/MWh prélevé net.

Le 15 septembre 2015, la CREG a publié une étude³¹ concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015. L'étude démontre 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.

Pour la période hivernale 2015-2016 la réserve stratégique n'a pas dû être activé.

3.2.5 Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installé offshore et onshore et de l'électricité verte produite

a) Niveau fédéral

Raccordement planifié et réalisé :

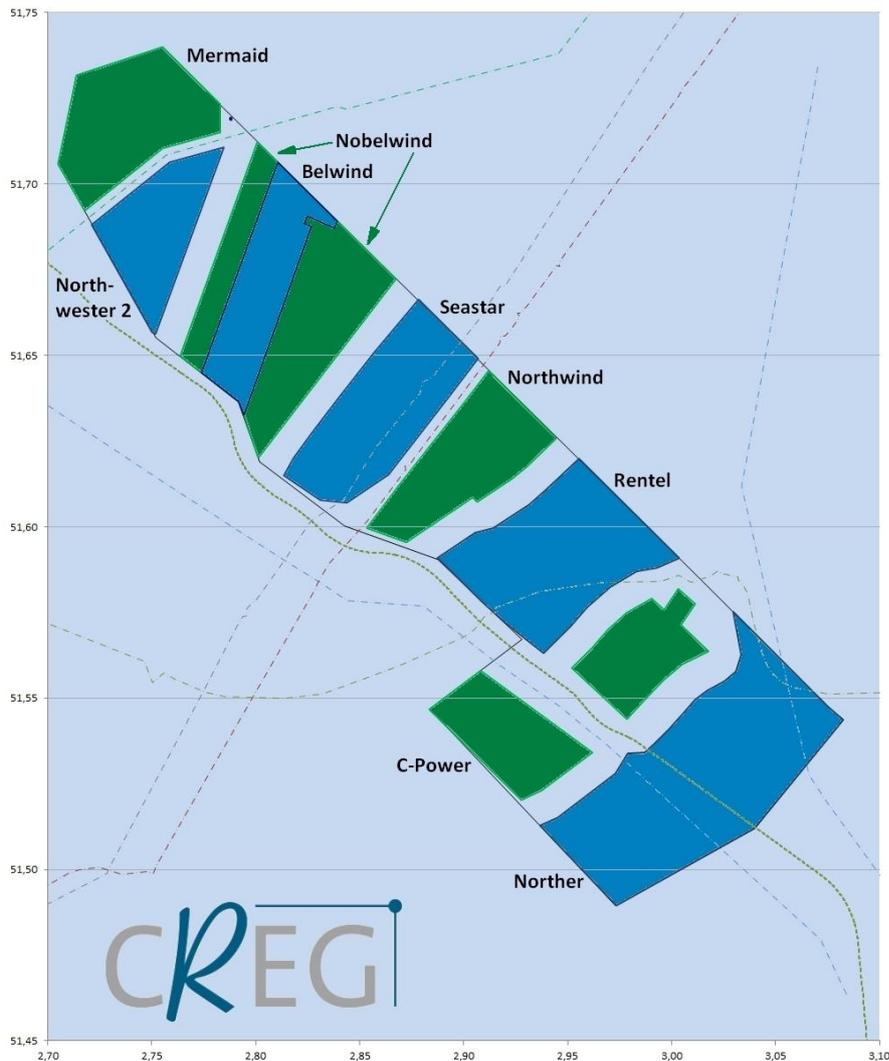
L'objectif européen visant une part de 20% d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 s'est traduit par un objectif contraignant de 13% de sources d'énergie renouvelable dans la consommation belge d'énergie, correspondant à 20,9% de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale belge d'électricité.

Le Ministre de l'Energie du gouvernement fédéral a octroyé jusqu'aujourd'hui huit concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens en mer du Nord. L'ensemble de ces concessions représentent aujourd'hui 2,3 GW³².

³⁰ 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 1er janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique.

³¹ Étude (F)150910-CDC-1454 concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015.

³² (1) C-POWER (arrêté ministériel du 27 juin 2003, modifié le 3 février 2010 et le 6 mai 2013) ;
(2) NORTHWIND (ex-ELDEPASCO) (arrêté ministériel du 15 mai 2006, modifié le 24 mars 2010) ;
(3) BELWIND (arrêté ministériel du 5 juin 2007, modifié le 5 février 2009 et le 10 septembre 2012).
(4) Par arrêté ministériel du 11 septembre 2015, sont fixées 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 EB-2007-0011-A 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 ;
(5) RENTEL (arrêté ministériel du 4 juin 2009, modifié le 12 mai 2015 et le 24 décembre 2015) ;
(6) NORTHER (arrêté ministériel du 5 octobre 2009, modifié le 18 septembre 2015) ;
(7) SEASTAR (arrêté ministériel du 1er juin 2012) ;



Les parcs existants C-Power, Belwind I et Northwind bénéficient déjà d'un raccordement direct au réseau 150 kV du littoral et représentent une capacité de production d'éolienne offshore de 712 MW.

Nobelwind (Belwind II) sera raccordé au plus tôt en 2016 à Zeebrugge également, moyennant l'utilisation commune du câble de Northwind, portant à quelques 900 MW la capacité éolienne installée en mer.

Le raccordement des autres parcs ne pourra toutefois avoir lieu avant la réalisation du projet STEVIN, le réseau 150 kV dans la zone étant complètement saturé après les connexions de C-Power, Belwind I, Nobelwind (Belwind II) et Northwind.

(8) MERMAID (arrêté ministériel du 20 juillet 2012). Par arrêté ministériel du 12 mai 2015, sont fixées les modalités d'exécution de cession à la S.A. NORTHWESTER 2 d'une partie de la concession domaniale octroyée à la société momentanée MERMAID par l'arrêté ministériel EB-2011-0019-A du 20 juillet 2012 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 situés au-dessus du BlighBank et de modification de cette concession domaniale.

Avec le projet STEVIN il sera donc possible de transporter l'énergie éolienne des parcs éoliens situés en mer du Nord pour un total de 2306 MW vers l'intérieur du pays.

Par ailleurs, le projet STEVIN permettra également le raccordement d'unités de production décentralisée supplémentaires (énergie éolienne, photovoltaïque et autres sources d'énergie renouvelable et de cogénération) dans la région côtière.

Le lancement de ce projet, initialement prévu en 2014, a été retardé en raison de recours introduits auprès du Conseil d'État. Elia a conclu des accords avec les différents particuliers et administrations locales qui avaient introduit un recours contre le « GRUP » (plan d'aménagement régional) du projet STEVIN. Le Conseil d'État a été informé des compromis signés et a constaté la renonciation à l'action des différentes parties.

Vu qu'il ne reste plus aucune procédure juridique en cours contre le projet STEVIN et que les permis d'urbanisme et d'environnement ont déjà été délivrés, les travaux ont commencé en 2015. Tenant compte d'une période de travaux d'environ 3 ans, Elia prévoit une mise en service de cette nouvelle liaison 380kV en 2018.

Norther réalisera son propre câble vers le littoral pour faciliter son raccordement.

Le développement d'une prise en mer facilitera également l'intégration efficace des 4 parcs éoliens restants (Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2). Cette prise en mer est aussi nécessaire pour le déploiement de l'énergie offshore (vent, vagues) à plus long terme (au-delà de 2,3 GW en mer du Nord). La faisabilité technique d'une telle approche a été confirmée. Etant donné les puissances produites et les distances à parcourir, le niveau de tension 220 kV est le plus efficace pour transporter l'énergie produite via des câbles sous-marins à courant alternatif vers la côte.

Cette infrastructure offshore sera développée de manière modulaire, en collaboration avec les promoteurs éoliens concernés, permettant une approche par étapes en fonction du planning de réalisation des parcs éoliens. Cette infrastructure évoluera d'un raccordement simple pour la réalisation du premier parc vers une structure centralisant l'énergie produite en mer après la réalisation des parcs suivants, avant de la transporter vers la côte (le poste Stevin) via un ou plusieurs câbles 220 kV supplémentaires.

Cette évolution pourrait continuer dans le cadre du développement potentiel futur d'un réseau interconnecté en mer. Elia participe d'ailleurs aux études réalisées dans le cadre de la « North Seas Countries Offshore Grid Initiative », où des concepts d'interconnexions supplémentaires et de ramifications à grande échelle des parcs éoliens en mer du Nord ont été analysés.

Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité :

Elia établit les prescriptions techniques adaptées aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et aux unités de cogénération de qualité et les communique sans délai à la CREG.

Dans l'examen de la demande de raccordement, Elia accorde, dans la mesure du possible compte tenu de la sécurité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes de raccordement relatives à des installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et aux unités de cogénération dont la puissance nominale est inférieure ou égale à 25 MW.

Dans la gestion de congestion Elia met tout en œuvre, en veillant à maintenir le droit de priorité aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux unités de cogénération, les moyens dont il dispose afin de gérer de manière sûre, fiable et efficace les flux d'électricité sur le réseau.

Le droit de priorité existe également pour les unités de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de cogénération qui se connectent au réseau de distribution.

Les unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et les unités de cogénération jouissent, aux fins de contribuer à leur promotion, également d'une plage de tolérance relative à l'équilibre.

Evolution de la capacité installée en énergie éolienne 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 (707,1 MW en 2014). 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 4 dresse un aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens *offshore* dont le *financial close* a été conclu avant la fin 2015. Par arrêté ministériel du 11 septembre 2015 (MB du 23 septembre 2015), Belwind nv a cédé partiellement à Nobelwind nv sa concession domaniale.

Nom du parc (MW)	Capacité		
	début 2015	fin 2015	total
Belwind	165	171	171
Nobelwind	0	0	165
C-Power	326	326	326
Northwind	216	216	216
Total	707	713,1	878

Tableau 4 : Puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2015 (Source : CREG)

En 2015, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 2,5 TWh dans le réseau de transport d'Elia, en hausse de 17,5% par rapport à 2013.

Si la production *onshore* raccordée au réseau Elia est additionnée à la production *offshore*, la production éolienne en 2015 s'élève à 2,9 TWh en hausse de 17,2% par rapport à 2014. La figure 11 reprend la production mensuelle nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* raccordées au réseau Elia entre 2007 et 2015.

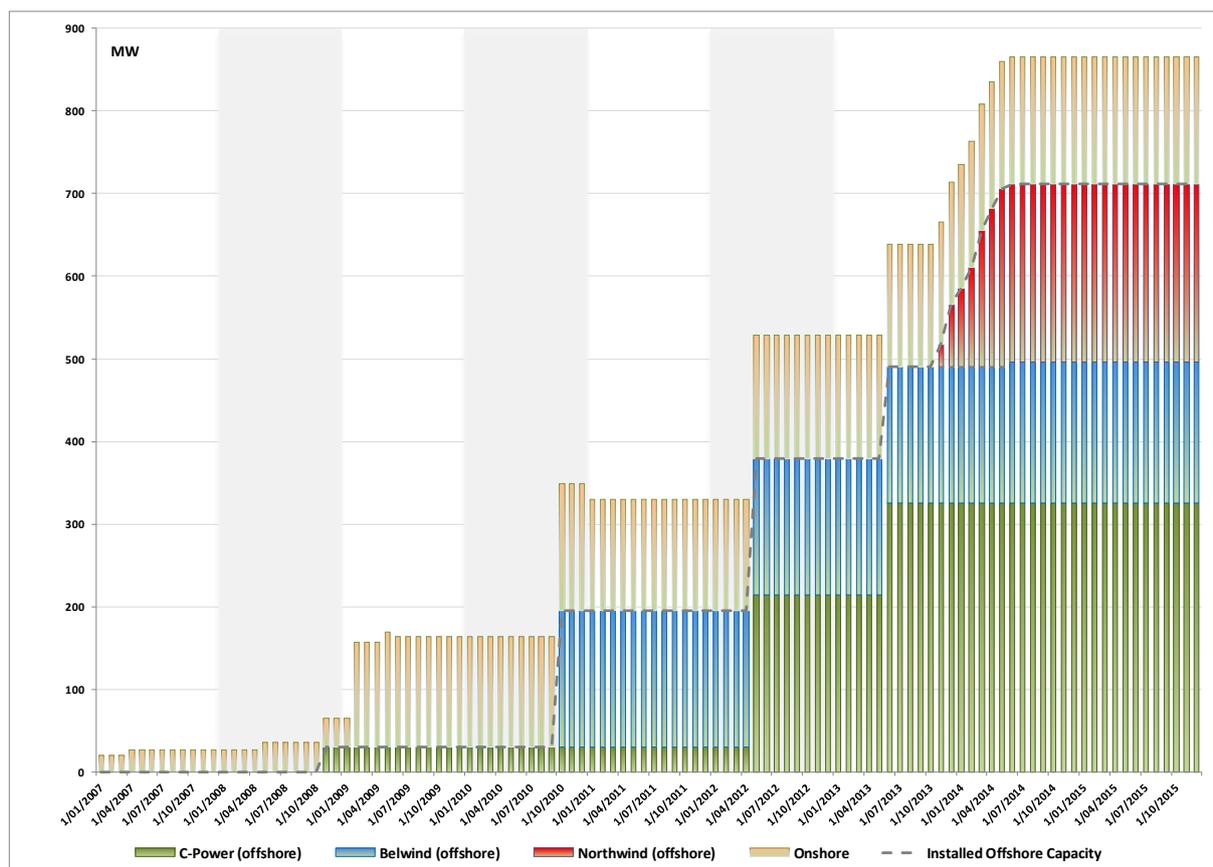


Figure 11 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* et *onshore* raccordée au réseau Elia entre 2007 et décembre 2015 (Source : CREG)

En 2015, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 2.533 GWh dans le réseau de transport (2.155 GWh en 2014). 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 figure 12 reprend la production mensuelle nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* raccordées au réseau Elia entre 2007 et 2015.

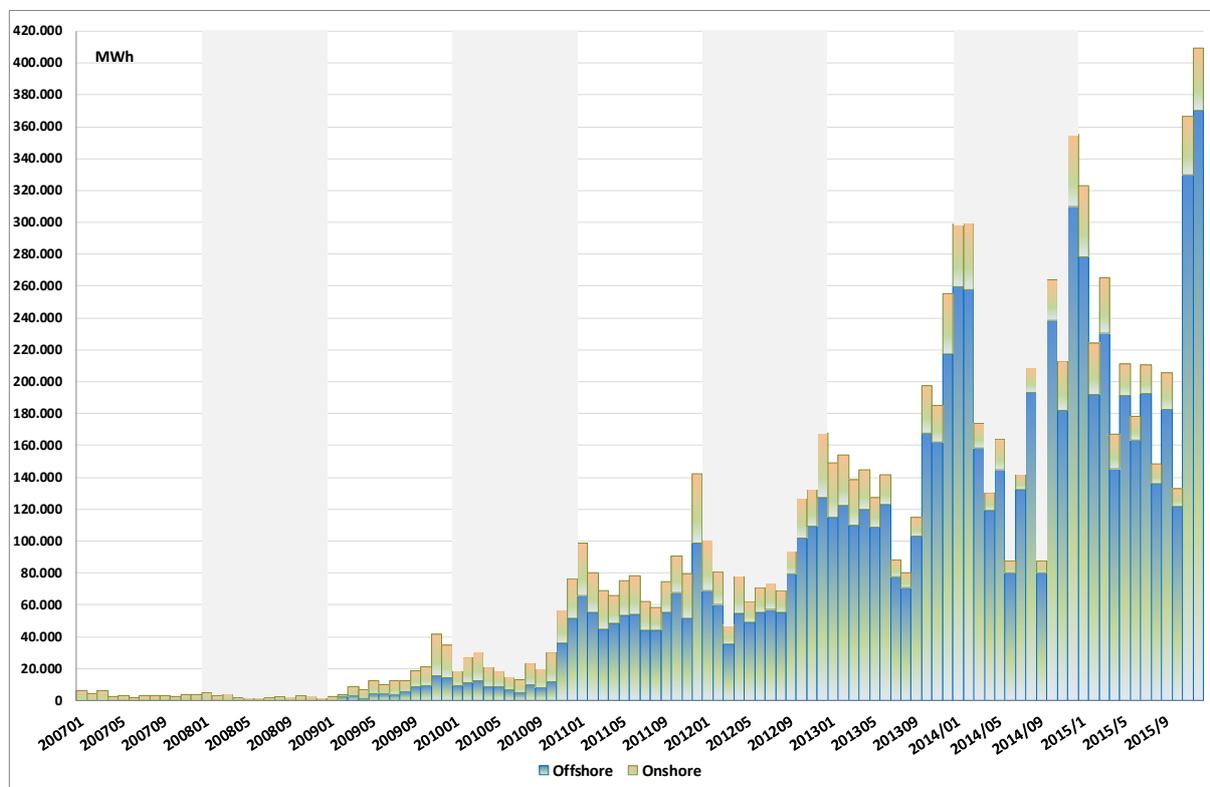


Figure 12 : Production nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* raccordées au réseau Elia entre 2007 et 2015 (Source : CREG)

Les Figures 13 et 14 résument l'évolution de la production éolienne ces quatre dernières années. La production nette d'électricité générée en 2015 par les éoliennes s'élève à 5,0 TWh en hausse de 16,8% par rapport à l'année précédente. Cette hausse est tirée vers le haut tant par la production *offshore* en hausse de 18,5% que la production *onshore* qui augmente de 15,0% sur la même période. La production *offshore* (51,2%) dépasse la production *onshore* (48,8%) estimée par Elia.

En 2015, la production horaire moyenne, sur base mensuelle, cumulée de l'éolien *onshore* et *offshore* varie entre 289 MWh (octobre) et 1.009 MWh (décembre). La production moyenne, également en hausse, atteint 573 MWh en 2015, soit une hausse de 17,3% par rapport à 2014.

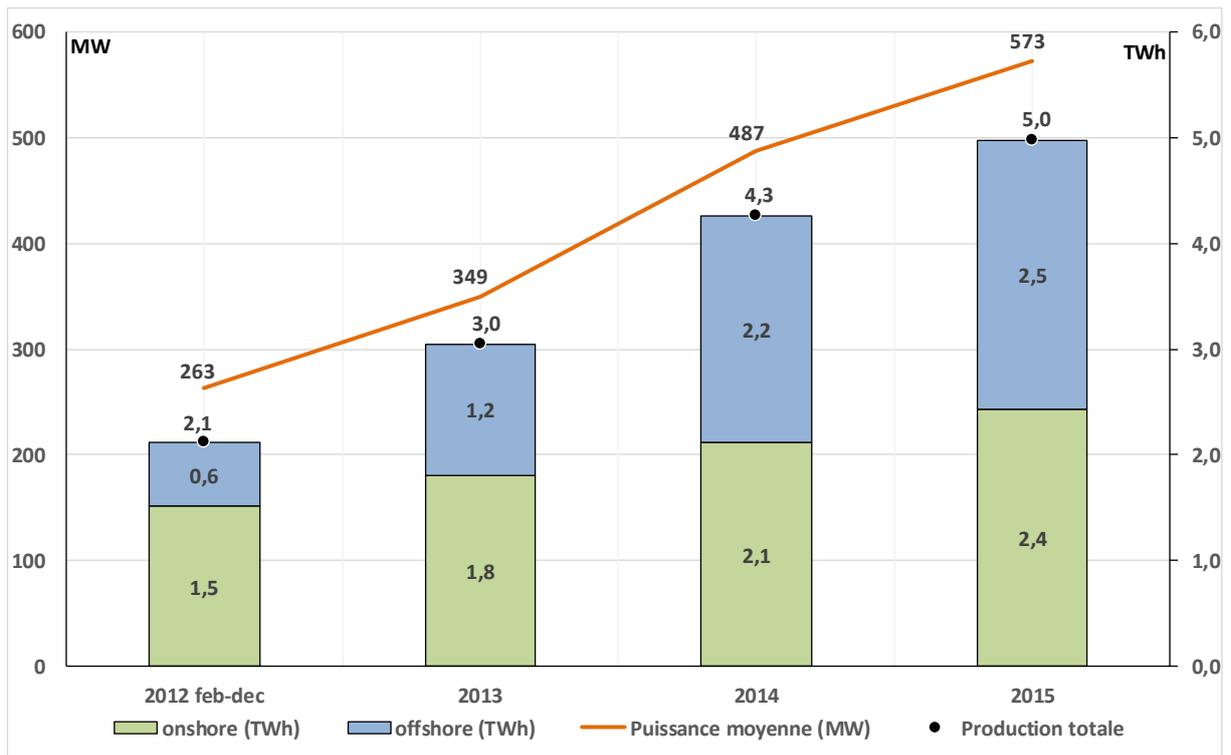


Figure 13 : Puissance moyenne (MW, échelle de gauche) et production annuelle nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* de l'ensemble des parcs belges de février 2012 à 2015 (TWh, échelle de droite) (Sources : Elia et CREG)

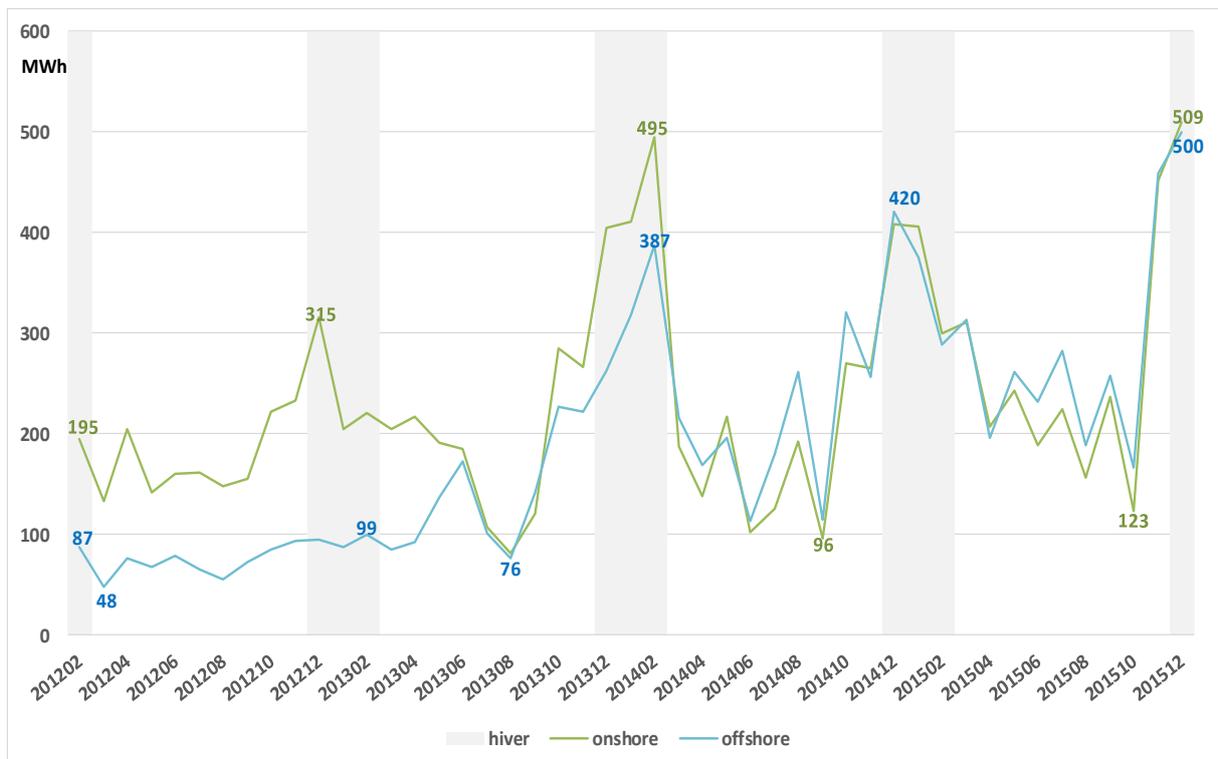


Figure 14 : Production horaire moyenne nette d'électricité des éoliennes *onshore* et *offshore* durant les mois de février 2012 à décembre 2015 (MWh) (Sources : Elia, CREG)

Ces évolutions sont également la résultante de conditions météorologiques. Si la production éolienne *offshore* a augmenté de 18,5% entre 2014 et 2015, la capacité installée n'a, quant à elle, augmenté que de 0,8%.

Le facteur de charge³³ annuel moyen des éoliennes *offshore* est passé de 37% en 2014 à 41% en 2015. Le facteur de charge mensuel moyen *offshore* a connu d'importantes variations en 2015 ; il est passé entre un minimum de 23% (octobre) et un maximum de 70% (décembre). En comparant les années 2014 et 2015, le facteur de charge mensuel moyen de l'année 2015 a été supérieur à celui de l'année 2014 pendant 8 mois sur 12.

Le facteur de charge varie également entre parcs éoliens (39% pour C-POWER, 42 % pour BELWIND sans la turbine éolienne Haliade et 46% pour NORTHWIND).

Depuis la construction des parcs *offshore* en Belgique, le facteur de charge *onshore* moyen a toujours été moindre que celui de l'*offshore*. Cet écart suivant les mois de l'année 2015 varie entre 10% (avril) et 27% (décembre).

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 (231.557.300 euros en 2014).

b) Région flamande

Raccordement planifié et réalisé :

New applications for connection received in 2015 (RES-E plants > 10 kVA)	
Number	8.846
Total capacity (MW)	400 MW
Connections completed in 2015 (RES-E plants > 10 kVA)	
Number	8397
Total capacity (MW)	205 MW
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 10 kVA)	
Number	207
Total capacity (MW)	361 MW

Tableau 5

Description des règles et procédure d'accès au réseau et des droits de priorité:

³³ Le *load factor* correspond au ratio entre la production horaire moyenne et la capacité installée.

Concernant le raccordement d'électricité, les articles III.3.3.20 § 4 et III.3.3.24 §1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrivent que le GRD doit donner priorité aux applications des nouvelles installations CHP et de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans le traitement des applications pour une étude exploratoire et les investigations des applications de raccordement.

Quant à l'accès au réseau, l'article IV.5.3.1 §1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrit que le GRD doit donner la priorité aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en cas de congestion.

Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Le tableau 6 montre la puissance installée en sources d'énergie renouvelables en Flandre, par source d'énergie et par année de mise en service (2014, 2015 et capacité totale installée), qui qualifie pour les certificats verts et/ou les garanties d'origine (situation début avril 2016).

Source d'énergie	2015	2014	Totale installée
Biomasse/Biogaz	1.189	8.006	701.285
Onshore	104.000	123.331	680.981
Energie hydraulique	-	-	1.142
Energie solaire	30.853	39.137	2.203.724
Total	136.042	170.474	3.587.132

Tableau 6: Evolution de puissance installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre, qui qualifie pour les certificats verts et/ou les garanties d'origine

Le système d'aide à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a profondément changé dans le courant de l'année 2012. Les modifications apportées au système d'aide s'appliquent essentiellement aux nouvelles installations mises en service à partir du 1er janvier 2013, ce qui explique la forte diminution du nombre de nouveaux panneaux solaires à partir de 2013. Par ailleurs, les nouveaux panneaux solaires de 10 kW maximum agréés à partir du 14 juin 2015 ne reçoivent plus de certificats verts. Ces installations ne sont plus enregistrées dans la base de données de certificats de la VREG et n'apparaissent donc plus dans les statistiques. De ce fait, l'importance de l'énergie solaire en termes de puissance totale installée, telle qu'enregistrée dans la base de données de certificats de la VREG, stagne à moins de deux tiers du parc de production flamand d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable.

Depuis 2014, l'énergie éolienne a de nouveau le vent en poupe : 30 nouvelles installations ont vu le jour en 2015, soit une nouvelle puissance installée de 104 MW, ce qui porte l'ensemble

du parc éolien en Flandre à près de 20 % de la puissance totale installée des installations de production issue de sources d'énergie renouvelables.

Par ailleurs, une nouvelle installation au biogaz produit à partir de flux d'origine essentiellement agricole, a vu le jour en 2015.

Le tableau 7 montre la production d'électricité verte en 2015, par source d'énergie.

En raison de la réforme du système d'aide à la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables en 2012, la VREG ne dispose plus des chiffres de toutes les installations de production issue de sources d'énergie renouvelables. Il est donc probable que les chiffres repris dans le tableau sous-estiment légèrement la situation réelle.

Source d'énergie	2015
Biomasse/Biogaz	3.677.137
Energie éolienne onshore	1.358.715
Energie hydraulique	2.342
Energie solaire	2.132.379
Total	7.170.573

Tableau 7: Production d'électricité verte (en MWh) en Flandre (approximatif)

c) Région wallonne

Raccordement planifié et réalisé :

New applications for connection received in 2015	
Number	4.897
Total capacity (MW)	77 MW
Connections completed in 2015	
Number	4.897
Total capacity (MW)	77 MW
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 0,4 MVA)	
Number	13
Total capacity (MW)	188 MW

Tableau 8

Description des règles et procédures d'accès au réseau et des droits de priorité :

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production a été adapté par le Décret du 11 avril 2014³⁴. Les gestionnaires de réseau définissent et publient des procédures transparentes et efficaces pour le raccordement non discriminatoire des installations de production à leur réseau.

Le gestionnaire de réseau de transport local ne peut refuser le raccordement d'une installation de production pour cause d'éventuelles limitations dans les capacités disponibles du réseau, telles que des congestions sur des parties éloignées du réseau ou dans le réseau en amont ou au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'éventuelle obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone située à proximité du point de raccordement.

Le raccordement au réseau de distribution des installations d'une puissance supérieure à 5 KVA fait l'objet d'une étude préalable par le gestionnaire de réseau. L'étude préalable n'est pas requise pour les installations de production d'électricité verte d'une puissance inférieure ou égale à 5 KVA. Les gestionnaires de réseau sont tenus de fournir les informations relatives au raccordement et à l'accès des installations de production aux réseaux.

Afin de garantir la sécurité du réseau, concernant les installations raccordées en moyenne et haute tension, le producteur doit être capable de réduire sa production en cas de congestion.

Les gestionnaires de réseaux garantissent un accès non discriminatoire et transparent à leur réseau. Ils ne peuvent en refuser l'accès que dans les cas suivants:

- si la sécurité du réseau est menacée;
- si le gestionnaire du réseau concerné ne dispose pas de la capacité technique nécessaire pour assurer la transmission de l'électricité sur son réseau;
- si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions du règlement technique;
- si l'accès au réseau concerné entrave l'exécution d'une obligation de service public dans le chef du gestionnaire dudit réseau.

La décision de refus est dûment motivée et justifiée par des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés. Elle est notifiée au demandeur. Cette décision peut être soumise au service régional de médiation ou à la Chambre des litiges organisés au sein du régulateur régional (CWaPE).

³⁴ Articles 25 *decies* et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014.

Le gestionnaire de réseau est tenu de donner priorité à l'électricité verte. Pour les raccordements au réseau de distribution en moyenne et haute tension et au réseau de transport local, le contrat mentionne la capacité permanente d'injection disponible immédiatement dans le réseau pour l'électricité verte produite ainsi que, le cas échéant, les accroissements de capacité jugés économiquement justifiés et leur agenda de réalisation, afin de répondre le plus complètement possible à la demande d'injection totale du client.

Lorsque le réseau ne permet pas d'accepter la capacité contractuelle dans des conditions normales d'exploitation, pour les installations raccordées au réseau moyenne et haute tension et pour les installations de plus de 5 kVA raccordées au réseau en basse tension mises en service à une date postérieure au 27 juin 2014, le Décret prévoit qu'une compensation est octroyée au producteur d'électricité verte pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection imposées par le gestionnaire de réseau, sauf dans les cas suivants:

- lorsque le gestionnaire de réseau applique les mesures prévues en cas de situation d'urgence, conformément au règlement technique;
- lorsque le raccordement et/ou la capacité d'injection demandée, excédentaire par rapport à la capacité d'injection immédiatement disponible, est jugé en tout ou en partie non économiquement justifié au terme d'une analyse coût/bénéfice.

Sur la base d'une analyse coût-bénéfice, la CWaPE évalue, en concertation avec le producteur/développeur de projet, le caractère économiquement justifié d'un projet de raccordement. Cette analyse examine le caractère économiquement justifié des investissements nécessaires pour permettre une injection excédentaire par rapport à la capacité immédiatement disponible dans des circonstances d'exploitation normales au regard des bénéfices attendus de la production d'électricité verte. Cette analyse coût-bénéfice est notamment basée sur les critères suivants: coût des investissements nécessaires pour le gestionnaire de réseau, adéquation au plan d'adaptation, importance relative de la contribution de la production visée à l'objectif wallon de production d'énergie renouvelable et alternatives possibles à cette production pour atteindre, à moindre coût, les objectifs wallons en matière de production d'énergie renouvelable, impact tarifaire.

Si le gestionnaire de réseau ne peut accepter la totalité de la capacité d'injection mentionnée dans le contrat d'accès et que le raccordement concerné a été jugé, en tout ou en partie, économiquement justifié sur la base de l'étude visée ci-dessus, le gestionnaire de réseau procède aux investissements nécessaires et la compensation pour limitation de capacité ne sera pas due pendant la période d'adaptation du réseau pour la partie dépassant la capacité d'injection immédiatement disponible. Cette limitation est plafonnée à cinq ans. Ce délai pourra

être prolongé par une décision motivée de la CWaPE lorsque le retard dans l'adaptation du réseau est dû à des circonstances que le gestionnaire de réseau ne maîtrise pas.

Au cours de l'année 2015, conformément aux dispositions décrétales, la CWaPE a – après concertation avec les gestionnaires de réseaux et les producteurs/développeurs de projet – établi :

- une proposition d'arrêté de gouvernement wallon sur les modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière ;
- une proposition d'arrêté du gouvernement wallon sur les modalités de calcul de l'analyse coût-bénéfice visant à déterminer le caractère économiquement justifié ou non d'un projet d'adaptation du réseau en vue de permettre une injection excédentaire par rapport à la capacité immédiatement disponible (avril 2016).

Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

	2015	2014	2013
Total	128 369	123 496	121 434

Tableau 9 : Connection de RES-E

Technology	2015	2014	2013
Biomass	304	300	300
Wind	674	630	615
Hydro	111	111	111
Solar	831	810	702
Total	1 890	1 821	1 727

Tableau 10 : Capacité (MW)

Technology	2015	2014	2013
Biomass	1 255 877	1 062 496	1 266 181
Wind	1 497 983	1 325 597	1 207 786
Hydro	307 403	286 694	363 522
Solar	735 876	689 632	633 098
Total	3 797 140	3 364 420	3 470 587

Tableau 11 : Production (MWh)

d) Région de Bruxelles-Capitale

Raccordement planifié et réalisé :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Description des règles et procédures d'accès au réseau et des droits de priorité :

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production est repris dans le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitales.

Le règlement technique indique que les raccordements des unités de production d'électricité répondent, pour les aspects techniques, aux prescriptions techniques de Synergrid C 10/11 et aux prescriptions techniques spécifiques complémentaires pour le raccordement des installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution.

Ainsi, le raccordement au réseau de distribution des installations d'une puissance supérieure à 10 KVA fait l'objet d'une étude par le GRD dans le cadre de l'installation d'un relais de découplage.

Le règlement technique spécifie également que le GRD donne la priorité, dans la mesure du possible compte tenu de la continuité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes relatives à des installations de production d'électricité verte.

Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.3 Tarifs de transport et de distribution

3.3.1 Tarifs de transport (ELIA)

Méthodologie tarifaire :

Comme détaillé dans son rapport national de la Belgique 2015, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour le GRT électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019.

Cette méthodologie tarifaire comporte les règles que 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.

Le 26 novembre 2015, la CREG a approuvé une annexe 4³⁵ 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. Cette annexe a fait préalablement objet d'une consultation publique qui s'est déroulée du 24 août au 14 septembre 2015

Evolution des tarifs :

- *Période 2012-2015*

Concernant les tarifs applicables en 2015, comme détaillé dans le rapport national de la Belgique 2014, la CREG a approuvé le 18 décembre 2014, d'une part, une adaptation, à partir du 1er 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 1er 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 2015³⁶, 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 1er février 2015.

Par décision du 17 juillet 2015³⁷, la CREG a approuvé la proposition tarifaire introduite auprès d'elle par ELIA en vue d'une mise en application à partir du 1er 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.

³⁵ 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.

³⁶ 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 1er janvier 2015 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges – Réserve stratégique.

³⁷ 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 1er 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 2015³⁸, la CREG a prolongé l'approbation de la proposition d'adaptation du tarif pour le 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.

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 décision³⁹43 de modification de la version néerlandaise de la décision n° 658E/26 du 16 mai 2013.

- *Période 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 2016-2019⁴⁰. 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 décision⁴¹ 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 approuvé⁴² 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.

³⁸ 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.

³⁹ 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.

⁴⁰ Le texte complet de l'accord est disponible sur le site Internet de la CREG.

⁴¹ 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.

⁴² 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.

Toutes ces évolutions rendent impossible la comparaison de la charge tarifaire entre les périodes réglementaires 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 12.

COÛT 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	
INTEGRATION 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%

Tableau 12 : 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)

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 propose⁴³ 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.

⁴³ 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).

Soldes :

Dans son projet de décision du 7 mai 2015⁴⁴ 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 décidé⁴⁵ :

- 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.

Plaintes et jurisprudence:

La CREG n'a reçu en 2015 aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

En 2015 aucune procédure devant la Cour d'Appel de Bruxelles a été introduit contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

⁴⁴ 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.

⁴⁵ 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.

3.3.2 Tarif de distribution

a) Niveau fédéral :

Evolution tarif de distribution :

Dans une étude du 30 avril 2015⁴⁶ sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel, la CREG a analysé 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.

Soldes :

Début 2011, 2012, 2013 et 2014, la CREG a reçu des GRD 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.

En mars 2014, INFRAX a lancé une procédure contre la CREG et la VREG (en déclaration de jugement commun). INFRAX (agissant pour ses GRD InterEnergia, Infrax 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 réglementaires, 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.

⁴⁶ Étude (F)150430-CDC-1419 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

En prévision du transfert de la compétence relative à la détermination des tarifs de réseau de distribution, la CREG avait déjà transmis certaines données.

b) Région flamande

Méthodologie tarifaire :

Depuis le 1er Juillet 2014 la VREG est compétente pour la fixation de la méthodologie tarifaire et l'approbation des tarifs du réseau de distribution de l'électricité et du gaz naturel dans la Région flamande. Après trois consultations publiques, la VREG a fixé la méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2015-2016, sur base de laquelle le GRD peut présenter sa proposition tarifaire, le 30 Septembre 2014. Cela concerne les tarifs pour la connexion et l'utilisation du réseau de distribution par les clients et des producteurs connectés.

La méthodologie tarifaire implique que le GRD reçoit une incitation à une gestion de distribution plus efficace. Afin, d'atteindre cet objectif, chaque GRD reçoit un plafond de revenu raisonnable et annuel. Ce plafond de revenu est basé sur les coûts réels des GRDs du passé récent.

Pendant la période régulatoire, un facteur de 'x' est appliqué annuellement sur le plafond de revenu afin d'inciter les GRDs à augmenter l'efficacité.

Pour le coût de nature exogène (par exemple l'achat des certificats verts au soutien minimum), une exception est prévue dans la méthodologie tarifaire. L'évolution de ces coûts n'affectera pas le résultat du GRD. Ces coûts, qui sont complètement au-delà du contrôle du GRD, sont toujours payés par le client final.

Si nécessaire, la VREG peut adapter les tarifs chaque année en fonction de leur évolution.

Le 10 décembre 2015, des lignes directrices relatives au mode d'établissement par la VREG de la méthodologie tarifaire ont été intégrées dans le décret Energie.

Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2015. Après une vérification détaillée, le 18 décembre 2014 la VREG a approuvé les tarifs de distributions pour 2015. En moyenne, la facture d'électricité augmenterait par 8,4% en 2015 pour une famille avec une consommation moyenne de 3.500 kWh. Pour une famille avec une consommation de gaz naturel de 23.260 kWh, la facture de gaz naturel baisserait par 3,06%.

En outre, 67% des familles en Flandre consomment de l'électricité ainsi que le gaz naturel. Pour eux, la facture totale d'énergie augmenterait en moyenne de 0,54%.

Suite à la loi-programme fédérale du 19 décembre 2014, les intercommunales d'électricité et de gaz naturel sont, depuis 2015, soumises à l'impôt sur les sociétés. Ce dernier imposait une adaptation des revenus autorisés des tarifs de distribution de 2015 des gestionnaires de réseau de distribution définis par la VREG en 2014. La VREG a donc défini de nouveaux revenus autorisés selon la méthodologie tarifaire et les a communiqués aux gestionnaires de réseau de distribution, qui ont ensuite soumis de nouvelles propositions tarifaires. Les tarifs adaptés sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2015. De ce fait, le tarif du réseau de distribution des ménages a augmenté en moyenne de 4 % pour l'électricité et de 10 % pour le gaz naturel.

Le "tarif prosommateurs" a été introduit le 1^{er} juillet 2015. Il est imposé aux prosommateurs disposant à la fois d'une installation de production décentralisée ≤ 10 kW (panneaux solaires, installations de cogénération, éoliennes) et d'un compteur à rebours. Le montant du tarif dépend de la puissance AC maximale du ou des transformateurs de l'installation. Les prosommateurs paient ce tarif pour l'utilisation du réseau de distribution d'électricité.

Jusqu'à récemment, les prosommateurs ne contribuaient pas à l'utilisation du réseau de distribution du gestionnaire de réseau (sauf en cas de prélèvement net), alors qu'ils utilisaient le réseau dans les deux sens, c'est-à-dire pour le prélèvement (en l'absence de soleil ou lorsque la production de l'installation est inférieure à la consommation) et pour l'injection (lorsque la production de l'installation est supérieure à la consommation du moment). Les coûts nets ont surtout été supportés par les utilisateurs de réseau ne disposant pas d'une installation de production décentralisée. Cette inégalité est rectifiée par le tarif prosommateurs, qui permet de répartir les coûts du réseau entre tous les utilisateurs du réseau de distribution d'électricité.

Les soldes:

La méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2015-2016 prévoit que les GRDs peuvent récupérer les soldes tarifaires de 2008 et 2009 conformément aux montants fixés par la CREG.

En 2015, la VREG a pris la décision de supprimer en 2016, 20 % des valeurs provisoires des soldes tarifaires des années 2010 à 2014. Ce rythme de 20 % par an est maintenu dans le projet de méthodologie tarifaire 2017-2020.

Jurisprudence :

En 2014, quelques clients final ont introduit une procédure judiciaire devant la Cour d'appel de Bruxelles et le Conseil d'Etat de suspension et d'annulation de la décision de la VREG du 30 septembre 2014 concernant la méthodologie tarifaire de distribution de l'électricité et du gaz naturel pour la période réglementaire 2015-2016. En 2015, aucune des deux instances ont déjà rendu un arrêt.

La VREG a également été convoquée dans la procédure introduite par Infrac contre la CREG. Par cette action juridique, la Cour d'appel de Bruxelles devait se prononcer qui selon elle est le régulateur compétent de décider sur les soldes tarifaires pour les années 2010-2013. Le 30 Juin 2015, la Cour d'appel a jugé que le VREG est compétent pour statuer sur les soldes historiques (années 2010 à 2013), compte tenu du transfert du pouvoir de fixer les tarifs de distribution de l'électricité et du gaz naturel par le sixième réforme de l'Etat .

Ceci termine une période d'incertitude juridique, et maintenant la VREG peut décider sur les soldes historiques pour les années 2010-2014.

La méthodologie tarifaire 2015-2016 a été contestée en justice par l'ASBL Zonstraal au motif du tarif prosommateurs, tant devant le Conseil d'Etat que devant la cour d'appel de Bruxelles. Une décision est attendue pour fin 2016 au plus tôt.

c) Région wallonne

Contexte législatif :

Faisant suite au transfert de la compétence relative au contrôle des tarifs de la distribution publique du gaz naturel et de l'électricité de l'Etat fédéral vers les entités fédérées résultant de la 6ème réforme de l'Etat, le Gouvernement wallon est amené à édicter le cadre législatif en matière tarifaire.

Si certaines dispositions décrétales ont été adoptées au travers du décret du 11 avril 2014 portant modification du décret du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du décret du 21 mai 2015 portant modification du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, celles-ci ne concernaient que la période transitoire 2015-2016. Il apparaît qu'un travail législatif devait encore être mené par le Gouvernement wallon afin de définir un cadre réglementaire propre à la compétence tarifaire régionale et ce, pour les années postérieures à 2016.

C'est par un courrier daté du 1er octobre 2015 que le Ministre wallon de l'Energie soumettait, pour avis à la CWaPE, un avant-projet d'arrêté présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, adopté en première lecture en date du 24 septembre 2015.

En date du 22 octobre 2015, la CWaPE remettait son avis référencé CD-15j22-CWaPE-1549 au travers duquel le régulateur régional formulait ses commentaires et propositions d'adaptations complémentaires aux remarques déjà exprimées lors des différentes sessions du groupe de travail.

Le Gouvernement wallon en date du 21 avril 2016 adopta le texte en deuxième lecture.

Méthodologie tarifaire :

Les années 2015 et 2016 forment une période dite « transitoire » au cours de laquelle les méthodologies tarifaires définies par la CWaPE s'inscrivent très largement dans la continuité des méthodologies tarifaires issues des Arrêtés Royaux du 2 septembre 2008 ayant servi de base pour l'approbation des tarifs de la période régulatoire 2009-2012, les tarifs 2012 ayant été prolongés par la CREG jusque fin 2014 et ce en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Au vu de l'avancement des travaux relatifs à l'adoption d'un décret tarifaire exposé ci-avant, la CWaPE prévoit la mise en œuvre d'une nouvelle méthodologie tarifaire devant permettre l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution en 2018. A partir de cette date, la CWaPE souhaite l'instauration de périodes régulatrices de cinq ans afin notamment de permettre à chaque législature wallonne de pouvoir définir des lignes de politique générale qui seront intégrées dans les méthodologies tarifaires suivantes.

Sous réserve de l'adoption du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne, la CWaPE envisage d'une part, de traiter l'année 2017 comme une année complémentaire à la période dite « transitoire » et d'autre part, de fixer la première période régulatoire de cinq ans à la période courant de 2018 à 2022.

Evolution des tarifs:

- Décisions d'approbation ou de refus des propositions tarifaires 2015-2016 :

Comme évoqué dans le rapport 2014, c'est en date du 18 décembre 2014 que le Comité de Direction de la CWaPE prenait les décisions d'approbation ou de refus des propositions

tarifaires 2015-2016 en application des articles 14, 43, §2 et 66 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité tel que modifié par le décret du 11 avril 2014.

Si les tarifs non périodiques pour l'ensemble des gestionnaires de réseau ont été approuvés, seuls les gestionnaires de réseau de distribution AIEG, AIESH, RESA, Régie de Wavre et PBE ont vu leurs tarifs périodiques approuvés à cette date; la CWaPE ayant imposé la prolongation des tarifs périodiques 2014 pour les différents secteurs d'ORES ASSETS et GASELWEST, dans l'attente de propositions tarifaires adaptées.

C'est, ultérieurement, en date du 5 février 2015 que le Comité de direction de la CWaPE approuvait les propositions tarifaires adaptées d'électricité et de gaz naturel des différents secteurs d'ORES ASSETS dont les tarifs périodiques de distribution sont rentrés en vigueur au 1er mars 2015. A cette même date, la CWaPE marquait son accord à la demande de prolongation des tarifs périodiques 2014 de gaz naturel et d'électricité formulée par GASELWEST.

Enfin, le gestionnaire de réseau de distribution GASELWEST déposait à la CWaPE, en date du 9 octobre 2015, de nouvelles propositions tarifaires adaptées de gaz naturel et d'électricité pour l'année 2016. Sur la base des informations transmises, le Comité de Direction de la CWaPE n'a pas validé les nouvelles propositions tarifaires mais en revanche à décider de l'application, au 1er janvier 2016, de nouveaux tarifs périodiques provisoires de gaz et d'électricité et ce, afin de limiter le solde régulateur accumulé en raison de la prolongation des tarifs périodiques provisoires 2014.

- Validation du poste tarifaire impôt des sociétés des intercommunales :

La loi-programme du 19 décembre 2014, publiée le 29 décembre 2014, prévoit en son article 17 l'abrogation de l'article 180, 1° du Code des impôts sur les revenus 1992 (tel que modifié par la loi du 22 décembre 2009) qui prévoyait un régime d'exclusion expresse des intercommunales à l'impôt des sociétés. Cette abrogation entre en vigueur à partir de l'exercice d'imposition 2015 et s'applique aux exercices comptables clôturés au plus tôt le 1er juillet 2015 (article 27 de la loi programme du 19 décembre 2014).

Cette disposition légale a impacté dès 2015 les intercommunales gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel qui étaient assujetties jusqu'alors à l'impôt des personnes morales. Cet assujettissement a représenté un coût annuel estimé pour 2015 de l'ordre de 64 Mio EUR à charge des utilisateurs de réseau de distribution d'électricité et de gaz

naturel, dont 48 Mio EUR pour le secteur de l'électricité et 16 Mio EUR pour le secteur du gaz naturel.

En date du 17 avril 2015, les intercommunales gestionnaires de réseau de distribution, à l'exception de GASELWEST, déposaient à la CWaPE leur(s) dossier(s) tarifaire(s) portant sur une demande de validation du poste tarifaire intitulé « Impôt des sociétés ». Après un examen détaillé des dossiers tarifaires, le Comité de Direction de la CWaPE validait en date du 21 mai 2015 les nouvelles grilles tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution concernés, qui ont été mises en application à partir du 1er juin 2015.

- Validation des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport

Conformément au modèle de marché basé sur la cascade des tarifs, les gestionnaires de réseau de distribution répercutent les coûts de transport qui leur sont facturés par le GRT ELIA (et RTE dans le cas particulier de l'AIESH) aux utilisateurs de réseau à travers de leurs tarifs périodiques et plus précisément par le biais de leurs tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport.

A l'instar des tarifs de distribution, les grilles tarifaires de refacturation des coûts d'utilisation de transport 2015 des gestionnaires de réseau de distribution du secteur pur (AIEG, AIESH, RESA, REW et PBE) ont été mises en application au 1er janvier 2015 tandis que les tarifs de transport des différents secteurs d'ORES ASSETS ne sont quant à eux entrés en vigueur qu'à partir du 1er mars 2015; GASELWEST voyant quant à lui ses tarifs 2014 de transport et surcharges relatives prolongés.

Postérieurement, en date du 30 janvier 2015, la CREG fixait le tarif de la nouvelle obligation de service public fédérale relative au financement des réserves stratégiques. Cette nouvelle surcharge a représenté pour l'année 2015 un coût estimé de l'ordre de 7 millions d'euros pour la Wallonie à charge des utilisateurs de réseau de distribution.

Le 26 février 2015, le Comité de Direction de la CWaPE validait les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport dûment adaptés des gestionnaires de réseau de distribution, d'application à partir du 1er mars 2015.

Jurisprudence :

Suite au recours introduit en 2014 par l'ASBL « Touche pas à mes certificats verts » visant à l'annulation de la méthodologie tarifaire transitoire 2015, la Cour d'appel de Liège a rendu un arrêt en date du 30 juin 2015. Celui-ci annule les articles de la méthodologie tarifaire qui introduisaient le concept d' « énergie active brute prélevée », qui avait pour objectif de faire

participer de manière équitable chaque utilisateur du réseau de distribution aux coûts de ces réseaux. La Cour d'Appel de Liège a, dans sa décision, considéré que ce concept d' «énergie active brute prélevée» contrevenait au principe de la compensation dont bénéficient les prosumers, c'est-à-dire les autoproducteurs qui possèdent une installation de production d'électricité verte d'une puissance nette développable inférieure ou égale à 10 kVA. Actuellement, un pourvoi en cassation est pendant en cette affaire.

En janvier et mars 2015, Lampiris S.A. et Lampiris Wind S.A. ont introduit plusieurs recours auprès de la Cour d'appel de Liège à l'encontre des décisions de la CWaPE relatives à l'approbation des propositions tarifaires des différents gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2015-2016. Les requérantes invoquaient 15 moyens au travers desquels était remis en cause le modèle de marché prévoyant une facturation unique établie par le fournisseur et une prise en charge par celui-ci des impayés du gridfee. Le 22 mars 2016, la Cour d'appel de Liège a rendu un arrêt déclarant ce recours irrecevable pour, en substance, défaut d'intérêt des demandeurs.

d) Région de Bruxelles-Capitale

Méthodologie tarifaire :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Evolution des tarifs:

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Les soldes :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Jurisprudence :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.3.3 Prévention de subvention croisée entre activité de transport, de distribution et de fourniture

La répartition des compétences entre l'autorité fédérale et les régions entraîne une séparation, entre les différentes personnes juridiques, des activités de transport et de distribution.

Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de dissociation des propriétaires de réseau. Tout cela a pour conséquence que les subsides croisés ne sont en principe plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

Pour 2015, aucune subside croisée dans les activités du GRT, GRD et de fourniture a été détecté.

3.4 Questions transfrontalières

3.4.1 Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités

Le 9 octobre 2015, la CREG a approuvé⁴⁷ la proposition du GRT 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 CentreOuest (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.

Le 9 octobre 2015, la CREG a également approuvé⁴⁸ la proposition du GRT 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 implicite échoue. Ces règles seront appliquées pour les enchères des capacités de transport annuelles et mensuelles en 2016.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ 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.

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.

Capacités annuelles :

Les acteurs du marché peuvent acheter de la capacité d'interconnexion à l'avance par le biais des enchères explicites par lesquelles l'ARP (le Responsable d'accès chargé du maintien de l'équilibre) peut fixer le prix pour une importation ou exportation à la frontière entre deux bidding zones pour un certain nombre de mégawatts pendant toutes les heures de l'année ou du mois en acquérant les droits de transport long terme. Deux produits sont proposés: la capacité annuelle et la capacité mensuelle.

Les GRT européens ont défini des règles communes pour l'allocation de capacité annuelle et mensuelle par le biais d'enchères explicites. Les enchères sont organisées par une société commune d'enchères, JAO.

Le tableau 13 reprend, pour la période allant de 2007 à 2015, correspondant aux années d'exercice des droits de capacité annuelle acquis:

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

Il illustre la volatilité accrue du prix moyen des capacités d'interconnexion tant à l'importation qu'à l'exportation avec la France et les Pays-Bas. Les prix de la capacité d'importation sur base annuelle ont atteint des valeurs inégalées durant la période étudiée, tant pour l'importation depuis les Pays-Bas (5,44 €/MWh) que pour celle depuis la France (2,86 €/MWh).

Pour l'exportation, les prix sont en revanche bien inférieurs à ceux des années précédentes : 1,25 €/MWh pour l'exportation vers les Pays-Bas et 0,39 €/MWh pour l'exportation vers la France.

Les résultats des enchères de capacité annuelle ('cap') restent stables, dans les deux sens, pour les Pays-Bas en 2015. En ce qui concerne les enchères sur la frontière française, la baisse temporaire de la capacité annuelle vendue dans le sens des exportations, observée en 2014, s'est interrompue en 2015.

Il résulte de la hausse exceptionnellement forte des prix de la capacité d'importation annuelle que les recettes totales des enchères de capacité d'interconnexion atteignent un niveau record de €65,1 millions sur les deux frontières et dans les deux sens.

	FR => BE			BE => FR			NL => BE			BE => NL			Totaal
	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	CAP (MW)	Prix moyen (€/MWh)	M€	
2007	1.299	2,06	23,4	400	0,25	0,9	467	0,11	0,5	467	3,45	14,1	38,9
2008	1.300	0,90	10,3	400	0,56	2,0	468	1,57	6,5	468	2,04	8,4	27,1
2009	1.300	0,88	10,0	400	0,81	2,8	468	3,07	12,6	468	1,34	5,5	30,9
2010	1.297	0,16	1,8	400	3,46	12,1	467	2,02	8,2	467	0,80	3,3	25,5
2011	1.449	0,06	0,8	400	0,69	2,4	467	1,10	4,5	465	0,59	2,4	10,1
2012	1.447	0,10	1,3	400	0,52	1,8	467	0,85	3,5	466	2,20	9,0	15,6
2013	1.449	1,07	13,6	400	0,72	2,5	468	1,95	8,0	471	3,04	12,6	36,7
2014	1.450	1,21	15,4	250	1,86	4,1	468	1,24	5,1	468	4,41	18,1	42,6
2015	1.450	2,86	36,3	399	0,39	1,4	467	5,44	22,3	468	1,25	5,1	65,1

Tableau 13 : Capacité annuelle mise aux enchères ('cap' en MW), le prix moyen unitaire (€/MWh) et le revenu des enchères (€million) Sources : CREG et Elia

Capacités mensuelles :

Frontière française – importation (FR=>BE)

La figure 15 donne les résultats des enchères mensuelles de capacité d'interconnexion dans la direction de la France vers la Belgique. En 2015 des prix de la capacité d'importation mensuelle très élevés sont observés durant les mois de mai et septembre (respectivement 16,5 et 14,5 €/MWh). Globalement, les prix mensuels moyens sont supérieurs à ceux des années précédentes.

A partir d'octobre 2012 (2,3 €/MWh), la différence entre les prix de la bourse belge et française a sensiblement augmenté pour atteindre, brièvement, en mai 2013 (18,8 €/MWh) un sommet pour la période sous revue. A partir du mois d'octobre 2013, le prix en bourse belge est revenu à un niveau quasi égal, voire inférieur, à celui de la bourse française. La période de l'année (hiver – été) combinée aux arrêts de centrales nucléaires et l'entretien de plusieurs autres centrales nucléaires sont, notamment, des causes de ces variations brutales.

En août 2014 le prix (14,6 €/MWh) a connu un nouveau pic, probablement en raison du sabotage de Doel 4, en plus des deux centrales nucléaires déjà mises à l'arrêt. Il s'en est suivi en septembre et octobre une hausse du prix de la capacité d'importation mensuelle (11,2 €/MWh). Les plus grandes différences de prix entre les deux pays ont été enregistrées durant les mois de mai (11,2 €/MWh) et septembre 2015 (15,1 €/MWh).

Les prix du marché pour la capacité mensuelle ont été fixés en 2015 par un nombre variable d'acteurs, entre 2 (mai et août) et 11 (novembre). Les mois d'avril-mai et août-septembre sont, dès lors, caractérisés par les HHI les plus élevés : 5.860 en mai et 6.610 en août. Cette constatation correspond à celle des prix élevés de la capacité du paragraphe précédent.

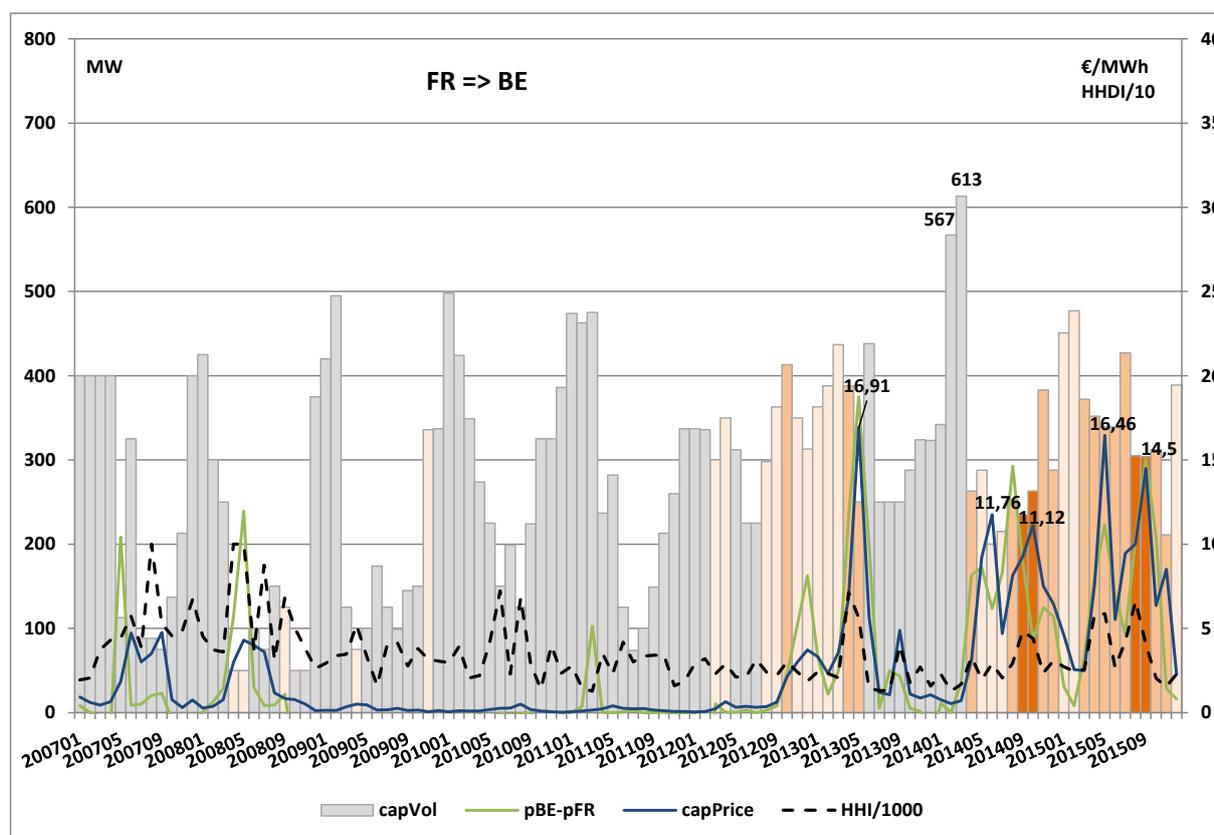


Figure 15 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la France vers la Belgique entre 2007 et 2015 (Sources : CREG et Elia)

Frontière française – exportation (BE=>FR)

La Figure 16 résume les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers la France. Le prix à payer pour la capacité mensuelle pour la période sous revue est toujours resté sous la valeur de 1 €/MWh à l'exception des mois de janvier et février 2014 et de la période entre septembre 2009 et avril 2010. Le prix élevé pour la capacité mensuelle pour cette période s'explique (en partie) par le déficit de production en France à la fin de 2009. Le marché semble avoir pu prévoir, relativement bien, la différence de prix entre la Belgique et la France excepté durant ces 16 mois.

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

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

Pour la période allant d'octobre 2012 à juin 2013, la différence de prix moyenne s'est inversée puisque les prix en Belgique étaient plus élevés de 1,1 à 18,8 €/MWh alors que le prix de la capacité mensuelle a varié pour la même période entre 0,09 et 0,55 €/MWh. Ces prix ont été fixés par le marché, avec un HHI compris entre 1.500 et 3.100, 6 à 9 offrants de cette capacité ayant acquis de la capacité. Il est utile de rappeler que cette période fut entachée d'une grande incertitude quant au redémarrage des deux centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2.

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

En 2015, de 2 à 12 acteurs ont acquis de la capacité mensuelle pour exporter vers la France. Il en résulte des valeurs relativement faibles pour le HHI, d'environ 2.000 en moyenne, avec pour exception une valeur de 5.200 en novembre 2015, lorsque seuls 5 MW ont été mis aux enchères à 0,2 €/MWh. Ce n'est pas un hasard si c'est également au cours de ce mois que seuls 2 acteurs ont acheté de la capacité mensuelle. Cela n'a toutefois pas eu d'effet majeur sur les prix de la capacité mensuelle, étant donné que cela ne concernait qu'un seul mois. Les mois précédant et suivant novembre 2015 ont été caractérisés par une activité normale sur le marché pour la capacité d'interconnexion mensuelle.

En janvier 2015, pas moins de 799 MW de capacité d'exportation ont été mis aux enchères entre 9 acteurs du marché à un prix de 0,03 €/MWh. Il s'agit du volume le plus élevé de capacité négociée durant la période étudiée.

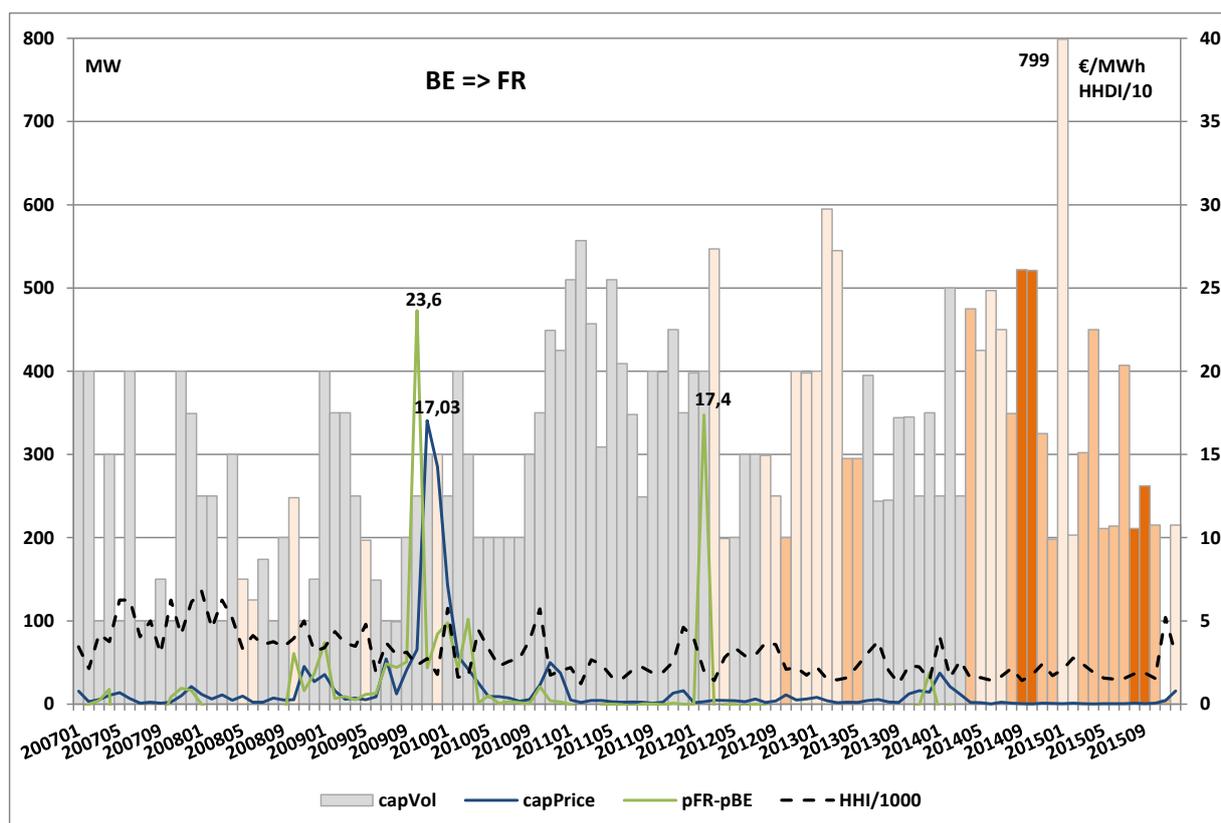


Figure 16 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la Belgique vers la France entre 2007 et 2015 (Sources : CREG et Elia)

Frontière néerlandaise - importation (NL=>BE)

La Figure 17 donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction des Pays-Bas vers la Belgique. Tant la différence de prix entre les bourses (ligne verte) que le prix pour la capacité mensuelle (ligne bleue) connaissent d'importantes fluctuations entre 2007 et 2015. La volatilité du prix de la capacité mensuelle a bondi en 2014 et 2015 surtout, en comparaison avec les années précédentes. Depuis août 2014, les différences de prix entre les deux bourses ont augmenté, avec différentes hausses et baisses successives d'un mois à l'autre, atteignant 14,0 €/MWh en octobre 2015, soit la valeur la plus élevée depuis novembre 2007.

Durant les périodes février-avril et août-octobre 2015, on a observé pour la première fois depuis longtemps des mois successifs durant lesquels le marché paie plus que les prix de capacité.

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

l'année 2012, dans un contexte tarifaire de stabilité des prix sur la bourse belge ; la bourse néerlandaise a connu, par contre, une hausse des prix dès la fin du premier semestre de l'année 2013.

L'indice de concentration HHI a considérablement augmenté durant les derniers mois de 2014. Le nombre d'acteurs ayant acquis de la capacité mensuelle a oscillé entre 4 et 11. En janvier et avril 2015, des pics de l'indice de concentration (respectivement de 8.480 et 8.600) ont été observés. Au cours de ces deux mois, seuls 4 acteurs du marché ont systématiquement acquis de la capacité à des prix relativement élevés (respectivement 5,1 €/MWh et 5,3 €/MWh). Plus tard dans l'année, et surtout en septembre (11,2 €/MWh) et novembre (10,4 €/MWh), les prix de la capacité mensuelle ont toutefois augmenté davantage. A première vue, cela ne résulte pas d'un faible nombre d'acquéreurs, mais plutôt de différences de prix plus élevées entre les deux bourses.

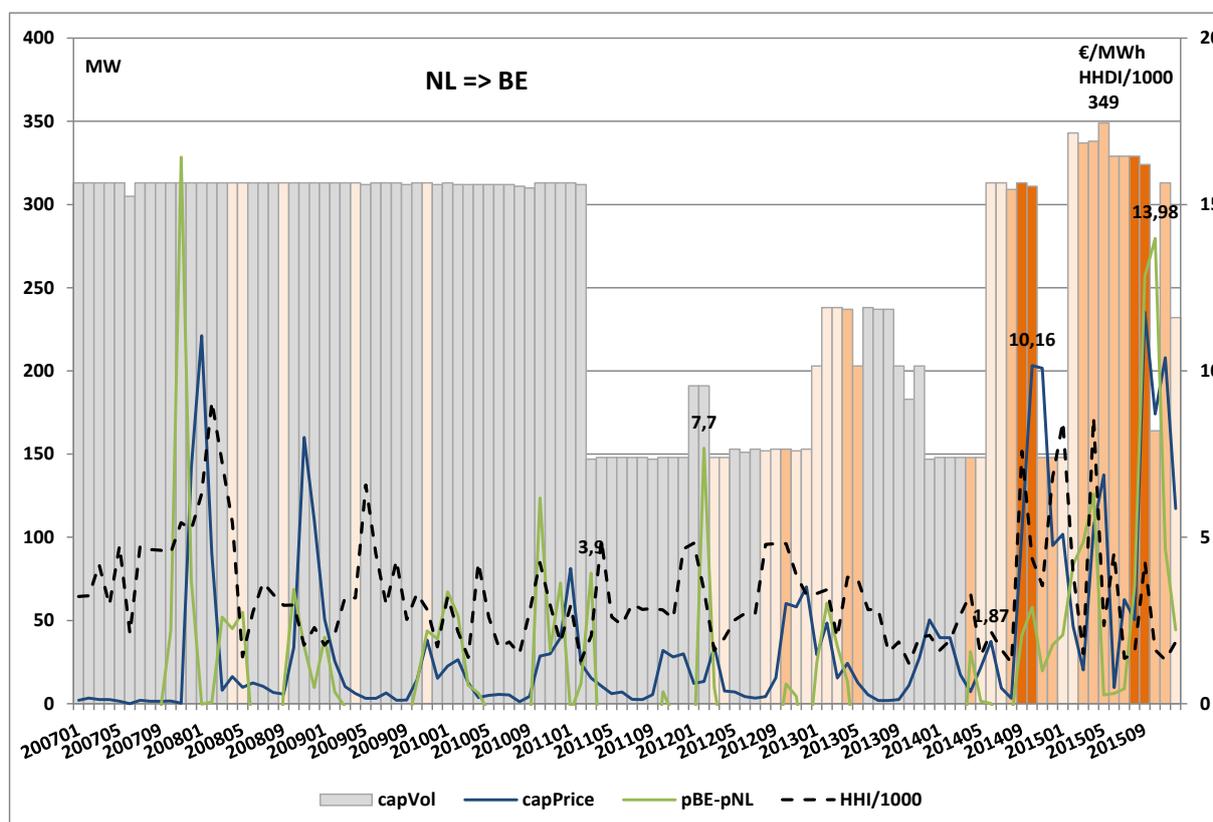


Figure 17 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis les Pays-Bas vers la Belgique entre 2007 et 2015 (Sources : CREG et Elia)

Frontière néerlandaise - exportation (BE=>NL)

La Figure 18 donne les résultats des enchères de la capacité d'interconnexion dans la direction de la Belgique vers les Pays-Bas.

Contrairement à la période de 2011 à 2013, le prix de la capacité n'a plus augmenté durant les mois d'été 2014 et 2015. Les différences de prix (15,5 €/MWh) et les prix de capacité (13,5 €/MWh) qui étaient exceptionnellement élevés pendant cette période se sont contractés, en 2014. A compter du second semestre 2014, la différence de prix est même devenue négative du fait de l'augmentation des prix sur le marché belge. Par conséquent, le prix de la capacité mensuelle a diminué à moins de 0,1 €/MWh à la fin 2014. Ces faibles prix ont continué de se manifester en 2015 : la capacité d'exportation mensuelle n'était supérieure à 1 €/MWh que durant les mois d'été (juin à août inclus).

Tout comme en 2012, les prix en 2013 ont été formés par un nombre relativement important d'offrants (entre 2 et 12), sauf en juin 2013, lorsque le HHI a atteint 7.197. Ce mois-là, date de remise en route des deux centrales nucléaires, seules deux offres furent faites, dont une correspond à 96,05% de la capacité. Le mois de juin 2013 a aussi connu le différentiel des prix de marché ($p_{NL} - p_{BE}$) le plus élevé de toute la période sous revue. Les prix n'ont pas, à l'instar des années antérieures, atteint un équilibre entre les prix du marché et ceux des enchères de capacité, montrant ainsi une moindre prédictibilité des prix réels par ces derniers.

Les prix des enchères mensuelles étaient constitués d'un nombre relativement élevé d'acteurs en 2015 également : entre 5 et 12. De ce fait, le HHI reste relativement faible, surtout en comparaison avec la pointe élevée observée en juin 2013. La valeur du HHI la plus élevée en 2015 est enregistrée en octobre (2.750). Pour les autres mois, elle varie entre 1.000 et 2.500. Le marché peut être considéré comme étant moyennement concentré.

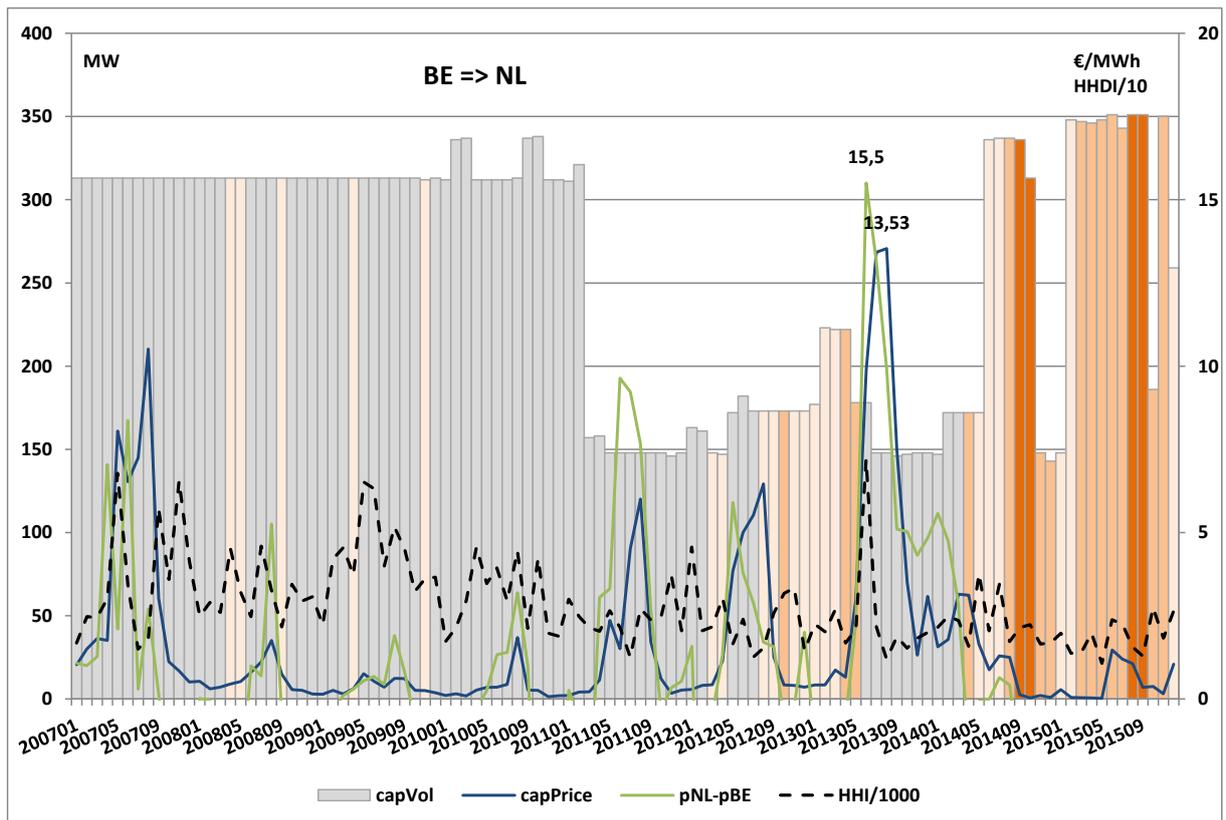


Figure 18 : Résultats d'enchères de capacité mensuelle sur l'interconnexion depuis la Belgique vers les Pays-Bas entre 2007 et 2015 (Sources : CREG et Elia)

Capacité journalière et infrajournalière:

La succession chronologique pour l'utilisation des interconnexions est la suivante :

- Deux jours avant le temps réel (J-2), la capacité commerciale est calculée par les gestionnaires de réseaux, appelée NTC ('Net Transfer Capacity'). A ce moment, une estimation ex-ante des loop flows attendus doit donc déjà être faite;
- Un jour avant le temps réel (J-1), (une partie de) la capacité commerciale mensuelle et annuelle utilisée par les acteurs du marché est nominée à 8 heures. Ceci permet le calcul de la capacité journalière restante appelée ATC ('Available Transfer Capacity') qui est offerte par le biais d'un mécanisme d'allocation implicite organisé par les bourses de l'électricité au moyen d'un couplage de marché ;
- A partir de 12:30 (J-1), la bourse alloue les capacités journalières et détermine les prix;
- Le soir (J-1) même, mais avant le temps réel, le solde de la capacité commerciale est mis à disposition du marché intra-day (ATC intra-day) ;
- En temps réel (R), les flux physiques effectifs sont mesurés. C'est à ce moment seulement que les loop flows réels (ex-post) peuvent être calculés.

Le Tableau 14 résume l'évolution de la capacité commerciale annuelle moyenne ainsi que les nominations à la frontière française. En 2015, les nominations d'importation ont dépassé les nominations d'exportation d'un facteur 20, principalement du fait de la forte hausse des nominations day-ahead et intra-day dans le sens des exportations. Cette tendance se confirme en 2015, malgré la (légère) augmentation des nominations d'exportation en day-ahead et en intra-day pendant les premiers mois de l'année.

(MW)	BE=>FR (exportation)					FR =>BE (importation)				
	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY
2007	1.000	137	17	21	14	-2.576	-476	-14	-83	-774
2008	898	160	41	12	0	-2.532	-685	-25	-57	-470
2009	1.088	473	36	63	87	-2.501	-197	-38	-2	-101
2010	1.188	301	45	30	166	-2.700	-351	-54	-1	-34
2011	1.420	131	57	16	29	-2.880	-557	-102	-26	-212
2012	1.643	117	70	10	16	-2.905	-1.149	-106	-30	-293
2013	1.459	154	104	0	5	-2.589	-969	-129	-81	-560
2014	1.361	16	81	0	0	-2.321	-1.267	-108	-114	-497
2015	1.368	48	100	0	0	-2.121	-1.161	-133	-113	-597
2007-2015	1.269	171	61	17	35	-2.569	-757	-78	-56	-393

Tableau 14 : Capacité commerciale moyenne disponible et nominations à la frontière belgo-française entre 2007 et 2015 (Sources: CREG et Elia)

Le tableau 15 résume la capacité commerciale annuelle moyenne ainsi que les nominations⁴⁹ à la frontière belgo-néerlandaise. La capacité moyenne à l'importation est quasi identique à la capacité moyenne à l'exportation de 2007 à 2015. En moyenne pour la période sous revue, les nominations à l'exportation sont 1,4 fois supérieures à celles de l'importation. Du fait de l'indisponibilité de plusieurs unités belges de production, les exportations vers les Pays-Bas ont diminué et les importations depuis les Pays-Bas ont augmenté en 2014. Cette tendance se confirme en 2015. Les nominations d'exportation ne sont pas moins 4,5 fois inférieures aux nominations d'importation. C'est surtout la conséquence de la forte augmentation des nominations en *day-ahead* depuis la Belgique vers les Pays-Bas et de la diminution des nominations d'exportation en *day-ahead*.

⁴⁹ La moyenne des nominations *intra-day* pour l'année 2008 est calculée à partir du mois de juillet, date de création de ce nouveau produit. Il n'y a pas eu d'activité sur le marché *intra-day* en 2008.

(MW)	BE=>NL (exportation)					NL=>BE (importation)				
	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY	Cap	NomD	NomID	NomM	NomY
2007	1.316	337	0	181	199	-1.333	-221	0	-15	-31
2008	1.344	227	0	59	48	-1.350	-397	0	-71	-37
2009	1.373	357	10	30	71	-1.376	-280	-6	-74	-111
2010	1.371	376	11	6	34	-1.323	-403	-9	-23	-79
2011	1.370	533	25	23	90	-1.370	-220	-8	-19	-42
2012	1.328	514	25	5	62	-1.340	-271	-23	-3	-29
2013	1.362	572	35	20	84	-1.344	-314	-26	-8	-12
2014	1.336	379	42	2	29	-1.240	-286	-31	-53	-119
2015	1.177	120	37	0	1	-1.170	-607	-24	-26	-43
2007-2015	1.331	380	21	36	69	-1.316	-333	-14	-32	-56

Tableau 15 : Capacité commerciale moyenne disponible et nominations à la frontière belgo-néerlandaise entre 2007 et 2015 (Sources: CREG et Elia)

3.4.2 Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion

Surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions :

La figure 19 illustre l'évolution, sur base annuelle, des rentes de congestion relatives au couplage des marchés en J-1, par les deux interconnexions dans les deux directions, pour la période allant de 2007 à 2015 (€ million). Les pics de 2012 et 2013 attirent l'attention avec une rente de congestion totale allant de €68,0 à 128,1 millions tandis que la rente de congestion totale variait entre €33 à 44 millions au cours des cinq années précédentes. Les rentes élevées en 2012 et 2013 reflètent une convergence moindre des prix, comme déjà constaté antérieurement.

En 2015, la situation s'est améliorée quelque peu par rapport à l'année précédente, même si les rentes de congestion de €97,1 millions restent plus de deux fois supérieures à celles de la période 2007-2011.

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

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

En 2014, les rentes de congestion ont à nouveau augmenté dans le sens des importations depuis la France vers la Belgique, de €62,9 millions à €74,6 millions. Les rentes de congestion générées diminuent dans toutes les autres directions (BE=>FR, NL=>BE, BE=>NL). Il est à souligner la forte diminution des rentes (de €53,1 millions à €15,9 millions) dans la direction depuis la Belgique vers les Pays-Bas (exportations).

Comme dit précédemment dans cette partie, les données pour 2015 sont scindées en période avant et après l'introduction du système de couplage de marché basé sur les flux le 21 mai 2015. Les rentes de congestion sous la base de flux sont marquées dans la figure ci-dessous par un cadre noir. L'augmentation des rentes de congestion de la Belgique vers la France (de €0 en 2014 à €23,8 millions en 2015) et des Pays-Bas vers la Belgique (de €6,6 millions en 2014 à €26,3 millions en 2015) est singulière à ce niveau. Les rentes de congestion de la France vers la Belgique ont en revanche accusé une forte baisse : de €74,6 millions à €45,4 millions. L'effet net de ces fluctuations entraîne une rente de congestion totale en 2015 de €107,9 millions, la deuxième valeur la plus élevée pour la période étudiée (en 2013, elle était encore de €128,2 millions).

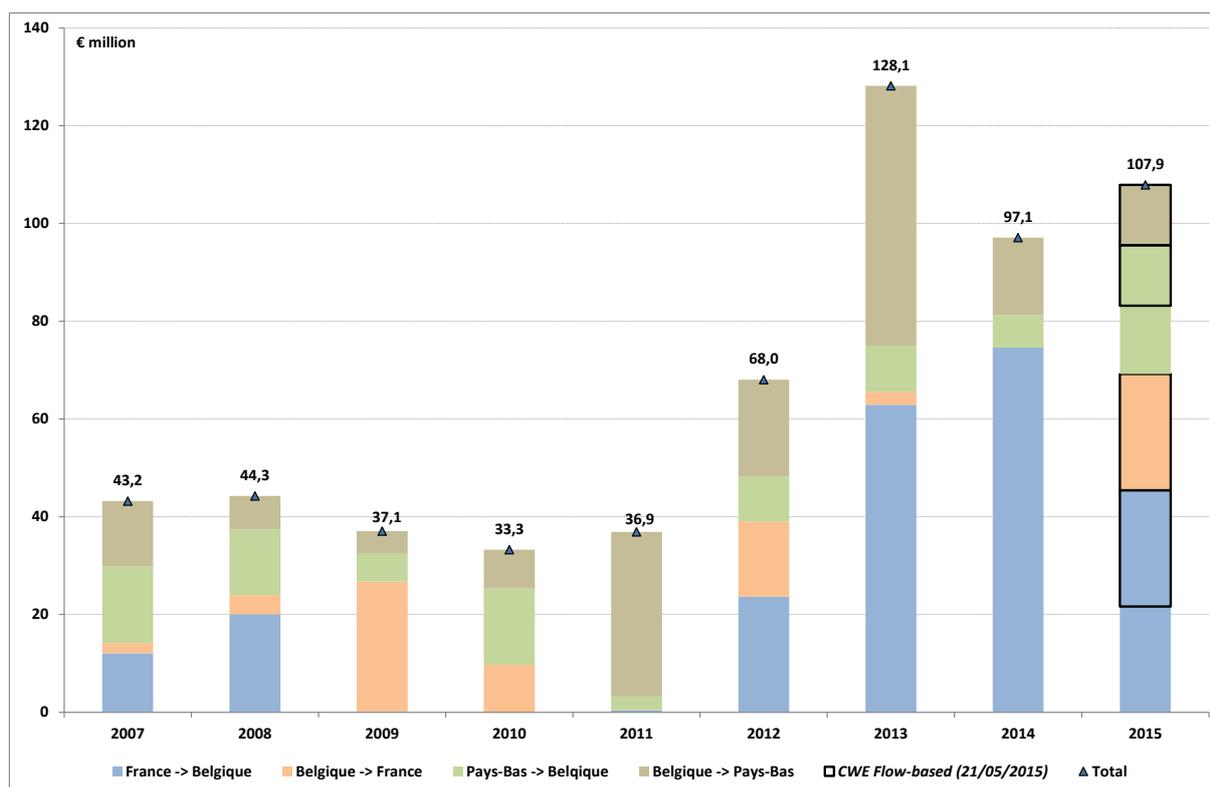


Figure 19 : Rentes de congestion annuelles sur une base journalière pour les quatre interconnexions (€ millions) (Sources : CREG, CASC et Elia)

Trois éléments peuvent expliquer l'augmentation considérable des rentes de congestion ces quatre dernières années. Tout d'abord, et avant tout, il y a eu la vague de froid de février 2012. Au cours de ce seul mois, une rente de congestion de €21,7 millions, soit 32% de la rente de congestion totale de 2012, a été générée en raison principalement d'importantes différences de prix avec le marché français. Ensuite, il y a l'indisponibilité nucléaire de 2.000 MW à 4.000 MW d'août 2012 à début juin 2013, et de fin mars 2014 à décembre 2015. Enfin, il y a la période septembre-octobre 2015 durant laquelle la capacité d'interconnexion commerciale a été limitée.

Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion :

Par décision du 10 novembre 2011⁵⁰ la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion Belgique France, concernant les règles de répartition des capacités entre les différents horizons de temps pour 2012.

En 2015, la CREG a également collaboré étroitement avec les régulateurs de la région Europe Centre-Ouest (CWE), comprenant l'Autriche, la Belgique, la France, l'Allemagne, le

⁵⁰ Décision (B)111110-CDC-1123 relative à la « demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion Belgique France »

Luxembourg et les Pays-Bas. Il s'agissait dans la plupart des cas de poursuivre le travail effectué au cours des années précédentes. Ceci comprend le suivi du couplage de marché journalier Europe Nord-Ouest (NWE) lancé en 2014 et son extension géographique. Ce couplage de marché journalier est désormais appelé *Multi Regional Coupling* (MRC) et couvre une grande partie de l'Europe (Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Italie, Lettonie, Lituanie, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Royaume Uni et Suède). Dans le domaine du calcul de la capacité d'interconnexion, les discussions concernant le couplage de marché basé sur les flux (*flowbased market coupling*) ont également continué entre régulateurs de la région CWE, les GRT et les bourses concernées. La CREG a dans ce cadre rendu sa décision finale concernant la demande d'approbation de la proposition d'ELIA SYSTEM OPERATOR concernant cette méthode de calcul et d'allocation le 23 avril 2015⁵¹.

Le 20 mai 2015, le couplage de marché *flowbased* a été lancé dans la région CWE. Tous les régulateurs de la région CWE ont approuvé ou validé la méthode de couplage de marché basé sur les flux selon leurs procédures nationales. Cela constitue une étape importante vers une plus grande intégration du marché et fait partie du modèle cible pour l'allocation de la capacité et de la gestion de la congestion (*Capacity Allocation and Congestion Management - CACM*) dans le domaine de l'électricité. Le principe du couplage de marché basé sur les flux est une évolution de la méthode actuelle de couplage de marché et concerne à la fois les méthodes de calcul de capacité et celles d'allocation. Il consiste à utiliser plus efficacement les ressources limitées du réseau. Grâce à une meilleure utilisation de toutes les lignes de transport et d'autres éléments du réseau disponibles, cette méthode devrait permettre une formation des prix de marché de gros et des échanges plus efficaces dans la région CWE.

3.4.3 Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalier (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)

Méthodologie pour calculer les valeurs Net Transfer Capacity (NTC):

La NTC est la prévision de capacité de transport pour l'import et l'export aux frontières belges, convenue entre Elia et les GRT voisins. La capacité de transport disponible aux frontières est principalement déterminée par :

⁵¹ Décision finale (B)150423-CDC-1410 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à la mise en place d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest).

- la topologie du réseau européen (c'est-à-dire les éléments en service et leur mode d'interconnexion) ;
- les échanges commerciaux entre les pays ;
- les indisponibilités dans le réseau 380/220 kV (lignes de transport, transformateurs déphaseurs ou unités de production principales à l'arrêt) en Belgique ou chez les pays voisins, c'est-à-dire la situation « N-1 ».

Ces paramètres peuvent avoir des influences considérables pour la Belgique. En effet, la Belgique se situe au centre de nations telles que la France, les Pays-Bas et Allemagne qui peuvent, selon la situation de leur réseau ou les conditions du marché, exporter ou importer des quantités importantes d'énergie électrique.

Compte tenu du maillage (à la manière d'une toile d'araignées, le réseau électrique à haute tension est composé d'une série de « boucles » qui permettent à l'électricité de circuler par différents chemins) du réseau électrique européen, toute transaction entre 2 pays passe en partie par les réseaux des pays voisins et génèrent dans ceux-ci des flux non nominés (c'est-à-dire des flux d'énergie qui ne relèvent pas de leurs propres échanges commerciaux mais qui traversent « librement » le pays).

Elia applique des définitions et méthodes de calcul qui sont définies par ENTSO-E. La valeur NTC est déterminée en appliquant le calcul suivant :

- $NTC = TTC \text{ (Total Transfer Capacity)} - TRM \text{ (Transmission Reliability Margin)}$.

Pour calculer la TTC entre deux réseaux, chaque GRT détermine un ou plusieurs scénarios de base qui correspondent à une situation du système électrique qui s'est présentée au cours des années, mois ou jours précédents. Des simulations visant à évaluer les flux d'électricité au sein du réseau permettent ensuite, au départ de ces scénarios, de déterminer la valeur de la TTC.

Pour fixer la valeur TRM Elia prévoit une réserve de 250 MW à chaque frontière pour l'aide mutuelle internationale dans le cadre des règles d'exploitation ENTSO-E.

La notion NTC intervient dans les produits offerts par Elia que sont les capacités annuelles, mensuelles, tandis que le processus de calcul pour la capacité journalière est basé sur la méthodologie « *flow-based* » qui a remplacé la méthode « ATC » à partir du 21 mai 2015.

Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) :

Les tableaux 16 donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre le Belgique et la France.

Des Pays-Bas vers la Belgique			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2011	946	468	09/12/2011
2012	946	468	09/12/2011
2013	946	468	06/12/2012
2014	946	468	27/11/2013
2015	946	468	05/12/2014
2016	950	468	23/11/2015

De la Belgique vers les Pays-Bas			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2011	946	468	09/12/2011
2012	946	468	09/12/2011
2013	1128	468	06/12/2012
2014	946	468	27/11/2013
2015	946	468	05/12/2014
2016	950	468	23/11/2015

De la France vers la Belgique			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2011	1850	1450	09/12/2011
2012	1850	1450	14/12/2011
2013	1850	1450	13/12/2012
2014	1850	1450	02/12/2013
2015	1850	1450	17/12/2014
2016	1850	1450	27/11/2015

De la Belgique vers la France			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2011	800	400	09/12/2011
2012	800	400	14/12/2011
2013	800	400	13/12/2012
2014	800	400	02/12/2013
2015	800	400	17/12/2014
2016	600	200	27/11/2015

3.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers

Elia participe depuis le 1er octobre 2012 à la plateforme internationale IGCC (*International Grid Control Cooperation*). La coopération vise à optimiser le réglage de l'équilibre du système et augmenter la qualité de réglage du système électrique.

Le but de cette coordination est de compenser automatiquement les déséquilibres des gestionnaires de réseau dans des sens opposés (surplus de production chez un et manquements chez un autre). Ce système a pour avantage de permettre aux gestionnaires de réseau de transport d'éviter des activations de la réserve secondaire dans des sens opposés. Pour Elia, la capacité maximale sur la plateforme IGCC s'élève actuellement à 140 MW.

Le réglage en temps réel des déséquilibres entre l'électricité consommée et celle produite fait partie du travail quotidien du gestionnaire de réseau de transport. La plateforme IGCC est un premier pas vers cette gestion à une échelle internationale. Cette coopération internationale renforce la gestion du système et contribue à améliorer la qualité de réglage (diminution de l'Area Control Error). La plateforme IGCC fait partie des projets pilotes en matière de balancing d'ENTSO-e et vise à :

- tester la faisabilité du modèle (cible) européen et des étapes intermédiaires prévues dans les « Framework Guidelines on Electricity Balancing » (FG EB) d'ACER ;
- évaluer l'impact correspondant en termes d'implémentation ;
- établir des rapports sur l'expérience acquise.

Les participants à l'IGCC à l'heure actuelle sont Amprion, 50Hertz, TransnetBW et TenneT DE (c'est à dire les quatre gestionnaires de réseau allemands), Energinet.dk (Danemark), CEPS (Tchéquie), Swissgrid (Suisse), TenneT NL (Pays-Bas), APG (Autriche) et Elia (Belgique).

Pour 2015, le lecteur est renvoyé au point 3.2.1 : services d'équilibrage et auxiliaires.

ENTSO-E a lancé en février 2013 un appel à projets pilotes sur le balancing dans le but de tester la faisabilité du modèle de marché de balancing visé par les « *Framework Guidelines on Electricity Balancing* (FGEB) », d'évaluer les effets de l'implémentation de ce modèle, ainsi que de rassembler et de commenter l'expérience accumulée. Elia et TenneT ont répondu à cet appel le 29 mars 2013 en déposant leur candidature à un projet pilote portant sur le balancing transfrontalier, intitulé « *Élaboration et évaluation d'un modèle harmonisé de marché de balancing réactif avec une optimisation transfrontalière des Frequency Restoration* ».

Reserves ainsi que la préservation des zones de réglage, des zones d'offre et de la supervision régulatoire séparée ».

Le projet a été organisé en différentes étapes :

Pour la première étape « *comparaison des processus et produits* », Elia et TenneT avaient déjà décidé en juillet 2012 de lancer une étude qualitative en vue d'analyser le modèle de marché du balancing transfrontalier permettant d'atteindre une synergie optimale entre la Belgique et les Pays-Bas, tout en préservant les zones de réglage, les zones d'offre et la supervision régulatoire.

Les résultats intermédiaires de cette étude, réalisée avec l'aide de DNV KEMA, ont été dévoilés le 1er février 2013 lors d'une séance publique à laquelle ont assisté des représentants des acteurs de marché, des régulateurs et des autorités venus de Belgique et des Pays-Bas.

Le rapport final de l'étude initiale livre les premiers résultats du projet pilote. Il met notamment en parallèle les accords en matière d'équilibrage qui existent actuellement en Belgique et aux Pays-Bas. Cette comparaison révèle un grand degré de similitude entre les deux pays du point de vue de leurs grands principes de marché de Balancing, en termes de fourniture des réserves opérationnelles et d'équilibrage en temps réel. Une analyse approfondie fait toutefois apparaître certaines différences notables au niveau de la spécification, de la rémunération et de l'utilisation des différents produits. En dehors des synergies existantes entre Elia et Tennet (netting des déséquilibres et pooling des réserves tertiaires), d'autres changements majeurs sont nécessaires en termes de produits, processus, règles et régulation. Ces modifications ainsi que leurs conséquences feront l'objet de la seconde phase d'étude du projet pilote.

Sur base des résultats de l'étape 1, le scope pour l'étape 2 « *scénarios de design du marché* » s'est dirigé vers l'échange de l'énergie pour le balancing des offres d'aFRR contractées et non-contractées et des offres mFRR non-contractées.

Ensuite Elia et TenneT ont développé des scénarios pour l'échange de l'énergie pour le balancing d'aFRR et de mFRR sur base des « *working assumptions* ».

Le 13 juin 2014 Elia et TenneT ont organisé un stakeholder workshop afin de présenter et discuter les résultats intermédiaires de l'étape 2. À l'issue de ce workshop, une consultation publique a été organisée. Les parties suivantes nous ont transmis leur feedback :

- réponse commune de la FeBeg et d'EnergieNed ;
- réponse commune de la NMA et de la CREG ;
- réponse d'EnBW.

Le rapport final de l'Étape 2 - publié le 17 octobre 2014 - explique plus en détail les différents principes de marché présentés lors du workshop.

La prochaine étape (étape 3) de ce projet sera la réalisation d'une étude coûts-bénéfices par Elia et TenneT. Elle tiendra compte du feed-back du workshop et de la consultation. Les deux GRT vont d'abord définir le scope et la méthode la plus efficace pour réaliser cette tâche et établiront ensuite un nouveau planning.

Pour 2015, il n'y a rien de particulier à signaler.

Enfin, Elia et les GRT allemands et néerlandais ont mené conjointement une étude comparative de qualité sur la zone d'équilibrage coordonnée (*CoBA, Coordinated Balancing Area*) entre la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas. Dans ce cadre, les GRT ont également collaboré avec E-Bridge et l'Institut des installations électriques et de l'économie de l'énergie (IEAW) de l'Université technique de Rhénanie-Westphalie à Aix-la-Chapelle.

Cette étude finalisée le 8 octobre 2014 visait, d'une part, à examiner plus en détail le cadre réglementaire et juridique, les spécifications des produits des marchés des services auxiliaires et le concept de marché général et, d'autre part, à définir une vision sur les bénéfices potentiels d'un marché transfrontalier de l'équilibre.

L'étude démontre que les options de coopération moins complexes sont en fait déjà partiellement établies. Elle montre aussi que les concepts de marché des « *Frequency Restoration Reserves* » (réserves secondaires et tertiaires) actuellement applicables sont très différents entre les trois pays, ce qui implique des solutions complexes pour un marché de l'équilibre interzonal comme envisagé dans le code réseau relatif à l'équilibre.

Sur base des conclusions de l'étude, il a été décidé de prendre des mesures supplémentaires pour implémenter les options de coopération relativement « moins complexes » :

- analyse du potentiel de partage des « *Manual Frequency Restoration Reserves* » (réserves tertiaires) ;
- analyse de la participation de la Belgique à la plateforme d'achat commune pour les « *Frequency Containment Reserves* » (réserves primaires) ;
- augmentation des échanges de « *Frequency Containment Reserves* » entre les Pays-Bas et l'Allemagne.

Parallèlement, les GRT impliqués vont examiner de plus près les possibilités de coopération des produits plus complexes (*Frequency Restoration Reserves*).

Cette étude contient des données pour la Belgique et les Pays-Bas qui ont été remises à jour par rapport à une analyse publiée précédemment sur la coopération interzonale entre la Belgique et les Pays-Bas en matière d'équilibre⁵².

3.4.5 Monitoring les plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

En 2015, Elia a établi, conformément à ses missions et en collaboration avec la Direction générale Énergie et le Bureau fédéral du Plan, un plan pour le développement du réseau de transport fédéral. Les dispositions générales quant à la rédaction de ce plan de développement sont reprises dans la loi Électricité et dans l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité. Dans ce cadre, le plan de développement :

- couvre une période de dix ans (2015-2025) ;
- concerne les niveaux de tension 380/220/150/110 kV ;
- présente une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité, en expliquant les hypothèses sous-jacentes ;
- détermine le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau doit réaliser pour répondre à ces besoins ;
- tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate ;
- doit être compatible avec le Ten-Year Network Development Plan (2014-2024) (en anglais) d'ENTSO-E ;
- tient compte de la dernière étude prospective en date menée par la Direction générale Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan.

⁵² http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/141008_Final_report.pdf

Le Plan de Développement 2015-2025 est l'aboutissement d'un processus de consultation impliquant la CREG, le Ministre compétent pour le Milieu marin, les Gouvernements des Régions, le Conseil fédéral pour le Développement Durable. La CREG a fait plusieurs recommandations⁵³.

Les incidences environnementales associées au Plan de Développement ont fait l'objet d'un rapport spécifique soumis à l'avis du Comité d'avis fédéral SEA (*Strategic Environmental Assessment*), en application des dispositions de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.

Le Plan de Développement et le rapport sur les incidences environnementales associé ont été soumis à une consultation publique. Cette procédure de consultation s'est déroulée du 13 mai au 15 juillet 2015.

La version définitive du Plan de Développement 2015-2025 a été approuvée par la Ministre en charge de l'Énergie le 17 Novembre 2015 et publié au Moniteur belge du 26 février 2016⁵⁴.

Description des PCI's et relation avec le plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

Le projet NEMO : Le projet NEMO concerne la réalisation d'une liaison bidirectionnelle par câble sous-marin de 1000 MW (courant continu) et d'une longueur approximative de 140 km. La liaison sera établie entre Richborough au Royaume-Uni et le poste « Gezelle » (Brugge) mis en place dans le cadre du projet STEVIN.

Le 20 novembre 2013, ce projet a été repris sur la liste des « Projets d'intérêt commun » (PCI) de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle⁵⁵.

⁵³ Avis (A)150203-CDC-1399 relatif au projet de plan de développement 2015-2025 de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR.

⁵⁴ <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>

⁵⁵ 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.

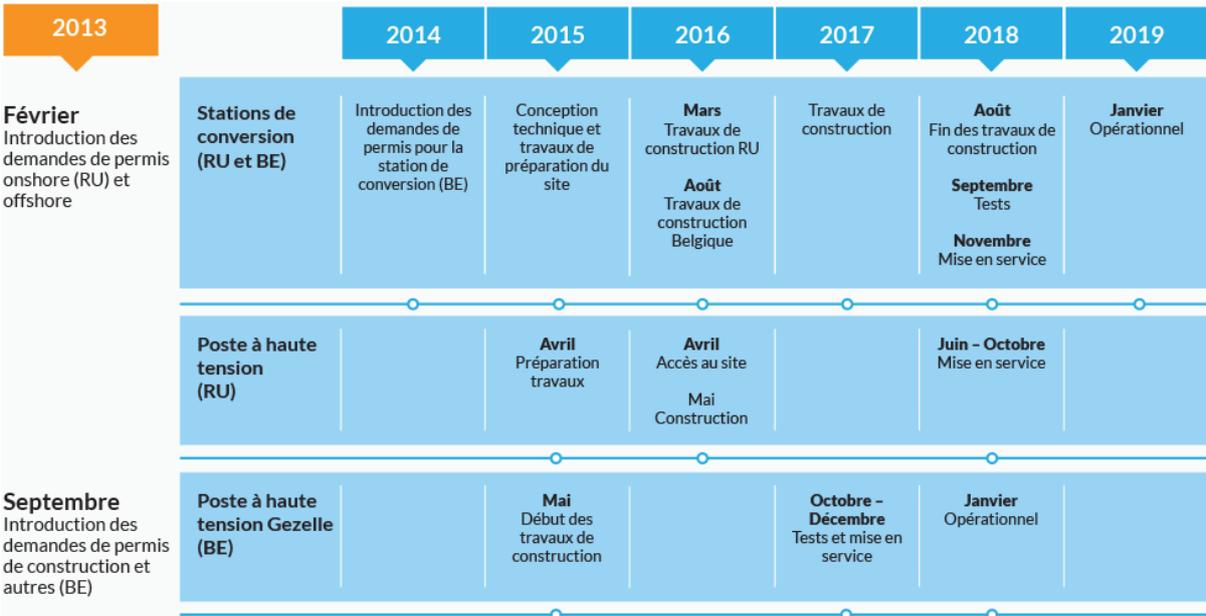
Le Royaume-Uni est actuellement déjà relié au réseau de transport d'Europe continentale via une liaison sous-marine (courant continu) avec la France (IFA : 2000 MW) et les Pays-Bas (BritNed : 1000 MW).

Le projet NEMO contribuera au renforcement de l'intégration entre ces deux zones asynchrones et à la réalisation du marché intérieur de l'électricité, ce qui se traduira par une convergence renforcée des prix.

Pour la Belgique, cela signifie spécifiquement qu'il sera désormais possible d'échanger directement de l'énergie avec le Royaume-Uni, ce qui implique un renforcement de la sécurité d'approvisionnement compte tenu de la diversification qui accompagne la nouvelle interconnexion.

Par ailleurs, NEMO contribue dans une large mesure à l'intégration de l'énergie renouvelable dans les deux pays étant donné que la technologie HVDC utilisée pour la construction de NEMO permet de répondre aux besoins de flexibilité liés au caractère variable de l'énergie renouvelable.

La décision finale d'investissement pour le projet NEMO a été prise au printemps 2015. En juin 2015, les contrats pour les postes de conversion et la liaison en câble ont été attribués. Les travaux préparatoires débutent en 2015, tandis que les travaux de construction commenceront mi-2016, avec une livraison technique fin 2018 et une exploitation commerciale dès 2019.



3.4.6 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etat membres concernés et ACER

En 2015, la CREG a continué de collaborer étroitement avec les régulateurs de la région Europe Centre-Ouest (CWE), comprenant l'Autriche, la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas.

Il s'agit entre autres le suivi du couplage de marché journalier Europe Nord-Ouest (NWE), lancé en 2014 et son extension géographique. Ce couplage de marché journalier est désormais appelé *Multi Regional Coupling* (MRC) et couvre une grande partie de l'Europe (Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Italie, Lettonie, Lituanie, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Royaume Uni et Suède). Dans le domaine du calcul de la capacité d'interconnexion, les discussions concernant le couplage de marché basé sur les flux (*flowbased market coupling*) ont également continué entre régulateurs de la région CWE, les GRT et les bourses concernées. La CREG a dans ce cadre rendu sa décision finale concernant la demande d'approbation de la proposition d'ELIA concernant cette méthode de calcul et d'allocation le 23 avril 2015⁵⁶. Le 20 mai 2015, le couplage de marché *flowbased* a été lancé dans la région CWE. Tous les régulateurs de la région CWE ont approuvé ou validé la méthode de couplage de marché basé sur les flux selon leurs procédures nationales. Cela constitue une étape importante vers une plus grande intégration du marché et fait partie du modèle cible pour l'allocation de la capacité et de la gestion de la congestion (*Capacity Allocation and Congestion Management - CACM*) dans le domaine de l'électricité. Le principe du couplage de marché basé sur les flux est une évolution de la méthode actuelle de couplage de marché et concerne à la fois les méthodes de calcul de capacité et celles d'allocation. Il consiste à utiliser plus efficacement les ressources limitées du réseau. Grâce à une meilleure utilisation de toutes les lignes de transport et d'autres éléments du réseau disponibles, cette méthode devrait permettre une formation des prix de marché de gros et des échanges plus efficaces dans la région CWE.

La CREG a également suivi les discussions concernant le marché de long terme, la plateforme de trading *intraday* et l'équilibrage (*balancing*). En octobre 2015, la CREG a pris, en concertation avec les autres régulateurs européens concernés et après consultation publique, une décision concernant les règles d'allocation européennes sur le marché long terme⁵⁷. Fin

⁵⁶ Décision finale (B)150423-CDC-1410 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à la mise en place d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest).

⁵⁷ 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

2015, la CREG a pris deux projets de décision concernant l'horizon temporel intraday⁵⁸ sur les interconnexions, chacun suivi d'une consultation publique : un sur le calcul de capacité intraday et l'autre sur l'allocation⁵⁹.

En dehors de sa collaboration dans les groupes de travail au sein d'ACER, la CREG n'a aucun commentaire supplémentaire à rapporter pour ce qui concerne l'année 2015.

3.5 Conformité

3.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

3.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, les GRDs et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

a) Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

b) Région flamande

l'Art. 13 du Décret sur l'Energie accorde au VREG le droit d'exiger auprès de chaque partie du marché toute information ou communication de documents/données et dans le cas échéant d'imposer des amendes administratives.

d'énergie avec d'autres zones d'offres aux responsables d'accès ainsi que les règles d'allocation des capacités via des enchères fictives.

⁵⁸ Projet de décision (B)151203-CDC-1479 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport - modèle applicable aux frontières belges pour la capacité intrajournalière.

⁵⁹ Projet de décision (B)151210-CDC-1467 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'allocation intra-journalière de la capacité sur l'interconnexion France-Belgique et Pays-Bas-Belgique.

En 2015, 1 amende administrative a été infligée à l'encontre d'un acteur du marché (au niveau de l'exécution des obligations services publics vertes).

c) Région wallonne

La CWaPE effectue depuis plusieurs années des missions de surveillance et de contrôle en se rendant chez les fournisseurs actifs sur le segment de marché des clients résidentiels et chez les gestionnaires de réseau (GRD).

La méthode suivie par la CWaPE pour la réalisation de cette mission a été mise au point d'une manière qui s'est voulue respectueuse et non discriminatoire vis-à-vis de tous les acteurs. Des lignes directrices publiées sur le site de la CWaPE définissent tant les principes et méthodes de ces missions de surveillance et de contrôle que leurs périmètres d'action.

La vérification du respect des obligations de service public, notamment modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 et leurs arrêtés d'application, porte notamment sur les procédures utilisées au niveau informatique ou organisationnel, sur les documents transmis à la clientèle ou encore sur les informations véhiculées via le site internet des acteurs ou leur call center.

Ces visites sont également l'occasion de rencontrer les acteurs du marché et d'aborder, avec eux, les différentes avancées ou problématiques rencontrées sur le terrain, de prendre connaissance des perspectives d'évolution de l'entreprise, d'échanger sur les changements annoncés au niveau du marché de l'énergie, et notamment au niveau des obligations de service public. Elles donnent également la possibilité à la CWaPE d'apprécier dans quelle mesure un fournisseur ou un GRD veille à l'amélioration des procédures tant pour les rendre plus souples et/ou plus en phase avec la situation particulière du client que pour tendre vers un fonctionnement du marché plus efficace et/ou plus efficient.

Au terme des visites de contrôle, sur base des informations récoltées et des documents reçus, la CWaPE rédige un rapport de contrôle qui synthétise les éléments contrôlés, évoque les questions soulevées ou les difficultés rencontrées et dresse une liste des éventuelles remarques ou suggestions d'amélioration à apporter. Les remarques mettent en évidence des faits pouvant être qualifiés d'infraction ou de non-conformités au regard des dispositions et des arrêtés relatifs aux OSP wallonnes et sont accompagnées d'un délai endéans lequel le fournisseur ou le GRD doit avoir mis en œuvre la procédure ou l'action afin de se conformer au prescrit légal. Si l'acteur rechigne à prendre les mesures adéquates ou ne respecte pas ses engagements, le Comité de Direction de la CWaPE est saisi, et peut, le cas échéant,

imposer une sanction administrative au fournisseur ou au GRD. La CWaPE n'a pas été amenée à enclencher cette procédure au cours de l'année 2015.

Au cours de l'année 2015, la CWaPE a mené sa mission de contrôle et de surveillance auprès de GRD n'ayant pas fait l'objet d'un contrôle en 2014. Lors de ces contrôles, la CWaPE a principalement vérifié le respect du prescrit légal concernant les points suivants :

- la gestion des clients protégés et les factures des clients protégés sous compteur à budget ;
- les procédures de défaut de paiement et de placement des compteurs à budget ;
- la gestion de la relève et de la validation des index ;
- les procédures liées aux demandes d'indemnisation ;
- la procédure de gestion des déménagements problématiques (MOZA) ;
- l'application de la ligne directrice (référéncée CD-12I03-CWaPE) relative à la méthode de détermination de la qualification de défaut récurrent de paiement pour les clients protégés ayant bénéficié de la fourniture minimale garantie et le recours en Commissions Locales pour l'Énergie (CLE) ;
- les OSP relatives à la promotion des énergies renouvelables (application et mise en œuvre du système Quali watt).

En 2015, la CWaPE a également initié des visites de contrôle auprès de fournisseurs récemment arrivés sur le marché wallon de l'énergie et actifs sur le segment de marché des clients résidentiels.

Pour le nouvel entrant, un premier contrôle vise notamment à :

- Connaître et comprendre les grandes lignes de l'organisation interne de l'entreprise : organigramme, localisation des services, formation du personnel, objectifs généraux, contrôle de qualité, etc. ;
- Connaître et comprendre les grandes lignes de l'architecture informatique dans laquelle les procédures OSP sont mises en œuvre ;
- Apprécier la qualité du service de gestion de la clientèle au travers des différents canaux de communication et la gestion des bureaux d'accueil ;
- Apprécier la qualité du rôle de fournisseur dans l'amélioration permanente des procédures pour la recherche d'une plus grande efficacité du fonctionnement du marché, et d'une meilleure protection des clients vulnérables ;
- Vérifier la mise en œuvre adéquate des procédures OSP ;

En 2016, la CWaPE entend poursuivre les visites de contrôle auprès de fournisseurs récemment arrivés sur le marché wallon de l'énergie.

d) Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

3.6 Concurrence

3.6.1 Marché de gros

Comme chaque année depuis 2007, la CREG a examiné⁶⁰ le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge de l'électricité de l'année écoulée (2015).

Dans cette étude la CREG y fait les constats suivants :

L'évolution à la baisse des heures de fonctionnement des centrales à gaz s'est inversée en 2015. 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 2015, la capacité de pointe nécessaire n'a pas diminué, malgré une production éolienne accrue. Il est toutefois frappant de constater que cette accroissement fasse 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 2015. Par rapport à 2007, la consommation de pointe a reculé de 1.300 MW. La baisse de la consommation moyenne s'est également poursuivie.

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

⁶⁰ Étude (F)160519-CDC-1513 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2015.

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 €/MWh pour 500 MW supplémentaire de demande et diminué d'environ 2 €/MWh pour 500 MW supplémentaire d'offre. La CREG a constaté qu'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 2015 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 fin septembre avant de retrouver, avant l'hiver, son niveau antérieur.

L'importation belge a fortement augmenté en raison de l'indisponibilité de capacité de production nucléaire. En 2015, 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 2015 : l'écart moyen des prix avec l'Allemagne s'est contracté à 8 €/MWh (contre 10 €/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 €/MWh en 2013 à près de 12 €/MWh. La différence de prix entre les marchés spot et forward était donc importante en 2015.

Le GRT 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 2015. La question se pose de savoir si cette tendance se poursuivra dans les prochaines années.

3.6.2 Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

Niveau des prix de gros :

- Marché à court terme :
 - Comparaison avec les pays voisins :

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 point 3.6.1 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.

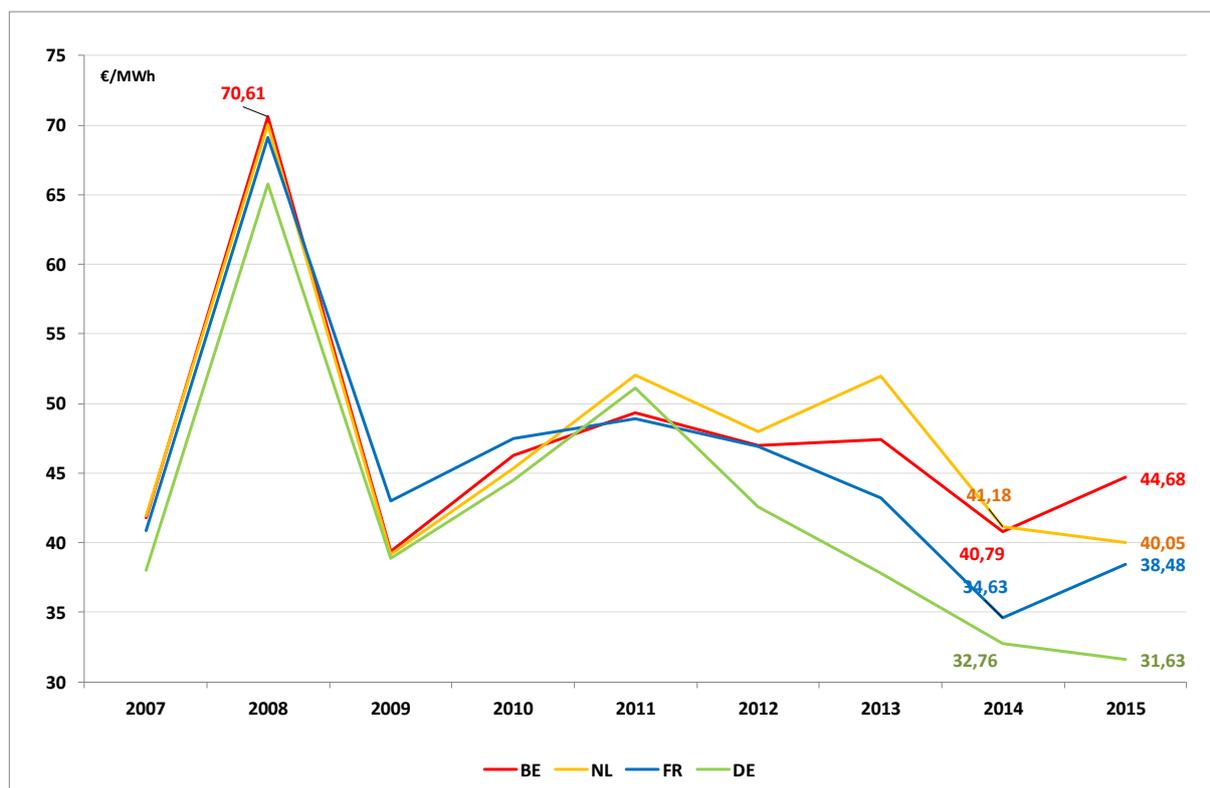


Figure 20 : Prix annuel moyen du marché journalier, par zone de dépôt des offres (Sources : CREG sur la base de données ELIA, BELPEX, APX, EPEX Spot)

En 2015, le prix annuel moyen du marché journalier 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%).

(€/MWh)	Belgique	Pays-Bas	France	Allemagne
2007	41,78	41,92	40,88	37,99
2008	70,61	70,05	69,15	65,76
2009	39,36	39,16	43,01	38,86
2010	46,30	45,38	47,50	44,49
2011	49,37	52,03	48,89	51,13
2012	46,98	48,00	46,94	42,60
2013	47,45	51,95	43,24	37,78
2014	40,79	41,18	34,63	32,76
2015	44,68	40,05	38,48	31,63

Tableau 17 : Prix day-ahead moyens dans la région CWE (euros/MWh) (Sources : CREG sur la base de données ELIA, BELPEX, APX, EPEX Spot)

- Evolution volumes d'achats supplémentaire :

La figure 21 illustre la 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.

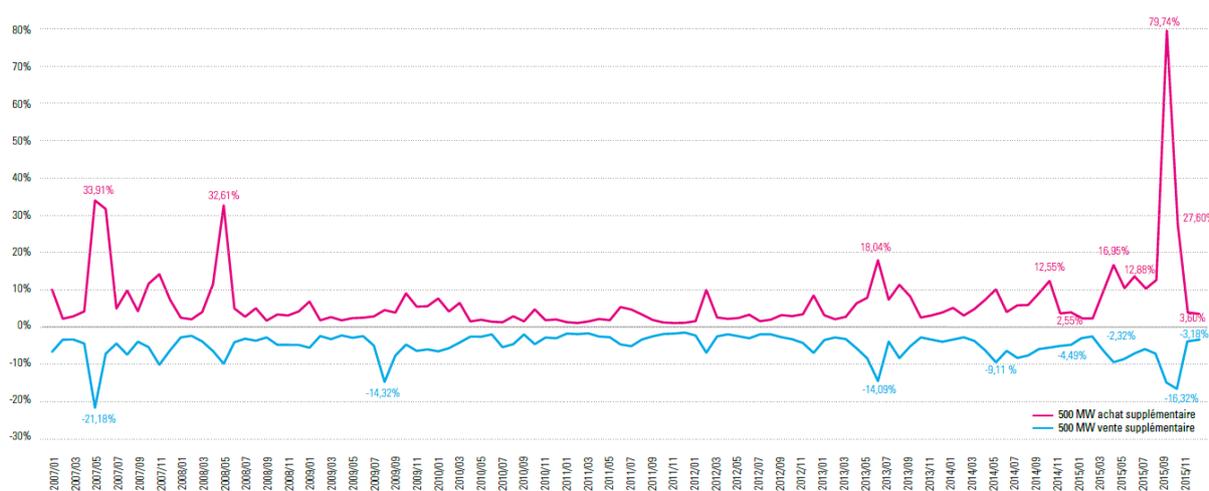


Figure 21: Robustesse moyenne mensuelle du marché de BELPEX entre 2007 et 2015 (Sources : BELPEX, CREG)

- Evolution du prix du marché journalier belge :

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.

Belpex Intra-day	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Market Price (€/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

Tableau 18 : Volumes négociés et prix pour le marché intraday entre 2007 et 2015 (Sources : calcul CREG sur la base de données Belpex)

Le prix journalier de l'électricité Belpex a affiché des pics de prix pour 65 heures (>100 €/MWh), ce qui est nettement plus que les 7 heures observées l'an dernier. Les pics de prix se situent principalement autour du début du mois de février, fin mars, en septembre et en octobre, périodes de la saison intermédiaire entre la période hivernale et la période estivale. La saison intermédiaire est caractérisée par des indisponibilités planifiées de centrales (p. ex. travaux d'entretien), surtout dans le but de garantir l'état optimal du parc de production durant la période hivernale. Dans la période septembre-octobre, il faut en outre tenir compte de l'arrêt de la centrale nucléaire de Tihange 1. Pendant chaque période, 2.447 MW de capacité nucléaire supplémentaire sont indisponibles.

- Marché à long terme :

La figure 22 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.

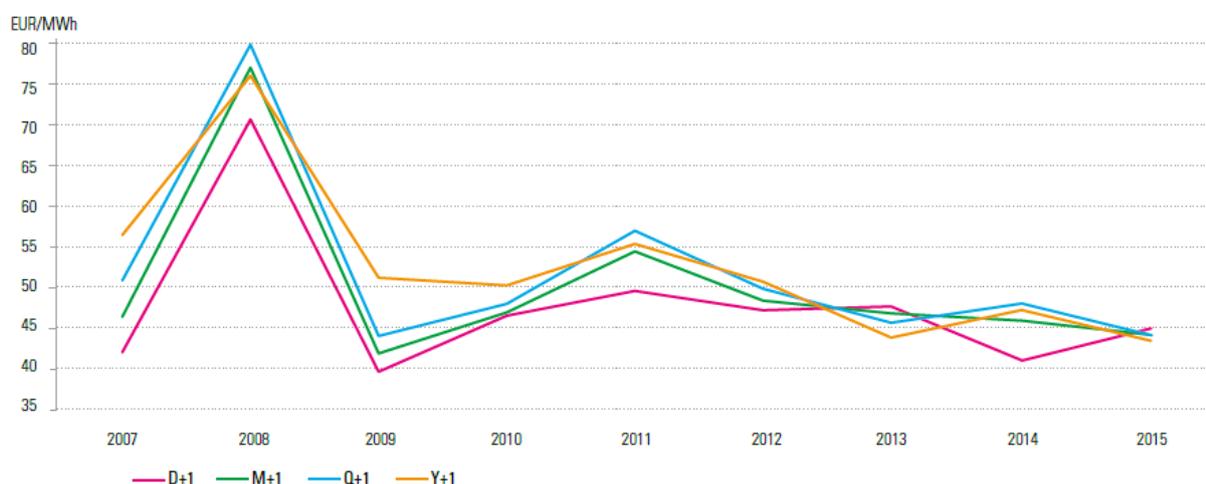


Figure 22 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (Sources : données BELPEX, EEX, APX, calculs CREG)

Année	BE D+1	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
2007	41,8	44,6	48,9	59,6
2008	70,6	78,5	77,7	56,3
2009	39,4	43,4	52,9	76,0
2010	46,3	45,2	46,6	51,0
2011	49,4	54,9	55,7	50,0
2012	47,0	47,8	49,3	55,2
2013	47,5	46,6	46,7	50,5
2014	40,8	45,9	46,7	43,6
2015	44,7	45,3	47,7	46,9
2007-2015	47,5	50,3	52,5	54,3

	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1
	2,8	7,2	17,8
	7,9	7,1	-14,3
	4,0	13,6	36,7
	-1,1	0,3	4,7
	5,6	6,4	0,7
	0,8	2,3	8,2
	-0,8	-0,8	3,0
	5,1	5,9	2,8
	0,7	3,0	2,2
	5,8%	10,5%	14,4%

Tableau 19 : Prix annuel moyen pour la livraison de quatre contrats-types entre 2007 et 2015. (Sources : CREG sur la base de données ICE et ENDEX)

Le prix mensuel moyen d'un contrat year-ahead pour la fourniture d'électricité sur les quatre marchés de la région CWE, à savoir la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, montre que le prix de l'électricité continue à baisser en Allemagne et ce, plus rapidement que dans les autres zones de dépôt des offres. Le prix dans la zone néerlandaise de dépôt des

offres évolue davantage dans la direction de l'Allemagne, tandis que le prix dans les zones belge et française de dépôt des offres converge lorsque la capacité nucléaire est suffisante. En cas d'indisponibilité accrue des centrales nucléaires, les prix belges sont les plus élevés de la région.

Période de transaction - €/MWh					par rapport à BE Y+1 - %		
Années	BE Y+1	NL Y+1	FR Y+1	DE Y+1	NL Y+1	FR Y+1	DE Y+1
2007	56,3	60,3	54,4	55,9	7,1%	-3,4%	-0,7%
2008	76,0	76,3	74,1	70,2	0,4%	-2,6%	-7,6%
2009	51,0	50,3	51,8	49,2	-1,3%	1,6%	-3,5%
2010	50,0	49,5	52,4	49,9	-1,0%	4,8%	-0,2%
2011	55,2	56,0	56,0	56,1	1,5%	1,5%	1,6%
2012	50,5	51,9	50,6	49,3	2,8%	0,1%	-2,4%
2013	43,6	47,5	43,3	39,1	9,0%	-0,6%	-10,4%
2014	46,9	43,4	42,4	35,1	-7,4%	-9,6%	-25,2%
2015	43,3	37,6	38,1	30,9	-13,2%	-12,0%	-28,6%
2007-2015	52,5	52,5	51,5	48,4	0,0%	-2,1%	-7,8%

Tableau 20 : Prix annuels moyens des transactions year-ahead pour la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, et la différence de prix relative par rapport à la Belgique (Sources : calcul CREG sur la base de données ICE ENDEX et EEX)

Le degré de transparence :

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). 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.

Le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros:

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

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.

Capacité de production par acteur du marché : Le Tableau 21 fournit une estimation de la capacité de production par acteur du marché pour les 9 années écoulées. Le mois de décembre pour chaque année est systématiquement pris comme période de référence.

Capacité de production (GW)										Part de marché (%)									
(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	14,4	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										

Tableau 21: Parts de marché de gros des acteurs du marché dans la capacité de production d'électricité (Sources: Elia, CREG)

Il ressort de ce tableau que l'érosion de la part de marché d'Electrabel depuis 2007 poursuit son trend baissier en 2015 ; elle est passée de 85,4% en décembre 2007 à 64,5 % en décembre 2015, le niveau le plus bas depuis 2007. Depuis 2011, la part de marché d'Electrabel continue à s'éroder mais à un rythme moins soutenu qu'entre 2007 et 2010.

Par rapport à 2014, la capacité de production en valeur absolue de :

- Electrabel s'est très légèrement contractée en 2015 confirmant la décroissance de sa capacité de production, amorcée en 2008 ;
- EDF-Luminus prolonge, en 2015, son lent déclin, initié en 2011.

Bien que la diminution de la capacité de production d'Electrabel depuis 2008 soit significative, elle est loin d'être suffisante pour pouvoir parler d'une structure de marché compétitive. Le Herfindahl-Hirschman Index (HHI), qui est une mesure de la concentration du marché, est, quoiqu'en légère baisse par rapport à l'année précédente, encore à 4.420⁶⁴ fin 2015. Un marché est considéré comme très concentré à partir d'un HHI de 2.000. Si la Belgique souhaite développer un marché de production compétitif, le chemin à parcourir semble encore long.

Energie produite par acteur du marché : Le Tableau 22 fournit une estimation de l'énergie produite par acteur du marché pour les 9 années écoulées. L'année entière est prise en compte pour cette évaluation ; lorsque la propriété de l'unité de production change dans le courant de l'année, ce changement est pris en compte également.

⁶⁴ Pour la détermination du HHI, les données relatives au couplage de marché – tant pour l'importation que l'exportation - n'ont pas été intégrées pour le motif que la CREG ne dispose pas de ces données.

Energie produite (TWh)										Parts de marché (%)								
	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									

Tableau 22: Parts de marché de gros des acteurs du marché dans l'énergie produite (Sources : Elia, CREG)

Les données témoignent, pour la cinquième année consécutive, d'une baisse de la production totale. Selon ces données, 54,6 TWh ont été produits en 2015 contre 59,6 TWh en 2014, soit une diminution de 8,1 % par rapport à 2014 et de 36,8 % par rapport à 2010, année ayant connu la production la plus importante de la période sous revue.

Electrabel a produit 35,4 TWh en 2015, soit 4,3 TWh en moins qu'en 2014 et 35,8 TWh en moins qu'en 2007. La part de marché d'Electrabel s'établit en 2015 à 64,8 %, soit le niveau le plus bas des 9 dernières années. L'une des principales raisons de la baisse de la production d'Electrabel et de l'ensemble de la zone de réglage Elia est l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires. Si ces centrales avaient été disponibles, la production d'électricité nucléaire supplémentaire, à puissance maximale, aurait été, en 2014 et 2015, de 14 à près de 21 TWh/année plus élevée, dont presque 76 % pour Electrabel et 20 % pour EDF-Luminus.

3.6.3 Marché de détail

Le gouvernement fédéral a décidé de mettre un terme à la diminution temporaire du taux de la TVA pour les ménages. Par conséquent, le taux de la TVA augmente à partir du 1er septembre de 6 % à 21 %.

Le 1er janvier 2016 le gouvernement flamand a décidé de supprimer l'électricité gratuite. La suppression de l'électricité gratuite a amené une hausse de la facture de l'électricité pour les ménages parce qu'il n'y a plus d'électricité gratuite accordée sur la facture d'électricité. Les ménages doivent payer la consommation totale et non plus qu'à partir du 401ième kWh (pour un ménage de 3 personnes). D'autre part, le tarif de réseau de distribution diminuera légèrement parce que les coûts des rabais pour l'électricité gratuite ne sont plus attribués au tarif de réseau de distribution et parce que les coûts administratifs des gestionnaires de réseau de distribution diminuent.

Le 1er mars 2016 le gouvernement flamand a approuvé une taxe sur l'énergie, à savoir une augmentation de la Cotisation Fonds Energie. Cette taxe (Cotisation Fonds Énergie) s'élevait à 0,15 euro par mois entre janvier et juin 2015 et 0,34 euro par mois entre juillet et décembre 2015.

La Loi-programme fédérale du 19 décembre 2014 annule le fondement de l'exception des intercommunales quant à l'impôt des sociétés. Par conséquent, les gestionnaires de réseau de distribution sont à partir du 1^{er} août 2015 soumis à l'impôt des sociétés. L'impôt des sociétés a un impact sur le tarif de distribution pour l'électricité et le gaz naturel et sur le tarif « prosumer ».

3.6.4 Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence et le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

a) Niveau fédéral :

Niveau des prix :

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.

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.

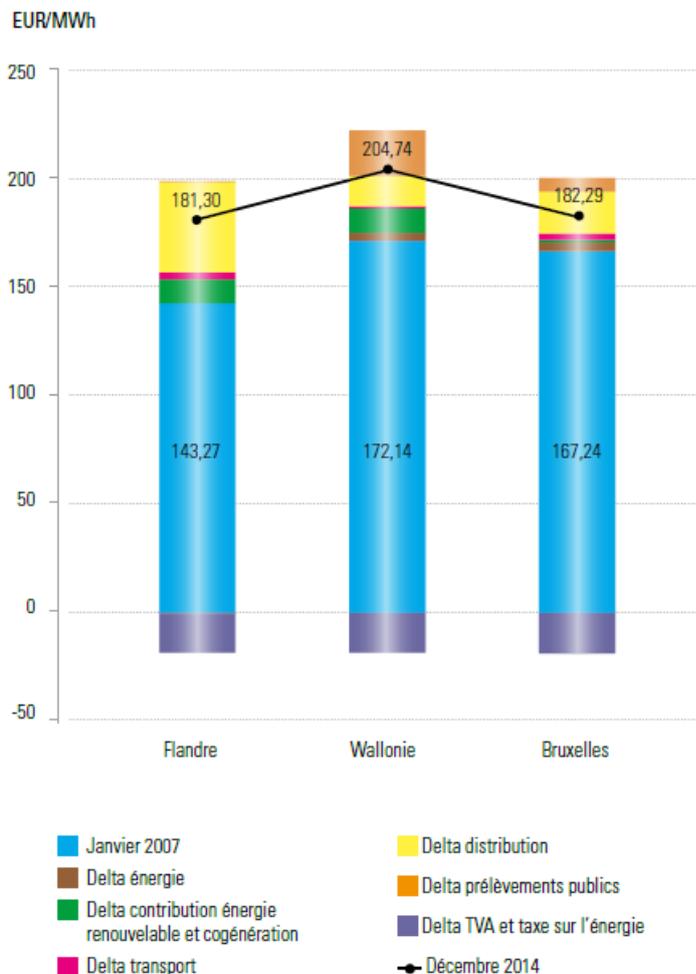


Figure 23 : Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région pour un client type Dc⁶⁵ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

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.

⁶⁵ 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).

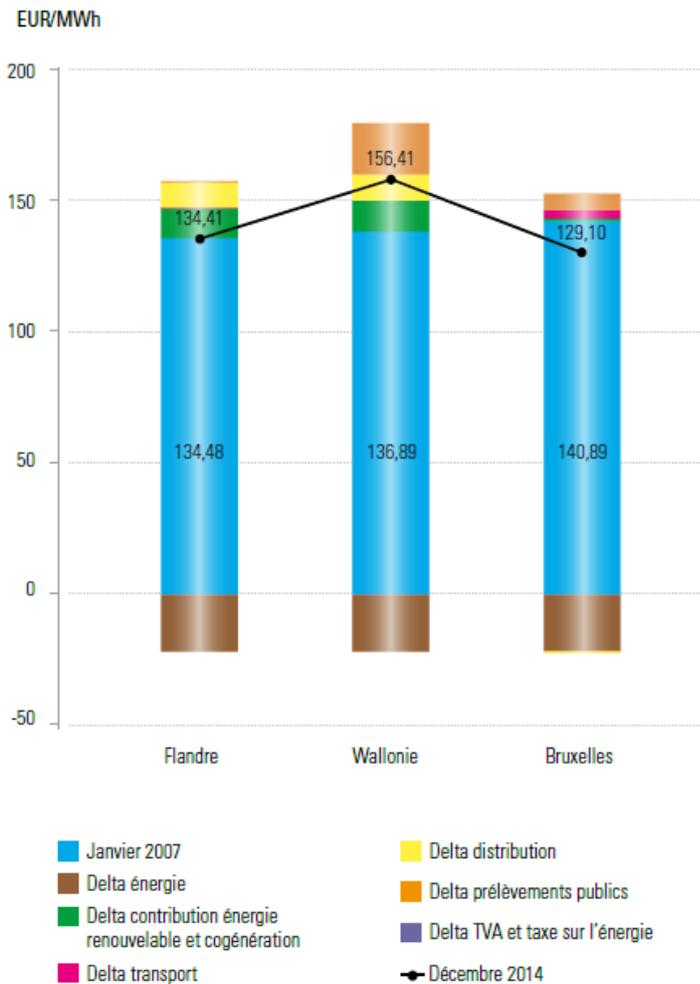


Figure 24 : Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région pour un client type Ic⁶⁶ (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

D'autre part, le mécanisme dit « filet de sécurité »⁶⁷ contrôle la bonne application et la conformité au marché des formules d'indexation appliquées ainsi que de leurs paramètres d'indexation pour les contrats à composante énergétique variable et veille à ce que les prix de l'énergie proposés par les fournisseurs aux clients résidentiels et aux PME restent dans la moyenne de nos pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et au Royaume-Uni).

⁶⁶ 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.

⁶⁷ 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.

Pour atteindre cet objectif, la CREG :

- enregistre dans une base de données la méthodologie de calcul des prix de l'énergie pratiquée par tous les fournisseurs, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent dans leurs contrats à prix variable. Elle reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe. Cette base de données permet à la CREG de publier un aperçu de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et pour les PME et indépendants.
- contrôle les indexations trimestrielles. L'indexation du prix variable de l'énergie facturé aux clients résidentiels et aux PME ne peut intervenir que quatre fois par an au maximum, le premier jour d'un trimestre. La CREG est chargée de vérifier que les indexations trimestrielles constituent une application correcte de la formule d'indexation figurant au contrat et que les paramètres d'indexation utilisés respectent les critères repris dans les arrêtés royaux du 21 décembre 2012. Les décisions de la CREG en la matière sont publiées sur son site web.

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 oeuvre du mécanisme de filet de sécurité a fait converger les prix énergétiques belges et les prix des pays voisins. Un suivi reste toutefois nécessaire.

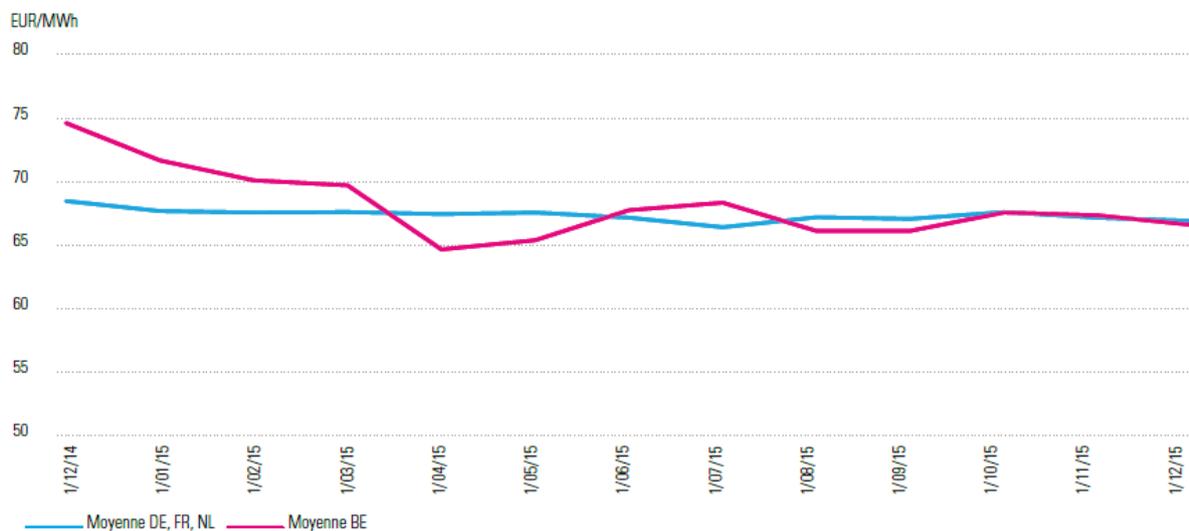


Figure 25 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

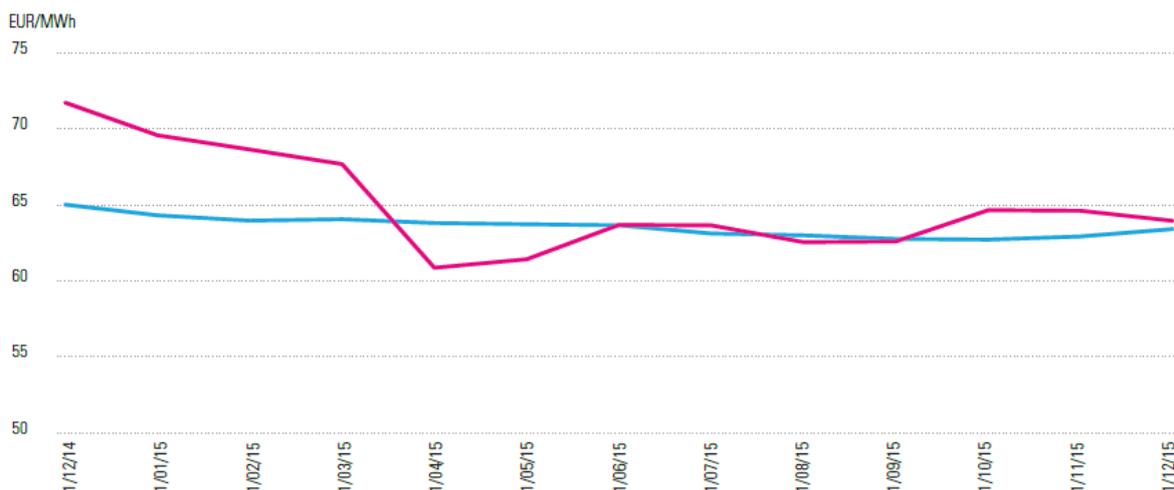


Figure 26 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2015 pour les PME et les indépendants (client type = 50.000 kWh/an) (composante énergétique) (Source : CREG)

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.

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 variable⁶⁸. Il ressort de l'analyse de l'année 2014 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 de marché obtiennent ainsi des informations claires et transparentes.

b) Région flamande

Niveau de transparence :

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

Le VREG tente d'améliorer la transparence du marché de l'énergie en Flandre en suivant l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les clients professionnels (petites entreprises et commerces) et en fournissant des informations à ce sujet. Deux fois par an, le VREG publie à cet effet une analyse de prix détaillée : à l'automne dans son '[marktmonitor](#)' et au printemps de l'année suivante dans son '[marktrapport](#)'.

Les données sur les prix utilisées à cet effet se basent sur les informations que les différents fournisseurs d'énergie transmettent au VREG pour le V-test, le module de comparaison des prix sur le site Internet du VREG, qui permet aux clients résidentiels et aux clients professionnels de comparer les produits, pour l'électricité et le gaz naturel, qui leur sont proposés en fonction de leurs principales caractéristiques.

Le VREG publie chaque mois sur son site Internet des statistiques relatives aux [parts de marché des fournisseurs](#) et aux [comportements de la clientèle](#) (switch rates). En plus, le 'marktrapport' (cf. supra) contient une analyse détaillée de l'évolution de niveau de concurrence dans l'année précédente.

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- *HHI-index et C3 :*

En 2015, les indices de concentration (indices HHI et C3) indiquent une nouvelle amélioration de la concentration du marché - et donc de la concurrence - sur le marché de l'électricité et du gaz naturel, et ce de manière plus convaincante qu'en 2014. Si cette évolution positive s'observe sur tous les segments de marché, c'est surtout sur les segments de marché professionnels qu'une progression notable, stimulée par les nombreux changements opérés par les PME, a été enregistrée.

ELECTRICITE	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2013	HHI 31/12/2014	HHI 31/12/2015
AMR ⁶⁹ – Clients professionnels	4.181	2.740	2.586	2.286
MMR – Clients professionnels	4.462	3.267	3.147	2.662
YMR – Clients professionnels	5.623	3.565	3.438	3.170
YMR – Clients résidentiels	4.425	2.477	2.448	2.372
Marché total	4.595	2.639	2.597	2.487

Tableau 23: HHI électricité sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

⁶⁹ AMR = Automatic Meter Reading ; MMR = Monthly Meter Reading ; YMR = Yearly Meter Reading

Cette évolution positive du taux de concentration s'est poursuivie en 2015. Le HHI a baissé plus fortement qu'en 2014, même si l'évolution est moins spectaculaire qu'en 2012 et 2013. Bien que les indices n'aient pas encore atteint fin 2015 le niveau considéré comme celui d'un marché totalement concurrentiel, l'année 2015 a connu une nouvelle amélioration sur ce plan et certains marchés sont déjà très proches de la valeur cible de 2000⁷⁰. Les segments de marché des clients professionnels pour l'électricité progressent fortement sur le plan des indices de concentration en 2015, bien qu'ils soient toujours plus concentrés que le marché résidentiel.

ELECTRICITE	C3 31/12/2010	C3 31/12/2013	C3 31/12/2014	C3 31/12/2015
AMR – Clients professionnels	92,25%	81,29%	78,97%	72,45%
MMR – Clients professionnels	95,76%	89,37%	87,85%	77,46%
YMR – Clients professionnels	97,12%	88,10%	86,56%	81,00%
YMR – Clients résidentiels	91,84%	73,77%	73,98%	73,10%
Marché total	92,69%	76,32%	76,22%	74,44%

Tableau 24 : C3 électricité (en nombre de points d'accès)

- *Switch* :

L'indicateur figurant dans le tableau ci-dessous reflète la dynamique du marché du point de vue des changements annuels de fournisseur résultant d'un choix délibéré du client.

Année	
2009	5,64
2010	6,68
2011	8,15
2012	16,46
2013	15,38
2014	11,92
2015	15,39

Tableau 25: Taux de switch annuel (= Nombre relatif de points d'accès ayant délibérément changé de fournisseur d'électricité)

Le pourcentage de switch de fournisseur d'électricité était, pour l'ensemble de 2015, supérieur à 2014. 15,39 % des clients électricité ont changé de fournisseur, ce qui représente le

⁷⁰ Dans son récent "Position paper on well-functioning energy retail markets" (14-10-2015), le CEER conseille d'utiliser la valeur de 2000 comme seuil pour un marché de l'énergie compétitif.

deuxième niveau le plus élevé jamais enregistré, après l'année record 2012. 2015 a été marquée par une explosion de l'activité des petites entreprises. Le taux d'activité de 24,30 %, en augmentation de près de 11 points de pourcentage par rapport à l'an dernier, est de loin le plus élevé jamais enregistré pour ce groupe de clients. Le taux d'activité pour les ménages (13,40 %) est également en hausse en comparaison avec l'année passée, dans une moindre mesure toutefois avec près de 2 points de pourcentage. Depuis 2013, le taux d'activité est plus élevé pour les entreprises que pour les ménages : en 2015, cette tendance s'est non seulement confirmée mais également accentuée.

Comme indiqué dans la figure ci-dessous, le taux d'activité a connu un pic en janvier en 2015, comme lors des années précédentes. Ce mois correspond à l'expiration d'un grand nombre de contrats. Ce pic a presque atteint le niveau record de janvier 2013. En mars et avril, le taux d'activité a atteint le plus haut niveau jamais enregistré durant ces mois. Par la suite, le taux d'activité en 2015 a oscillé entre ceux des années record 2012 et 2013.

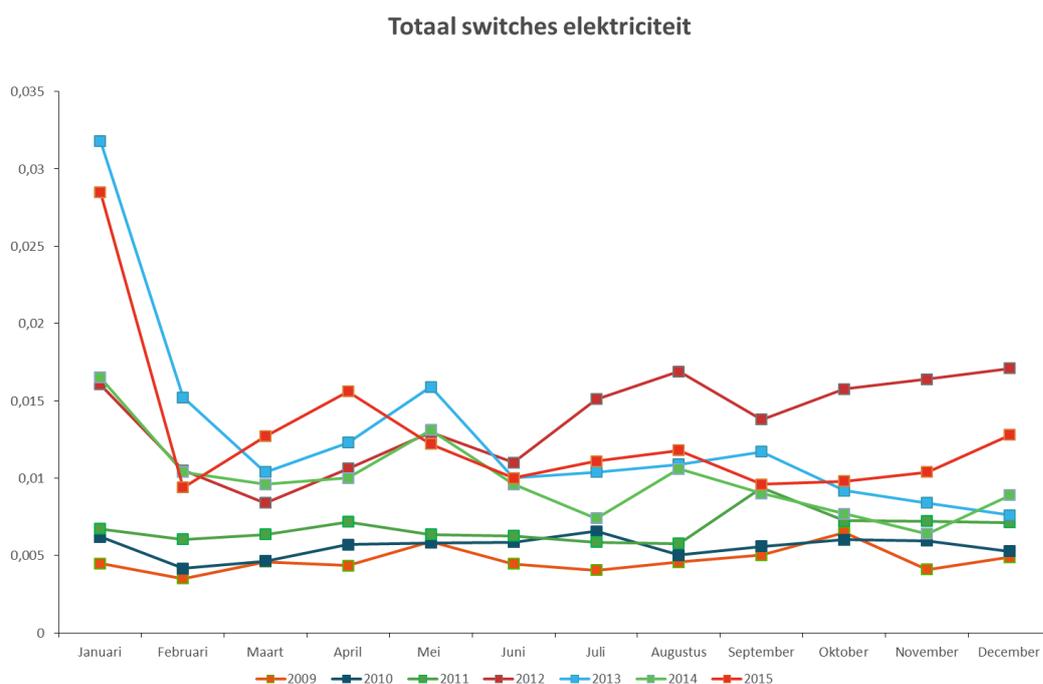


Figure 27 : Evolution du taux de switch par mois

c) Région wallonne

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

- *HHI-index et C3 :*

Type	Valeurs HHI	
	2014	2015
Clients professionnels	3.209	2.997
Clients résidentiels	3.212	3.104
Total	3.210	3.086

Type	Valeurs C3	
	2014	2015
Clients AMR	76,70%	79,10%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%
Total	84,90%	83,30%

Tableau 26 : HHI électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

- *Switch* :

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet [des statistiques](#) relatives aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché wallon de l'électricité, au 31 décembre 2015, 88,6% de la clientèle était active.

En 2015, le nombre de clients actifs chez le fournisseur initialement désigné pour leur zone (en cas d'absence de choix lors de la libéralisation) a par ailleurs encore légèrement augmenté pour atteindre plus de 51%.

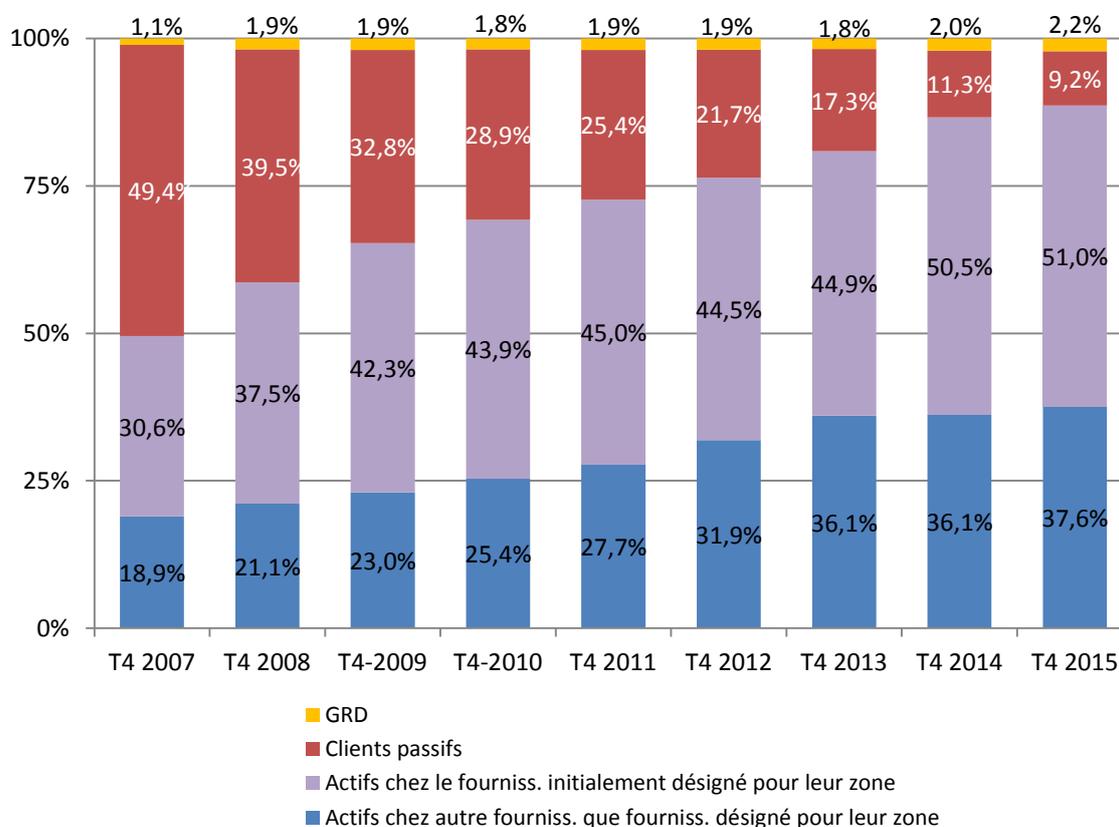


Figure 28 : Marché de l'électricité - Activité de la clientèle

Les figures 29 et 30 illustrent le comportement de la clientèle résidentielle wallonne sur le marché de l'électricité. La tendance pour un choix actif de fournisseur se maintient depuis la libéralisation, pour aboutir en 2015 au constat que 9 clients résidentiels sur 10 ont à présent choisi activement un fournisseur.

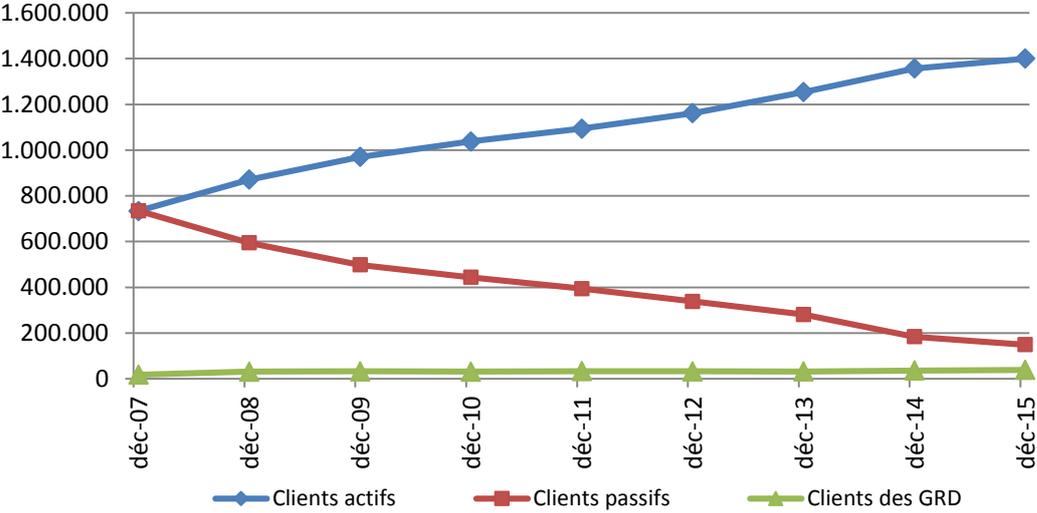


Figure 29: Marché de l'électricité - clientèle résidentielle – Comportement actif/passif

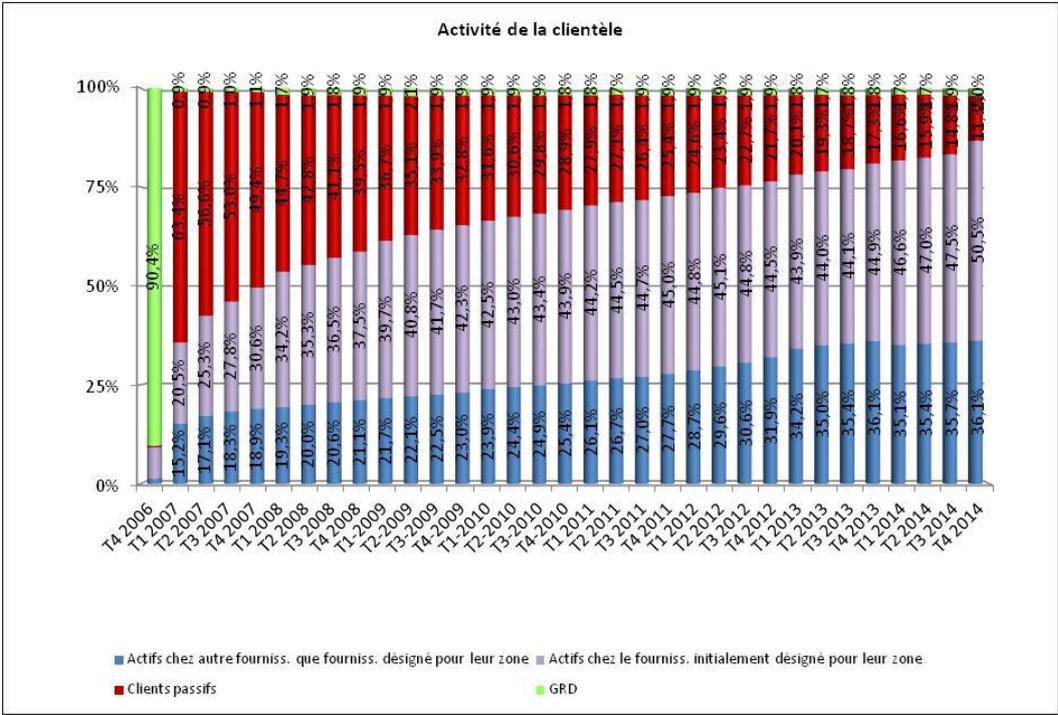


Figure 30: Marché de l'électricité – Activité de la clientèle

Le taux de switch enregistré par trimestre se maintient légèrement au-dessus des 4 % :

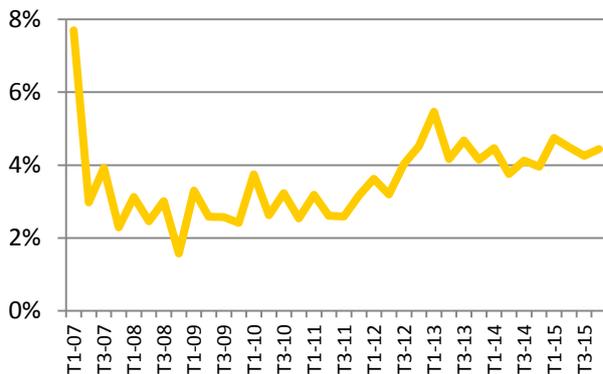


Figure 31 : Marché de l'électricité – Taux de switch

d) Région Bruxelles-Capitale

Niveau de transparence :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- *HHI-index et C3 :*

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

- *Switch :*

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

3.6.5 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective

a) Niveau fédéral :

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

En 2015, la CREG a réalisé et publié une étude⁷¹ 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. 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.

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.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

En 2015, la CREG n'a pas mené d'enquêtes spécifiques sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

En 2015, il n'y a pas eu de publications des mesures promouvant une concurrence effective.

b) Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Comme pour les années précédentes, le VREG a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie. Les résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans le rapport <http://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2015-09.pdf> .

Des questions ont été posées à propos de:

- A quel point les ménages connaissent-ils leur consommation et de leur facture d'énergie ?
- Comment les clients choisissent un fournisseur d'énergie?
- Comment les clients choisissent un contrat?

⁷¹ 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.

- Comment les clients perçoivent les prix de l'énergie?
- Les clients se sentent impliqués dans le marché de l'énergie ?
- Comment les clients éprouvent le marché de l'énergie libéralisé?

Pour 2015, les constatations suivantes ont pu être dégagées par la VREG : En 2015, le pourcentage (79 %) de ménages qui s'estiment suffisamment informés sur la libéralisation du marché de l'énergie est resté dans le droit fil des années précédentes (81 % l'année d'avant). Pas moins de deux tiers étaient incapables d'estimer, en 2015, leur consommation de gaz naturel ou d'électricité de l'année précédente. Le nombre de ménages vérifiant attentivement leur décompte énergétique final a encore baissé depuis l'an passé (39 % par rapport à 45 %), tandis que le pourcentage de ménages ne contrôlant pas du tout leur facture finale a encore augmenté. Sept ménages sur dix qualifient pourtant le coût énergétique de plutôt important (43 %) à très important (26 %) dans les charges de ménage totales. Tout comme l'année précédente, 7 % des ménages indiquent en 2015 avoir déjà éprouvé des difficultés à payer leur facture énergétique. 11 % ont à nouveau signalé avoir déjà rencontré des difficultés pour se chauffer en hiver. 63% de ces clients déclarent que leurs problèmes sont principalement le fait d'une habitation énergivore.

Cette année encore, les ménages sont globalement satisfaits de leur fournisseur d'énergie (11 % extrêmement satisfaits, 35 % très satisfaits et 51 % satisfaits). L'aspect qui donne le moins de satisfaction est l'aide en matière d'économie d'énergie. En 2015, la VREG a mesuré pour la première fois l'intérêt pour des services supplémentaires proposés par le fournisseur d'énergie, tels que l'entretien de la chaudière ou une assistance en cas d'urgence. La disposition à payer pour des services supplémentaires de ce type est pour l'instant faible. Seul 1 ménage sur 4 (27 %) serait disposé à payer. 69 % affirment résolument ne plus avoir d'argent à dépenser pour ces services supplémentaires.

Tout comme l'année précédente, la part des ménages ayant répondu par l'affirmative à la question de l'effet positif ou non sur eux de la libéralisation du marché a diminué. Néanmoins, ils sont encore 68 % à être convaincus qu'elle produit un effet positif (contre 71 % l'année précédente et 78 % l'année d'avant).

L'enquête montre que la part de ménages ayant conclu un contrat d'électricité verte augmente de manière constante (hormis en 2013, où l'on constate une progression exceptionnelle à 41 %), soit de 25 % en 2010 à 37 % en 2015. Il a été demandé aux ménages qui n'envisagent pas de conclure un contrat vert d'expliquer ce choix. Les principales raisons sont une connaissance insuffisante de l'énergie verte et des doutes quant au caractère vert de l'électricité.

Plus encore que l'année précédente, les entreprises ont indiqué qu'elles s'estimaient suffisamment informées sur le marché de l'énergie libéralisé (85 % par rapport à 79 % en 2014). Toutefois, le nombre d'entreprises ignorant le montant de leur facture d'électricité augmente pour la troisième année consécutive, de 12 % en 2013 à 15 % en 2014 et 19 % cette année. Pas moins de 22 % des répondants n'ont aucune idée du montant de leur facture de gaz naturel annuelle. Il s'agit là aussi d'une augmentation par rapport à 2014. Alors que les ménages semblaient prêter moins attention à leur facture, les entreprises la contrôlent davantage avant de payer (14 % contre 20 % l'an dernier).

Pour l'année 2015, pas moins de 96 % des entreprises interrogées déclarent être au moins satisfaites de leur fournisseur d'électricité. Le soutien apporté sur le plan des économies d'énergie enregistre de moins bons résultats, avec 20 % de clients pas (vraiment) satisfaits, ce qui constitue néanmoins une amélioration par rapport aux 26 % de l'année précédente.

Comme au cours des trois années écoulées, une large majorité des entreprises (83 %) estime avoir bénéficié, en tant que consommatrices d'énergie, de la libéralisation du marché de l'énergie. Seuls 13 % estiment que la libéralisation n'a pas été bénéfique pour leur entreprise.

La part d'entreprises affirmant dans l'enquête avoir conclu un contrat d'électricité verte s'élève à 29 %, soit un chiffre comparable au résultat de l'année précédente (27 %). Il a été demandé aux entreprises qui n'envisagent pas de conclure un contrat vert d'expliquer ce choix. Par rapport à l'année précédente, l'option "trop peu d'informations sur l'énergie verte" a été ajoutée comme raison. Cette option a recueilli d'emblée le plus de voix (44 %).

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Via son site Internet, le VREG met à disposition un [simulateur tarifaire](#) ('V-test') aisément accessible à tout consommateur souhaitant changer de fournisseur d'énergie ou juste intéressé à vérifier que les conditions pratiquées par son fournisseur actuel sont similaires à celles proposées par ses concurrents. En plus, le VREG met à disposition un [outil web](#) ('service-check') qui permet les consommateurs résidentiels de comparer la qualité du service de différents fournisseurs.

c) Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

d) Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

3.7 Sécurité d'approvisionnement

3.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

Demande :

L'électricité transitant par le réseau Elia⁷² s'est élevée à 77,2 TWh en 2015 à un niveau similaire à celui de l'année précédente, soit un niveau parmi le plus bas de la période sous revue. Ce constat est illustré dans la Figure 32 par l'évolution de la monotone de consommation électrique. Cette courbe représente la consommation d'électricité des 9 dernières années, chaque quart d'heure de l'année étant classé par ordre décroissant, du quart d'heure le plus chargé au quart d'heure où la consommation est la plus faible. En abscisse, sont représentées, par quart d'heure, les 8.760⁷³ heures que comporte une année et en ordonnée, les puissances appelées de consommation, exprimées en MW.

Tant en 2014 qu'en 2015, le plancher des 13.500 MW est enfoncé avec une puissance maximale de 12.736 MW en 2014 et 12.634 MW en 2015, soit un écart de 1.399 MW comparativement à l'année 2007. Pour répondre à la pointe, il faut mettre en œuvre des moyens importants ou importer de l'électricité pendant de très courtes périodes de temps discontinues, soit en moyenne - pour la période étudiée - environ 1.600 MW (1.594 MW en 2015) pendant 400 heures (4,6 % du temps), au sein desquelles environ 1.000 MW pendant 100 heures ou environ 1.300 MW pendant 200 heures.

⁷² Les écarts observés entre les estimations de consommation d'électricité de Synergrid et Elia, proviennent principalement du fait que la production raccordée aux GRD et les pertes de réseaux des GRD ne sont pas prises en compte dans le relevé de l'électricité transitant uniquement par le réseau Elia.

⁷³ Plus 24 heures en 2008 et 2012, car ce sont deux années bissextiles.

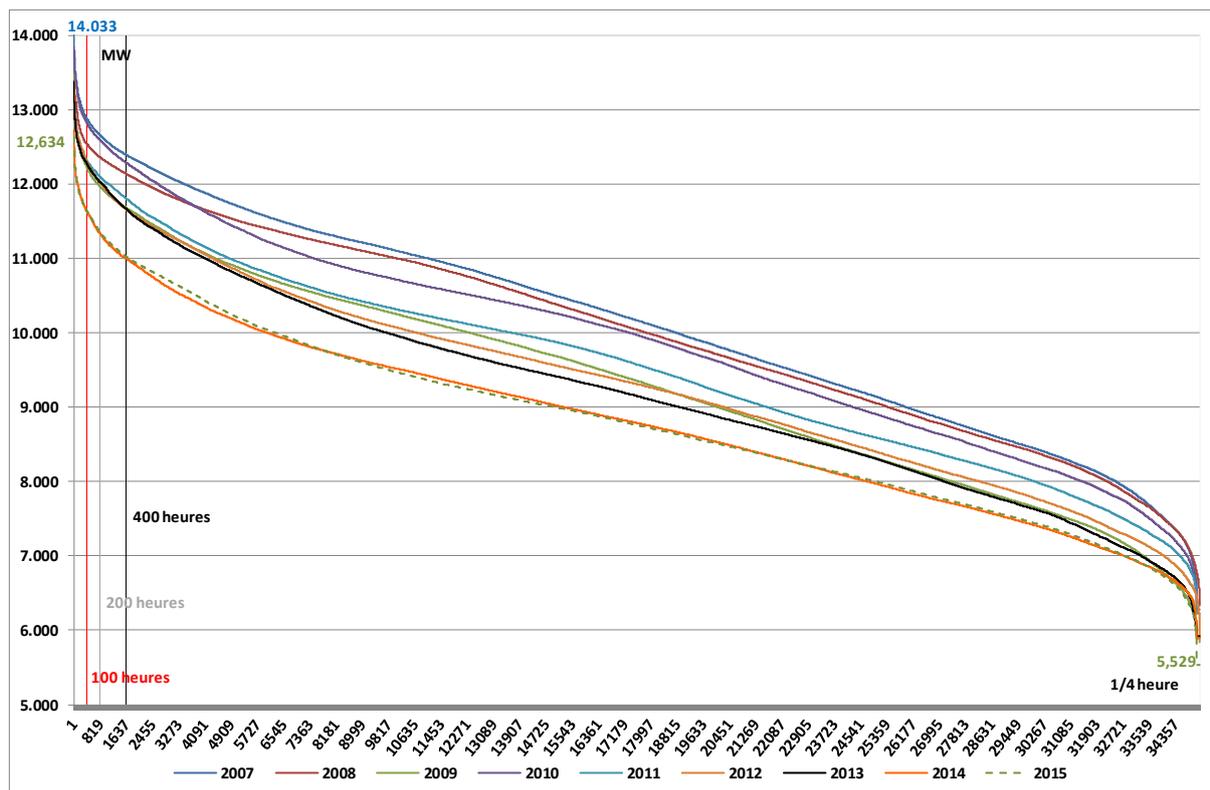


Figure 32: Monotones de consommation électrique des années 2007 à 2015 dans la zone de réglage d'Elia (Sources : Elia, CREG)

La puissance moyenne prélevée entre 2007 et 2015 est de 9.400 MW environ (8.802 MW en 2015). La *baseload* peut être estimée sur la même période, en moyenne, à un peu moins de 6.000 MW pendant les 8.760 heures de l'année.

Le Tableau 27 reprend le prélèvement électrique total des années 2007 à 2015, ainsi que les puissances maximales et minimales demandées au cours de ces années. Au total en 2015, la consommation d'électricité dans la zone de réglage Elia s'élevait à 77,2 TWh, soit un niveau similaire à celui de 2014. Il s'agit, avec l'année 2014, de la consommation la plus basse des 9 dernières années. A la situation économique s'ajoutent, pour expliquer cette baisse, notamment les évolutions techniques pour l'utilisation plus rationnelle de l'énergie et l'importance croissante de la production décentralisée, comme par exemple celle générée par les panneaux solaires et les éoliennes.

Consommation	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5	83,3	81,7	80,5	77,2	77,2
Puissance maximale demandée (MW)	14.033	13.431	13.513	13.845	13.201	13.369	13.385	12.736	12.634
Puissance minimale demandée (MW)	6.378	6.330	5.895	6.278	6.232	5.845	5.922	5.889	5.529
Baseload (TWh)	55,9	55,6	51,6	55,0	54,6	51,3	51,9	51,6	48,4
% baseload	63%	63%	63%	64%	66%	63%	64%	67%	63%

Tableau 27: Consommation (TWh) et puissance demandée (MW) entre 2007 et 2015 (Sources : Elia, CREG)

La puissance maximale demandée s'élève à 12.634 MW en 2015, le niveau le plus faible de la période étudiée. Le prélèvement minimal d'électricité en 2015 est de 5.529 MW, soit également le niveau le plus faible de la période sous revue. Le prélèvement *baseload* s'élève, quant à lui, à 48,4 TWh, ou 62,7 % de la consommation totale, niveau le plus bas des 9 dernières années, mais correspond plus ou moins aux années précédentes.

La figure 33 illustre l'évolution de la puissance prélevée annuelle moyenne et maximale dans la zone de réglage Elia ainsi que leur droite de tendance. Il en découle que la puissance prélevée moyenne d'électricité baisse d'environ 1,6 % par an depuis 2007.



Figure 33: Evolution des puissances moyennes et maximales d'électricité (MW) dans la zone de réglage Elia et leurs courbes de tendance pour la période 2007-2015 (Sources : Elia et CREG)

Offre :

- *Parc de production belge :*
 - *Centrales nucléaires :*

La Belgique possède 7 réacteurs nucléaires répartis sur deux sites (Doel et Tihange) offrant une capacité théorique de production totale de 5.926 MW fin 2015. Le Tableau 28 donne un aperçu des 7 centrales et de leur puissance maximale (Pmax) respective ainsi que leur actionariat.

Parc nucléaire	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Total	
2015 (MW)	433	433	1.006	1.038	962	1.008	1.046	5.926	100,0%
dont: Electrabel	100,0%	61,7%	89,8%	89,8%	30,9%	89,8%	89,8%	4.677	78,9%
EDF			10,2%	10,2%	50,0%	10,2%	10,2%	899	15,2%
E.ON	0,0%	38,3%			19,1%			350	5,9%

Tableau 28 : Ventilation des puissances maximales des centrales nucléaires entre leurs propriétaires (Electrabel et EDF⁷⁴) et / ou bénéficiaires de droits de tirage dont E.ON au 31 décembre 2015⁷⁵ (Source : CREG)

Electrabel est le responsable d'équilibre (ARP) pour les 7 centrales, mais ne dispose pas de la totalité de l'énergie produite. Le tableau 28 donne un aperçu de l'actionnariat du parc nucléaire belge. Celui-ci intègre notamment l'accord entre Electrabel et E.ON de début novembre 2009, relatif notamment aux droits de tirage (*drawing rights swap*). La capacité de production maximale mentionnée de 5.926 MW est celle qui est théoriquement disponible en décembre 2015. Il en ressort que la part d'Electrabel (EBL) dans la capacité nucléaire est passée de 89,06 %⁷⁶ avant février 2009 à 76,1 % à la fin de l'année 2015.

Les centrales de Doel 1 & 2, qui devaient être fermées dans le courant de l'année 2015, ont été prolongées de dix ans supplémentaires par la loi du 28 juin 2015⁷⁷ modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique. Tihange 1 est également prolongée jusqu'en 2025.

o Centrales de pompage :

La Belgique compte 2 sites équipés de centrales de pompage : Coe, dont la capacité de production maximale s'élève à 1.216 MW et Plate Taille, plus petite, dont la capacité de production maximale s'élève à 141 MW.

La première centrale est à la disposition d'Electrabel et la seconde de Lampiris. Il s'agit d'unités qui produisent de l'électricité à partir d'eau préalablement pompée vers un bassin situé en amont à l'aide de turbines et ensuite la déversent dans un bassin situé en aval. Le volume des

⁷⁴ « EDF Belgium détient 63,5% des actions d'EDF Luminus. Cette société opère actuellement dans un contexte économique difficile avec des prix de l'énergie à la baisse dans un marché très concurrentiel. Par ailleurs, le futur de la participation nucléaire d'EDF Luminus dans Doel 3 et Tihange 2 est incertain suite à l'arrêt de ces unités. De ce fait, une réduction de valeur sur la participation dans EDF Luminus a été enregistrée pour une valeur de 567,8 M€ » (source rapport de gestion (C8) des comptes annuels 2014 déposés auprès de la Banque Nationale).

⁷⁵ selon l'Asset Swap Transaction Agreement et Drawing Rights Swap Transaction Agreement entre, d'une part Electrabel et, d'autre part E.ON. Les droits de tirage de Doel 1 sont échus depuis janvier 2015 et ceux de Doel 2 et Tihange 1 arriveront à échéance respectivement en janvier et avril 2016.

⁷⁶ Voir l'étude de la CREG (F)130530-CDC-1247 du 30 mai 2013 au paragraphe 4.

⁷⁷ Art. 4/2. § 1er. Le propriétaire des centrales nucléaires Doel 1 et Doel 2 verse à l'Etat fédéral, jusqu'au 15 février 2025 pour Doel 1 et jusqu'au 1^{er} décembre 2025 pour Doel 2, une redevance annuelle en contrepartie de la prolongation de la durée de permission de production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires.

bassins est limité. De ce fait, l'énergie pouvant être livrée est également limitée. Lorsque l'eau est pompée (souvent la nuit), l'unité consomme de l'électricité à un coût moindre que son prix de vente. En effet, les turbines sont (souvent) en fonctionnement pendant les heures de pointe. En 2015, elles ont produit 1.099 GWh, en baisse de 5,9% par rapport à 2014. Cette production est la plus faible depuis 2007.

- *Turbines gaz-vapeur (TGV) :*

En 2015, dans la zone de réglage Elia, il y avait 9 grandes centrales TGV⁷⁸, dotées chacune d'une puissance d'environ 400 MW⁷⁹. Une centrale TGV (Turbine Gaz Vapeur) possède une ou deux turbines à gaz et une turbine à vapeur. Les turbines à gaz sont actionnées par les gaz d'échappement chauds générés par la combustion du gaz naturel. Après la mise en marche de la turbine à gaz, la chaleur résiduelle des gaz d'échappement est partiellement récupérée afin de produire de la vapeur actionnant la turbine à vapeur. La chaleur résiduelle permet d'augmenter le rendement moyen d'une telle centrale à 50-55 % et pour les TGV les plus récentes, même parfois au-delà de 60 % (sans récupération de chaleur de condensation (PCI)⁸⁰). Ces rendements moyens ne sont obtenus que lorsque les unités tournent à leur puissance maximale. Si les centrales doivent produire à une puissance moindre, le rendement instantané diminue sensiblement. Les centrales TGV sont des unités de production relativement flexibles et sont également utilisées dans la zone de réglage d'Elia pour les réserves secondaires.

Le Tableau 29 ci-dessous donne un aperçu des 8 plus grandes centrales TGV dans la zone de réglage Elia avec leur capacité de production et leur propriétaire. La capacité de production totale de l'ensemble de ces centrales est de 3.269 MW. L'unité de Marcinelle (405 MW) est la plus récente des grandes centrales TGV, opérationnelle depuis 2012. Par rapport à il y a deux ans, trois unités (Vilvoorde, Seraing et Esch-Sur-Alzette (Twinerg)) font partie de la réserve stratégique. La capacité de production en 2015 s'établit à 3.269 MW, soit un niveau inférieur à celui de la fin de l'année 2014 qui s'élevait à 3.645 MW.

⁷⁸ La centrale de Vilvoorde (1^{er} janvier 2014), anciennement TGV, est devenue une TG en 2014 et a été versée dans les réserves stratégiques, tout comme Seraing (31 octobre 2014) et Twinerg (1^{er} octobre 2015).

⁷⁹ La zone de réglage Elia comprend la Belgique et une partie du Grand-Duché de Luxembourg, qui comptabilise une unité TGV (Esch-Sur-Alzette). Par conséquent, le territoire belge ne compte que 8 unités TGV.

⁸⁰ Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible sous forme de chaleur sensible, à l'exclusion de l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction.

Grandes TGV (\pm 400 MW) dans la zone de réglage Elia		
Propriétaire	Unité	MW
Electrabel	AMERCOEUR 1	420
Electrabel	DROGENBOS	460
Electrabel	HERDERSBRUG	460
Electrabel	SAINT-GHISLAIN	350
Electrabel 50% / BASF 50%	ZANDVLIET POWER	395
EdF/SPE	RINGVAART	357
T-Power	T-POWER	422
Enel	Marcinelle Energie	405
Total Electrabel		1.888
Total EdF/SPE		357
Total		3.269

Tableau 29 : les 8 plus grandes centrales TGV (+/- 400 MW) de la zone de réglage Elia, sans les trois centrales de la réserve stratégique
Source : CREG

Au fil des années, le nombre de TGV dont dispose le marché a été porté de 8 TGV jusqu'en février 2009 à 11 TGV à partir de février 2012 pour redescendre depuis, à 8 TGV dans le courant de l'année 2015.

Compte tenu du contexte économique et environnemental moins favorable aux centrales au gaz – crise du parc nucléaire belge excepté - depuis plusieurs années, plusieurs producteurs d'électricité ont, soit annoncé des fermetures, soit retiré du marché des centrales au gaz afin de les placer dans la réserve stratégique. Le CSS (clean spark spread) est utilisé pour évaluer la rentabilité économique d'une centrale au gaz.

- *Evolution du parc de production belge:*

Plusieurs producteurs ont fermé des centrales en 2015 et ont annoncé une série de fermetures supplémentaires, soit temporairement soit définitivement, comme la figure 34 l'illustre.

Celle-ci reflète d'une part, le cumul des mises effectives à l'arrêt de centrales électriques entre décembre 2013 et avril 2016 et d'autre part, les mises à l'arrêt annoncées de mai 2016 à décembre 2016 inclus. Les arrêts totaux pour l'année 2015 représentent 661 MW et les arrêts pour l'année 2016 devraient dépasser 1.275 MW.

Les 2 unités TGV mises à l'arrêt en 2014 ont été contractées dans la réserve stratégique pour une période de trois ans à compter du 1/11/2014. 4 unités (TGV) – totalisant 493 MW - ont également été mises à l'arrêt en 2015. Au cours de l'année 2016, 3 arrêts complémentaires (672 MW) de TGV s'ajouteront aux déjà nombreuses fermetures antérieures.

Le cadre légal relatif aux mises à l'arrêt de Doel 1 et Doel 2 prévues en 2015 a été modifié et ces deux centrales, prolongées pour une décennie, ont redémarré à la fin du mois de décembre. Les réacteurs nucléaires de Tihange 2 et Doel 3, indisponibles pendant la quasi-totalité de l'année 2015, n'ont pas été considérés comme une mise à l'arrêt.

Globalement, la figure montre qu'une capacité de production de 1.275 MW devrait encore être mise à l'arrêt l'année prochaine dont 560 MW ont déjà été annoncés.

Ces arrêts, sans investissements nouveaux nets, soulèvent des questions relatives à la flexibilité future de la production électrique à l'aube d'une utilisation plus massive des énergies renouvelables.

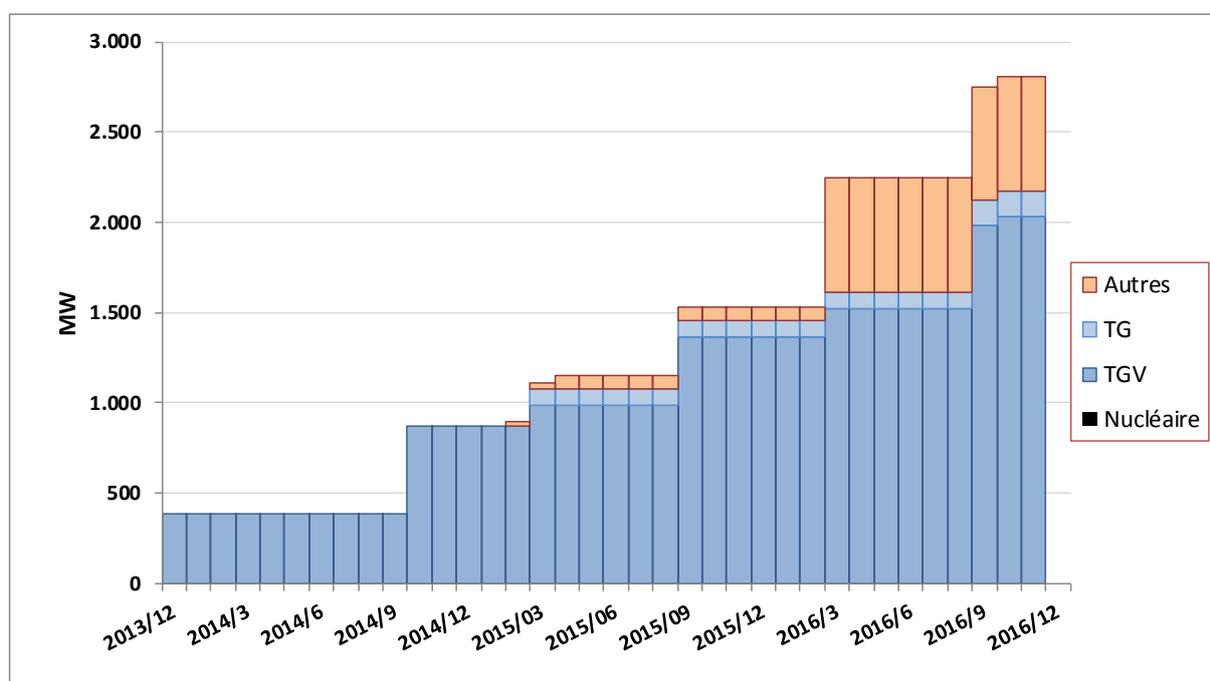


Figure 34: Mises à l'arrêt effectives jusqu'en avril 2016 et annoncées à partir de mai 2016 (Source: CREG)

- *Capacité de production par type de combustible.*

Le Tableau 3 ci-dessous fournit une estimation de la capacité théorique de production par type de combustible pour les 9 dernières années. Le mois de décembre de l'année est systématiquement pris comme période de référence.

Capacité de production (GW)									
Type de combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Nucléaire	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Gaz naturel	5,7	6,5	6,4	6,6	6,7	6,7	5,5	4,6	4,5
Centrales de pompage	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Charbon	1,5	1,5	1,5	1,2	1,3	1,0	0,7	0,7	0,7
Eolien	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,5	0,7	0,9	0,9
Autres renouvelables	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Autres	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,3	15,0	14,3	14,2

Part de marché (%)									
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
38%	36%	37%	36%	36%	36%	39%	41%	42%	
37%	40%	40%	40%	41%	41%	37%	32%	32%	
9%	9%	9%	8%	8%	9%	9%	10%	10%	
10%	9%	9%	7%	8%	6%	5%	5%	5%	
0%	0%	1%	2%	2%	3%	5%	6%	6%	
2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	
4%	3%	3%	3%	3%	2%	1%	2%	2%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Tableau 30: Parts de marché de la capacité de production électrique par type de combustible (Sources : Elia, CREG)

En 2015, les unités nucléaires⁸¹ représentent 41,8% (41,4% en 2014) de la capacité théorique⁸² de production et les unités au gaz 31,9% (32,1% en 2014). Comme décrit ci-dessus, les 8 grandes TGV encore en activité ont une capacité de production de 3,3 GW, soit plus de 72,4% des unités au gaz (4,5 GW). Depuis 2008, ces dernières avaient une capacité de production supérieure aux unités nucléaires, mais depuis 2013 cette hiérarchie s'est inversée.

Les combustibles nucléaire et gazeux représentent ensemble 73,7% de la capacité de production raccordée au réseau Elia. Les centrales de pompage et les centrales au charbon représentent respectivement 9,8% et 5,2%. Le top quatre des unités de production représente 88,7% de la capacité de production totale. L'éolien a une part de marché grandissante et atteint pour la première fois une part de marché supérieure à 6,2%. Les «autres unités renouvelables»⁸³, détiennent une part cumulée de 3,52%, le solde étant marginal, avec des parts de 1,6%.

- *Energie produite par type de combustible.*

Le Tableau 31 fournit une estimation de l'énergie produite par type de combustible pour les 9 années écoulées. L'année complète est prise en compte.

Energie produite (TWh)										Parts de marché (%)									
Type de combustible	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Nucléaire	45,9	43,4	45,0	45,7	45,9	38,5	40,6	32,1	24,8	56%	56%	53%	53%	57%	54%	58%	54%	45%	
Gaz naturel	25,0	23,0	29,8	30,0	23,5	21,3	17,6	16,2	17,3	30%	30%	35%	35%	29%	30%	25%	27%	32%	
Charbon	7,6	6,9	6,4	5,2	4,5	5,1	4,3	3,2	3,7	9%	9%	7%	6%	6%	7%	6%	5%	7%	
Centrales de pompage	1,3	1,3	1,4	1,4	1,2	1,3	1,3	1,2	1,1	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
Eolien	0,0	0,0	0,2	0,3	0,9	1,1	1,8	2,5	2,9	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%	
Autres renouvelables	1,6	1,8	1,8	2,1	2,2	2,3	2,6	2,4	2,7	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	
Autres	1,1	1,1	1,0	1,8	1,8	1,9	2,1	2,0	2,1	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	4%	
Total	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,5	54,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Tableau 31: Parts de marché de l'énergie électrique produite par type de combustible (Sources : Elia, CREG)

En 2015, les unités de production raccordées au réseau d'Elia ont généré 54,6 TWh, soit la production la plus basse des 9 années étudiées. Par rapport à 2014, il s'agit d'une baisse de 4,8 TWh, soit 8,1 % de la production, une baisse qui vient après une année 2014 qui avait déjà connu une diminution exceptionnelle de 10,9 TWh par rapport à 2013.

Pour comprendre cette forte chute de la production, il faut se tourner avant tout vers les unités

⁸¹ Les données relatives à la capacité nucléaire reprises dans les quatre tableaux ci-après tiennent compte du seul marché belge pour les sociétés Electrabel, E.ON et EDF.

⁸² Doel 3 et Tihange 2 à l'arrêt depuis 25 mars 2014 sont considérés comme faisant partie du parc nucléaire.

⁸³ Les combustibles de ces unités regroupent notamment l'eau et les déchets recyclés.

nucléaires, qui n'ont produit que 24,8 TWh en 2015 alors que 5 ans plus tôt en 2011 la production s'élevait encore à 45,9 TWh.

La production d'électricité à partir de gaz naturel inverse sa tendance à la baisse depuis plusieurs années en valeur absolue pour atteindre 17,3 TWh en 2015. En valeur relative, la part du gaz naturel atteint un peu moins du tiers de la production totale.

Les centrales alimentées au charbon⁸⁴ ont généré 3,7 TWh en 2015, ce qui représente une hausse de 16,7% par rapport à 2014. Il faut toutefois souligner qu'en 2007, la production d'électricité avec des unités alimentées au charbon était encore de 7,6 TWh.

Par type de combustible, l'énergie nucléaire (45,4%), le gaz naturel (31,7%) et le charbon (6,8%) représentent ensemble 83,9% de l'électricité totale produite en 2015 ; en 2007, le top 3 représentait encore 95,0 % de l'électricité produite totale. Cette évolution en 9 ans correspond à une baisse de 32,7 TWh, soit en valeur relative à une diminution de 39,5% de la production dite conventionnelle.

La Figure 35 reprend, sous un autre angle, une comparaison relative (%) de l'énergie électrique produite en 2015 par rapport à celle produite, en moyenne, entre 2007 et 2014 par les unités de production par type de combustible utilisé. Toutes les productions par type de combustible croissent, à l'exception du charbon et du nucléaire. La progression la plus importante est à mettre à l'actif de l'éolien.

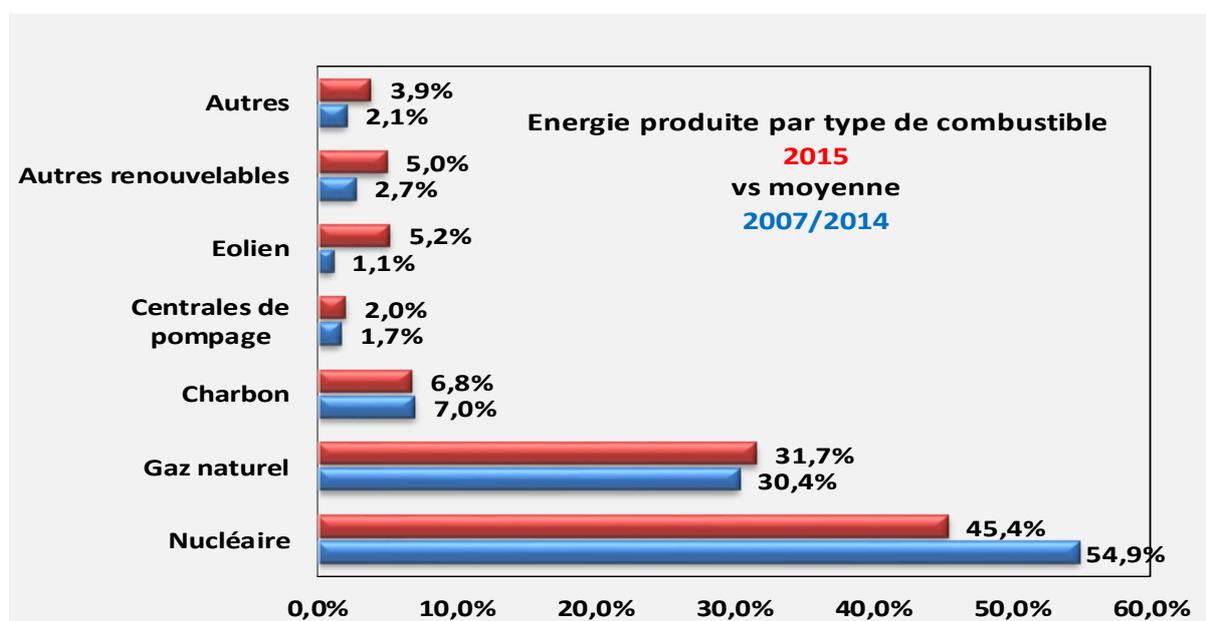


Figure 35: Comparaison relative de l'énergie électrique produite en 2015 par rapport à la moyenne produite entre 2007 et 2014 par les unités de production par type de combustible utilisé (%) (Sources : Elia et CREG)

⁸⁴ La dernière centrale au charbon Genk-Langerlo a été fermée à la fin du mois d'avril 2016.

- *Capacité de production par acteur du marché.*

Le Tableau 21 fournit une estimation de la capacité de production par acteur du marché pour les 9 années écoulées. Le mois de décembre pour chaque année est systématiquement pris comme période de référence.

Capacité de production (GW)										Part de marché (%)									
(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	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%	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%	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%	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%	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%	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%	9%
Total	15,3	16,0	16,1	16,3	16,4	16,3	15,0	14,3	14,4	100%	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

Tableau 32: Parts de marché de gros des acteurs du marché dans la capacité de production d'électricité (Sources: Elia, CREG)

Il ressort de ce tableau que l'érosion de la part de marché d'Electrabel depuis 2007 poursuit son trend baissier en 2015 elle est passée de 85,4% en décembre 2007 à 64,5 % en décembre 2015, le niveau le plus bas depuis 2007. Depuis 2011, la part de marché d'Electrabel continue à s'éroder mais à un rythme moins soutenu qu'entre 2007 et 2010.

Par rapport à 2014, la capacité de production en valeur absolue de :

- Electrabel s'est très légèrement contractée en 2015 confirmant la décroissance de sa capacité de production, amorcée en 2008 ;
- EDF-Luminus prolonge, en 2015, son lent déclin, initié en 2011.

Bien que la diminution de la capacité de production d'Electrabel depuis 2008 soit significative, elle est loin d'être suffisante pour pouvoir parler d'une structure de marché compétitive. Le Herfindahl-Hirschman Index (HHI), qui est une mesure de la concentration du marché, est, quoiqu'en légère baisse par rapport à l'année précédente, encore à 4.420⁸⁵ fin 2015. Un marché est considéré comme très concentré à partir d'un HHI de 2.000. Si la Belgique souhaite développer un marché de production compétitif, le chemin à parcourir semble encore long.

⁸⁵ Pour la détermination du HHI, les données relatives au couplage de marché – tant pour l'importation que l'exportation - n'ont pas été intégrées pour le motif que la CREG ne dispose pas de ces données.

- *Energie produite par acteur du marché.*

Le tableau 33 fournit une estimation de l'énergie produite par acteur du marché pour les 9 années écoulées. L'année entière est prise en compte pour cette évaluation ; lorsque la propriété de l'unité de production change dans le courant de l'année, ce changement est pris en compte également.

Energie produite (TWh)										Parts de marché (%)								
	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									

Tableau 33: Parts de marché de gros des acteurs du marché dans l'énergie produite (Sources : Elia, CREG)

Les données témoignent, pour la cinquième année consécutive, d'une baisse de la production totale. Selon ces données, 54,6 TWh ont été produits en 2015 contre 59,6 TWh en 2014, soit une diminution de 8,1 % par rapport à 2014 et de 36,8 % par rapport à 2010, année ayant connu la production la plus importante de la période sous revue.

Electrabel a produit 35,4 TWh en 2015, soit 4,3 TWh en moins qu'en 2014 et 35,8 TWh en moins qu'en 2007. La part de marché d'Electrabel s'établit en 2015 à 64,8 %, soit le niveau le plus bas des 9 dernières années. L'une des principales raisons de la baisse de la production d'Electrabel et de l'ensemble de la zone de réglage Elia est l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires. Si ces centrales avaient été disponibles, la production d'électricité nucléaire supplémentaire, à puissance maximale, aurait été, en 2014 et 2015, de 14 à près de 21 TWh/année plus élevée, dont presque 76 % pour Electrabel et 20 % pour EDF-Luminus.

Sécurité opérationnelle du réseau :

ALEGrO : Les réseaux électriques à haute tension autour d'Aix-la-Chapelle en Allemagne et autour de Liège en Belgique sont relativement bien développés et proches l'un de l'autre mais ils ne sont pas encore directement reliés. C'est pourquoi les deux GRT d'électricité de part et d'autre de la frontière, Elia (Belgique) et Amprion (Allemagne), ont pris la décision de construire une liaison souterraine en courant continu entre leurs deux réseaux de transport.

Cette liaison liera Aachen Liège Electric Grid Overlay. Elle utilisera la technologie du courant continu et sera enterrée sur tout le tracé. Le démarrage des travaux est prévu pour fin 2017, avec une durée approximative de 2 ans pour l'ensemble du chantier, de la construction de la station de conversion au placement des câbles sur l'ensemble du tracé. La mise en service de l'interconnexion est prévue à l'horizon 2019-2020.

Le projet ALEGrO permettra de renforcer la capacité d'importation et d'exportation entre les deux pays ;

- de diminuer le risque de déséquilibre entre la production disponible et les besoins de consommation ;
- d'améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- de permettre la circulation de l'énergie renouvelable ;
- d'ouvrir le marché de l'électricité à plus de concurrence, avec un effet positif sur les prix de l'électricité, au bénéfice des entreprises et de la communauté.

Le 3 décembre 2015, le Gouvernement wallon a adopté la révision définitive des plans de secteur de Liège et de Verviers-Eupen portant sur l'inscription d'un périmètre de réservation pour l'infrastructure du projet ALEgRO.

BRABO : Le projet Brabo s'inscrit dans le cadre du renforcement du réseau électrique belge et est capital pour garantir l'approvisionnement de l'ensemble de la Belgique et, plus particulièrement, de la zone portuaire d'Anvers. Ce projet concerne, d'une part, l'augmentation de la capacité d'importation depuis les Pays-Bas, avec les projets suivants en cours à Zandvliet et Doel :

- installation d'un transformateur déphaseur supplémentaire à Zandvliet à la frontière avec les Pays-Bas ;
- transformation de la ligne 150 kV existante entre Zandvliet et Doel en une ligne 380 kV. Elia prévoit également l'installation d'une nouvelle ligne à haute tension 380 kV entre les postes à haute tension de Zandvliet et Lillo et le poste à haute tension Mercator (commune de Kruibeke).

La construction de cette nouvelle ligne nécessitera d'ériger de nouveaux pylônes et portiques. Le tracé prévoit de traverser l'Escaut depuis Lillo, en direction du Liefkenshoek (rive gauche) où la ligne sera ensuite raccordée à la ligne 150 kV existante (portée à cet effet à 380 kV) jusqu'au poste à haute tension Mercator (commune de Kruibeke).

En mars 2015 les autorités flamandes ont approuvé la version finale du plan-MER (étude des incidences environnementales) de la liaison à haute tension Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek. La prochaine étape du projet est la fixation définitive du plan d'aménagement régional (GRUP).

En novembre 2015 un nouveau transformateur déphaseur vient d'être mis en service à Zandvliet, et ce 6 mois plus tôt qu'initialement prévu. Il s'agit du 4ème transformateur de ce type installé à la frontière avec les Pays-Bas, pour permettre à Elia de mieux gérer les phases critiques durant la période hivernale. Grâce à ce 4ème déphaseur, l'électricité importée des Pays-Bas peut être mieux répartie dans le réseau, améliorant considérablement la fiabilité du réseau à haute tension. Ceci était nécessaire pour pouvoir importer plus d'électricité depuis les Pays-Bas.

Autres projets : Pour les autres projets de réseau le lecteur est renvoyé au site web d'Elia : <http://www.elia.be/fr/projets/projets-reseau>

3.7.2 Monitoring les investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement;

L'article 5 de la loi du 26 mars 2014 modifiant la loi électricité a prévu l'introduction d'un mécanisme de réserve stratégique⁸⁶. La réserve stratégique est destinée à garantir, jusqu'à un certain niveau, la sécurité d'approvisionnement électrique pendant les périodes hivernales. Elle se compose en partie d'unités de production ayant notifié leur mise hors service et en partie de la gestion de la demande. Pour déterminer le volume de réserves stratégiques requis, le gestionnaire de réseau réalise une analyse probabiliste des besoins en capacité de production, afin de pouvoir atteindre les critères LOLE (*Loss of load expectation*) fixés par la loi. Sur base de cette analyse, la Direction Générale de l'Énergie remet un avis au ministre, qui donne ensuite instruction à Elia de contracter un volume donné. Pour la période hivernale 2014-2015, le ministre avait, sur la base de l'arrêté ministériel du 16 juillet 2014, donné instruction à Elia de contracter 1.200 MW. Pour la réserve stratégique, Elia a contracté en 2014, 750 MW de capacité de production (485 MW pour l'unité TGV de Seraing et 265 MW pour l'unité transformée TG de Vilvoorde) pour une période de 3 ans, et près de 100 MW en gestion de la demande pour une période d'un an.

Pour la période hivernale 2015-2016, un arrêté ministériel du 15 janvier 2015 a donné instruction à Elia de constituer, à partir du 1^{er} novembre 2015, une réserve stratégique pour

⁸⁶ Le 29 avril 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête sectorielle dans 11 pays, dont la Belgique, sur des mécanismes visant à garantir l'approvisionnement en électricité. Le 13 avril 2016, le rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité dans le secteur de l'électricité a mis en lumière d'importantes lacunes.

un volume complémentaire de 2.750⁸⁷ MW par rapport aux 750 MW déjà contractés. Les coûts liés à la mise en œuvre de la réserve stratégique, y compris les coûts de gestion et de développement, sont couverts par une surcharge tarifaire facturée par Elia aux utilisateurs de son réseau, dont le montant est approuvé par la CREG⁸⁸.

Dans les rapports précédents il a été fait état des développements en matière d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité, au sens de l'article 5 de la loi électricité⁸⁹. Un tel appel d'offres a été lancé suite à la publication d'un arrêté ministériel du 18 novembre 2013.

L'accord de gouvernement fédéral du 9 octobre 2014 mentionne à cet égard qu'afin de respecter les règles européennes, l'opportunité de l'appel d'offres en cours pour les nouvelles centrales au gaz sera revue.

Suite à la notification de cet appel d'offres par la Belgique à la Commission européenne, en vue de recevoir son aval sur la compatibilité du mécanisme choisi avec la réglementation européenne relative aux aides d'État, la Commission européenne en a dressé une évaluation préliminaire relativement critique. Suite à cette évaluation, la ministre de l'Énergie a décidé d'arrêter la procédure d'appel d'offres. Elle s'est basée à cet effet sur l'article 14 du cahier des charges de l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle ouvert ou cycle combiné au gaz en Belgique afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, établi par la direction générale de l'Énergie et publié en janvier 2014, qui prévoit que : « La DG Énergie se réserve le droit de retirer l'appel d'offres si l'incitant financier [...] est déclaré comme une aide d'État illégale par la Commission européenne. »

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.

⁸⁷ Elia a reçu des offres pour un volume de 1.312,8 MW, dont seulement 804,8 MW étaient conformes aux conditions du cahier de charges. De ces 804,8 MW, 358,4 MW résultent de la diminution de la demande et 446,4 MW proviennent de la production contractée par Elia pour la période hivernale 2015-2016.

⁸⁸ Voir la décision (B)140605-CDC-1330 - <http://www.creg.be/fr/producte9.html>

⁸⁹ Article 5, § 1 Sans préjudice des dispositions visées à l'article 21, alinéa 1er, 1° et 2°, le ministre peut recourir à la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas suffisamment assurée par :

- 1° la capacité de production en construction; ou
- 2° les mesures d'efficacité énergétique; ou
- 3° la gestion de la demande.

L'appel d'offres doit prendre en considération les offres de fourniture d'électricité garanties à long terme qui émanent d'installations de production d'électricité existantes, pour autant qu'elles permettent de couvrir les besoins supplémentaires.

La durée des centrales nucléaires Doel 1 et Doel 2 a été prolongée par la loi du 28 juin 2015 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique⁹⁰.

Enfin, la CREG a également réalisé une étude⁹¹ 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.

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.

3.7.3 Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

- *Période hivernale 2014-2015 :*

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

⁹⁰ Moniteur belge du 6 juillet 2015.

⁹¹ Étude (F)150604-CDC-1422 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.

Le 15 septembre 2015, la CREG a publié une étude⁹² 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.

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 représentants le 27 octobre 2015.

⁹² Étude (F)150910-CDC-1454 concernant la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015.

- *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 1er 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 1er 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.

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », fixé par la CREG et entré en vigueur le 1er février 2015, il s'élève à 0,6110 euro/MWh prélevé net.

4 Le marché du gaz naturel

4.1 Régulation du réseau

4.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

4.1.1.1 Fluxys Belgium

Suite à la décision du 27 septembre 2012 relative à la demande de certification de la SA Fluxys Belgium, Fluxys Belgium a levé l'option d'achat relative à la conduite rTr en janvier 2015 et en est devenue propriétaire 15 septembre 2015.

Dans le cadre de l'intégration des réseaux belges et luxembourgeois, Fluxys Belgium et Creos, le GRT luxembourgeois, ont fondé, le 7 mai 2015, la société Balansys, entreprise commune dans laquelle ces deux sociétés détiennent chacune une participation de 50%.

Au niveau du groupe Fluxys, certaines modifications sont intervenues en 2015. Le 7 décembre 2015, Fluxys Belgium a repris les services de trading d'Huberator (filiale de Fluxys Europe à 90%), lui permettant d'élargir son offre de services aux affréteurs à partir de 2016. Les 10% restants demeurent la propriété de Gasbridge 1 et Gasbridge 2, dans lesquelles Fluxys Europe et Snam détiennent chacune une participation de 50%.

Fluxys Europe et Enagas ont convenu le 23 mars 2015 d'acquérir chacune 50% de Swedegas d'Eq Infrastructure Limited. Swedegas détient quelque 600 km de canalisations haute pression ainsi que l'installation de stockage souterrain de gaz Skallen située en Suède.

Le 29 décembre 2015, Fluxus Europe a cédé la totalité de sa participation de 25% dans Interconnector (UK) Limited à Fluxys UK Limited, filiale à 100% de Fluxys Europe. Par ailleurs, Fluxys Europe a créé une nouvelle filiale (Fluxys Interconnector Limited) qui détient une participation de 10% dans Interconnector (UK) Limited.

4.1.1.2 *Interconnector (UK) Limited*

Par décision du 11 juillet 2013, la CREG a approuvé la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited (ci-après : « IUK ») sous réserve toutefois de certaines conditions qu'IUK devait remplir avant le 3 mars 2015.

Étant donné que toutes ces conditions n'allaient pas être remplies au 3 mars 2015, la CREG a ouvert, le 26 février 2015, une procédure de certification à l'égard d'IUK, en concertation avec l'Ofgem, l'autorité de régulation britannique. Le 18 juin 2015, la CREG a rendu un projet de décision dans ce cadre et l'a transmis pour avis à la Commission européenne. Celle-ci a rendu son avis le 20 août 2015. Le 9 octobre 2015, la CREG a adopté une décision finale favorable⁹³ concernant la certification d'IUK. Les parts de Gazprom ont été cédées à Fluxys Interconnector Limited le 17 décembre 2015.

L'actionnariat d'IUK se composait comme suit à la fin 2015 : Fluxys (UK) Limited (25%), Caisse de Dépôt et Placement du Québec (23,5%), Gasbridge 1 (15,75%), Gasbridge 2 (15,75%), CDP Groupe Infrastructures Inc. (10%) et Fluxys Interconnector Limited (10%).

4.1.2 Réseaux fermés industriels

En 2015, la CREG n'a pas reçu de demandes relatives à des réseaux industriels fermés pour le gaz naturel.

4.1.3 Dissociation des gestionnaires de réseau de distributions

a) Région flamande

Le lecteur est renvoyé à la section 3.1.3 du présent rapport.

En 2015 11 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz.

b) Région wallonne

Suite aux modifications intervenues en 2015, les réseaux de distribution de gaz en Région wallonne sont gérés par 3 entités distinctes, dont 2 ne font pas partie d'une entreprise verticalement intégrée. Suite à la restructuration et au développement des activités du groupe

⁹³ Décision finale (B)151009-CDC-1429 relative à l'ouverture d'une procédure de certification à l'égard d'INTERCONNECTOR (UK) Limited.

PUBLIFIN (dont fait partie le GRD RESA Gaz), la question de la qualification d'entreprise verticalement intégrée est en cours d'examen par la CWaPE (voir ci-dessus point 3.1.3. b)).

c) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.1.4 Réseaux fermés professionnels

a) Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 3.1.4 du présent rapport.

En Flandre, le VREG n'a reconnu aucun réseau de distribution de gaz fermé en 2015.

b) Région wallonne

Le décret du 21 mai 2015 modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, organise le régime applicable aux réseaux fermés professionnels de gaz.

La date d'entrée en vigueur des mesures applicables à ces réseaux est le 12 juin 2015. Certaines mesures devront néanmoins faire l'objet d'un Arrêté d'exécution du Gouvernement wallon (conditions, modalités et procédure d'octroi de l'autorisation individuelle visée ci-dessous).

L'article 2, 17°bis du décret du 19 décembre 2002 définit le réseau fermé professionnel comme le réseau qui ne constitue pas une conduite directe et sur lequel un gestionnaire de réseau ne dispose ni d'un droit de propriété, ni d'un droit lui en garantissant la jouissance, et qui distribue du gaz à l'intérieur d'un site industriel, commercial ou de partage de services géographiquement limité, qui peut accessoirement approvisionner un petit nombre de clients résidentiels employés par le propriétaire du réseau, ou associés à lui de façon similaire et situés dans la zone desservie par le réseau et dans lequel, soit :

- pour des raisons spécifiques ayant trait à la technique ou à la sécurité, les opérations ou le processus de production des utilisateurs de ce réseau sont intégrés ou étaient historiquement intégrés ;
- le gaz est fourni essentiellement pour leur propre consommation au propriétaire ou au gestionnaire du réseau fermé professionnel ou aux entreprises qui leur sont liées.

Une distinction est opérée entre les réseaux existants et ceux n'existant pas au moment de l'entrée en vigueur des mesures applicables en la matière, soit le 12 juin 2015.

Sur les premiers pèse une obligation de déclaration, tandis que les seconds sont soumis à autorisation par la CWaPE.

Au 31 décembre 2015, 11 réseaux fermés professionnels de gaz s'étaient déclarés à la CWaPE. Aucun nouveau réseau fermé professionnel n'a été autorisé.

c) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.2 Fonctionnement technique

4.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

Les développements relatifs au nouveau modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1er octobre 2012 repris dans le Rapport National de la Belgique 2015 reste d'actualité en 2015.

D'autre part, la loi du 8 juillet 2015 a modifié la loi gaz en vue de permettre la création, par le GRT Fluxys Belgium, d'une entreprise commune chargée de l'équilibrage commercial sur une zone regroupant plusieurs territoires nationaux. Le lecteur est renvoyé au point 2 du présent rapport.

La création d'une zone d'équilibrage plus large que le territoire national, a pour but d'intégrer les marchés gaziers de Belgique et du Luxembourg (projet BeLux). Elles portent sur :

- la suppression de toutes les dispositions relatives à l'équilibrage;
- la suppression des points d'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg de la liste des points d'interconnexion pour la commercialisation de la capacité;
- l'introduction de quelques adaptations de texte limitées aux dispositions relatives au service de conversion de la qualité;
- la suppression du service de reshuffling;
- l'adaptation du processus de facturation par l'introduction du « self billing »;

- la révision de l'annexe F du règlement d'accès pour le transport, concernant le plan de gestion des incidents.

Dans ce cadre, Fluxys Belgium a soumis le 13 mai 2015 à la CREG une proposition de modification du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et au programme de transport de gaz naturel approuvée par la CREG le 26 mars 2015⁹⁴, ainsi que le rapport de consultation y afférents. Ces modifications étaient indispensables pour pouvoir continuer à garantir à partir du 1er octobre 2015, dans l'attente de l'entrée en vigueur du cadre légal requis pour l'intégration des régimes d'équilibrage des marchés du gaz de Belgique et du Luxembourg, l'équilibre du réseau par l'implémentation de mesures de transition dans le cadre desquelles Fluxys Belgium continue à assumer l'ensemble des engagements et des tâches liées à l'équilibrage. Dans ce cadre, Fluxys Belgium a également soumis à la CREG une nouvelle proposition de modification du contrat standard pour le transport de gaz naturel pour remplacer la proposition de modification du contrat standard pour le transport de gaz naturel soumise initialement.

Toutes ces modifications ont fait l'objet d'une large consultation du marché par Fluxys Belgium. La CREG a décidé⁹⁵ d'approuver les modifications proposées par Fluxys Belgium, à l'exception de certains articles spécifiques. Sous réserve de certaines conditions suspensives, la CREG a décidé en outre que les dispositions approuvées entreront en vigueur à la date de lancement du projet d'intégration BeLux le 1er octobre 2015.

Services auxiliaires:

Comme le modèle « *Market Based Balancing* » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire n'était nécessaire dans le courant de l'année 2015.

4.2.2 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

- a) Niveau fédéral

⁹⁴ Décision (B)150326-CDC-1414 relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1 et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

⁹⁵ Décision (B)150520-CDC-1420 relative aux modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel.

En exécution de l'article 133 du code de bonne conduite, le GRT implémente un système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis.

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de:

- fréquence des interruptions et/ou réductions ;
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions ;
- cause de et le remède pour ces interruptions et/ou réductions;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2015, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

b) Région flamande

Les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel flamands ont maintenu en 2015 un niveau de qualité technique élevé en ce qui concerne la disponibilité, la composition et la pression du gaz naturel distribué.

L'indisponibilité est principalement imputable à des travaux effectués sur le compteur à gaz ou sur le branchement selon le calendrier du gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.

Cette indisponibilité nécessaire n'a en principe pas d'impact majeur sur le confort de l'utilisateur. Les travaux sont annoncés à l'avance et/ou se font en concertation avec les clients finals.

L'indisponibilité moyenne théorique par client était de 4 minutes et 4 secondes en 2015 (contre 5 minutes et 14 secondes en 2014). Elle résulte principalement d'une baisse du nombre de travaux prévus.

L'indisponibilité des dernières années est conforme aux chiffres pour l'étranger.

Une nouvelle fois, les clients se plaignent surtout de la qualité des travaux réalisés par le gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel (ou son entrepreneur). Ce point demeure très important pour améliorer la qualité du service fourni au client.

- Eandis compte 325 plaintes pour 100.000 clients
- Infrac compte 342 plaintes pour 100.000 clients

c) Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2 c) ci-dessus.

d) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.2.3 Le temps prix par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations

a) Niveau fédéral

Raccordement :

Conformément à la loi gaz, la CREG est chargée de la surveillance du temps pris par le GRT de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les réparations.

Fin 2015, le réseau de Fluxys comptait 229 raccordements directs à des consommateurs industriels, des centrales électriques et des installations de cogénération. Au cours de l'année, 4 nouveaux raccordements sont venus s'ajouter pour Burgo Ardennes, Vopak Antwerpen, Ecopower Ham et Praxair Lillo et un pour la distribution publique. Les réalisations de ces nouveaux raccordements ont duré 41, 53, 23, 29 et 33 mois respectivement.

Réparations :

Contrairement aux années précédentes, il n'y a pas eu en 2015 de réparations relatives à des accidents ou des incidents, uniquement des réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Les douze réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter l'impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour) et ont été exécutées en collaboration avec le client final et/ou les shippers concernés).

b) Région flamande

Raccordements :

En matière de gaz, les délais de raccordement sont les suivants⁹⁶:

⁹⁶ Règlement technique, Section III.3.3.

- *Raccordement 'simple'* (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement;
- *Raccordement 'pas simple'*: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou production de gaz renouvelable ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation;

Réparations :

Pour 2015, la durée d'interruption à cause de travaux non-planifiés et incidents était de 0,77 minutes.⁹⁷

Indemnisations:

Tout d'abord sont d'application les règles de responsabilité de droit commun. Cela implique que l'utilisateur du réseau doit démontrer la faute du gestionnaire de réseau et la causalité entre la faute et le dommage que l'utilisateur du réseau a subi.

En plus du droit commun, la législation flamande⁹⁸ prévoit depuis 2015 la possibilité d'indemnisation forfaitaire, à savoir si l'utilisateur de réseau a commandé un (nouveau) raccordement au réseau de distribution et si le délai pour exécuter le (nouveau) raccordement, défini par les règlements techniques ou convenu contractuellement, est dépassé, le gestionnaire de réseau de distribution est redevable, depuis le 1^{er} janvier 2015, une indemnité par jour de dépassement du délai. L'indemnité n'est pas redevable si le gestionnaire de réseau de distribution démontre qu'il n'a pas pu éviter le retard du (nouveau) raccordement.

c) Région wallonne

Raccordements :

En Région wallonne, les délais de raccordement sont les suivants⁹⁹ :

- pour les raccordements standards et simples : 30 jours ouvrables à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de

⁹⁷ (sum of all customer interruption durations) / (total number of customers served)

⁹⁸ Décret sur l'Energie, Art. 4.1.11/3 et Art. 4.1.11/5

⁹⁹ Article 25 ter du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz (Moniteur belge 11 février 2003)

réseau, si les différents permis et autorisations sont en possession de ce dernier (lorsque la situation de la canalisation de distribution nécessite des travaux en voirie, ou une extension du réseau, le délai est porté à 60 jours ouvrables);

- pour les raccordements non-simples et lorsque la capacité souscrite est égale ou supérieure à 250m³/h : délai indiqué dans le contrat de raccordement.

La législation wallonne prévoit divers mécanismes d'indemnisation forfaitaire¹⁰⁰ susceptibles d'offrir aux clients wallons une réparation plus rapide que celle qui résulterait des procédures de droit commun, lorsqu'ils sont confrontés à un certain nombre de situations imputables à leur gestionnaire de réseau ou fournisseur, notamment, en cas de raccordement non effectif dans les délais imposés par la législation.

En 2015, 7 demandes d'indemnisation pour retard de raccordement ont été introduites auprès des gestionnaires de réseau. Dans un seul dossier, un gestionnaire de réseau de distribution a reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et a versé une indemnisation pour un montant total de 2.861 EUR. Trois autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

Réparations :

Concernant les réparations, aucune modification législative n'a été apportée en 2015. Pour rappel, les GRD sont entre autres soumis aux dispositions suivantes :

- mettre en œuvre tous les moyens raisonnablement exigibles pour garantir à tout moment la sécurité des personnes et des biens, et veiller à l'intégrité du réseau ;
- maintenir un service de permanence 24 h sur 24 proportionné au territoire couvert et à l'importance du risque, capable traiter les appels d'urgence et de procéder à une intervention d'urgence, avec un niveau de compétence et d'efficacité suffisants ;
- en cas de coupure non planifiée du réseau de distribution, être sur place avec les moyens appropriés afin de commencer les travaux de réparation dans les deux heures. En pratique ce seuil est décliné suivant le degré de l'urgence et, particulièrement lorsque le GRD est averti d'une situation de risque aggravé, de perception d'odeur de gaz ou de fuite, il dépêche sur les lieux sans délai les moyens adéquats afin de prendre toutes les mesures nécessaires à la préservation ou au

¹⁰⁰ Articles 25 bis et suivants du Décret du 19 décembre 2002.

rétablissement de la sécurité des personnes et des biens. Il collabore pour ce faire avec les autres services d'urgence concernés.

Pour 2015, aucun évènement particulier n'est à signaler à ce niveau.

d) Région Bruxelles-Capitale :

Raccordements :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Réparations :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.2.4 Monitoring les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Fluxys Belgium offre des services de stockage dans des unités standard et comme services additionnels. Une unité standard comprend des capacités d'injection et d'émission et la capacité de stockage. Des services additionnels peuvent être souscrites en combinaisons ou séparément.

Les services de stockage sont offerts pour des périodes multi-annuel, annuel et court-terme. Une saison de stockage s'étend du 15 avril d'une année au 14 avril de l'année suivante.

Pour la description du modèle de de stockage le lecteur est renvoyé au site web de Fluxys Belgium :

http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/Storage/StorageModel/~media/Files/Services/Storage/ConditionsAndTariffs/20140613/Fluxys_StorageProgramme_FR.ashx

La figure 36 donne un aperçu des réservations de capacité pour l'installation de stockage de Loenhout connues au 1^{er} avril 2015.

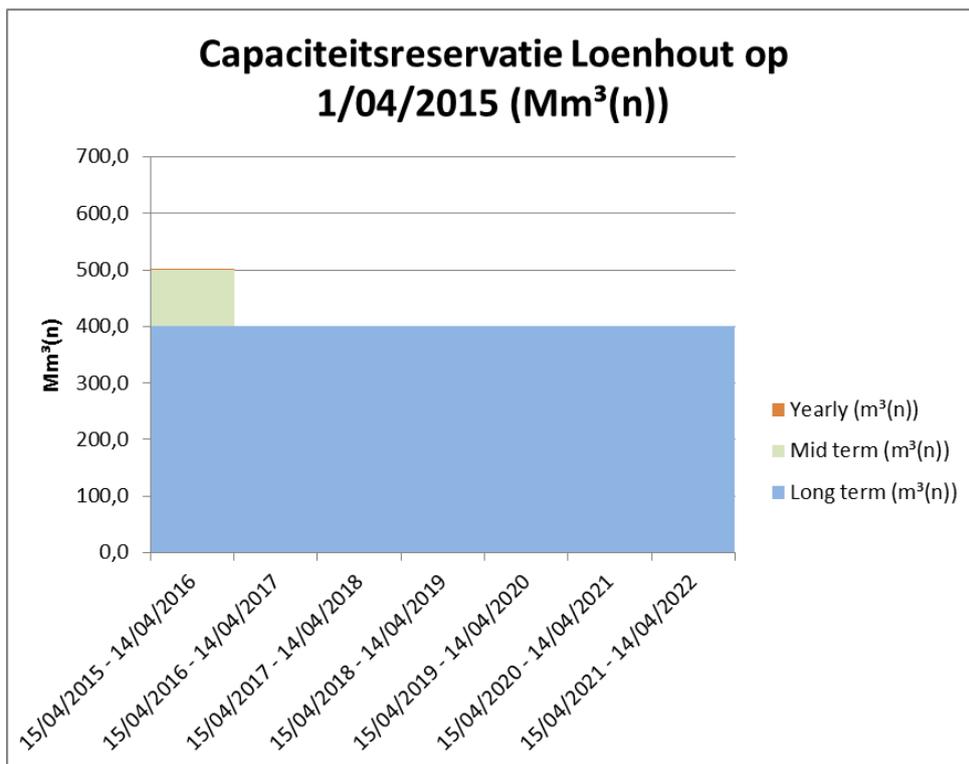


Figure 36: réservations de capacité saison 2015-2016 Loenhout

La figure montre que quasiment aucun service de stockage annuel n'avait été contracté pour la saison 2015/2016. Les réservations se limitaient à des souscriptions à moyen et long terme. Fluxys Belgium a proposé la capacité disponible restante comme services additionnels. La souscription de ces services s'est faite selon le principe First Committed First Served (FCFS). Les utilisateurs de stockage n'ont contracté qu'une très faible part de services complémentaires.

A partir du 4 mars 2016, Fluxys Belgium offre les services de stockage restants à Loenhout sous le régime « *First committed, First served* ». Les quantités restantes sont repris dans le tableau ci-dessous.

Services de stockage	Disponibilité	Quantité
Unités bundlés standards	2016-2017	120.690
Volume de stockage additionnel	2016-2017	3.273 GWh
Volume d'injection additionnel	2016-2017	83.823 m ³ (n)/h
Volume d'émission additionnel	2016-2017	177.351 m ³ (n)/h

Tableau 34 : Services de stockage disponibles sur le marché primaire

Services de stockage	Période souscrite	Equivalent de volume de stockage en mio m ³ (n)	Quantité
Annuel - services additionnelles	2015-2016	1,3	
Moyen terme	2013-2016	100,0	43103 SBU
Long terme	2012-2022	400,0	172414 SBU

Tableau 35 : Services de stockage souscrits sur le marché primaire

4.2.5 Monitoring les conditions d'accès négocié de stockage

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

4.2.6 Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2015 l'Etat belge n'a pas pris des mesures de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

4.3 Tarifs de transport et de distribution

4.3.1 Tarifs Fluxys en Interconnector (UK) Limited

Méthodologie tarifaire transport, stockage de Fluxys Belgium et GNL de Fluxys LNG :

Comme détaillé dans son le Rapport National de la Belgique 2015, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019 pour ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage de gaz naturel.

Cette méthodologie tarifaire comporte les règles que le GRT de gaz naturel, de l'installation de stockage et de l'installation de GNL doivent respecter pour la préparation, la rédaction et l'introduction de leur proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 et sur lesquelles la CREG s'est basée pour approuver les tarifs qui en découlent.

Méthodologie tarifaire d'IUK :

Le 1er octobre 2018, une grande quantité de capacité se libèrera pour le transport du gaz naturel entre la Belgique et le Royaume-Uni au moyen du pipeline sous-marin exploité par IUK. À cette fin, cette dernière a organisé une procédure de vente et une consultation au sujet de la méthodologie de tarification. La CREG et l'OFGEM, le régulateur britannique, ont approuvé cette méthodologie en juillet 2015. Plus précisément, la CREG a décidé¹⁰¹, d'une part, d'approuver la méthodologie de tarification (hors prix différenciés) d'IUK relative aux services de transport qui sont vendus avant le 1er novembre 2015 pour utilisation à compter de la journée gazière du 1er octobre 2018 et selon les conditions du contrat d'accès conclu avec IUK et du règlement d'accès d'IUK et d'autre part d'obliger IUK à lui transmettre chaque année un rapport détaillé des tarifs appliqués, des coûts réels, des recettes et des bénéfices.

Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium :

- 2015 :

Les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel de Fluxys Belgium pour l'année 2015 sont identiques à ceux de 2014, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 13 septembre 2012, la CREG avait en effet approuvé les tarifs de Fluxys Belgium pour les années 2012-2015.

- 2016-2019 :

Le 29 octobre 2015, la CREG a approuvé¹⁰² la proposition tarifaire de Fluxys Belgium relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2016-2019.

¹⁰¹ Décision (B)150730-CDC-1442/1 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec INTERCONNECTOR (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK).

¹⁰² Décision (B)151029-CDC-656G/31 relative à la proposition tarifaire de FLUXYS BELGIUM SA relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires pour les années 2016-2019.



Figure 37 : Evolution des tarifs de transport de gaz naturel (tarifs d'entrée et de sortie pour le gaz H) de FLUXYS BELGIUM entre 2007 et 2016 (Source : CREG)

Le règlement européen établissant un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz est entré en vigueur le 1er octobre 2015. Cette date constitue également un événement marquant du processus d'intégration des marchés belge et luxembourgeois du gaz. La CREG a approuvé dans ce cadre, sur proposition de Fluxys Belgium, la méthode de calcul¹⁰³ et les tarifs¹⁰⁴ relatifs à l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel. Le régulateur luxembourgeois ILR en a fait de même, sur proposition de Balansys, le coordinateur du système d'équilibrage luxembourgeois. La zone d'équilibrage commune BeLux peut ainsi voir le jour.

Evolutions des tarifs du terminal GNL de Fluxys LNG :

Les tarifs de Fluxys LNG pour l'année 2015 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebruges sont identiques à ceux de 2014, à l'exception de l'application du taux d'inflation. Par décision du 29 novembre 2012, la CREG avait en effet approuvé une version actualisée des tarifs, valables du 1er janvier 2013 au 31 mars 2027, confirmant le niveau réel tarifaire des tarifs approuvés dans sa décision du 30 septembre 2004.

¹⁰³ Décision (B)150903-CDC-656G/29 sur la méthode de calcul des redevances d'équilibrage à des fins de neutralité et la méthode de calcul de la redevance de déséquilibre journalier et intrajournalier pour ce qui concerne la valeur du petit ajustement.

¹⁰⁴ Décision (B)150903-CDC-656G/30 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

Soldes de Fluxys Belgium :

Dans son projet de décision du 7 mai 2015¹⁰⁵ basé sur le rapport tarifaire annuel et le décompte tarifaire pour l'exercice 2014 introduit par Fluxys Belgium auprès de la CREG le 26 février 2015, la CREG a décidé que Fluxys Belgium devait adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2014.

Considérant le décompte tarifaire adapté du 29 mai 2015 que Fluxys Belgium a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2014, la CREG a décidé¹⁰⁶ que l'application des tarifs en 2014 résulte en une dotation au compte de régularisation :

- de l'activité de transport de 50.234.195 euros, dont le solde s'élève à 300.807.167 euros au 31 décembre 2014 et
- de l'activité de stockage de 10.136.028 euros, dont le solde s'élève à -7.962.225 euros au 31 décembre 2014.

La CREG décide en outre que l'application des tarifs en 2014 conduit à un gain d'efficacité global, pour les deux activités ensemble, de 16.490.910 euros, qui sera à l'avantage de la marge équitable.

Soldes de Fluxys LNG :

Considérant le décompte tarifaire du 26 février 2015 que FLUXYS LNG a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2014, la CREG a décidé¹⁰⁷ que l'application des tarifs pour l'activité régulée de terminalling en 2014 résulte en une dotation au compte de régularisation de 14.037.233 euros, dont le solde s'élève à 127.175.551 euros au 31 décembre 2014.

4.3.2 Tarifs de distribution

a) Niveau fédéral

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

¹⁰⁵ Projet de décision (B)150507-CDC-656G/27 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2014.

¹⁰⁶ Décision (B)150611-CDC-656G/28 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2014.

¹⁰⁷ Décision (B)150507-CDC-657G/11 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA FLUXYS LNG concernant l'exercice d'exploitation 2014.

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

b) Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.2 du présent rapport.

c) Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.2 c) ci-dessus.

d) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.3.3 Prévention de subvention croisées entre activité de transport, de distribution et de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3.3 du présent rapport.

4.4 Questions transfrontalières

4.4.1 Monitoring “Cross-border interconnection capacity”

Les règles actuelles pour l'accès au réseau de transport pour le gaz naturel en Belgique sont uniformes et par conséquent également valables pour le transport transfrontalier. Par ailleurs, la réglementation belge actuelle ne comporte aucune définition distincte de l'infrastructure transfrontalière et ne se pose pas la question, actuellement, de la définition d'une infrastructure transfrontalière sur le plan de la topologie du réseau de transport pour gaz naturel régulé.

Les règles actuelles pour l'octroi de capacité sur le réseau de transport de gaz en Belgique sont uniformes et par conséquent valables pour le transport transfrontalier. Il en va de même pour les règles de procédure et la gestion de la congestion.

Fluxys Belgium n'a pas de redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions. En effet, le réseau de transport de gaz naturel en Belgique n'a pas été confronté, en 2015, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2015, conformément au règlement d'accès.

4.4.2 Implémentation des codes de réseau européennes et leurs effets économiques

La CREG a continué à entretenir en 2015 avec les régulateurs néerlandais, allemand (la concertation transfrontalière, organisée entre les gestionnaires de réseau de transport concernés par la PRISMA European Capacity Platform GmbH, PRISMA elle-même et les régulateurs nationaux concernés, vise la mise en oeuvre du code de réseau CAM¹⁰⁸. Elle veille en outre à ce que les conditions générales pour l'utilisation de la plateforme de capacités PRISMA constituent un ensemble de règles équilibrées et conformes à la régulation auxquelles les affréteurs doivent souscrire.

Dans ce cadre la CREG a par décision du 10 décembre 2015¹⁰⁹, approuvé l'intégration – à titre informatif pour les affréteurs – de la version néerlandaise des conditions générales pour l'utilisation de la Plateforme de capacités PRISMA appliquées par cette dernière depuis le 1er octobre 2015 dans l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel, soumise par FLUXYS BELGIUM auprès de la CREG le 16 septembre 2015.

Le 4 août 2015, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et de certaines annexes du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel. Au moyen de ces modifications, Fluxys Belgium souhaite adapter son offre de services sur le plan contractuel et opérationnel à la mise en oeuvre du code de réseau CAM qui entre en vigueur au 1er novembre 2015. Dans l'optique de simplifier davantage le modèle de transport, Fluxys Belgium a également proposé d'intégrer totalement les services du hub dans son offre de services. Les modifications tiennent compte du feedback reçu des utilisateurs du réseau suite à la consultation de marché organisée au printemps 2015.

¹⁰⁸ Règlement (UE) No 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et complétant le règlement (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil

¹⁰⁹ Décision (B)151210-CDC-1489 sur les modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM de l'Appendice 1 de l'annexe B du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Dans sa décision du 17 septembre 2015¹¹⁰, la CREG a estimé que les dispositions prévues dans le code de réseau CAM ont été mises en oeuvre de manière incomplète et que l'intégration des services du hub présente d'importantes lacunes tant sur le plan contractuel qu'opérationnel. C'est pourquoi la CREG a décidé de ne pas approuver dans leur ensemble les modifications proposées et invité Fluxys Belgium à élaborer une nouvelle proposition.

Mi-octobre 2015, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une demande adaptée d'approbation des modifications de certains contrats. L'objectif de ces modifications est d'adapter l'offre de services à l'introduction du code de réseau CAM. Fluxys Belgium indique également que l'intégration des services du hub se fera ultérieurement. S'agissant des Accords Interconnexion, leur état d'avancement sera communiqué dans le cadre de la mise en oeuvre du code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité. Enfin, les adaptations de l'offre de services pour certains types de clients finals feront l'objet d'une consultation et seront soumises séparément pour approbation.

Par sa décision du 29 octobre 2015¹¹¹, la CREG a approuvé les modifications proposées et a décidé qu'elles entreraient en vigueur à compter du 1er novembre 2015.

Enfin, la loi du 8 juillet 2015 (voir point 2) rend applicables à l'entreprise commune d'équilibrage, d'une part, le code de réseau BAL¹¹² et, d'autre part, les dispositions de la loi gaz relatives aux compétences de la CREG. Elle charge la CREG d'approuver :

- le contrat d'équilibrage et, le cas échéant, le code d'équilibrage qui régit les droits et obligations de l'entreprise commune et des utilisateurs du réseau dans le cadre de l'activité d'équilibrage,
- le programme d'équilibrage, qui décrit le modèle d'équilibrage et
- les tarifs d'équilibrage, à appliquer par l'entreprise commune aux utilisateurs du réseau.

¹¹⁰ Décision (B)150917-CDC-1457 concernant la demande d'approbation des modifications proposées par la SA FLUXYS BELGIUM du Contrat standard de transport de gaz naturel, du Programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3, E, G, H ainsi que de la nouvelle annexe C5 du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

¹¹¹ Décision (B)151029-CDC-1469 relative à la demande d'approbation de la proposition adaptée par la SA FLUXYS BELGIUM du contrat standard de transport de gaz naturel, du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, C1, C3, E, G et H du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

¹¹² Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données.

4.4.3 Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Programme indicatif d'investissement de Fluxys Belgium :

En 2015, Fluxys Belgium a investi un montant de 188 millions € dans des projets d'infrastructures en Belgique. Quelque 67 % du montant total de l'investissement ont été alloués à des projets de transport, 1 % à des projets de stockage et 32 % à des projets de terminalling GNL.

Fluxys Belgium actualise chaque année son programme indicatif d'investissement à dix ans pour ses trois activités de base : le transport et le stockage de gaz naturel ainsi que le terminalling de gaz naturel liquéfié (GNL). Ces actualisations prennent en compte l'évolution des besoins en matière d'approvisionnement en gaz naturel, les demandes de nouveaux raccordements et les nouveaux besoins exprimés par les utilisateurs du réseau, notamment par le biais de consultations de marché internationales.

Pour la période 2016-2025, Fluxys Belgium prévoit des projets d'investissement pour un montant global de 683 millions €. Ce programme a également servi de source d'information pour le Ten Years Network Development Plan élaboré au niveau européen par l'ensemble des gestionnaires de réseau regroupé au sein de l'ENTSOG.

Le montant total des investissements prévus durant la période 2016-2025 est en recul par rapport à l'enveloppe globale 2015-2024, qui atteignait 949 millions €. Cette baisse s'explique essentiellement par les investissements importants réalisés sur la seule année 2015 en vue principalement de construire la canalisation Alveringem-Maldegem (voir ci-après : première liste PCI) et le second appontement au Terminal GNL de Zeebrugge.

Le second appontement destiné au chargement et au déchargement de méthaniers est en cours de construction au Terminal GNL. Lorsqu'il sera mis en service, il pourra assurer le chargement et le déchargement de petits comme de grands méthaniers : de 2.000 m³ à 217.000 m³ de GNL. De petits navires de soutage pourront ainsi s'approvisionner en GNL pour aller ravitailler d'autres navires utilisant le GNL comme carburant ou de petits terminaux de soutage. Plus de 200 chargements de petits méthaniers ont déjà été réservés au second

apportement. Ce projet d'investissement a bénéficié de l'appui de l'Union européenne. Après un co-financement des études préliminaires du projet au titre des réseaux transeuropéens de l'énergie (Trans European Energy Networks, TEN-E), Fluxys a reçu en décembre 2014 une subvention dans le cadre du Trans European Transport Network (TEN-T) pour les travaux en vue d'installer au terminal GNL de Zeebrugge l'équipement nécessaire à l'utilisation du GNL à petite échelle.

La diminution du montant total des investissements prévus durant la période 2016-2025 suit par ailleurs une évolution logique. A la suite des investissements significatifs réalisés ces dernières années, le réseau belge a acquis un degré élevé de maturité: il a une taille adéquate, offre des capacités d'entrée importantes (>10 millions m³(n)/h), dispose de flux bidirectionnels, ne présente pas de congestion et est bien interconnecté avec d'autres réseaux de transport de gaz naturel dans le nord-ouest de l'Europe.

Le programme indicatif d'investissement 2016-2025 ne reprend aucun projet de renforcement du réseau en vue de raccorder de nouvelles centrales électriques.

Description des PCIs acceptés :

Première liste PCI : En 2013, les projets suivants soutenus par Fluxys se sont vu octroyer le label PIC pour deux ans :

- Canalisation TENP (reverse-flow) et projet Bretella en Allemagne ;
- Nouvelle interconnexion entre Pitgam (FR) et Maldegem (BE) :

GRTgaz a posé une canalisation de 26 km depuis la station de compression de Pitgam jusqu'à la frontière franco-belge. Fluxys Belgium, quant à elle, a construit un nouveau point d'interconnexion à Alveringem, près de Furnes, ainsi qu'une canalisation de 72 km entre Alveringem et Maldegem.

Les deux GRT ont mis en service leurs nouvelles installations fin 2015.

- Augmentation de la capacité du terminal GNL de Zeebrugge :

Dès 2018, Fluxys LNG proposera au Terminal GNL de Zeebrugge des services de transbordement de GNL pour Yamal LNG, qui construit actuellement une installation de production de GNL dans le nord-est de la Sibérie. Des méthaniers brise-glace transportant du GNL pourront accoster au Terminal et transférer leur cargaison vers des méthaniers classiques qui achemineront ensuite le GNL vers les marchés cibles. Les services de

transbordement requièrent essentiellement la construction d'un cinquième réservoir de 180.000 m³ de GNL pour servir de tampon entre les opérations de déchargement et de chargement.

Les travaux de construction du 5e réservoir ont démarré à la mi-2015.

- Renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg :

Dans la deuxième liste de projets PCI le projet pour le renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg a été retiré, étant donné qu'il n'est plus prévu dans l'actuel portefeuille de projets d'investissement de Fluxys.

- Conduite de gaz de la Grèce à l'Italie (TAP).

Deuxième liste PCI : En 2014, un nouveau processus via les groupes régionaux a été lancé afin de faire adopter par la Commission européenne une deuxième liste de projets PCI en novembre 2015.

- Conversion L/H :

Fluxys Belgium a soumis une nouvelle candidature PIC pour le projet de conversion L/H en Belgique, qui sera évalué avec le projet de conversion en France proposé par GRTgaz & GrDF. Quelque 5 milliards de mètres cubes de gaz naturel à faible pouvoir calorifique sont fournis annuellement à la Belgique depuis le champ néerlandais de Groningen. Le gaz à faible pouvoir calorifique est principalement utilisé pour l'approvisionnement de grandes villes comme Bruxelles et Anvers. Le réseau belge sert également de corridor pour une capacité annuelle de 5 autres milliards de mètres cubes à destination de la France. Etant donné que la production du champ de Groningen diminue progressivement et entrera dans sa phase finale à l'horizon 2030, Fluxys Belgium doit convertir son réseau à faible pouvoir calorifique afin que le gaz à faible pouvoir calorifique puisse être remplacé par du gaz à haut pouvoir calorifique pour les marchés belge et français.

Les investissements attendus pour couvrir les adaptations sur le réseau de Fluxys Belgium liées à la conversion L-H sont évalués à 50 millions d'euros, avec les principaux postes suivants :

- interconnexions entre le VTN et les Dorsales (à Winksele) : € 15 millions, prévus principalement en 2018-19 afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020 ;

- renforcements de certaines stations de détente pour permettre un fonctionnement optimal du marché de gaz H après conversion: € 25 millions étalés sur toute la période;
- séparations temporaires supplémentaires entre les parties du réseau ayant des qualités de gaz différentes pendant les diverses phases de conversion ou des pressions différentes pendant ou après la conversion : € 10 millions étalés sur toute la période.

4.4.4 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concerner et ACER

La coopération sur les questions transfrontalières entre la CREG et le régulateur grec :

Le 25 novembre 2014, la CREG et Fluxys ont signé un memorandum of understanding (MoU) avec leurs homologues grecs pour favoriser la coopération entre la Belgique et la Grèce dans le secteur du gaz naturel. Cette coopération doit permettre d'échanger les meilleures pratiques et le savoir-faire en matière de régulation des marchés, y compris dans le développement de hubs gaziers.

Projet BELUX :

Conscients de l'ambition de la Commission européenne d'évoluer vers un marché du gaz naturel européen unique, Fluxys Belgium et Creos Luxembourg s'attèlent à la première intégration des marchés du gaz naturel de deux Etats membres de l'Union européenne. Cette initiative des GRT de gaz naturel peut compter sur la collaboration et l'appui de leurs régulateurs respectifs, à savoir la CREG et l'ILR.

L'intégration de marché vise la création d'une zone entry/exit unique couvrant la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg. Dans cette zone de négoce unifiée, les points d'interconnexion entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg ont disparu d'un point de vue commercial et le Zeebruges Trading Point (ZTP) deviendra le point de transaction pour le gaz naturel. Un régime unique d'équilibrage des injections et des prélèvements de gaz naturel s'appliquera et sa gestion sera assurée par une entreprise individuelle créée par les deux gestionnaires du réseau de gaz naturel. Cette zone de négoce et d'équilibrage unifiée renforcera le marché ZTP et contribuera à la liquidité et à l'efficacité des signaux de prix. Le marché pourra participer plus facilement encore au commerce de gaz naturel transfrontalier avec les marchés du gaz naturel voisins des Pays-Bas, du Royaume- Uni, de l'Allemagne et de la France. Les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg principalement pourront

plus facilement s'approvisionner et prendre part au commerce de gaz naturel en comparaison avec la situation actuelle dans laquelle ils n'ont pas d'accès direct au ZTP, au terminal GNL de Zeebrugge et au stockage souterrain de Loenhout. Les fournisseurs de gaz naturel actifs dans les deux pays ou les consommateurs industriels et les producteurs d'électricité disposant de points de prélèvement dans les deux pays auront la possibilité de gérer conjointement leur portefeuille, augmentant ainsi leur efficacité. La sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement de marché du Grand-Duché de Luxembourg s'en trouveront principalement renforcés. Il est important de souligner qu'il s'agit d'une fusion de marchés et non d'une fusion de gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel, dans la mesure où chacun reste responsable de la gestion de son réseau. Cela signifie par exemple que chaque gestionnaire doit veiller à l'intégrité du système sur son réseau et que la sécurité d'approvisionnement relève toujours de la compétence de l'Etat membre.

Creos Luxembourg et Fluxys Belgium maintiendront leur propre identité et structure organisationnelle. La fusion de deux marchés de différents pays nécessite une étroite collaboration entre les gestionnaires de réseau et leurs régulateurs car une série de pratiques techniques et réglementations doivent être harmonisées dans le cadre de la souveraineté des pays. La CREG a intensément et étroitement collaboré en 2014 avec les gestionnaires de réseau concernés et ses collègues luxembourgeois de l'ILR et a pu également compter sur une concertation constructive avec les autorités. Seule une approche coordonnée conduite par une volonté commune d'atteindre l'objectif permet de mener à bien un tel projet transfrontalier. Ce projet a désormais atteint un niveau de maturité permettant de prévoir l'inauguration du marché unifié au début de la prochaine année gazière, à savoir le 1er octobre 2015. Une consultation publique relative à l'ensemble des documents réglementaires revus est prévue pour début février 2015.

4.5 Conformité

4.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

4.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre d'Elia, les GRDs et les entreprises d'électricité actifs sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

a) Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

b) Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 3.5.2 b) du présent rapport.

c) Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 3.5.2 c) du présent rapport.

d) Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2015.

4.6 Concurrence

4.6.1 Marché de gros

Selon des estimations provisoires, la consommation de gaz naturel en Europe en 2015 a dépassé de 7 % celle de 2014 (EU-28 : 4.418 TWh en 2014), en raison principalement du fait que l'année 2015 a été une année moyenne au niveau des températures alors que 2014 a été une année exceptionnellement chaude. En Belgique, la consommation de 2015 a enregistré une hausse de 10 % par rapport à celle de l'année précédente (175,8 TWh en 2015).

Le marché du gaz naturel subit une pression d'ordre structurel. Dans le segment résidentiel, le nombre de raccordements continue d'augmenter sans entraîner cependant une hausse de la consommation en raison de l'efficacité énergétique croissante. En outre, le gaz naturel est poussé hors du mix énergétique pour la production électrique en raison du faible coût du charbon, des prix planchers des droits d'émission de CO₂ et d'un modèle de marché qui n'est pas fait pour intégrer durablement la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Les fournisseurs concluent de moins en moins de contrats à long terme avec les producteurs de gaz naturel et achètent une part de plus en plus grande de leur portefeuille de gaz naturel sur les différents points de négoce en Europe. Dans ce contexte, il convient de souligner la croissance des volumes négociés enregistrée en 2015 à Zeebrugge Beach, et surtout sur ZTP.

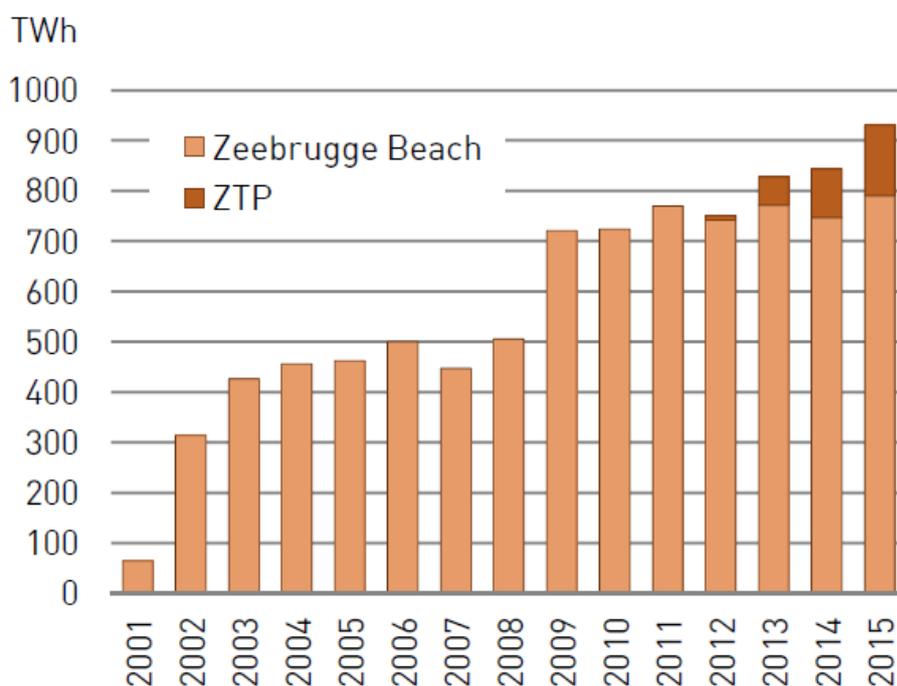


Figure 38 : Source : Fluxys

La tendance à conclure des contrats à court terme se poursuit également sur le marché des capacités. En effet, la stagnation de la demande en gaz naturel en Europe incite les clients à se montrer plus prudents et à remplacer leurs contrats à long terme venant à échéance par des contrats à court terme. En 2015, la tendance s'est intensifiée : les clients réservent des capacités de plus en plus à court terme et alignent leur portefeuille de capacités au maximum sur les capacités qu'ils vont effectivement utiliser. Dans ce contexte et malgré l'augmentation des volumes transportés (419,7 TWh d'importations¹¹³, soit une augmentation de 4,5% par rapport à 2014), Fluxys Belgium a enregistré une baisse de 8 % de capacités de transport en 2015 par rapport à 2014.

174,29 TWh étaient destinés pour des livraisons sur le marché belge : 43,14 TWh ont été consommés par des entreprises industrielles directement raccordées au réseaux de Fluxys (soit une augmentation de 4,8% par rapport de 2014), 44,60 TWh par des centrales électriques

¹¹³ Dont 174,29 TWh pour le marché belge et 243,9 TWh de frontière à frontière

(soit une augmentation de 12,4% par rapport à 2014) et 88,04 TWh prélevés par les GRD (soit une augmentation de 10,7% par rapport à 2014). De ces 88,04 TWh 65% ont été prélevés par la Flandre, 17,6% par Bruxelles-Capitale et 17,4% par la Wallonie.

243,9 TWh ont été transportés d'un poste frontière à un autre vers les réseaux voisins, ce qui représente une augmentation de 1,1% de volumes transportés par rapport à 2014.

Peu avant 2015, les différences de prix du GNL entre l'Europe et l'Asie se sont de plus en plus tassées. Par conséquent, le nombre de méthaniers déchargés en Europe a augmenté en 2015. Avec 41 déchargements (= 39,8 TWh), 28 chargements de navires (= 12,2 TWh) et 1.184 chargements de camions (= 0,3 TWh) en 2015, le Terminal GNL de Zeebrugge a enregistré un taux d'utilisation élevé en comparaison avec d'autres terminaux du nord-ouest de l'Europe et par rapport à 2014 (34 déchargements, 19 chargements de navires et 1.670 chargements de camions). 26,5 TWh de GNL a été regazéifiés et transportés dans le réseau de Fluxys Belgium en 2015, ce qui représente une augmentation de 99% par rapport à 2014.

Pour la majorité des rechargements de navires, il s'agissait par ailleurs de chargements de méthaniers dans le segment du GNL à petite échelle. Pour la période 2015-2016, de nouveaux slots ont en effet été réservés afin de charger des navires de GNL qui seront destinés aux clients à petite échelle sur le marché scandinave. Ainsi, pas moins de 17 chargements de GNL à petite échelle ont eu lieu en 2015. Ces chargements supplémentaires illustrent à merveille le caractère attractif du Terminal GNL de Zeebrugge en tant que hub pour le GNL à petite échelle dans le nord-ouest de l'Europe. Parallèlement, le succès croissant de l'utilisation du GNL à petite échelle confirme les avantages du GNL en tant que carburant alternatif pour les bateaux, les camions et l'industrie.

Depuis quelques années, l'Europe connaît une relative surabondance de possibilités de stockage et d'autres services de flexibilité. Parallèlement, la demande stagnante en gaz naturel crée également une surabondance de gaz naturel sur les points de négoce gazier. Cela engendre des différences de prix été/hiver structurellement faibles, qui jouent en la défaveur du stockage physique de gaz naturel. En outre, l'activité de stockage de Fluxys Belgium en Belgique doit concurrencer avec la concurrence de services de stockage non régulés ailleurs en Europe. Par ailleurs, différents autres pays européens utilisent de plus en plus leurs installations de stockage comme outil pour garantir la sécurité d'approvisionnement, par exemple en obligeant les fournisseurs à réserver une certaine capacité de stockage dans le pays concerné.

Une partie des services de stockage à Loenhout a été vendue à long terme : plus de 70 % de la capacité de stockage jusqu'en 2016, et près de 60 % de cette capacité après 2016. Fluxys Belgium vend les capacités restantes sur base annuelle. Pour ces contrats annuels, les conditions de vente étaient particulièrement difficiles en 2015. Durant l'été 2015, la différence de prix entre l'été 2015 et l'hiver 2015-2016 était déjà particulièrement faible, et bien en dessous du niveau du tarif de stockage. Plus tard dans l'année est survenue une situation très exceptionnelle : le prix d'hiver 2015-2016 a continué à descendre, passant sous le prix d'été 2015, une conséquence de l'importante offre en gaz naturel sur les points de négoce gazier européens et de la météo particulièrement clémente de la première moitié de l'hiver.

Les volumes traités sur les deux points de négoce gazier Zeebrugge Beach et ZTP ont fortement augmenté au cours de l'année écoulée (respectivement + 6 % et + 45 %), portant le volume négocié à un total de 930 TWh. Différents facteurs expliquent cette croissance :

- le nombre de parties actives sur le marché n'a cessé d'augmenter, tant pour Zeebrugge Beach que pour ZTP ;
- la plus grande disponibilité du GNL : en 2015, la quantité de GNL regazéifié au Terminal GNL de Zeebrugge et injecté dans le réseau de canalisations a tout bonnement doublé ;
- en 2015, le prix du gaz à Zeebrugge Beach et ZTP était beaucoup plus intéressant que celui des marchés environnants, ce qui a créé de nouvelles opportunités pour les fournisseurs qui utilisent les points de négoce gazier pour approvisionner leurs clients;
- de plus, la liquidité sur ZTP a également été encouragée via des market maker agreements, dans le cadre desquels des parties commerciales se portent garantes d'un minimum de volumes négociés sur une période déterminée.

Enfin, l'épuisement progressif du champ gazier de Groningen (gaz naturel à bas pouvoir calorifique, ou gaz L) a mené le gouvernement néerlandais à stopper définitivement l'exportation de gaz L vers la Belgique et la France entre 2024 et 2030, et vers l'Allemagne entre 2020 et 2030. En outre, l'extraction de gaz naturel dans ce champ en cours d'épuisement va de pair avec des séismes, raison pour laquelle la capacité de production est limitée depuis 2014. Les parties concernées commencent donc à se mettre d'accord : la Belgique doit se préparer à passer du gaz naturel néerlandais au gaz naturel issu d'autres sources (gaz à haut pouvoir calorifique, ou gaz H). Il est entre autres important que les appareils des consommateurs finaux raccordés au réseau de gaz L soient vérifiés avant qu'ils ne puissent utiliser du gaz H.

Actuellement, environ 5 mia m³ de gaz L sont livrés chaque année à la Belgique. Parallèlement, le réseau belge sert également de corridor permettant d'acheminer chaque année 5 mia m³ vers la France. Le gaz de Groningen représente quelque 30 % de l'approvisionnement de notre pays et environ la moitié du gaz consommé par les ménages et les petites et moyennes entreprises.

Début 2016, des voix se sont levées au parlement néerlandais pour stopper l'exportation de gaz L plus tôt que prévu actuellement. Le ministre néerlandais compétent a promis une étude d'ici l'été qui doit déterminer si une suspension anticipée est juridiquement conciliable avec les contrats à long terme existant avec les fournisseurs.

Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, a mis au point une méthodologie technique et un plan par étapes qui ont fait l'objet d'une discussion, début 2016, avec les pouvoirs publics fédéraux, la CREG et les Régions.

En septembre 2015, Fluxys Belgium a déjà converti sans problème une petite partie du réseau: après une préparation minutieuse avec les entreprises concernées, 12 clients industriels directement alimentés par le réseau Fluxys dans le triangle Olen – Tessenderlo – Lommel sont passés avec succès du gaz à bas pouvoir calorifique au gaz à haut pouvoir calorifique. Cette conversion représente une consommation annuelle d'environ 200 mio m³.

4.6.1.1 Monitoring le niveau des prix de gros, le degré de transparence, le niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

Niveau prix de gros :

Les prix moyens annuels du gaz sur le marché day ahead pour la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne coïncident, ce qui démontre une fluidité au niveau de la vente et de l'achat transfrontaliers de gaz naturel entre ces trois pays.

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme baisse : en 2015, le prix day ahead moyen était de 19,8 €/MWh contre 20,9 €/MWh en 2014. Le prix du gaz sur le marché à long terme a également diminué, il était de 20,5 €/MWh en 2015 contre 24,0 €/MWh en 2014 (commodity et flexibilité comprises).

Degré de transparence :

Le 26 novembre 2015, la CREG a publié une étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2014, au niveau de l'importation, de la revente (resellers) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques). Cette étude est disponible via le lien suivant <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1485FR.pdf>

Il ressort notamment de cette étude que la facturation du transport n'est pas toujours effectuée de manière distincte pour les clients T6¹¹⁴. Il s'avère en effet que dans 6 % des cas, le transport était encore facturé de manière conjointe avec l'énergie en 2014. Ceci dit, on observe un progrès par rapport à 2013 où cette facturation conjointe concernait encore plus de 8 % des clients T6. Les demandes de la CREG au secteur en vue d'assurer une plus grande transparence sur les factures, notamment au niveau du tarif de transport, semble porter ses fruits.

La CREG a également demandé aux fournisseurs de fournir un certain nombre de factures de clients industriels afin d'en mesurer le degré de transparence et la lisibilité, et de pouvoir également contrôler les niveaux de prix communiqués via les tableaux de reporting.

La CREG souhaitait en effet s'assurer du respect de la loi gaz et notamment de l'article 15/4bis¹¹⁵. La CREG a dès lors analysé dans quelle mesure les mentions suivantes étaient reprises sur ces factures :

- prix unitaire énergie (EUR/MWh) ;
- prix unitaire transport (EUR/MWh et/ou EUR/m³/h/an) ;
- prix unitaire distribution (EUR/MWh et EUR/an) ;
- prix unitaire taxes (EUR/MWh) ;
- valeur des cotations et/ou des paramètres utilisés ;
- m³ (repris sur le compteur) ;
- taux de conversion kWh/m³ ;

¹¹⁴ > 10 GWh et raccordés au réseau de distribution

¹¹⁵ Cet article prévoit ceci :

« Les fournisseurs veillent à fournir à leurs clients toutes les données pertinentes concernant leurs consommations.

Les fournisseurs veillent à garantir un niveau élevé de protection de leurs clients finals raccordés au réseau de transport de gaz naturel, notamment en ce qui concerne la transparence des termes et conditions des contrats, l'information générale et les mécanismes de règlement des litiges.

Les fournisseurs appliquent aux clients finals les tarifs approuvés en application des articles 15/5 à 15/5ter et 15/5quinquies et mentionnent de manière claire et détaillée le montant de chaque élément constitutif du prix ».

- détail du calcul du tarif de transport (et du tarif de distribution) ; - évolution consommation ;
- partie soumise ou non à la TVA¹¹⁶.

La CREG a demandé aux fournisseurs de reprendre au minimum les éléments ci-dessus, afin d'améliorer la transparence et de permettre aux clients de vérifier l'exactitude de leur facture. Ces demandes ont été adressées à chaque société individuellement.

En conclusion, la CREG constate qu'en 2014 sur les factures des clients industriels un certain nombre de fournisseurs ne reprennent pas tous les éléments (prix unitaires, détail du calcul du transport, taux de conversion, kWh/m³, ...) qui devraient y figurer. Elle a adressé des recommandations à ces fournisseurs de manière individuelle et ciblée afin de reprendre les mentions manquantes et assurer ainsi la transparence de toutes les composantes tarifaires envers la clientèle.

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros :

En 2015, un total de 23 entreprises de fourniture était actif sur le marché belge (contre 20 en 2014). Electrabel Engie (31,4%, contre 30,8% en 2014) et ENI S.p.A. (24,5%, contre 29% en 2014) ont assuré ensemble 56% (contre 60% en 2014) des fournitures de gaz naturel aux gros consommateurs directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution.

Le troisième plus grand fournisseur est EDF Luminus avec une part de marché de 9,6% (stable). Les 20 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 34,5%) détiennent chacune une part de marché inférieure à 10% et pour 9 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1%. Bien que le marché demeure très concentré, une pression est exercée par les entreprises émergentes, qui rivalisent pour acquérir une part du marché belge du gaz naturel.

Sur le marché du gaz, au 31 décembre 2015, les indices HHI et C3 sont les suivants 1800 HHI et 65,5% C3.

4.6.2 Marché de détail

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2 du présent rapport.

¹¹⁶ La cotisation fédérale et la redevance de raccordement wallonne sont exonérées de TVA.

4.6.2.1 *Monitoring le niveau des prix, le niveau de transparence, le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence*

a) Niveau fédéral

Niveau des prix :

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture de gaz naturel, pour la période du 1er février 2015 au 31 juillet 2015 inclus, s'élevait à 3,244 c€/kWh (0,03244 €/kWh). Ce tarif est exprimé hors cotisation fédérale, surcharge clients protégés et redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ ou distribution) sont incluses.

Le prix social maximum (hors T.V.A. et autres taxes) pour la fourniture de gaz naturel, pour la période du 1er août 2015 au 31 janvier 2016 inclus, s'élevait à 3,155 c€/kWh (0,03155 €/kWh). Ce tarif est exprimé hors cotisation fédérale, surcharge clients protégés et redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

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.

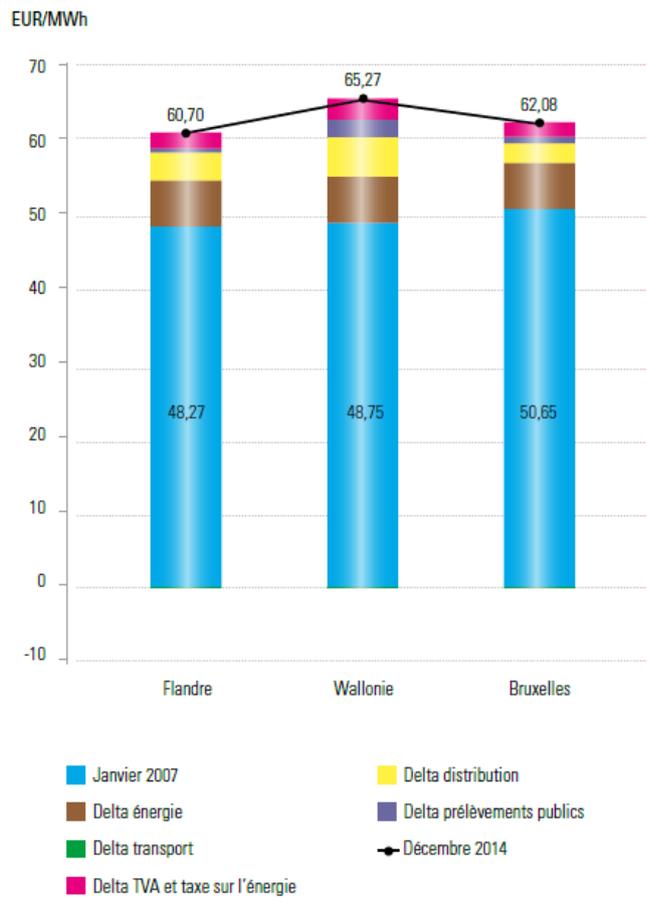


Figure 39 : Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T257 (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

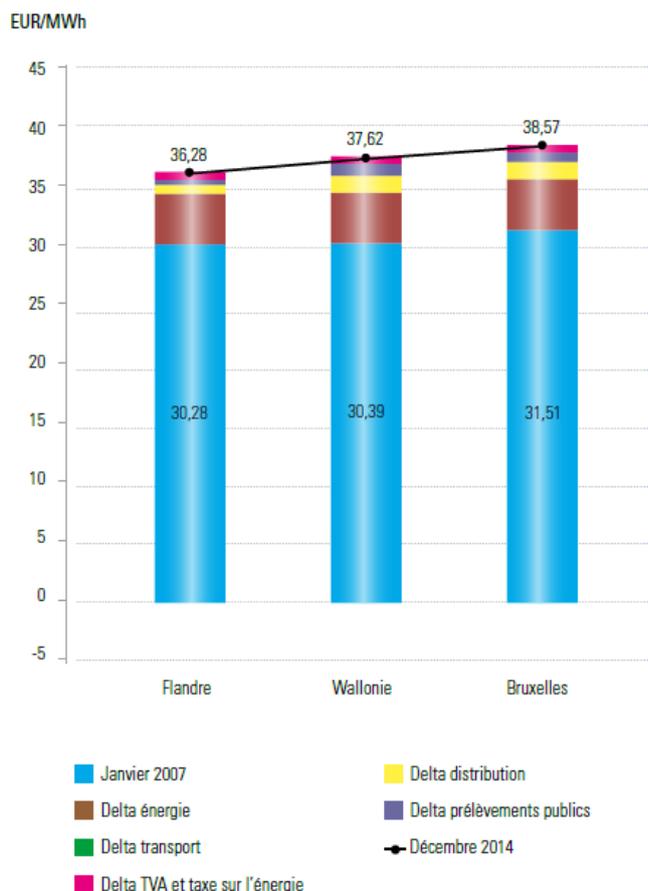


Figure 40 : Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région pour un client type T458 (01/2007-12/2014) (Source : CREG)

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle et en particulier dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité, le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport.

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 oeuvre du mécanisme de filet de sécurité a fait converger les prix énergétiques belges et les prix des pays voisins. Un suivi reste toutefois nécessaire.

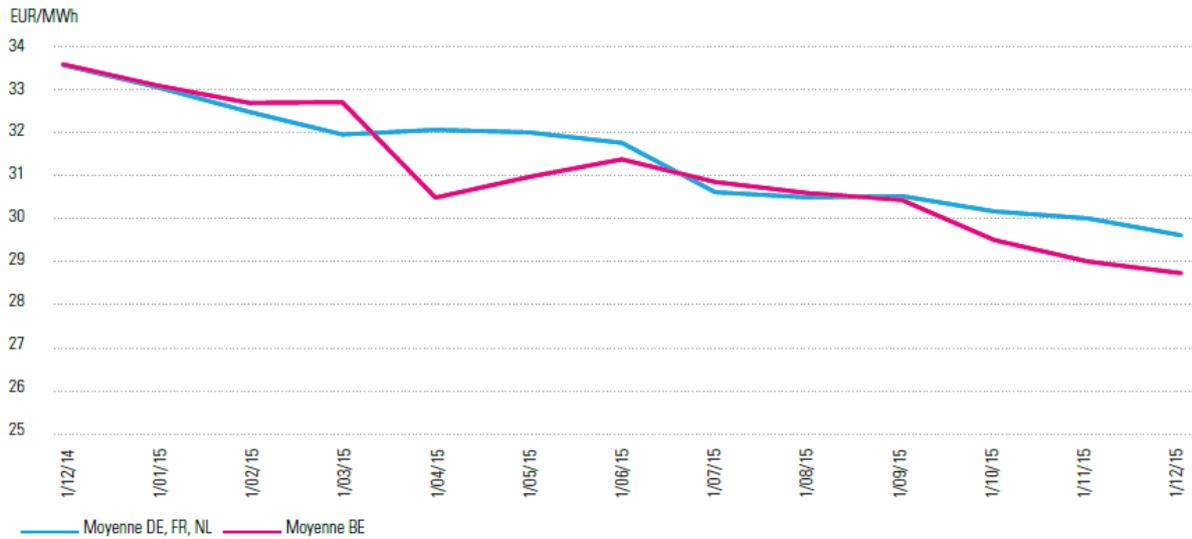


Figure 41 : Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergétique) (Source : CREG)

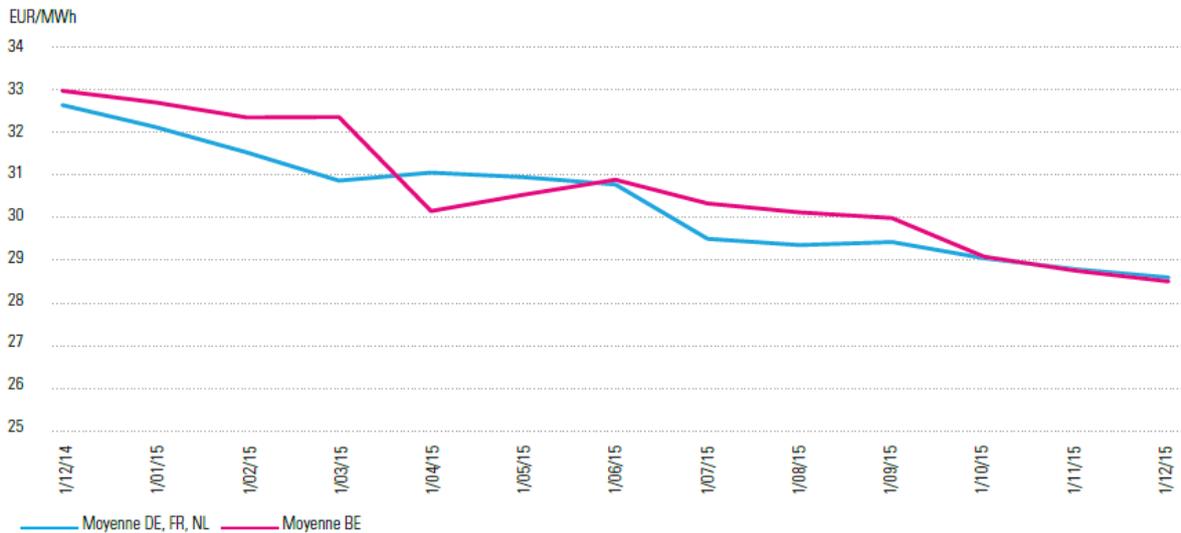


Figure 42 : Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2015 pour les PME et les indépendants (client type = 100.000 kWh/an) (composante énergétique) (Source : CREG)

b) Région flamande

Niveau de transparence :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport.

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport.

- *HHI-index et C3 :*

GAZ NATUREL	HHI 31/12/2010	HHI 31/12/2013	HHI 31/12/2014	HHI 31/12/2015
AMR – Clients professionnels	3.790	2.694	2.959	2.947
MMR – Clients professionnels	4.676	2.755	2.524	2.269
YMR – Clients professionnels	5.644	3.178	2.996	2.716
YMR – Clients résidentiels	4.558	2.227	2.206	2.136
Marché total	4.680	2.332	2.297	2.201

Tableau 36: HHI gaz naturel sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

Sur le marché du gaz naturel également, on continue d'observer une amélioration de l'évolution de l'indice de concentration. Comme sur le marché de l'électricité, le HHI a diminué plus nettement qu'en 2014, mais cette évolution était bien moins prononcée qu'en 2012 et 2013. Bien qu'elle n'ait pas encore été atteinte, la valeur cible de 2000 est presque réalisée en Flandre pour ce qui est du gaz naturel également.

En 2015, le marché du gaz naturel s'est une nouvelle fois révélé moins fortement concentré que le marché de l'électricité. Sur le marché du gaz naturel également, la plus forte concentration est observée dans le segment professionnel. Comme l'année dernière, les indices de concentration des marchés des clients de gaz naturel professionnels MMR et à relevé annuel ont le plus progressé.

L'évolution plus limitée, quoique toujours positive, des indices de concentration au cours des deux dernières années montre une évolution de la dynamique de la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. La concurrence ne s'exerce plus uniquement entre fournisseurs historiques et nouveaux arrivants mais aussi de plus en plus entre nouveaux arrivants.

GAZ NATUREL	C3 31/12/2010	C3 31/12/2013	C3 31/12/2014	C3 31/12/2015
AMR – Clients professionnels	91,61%	78,50%	82,95%	81,55%
MMR – Clients professionnels	94,64%	78,53%	78,54%	75,38%
YMR – Clients professionnels	96,62%	84,16%	82,35%	78,18%
YMR – Clients résidentiels	92,75%	68,67%	69,32%	68,41%
Marché total	93,22%	70,78%	71,12%	69,77%

Tableau 37: C3 gaz naturel (en nombre de points d'accès)

L'indice C3 du gaz naturel également a poursuivi sa diminution en 2015. Contrairement à 2014, l'indice a de nouveau évolué positivement sur tous les sous-segments. Le groupe ENGIE, EDF Luminus et le groupe ENI détiennent le plus de parts de marché tant en nombre de points d'accès qu'en volume, comme dans le cas de l'électricité.

- *Switch* :

L'indicateur figurant dans le tableau ci-dessous reflète la dynamique du marché du point de vue des changements annuels de fournisseur résultant d'un choix délibéré du client.

2009	6,25
2010	7,06
2011	9,22
2012	18,89
2013	18,69
2014	13,89
2015	17,7

Tableau 38: Taux de switch annuel (= Nombre relatif de points d'accès ayant délibérément changé de fournisseur de gaz naturel)

L'indicateur du degré d'activité sur le marché du gaz naturel est supérieur à celui de l'électricité, comme les années précédentes. 17,70 % des clients de gaz naturel ont changé de fournisseur, soit le deuxième pourcentage le plus élevé après 2012 et 2013. 15,81 % des ménages ont changé de fournisseur de gaz naturel. Les petites entreprises ont été quasiment deux fois plus actives cette année. 29,30 % d'entre elles ont en effet changé de fournisseur de gaz naturel.

Comme illustré à la figure 37, on observe un pic d'activités en janvier, comme pour l'électricité, et le taux d'activité le plus élevé des mois de mars et avril. Pour le reste de l'année, le taux d'activité de 2015 était comparable à celui des années 2013 et 2014. Tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, différents facteurs, comme l'attention accordée par les médias au marché de l'énergie, le prix, les actions visant à attirer de nouveaux clients et les achats groupés, pèsent de plus en plus dans la décision du client de changer de fournisseur.

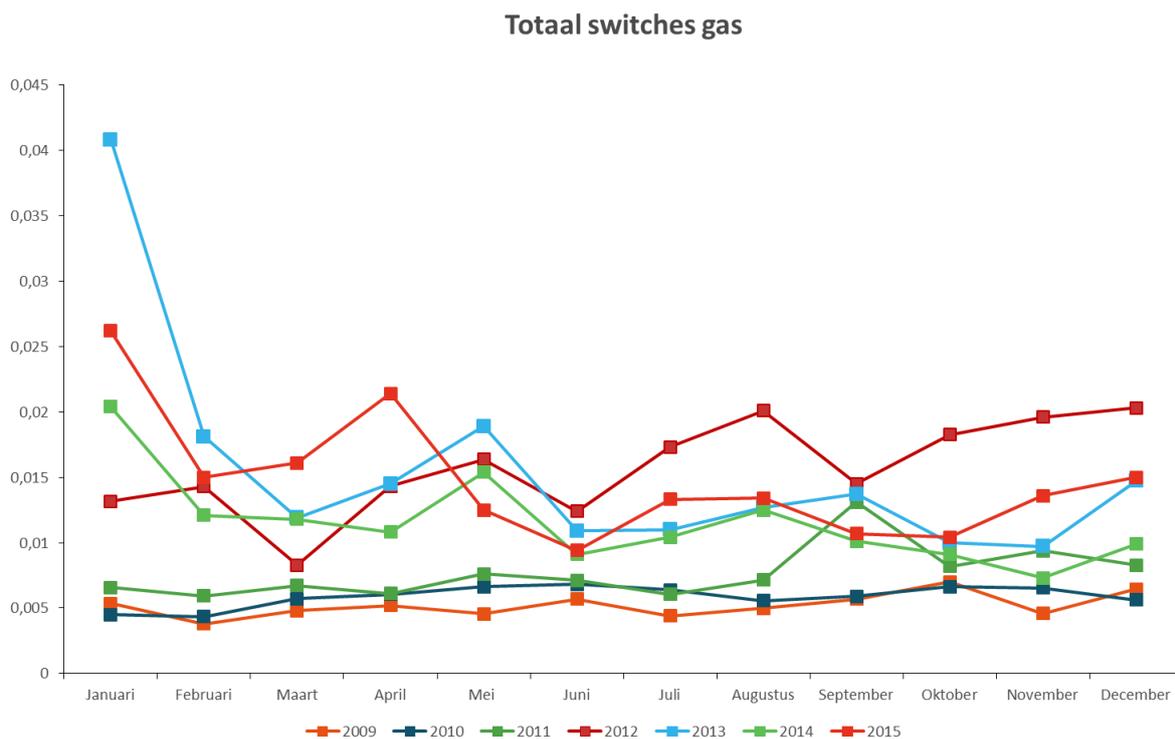


Figure 37: Evolution du taux de switch par mois

c) Région wallonne

Niveau de transparence :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.1 du présent rapport.

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

- *HHI-index et C3 :*

Type	Valeurs HHI			
	2014		2015	
	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients professionnels	2.018	3.043	1.988	2.828
Clients résidentiels	3.085	3.063	3.004	2.991
Total	2.416	3.060	2.396	2.971

Type	Valeurs C3			
	2014		2015	
	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients AMR	73,90%	71,20%	80,30%	69,50%
Autres clients professionnels	80,10%	86,40%	75,20%	83,20%
Clients résidentiels	88,60%	87,80%	86,70%	86,50%
Total	75,10%	86,40%	75,10%	86,20%

- *Switch* :

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet [des statistiques](#) relatives aux parts de marché des fournisseurs de gaz, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur.

La concurrence sur le marché wallon du gaz est stable, voire légèrement croissante depuis quelques années. Le nombre de clients dits passifs se réduit progressivement. Nous constatons également une croissance de la fourniture de gaz par les GRD. Cette fourniture est liée à la mise en œuvre de dispositions légales en matière sociale ou de dispositions visant à résoudre certains cas de fournitures problématiques. Certains nouveaux acteurs ont progressivement des parts de marché de plus en plus importantes, et ce dans les différents segments de consommation (résidentiel, non résidentiel).

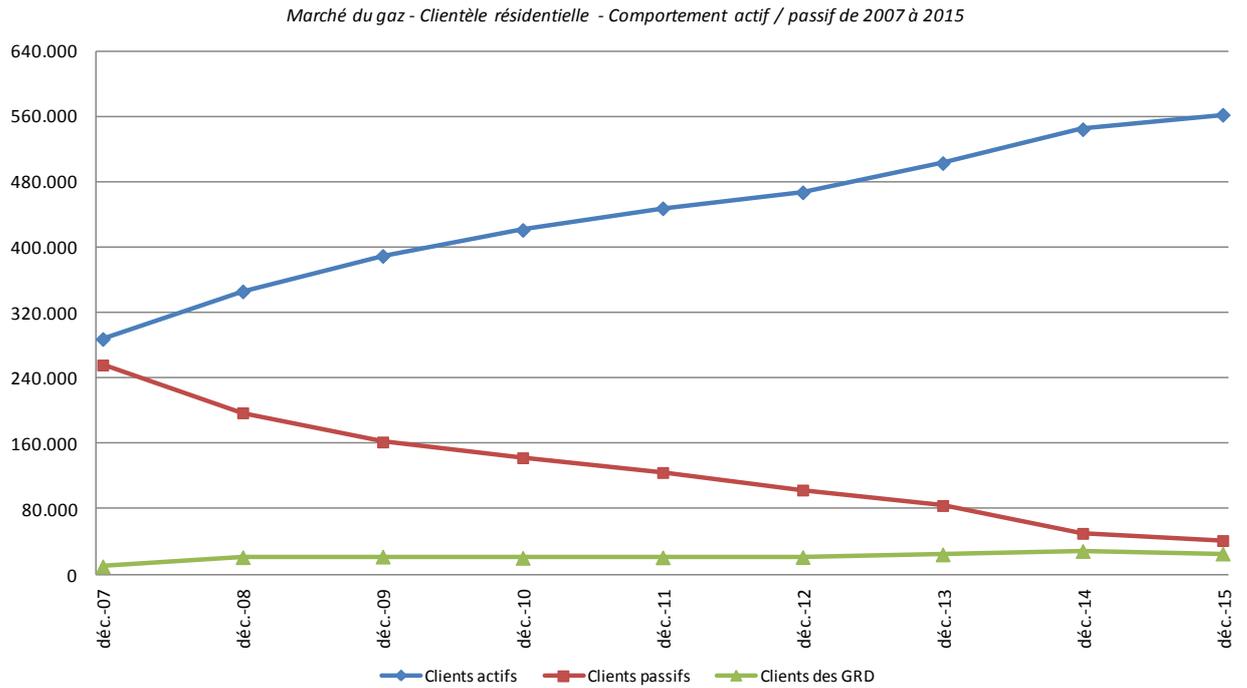


Figure 38 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif

Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 17,7% en 2015, à comparer à un taux de 15,9% pour l'année 2014.

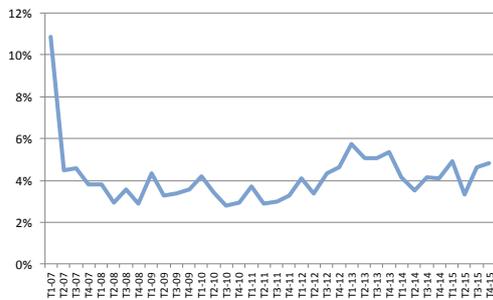


Figure 39 : Marché de gaz naturel – Taux de switch

d) Région Bruxelles-Capitale

Niveau de transparence :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

- *HHI-index et C3 :*

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

- *Switch :*

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.6.2.2 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective

a) Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.2 du présent rapport

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel :

En 2015, la CREG n'a pas mené d'enquêtes spécifiques sur le fonctionnement du marché de détail de gaz naturel.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

En 2015, il n'y a pas eu de publications des mesures promouvant une concurrence effective.

b) Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.2 du présent rapport.

Publications des mesures promouvant une concurrence effective :

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.2 du présent rapport.

c) Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 3.6.2.2 c) du présent rapport.

d) Région Bruxelles-Capitale

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

Publications des mesures promouvant une concurrence effective :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

4.7 Sécurité d'approvisionnement

4.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

Demande :

En 2015, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 175,8 TWh, ce qui représente une forte augmentation (+9,6%) par rapport à la consommation de 2014 (160,4 TWh). Il convient d'ajouter à cela que les températures ont été exceptionnellement douces en 2014 et que bien qu'elles n'aient pas été très différentes d'une année normale, elles ont engendré en 2015 une hausse des besoins en chauffage de plus de 15%, selon les estimations. Cette constatation explique en partie l'augmentation de 10,6% de la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution. Dans ces conditions, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'élève à 50,1% en 2015 (contre 49,6% en 2014). Force est de constater qu'après des années de diminution, la consommation de gaz naturel des gros consommateurs augmente à nouveau : la consommation de gaz naturel industrielle a augmenté de 4,8% et la consommation de gaz naturel destiné à la production d'électricité de 12,5%. Cette augmentation s'explique notamment par la nette diminution des prix du gaz naturel observée sur les marchés de gros.

En moyenne, le prix du gaz naturel sur ces marchés était d'environ 20 euros/MWh, avec jusqu'à 16 euros/MWh pour le prix plancher en décembre 2015, alors que les années précédentes, le prix du gaz naturel était sensiblement supérieur (par exemple, 26 euros/MWh en moyenne en 2013).

La part de gaz H a également légèrement augmenté en 2015 (+ 0,4%). Elle s'élevait à 72,8% de la quantité d'énergie fournie, la part de gaz L s'élevant donc à 27,2%. L'évolution en 2015

est surtout notable au vu de la hausse en 2015 de la consommation sur les réseaux de distribution (+ 10,6%). Sur ce segment de consommateurs, la part de gaz L (47,2%) est quasiment équivalente à celle du gaz H (52,8%). Les fournitures de gaz naturel aux clients industriels, dont la part de marché du gaz H est élevée (85,5%), a connu une légère hausse (+ 4,8%). Les centrales au gaz naturel ont déjà été entièrement converties au gaz H. La consommation de gaz naturel sur ce segment a augmenté de 12,4% en 2015.

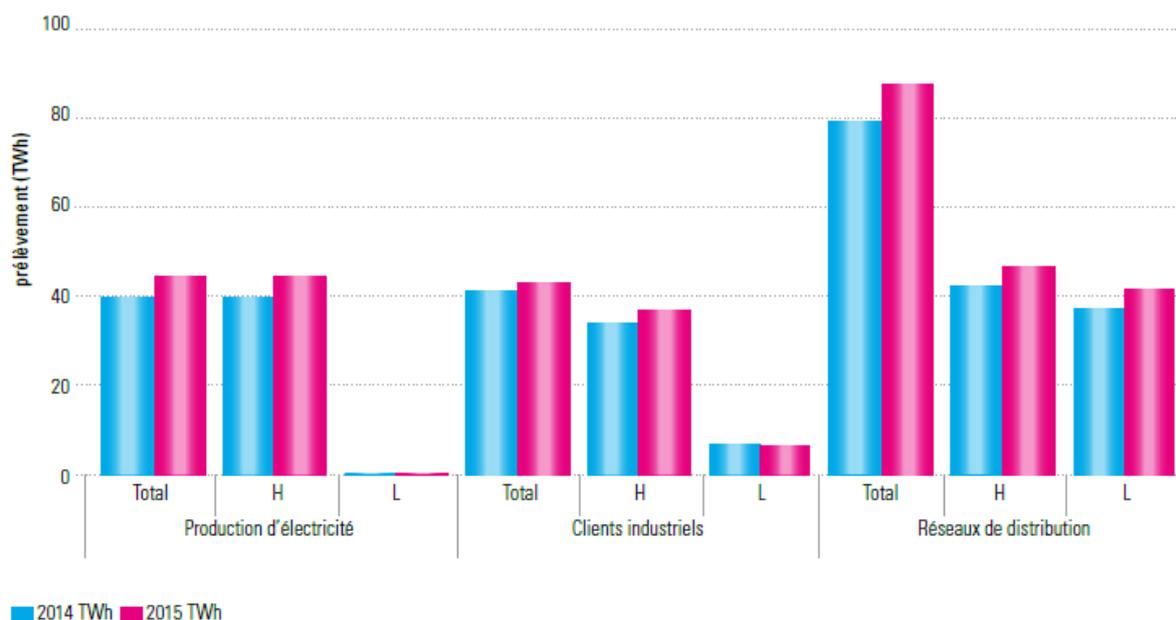


Figure 40 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2014 et 2015 (Source : CREG)

Segments	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015/2014
Distribution	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	79,6	88,1	+10,6
Industrie (clients directs)	54,7	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,1	43,1	+4,8
Production d'électricité (parc centralisé)	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	39,7	44,6	+12,5
Total	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	183,4	185,6	183,2	160,4	175,8	+9,6

Tableau 39 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2015 (en TWh) (Source : CREG)

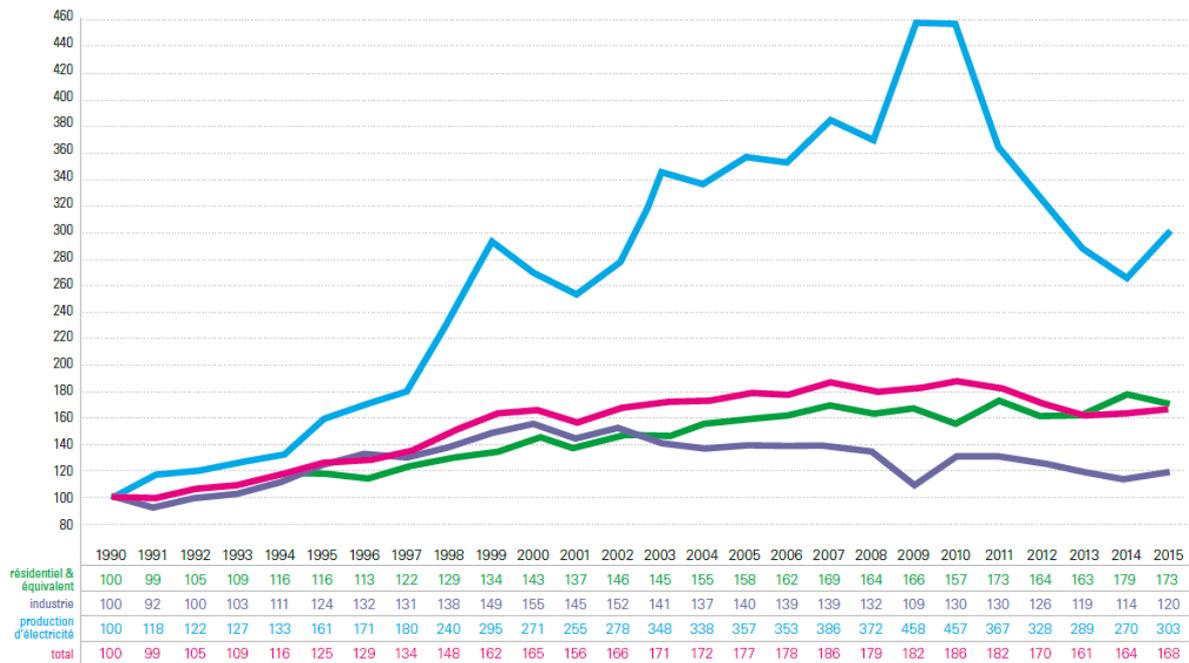


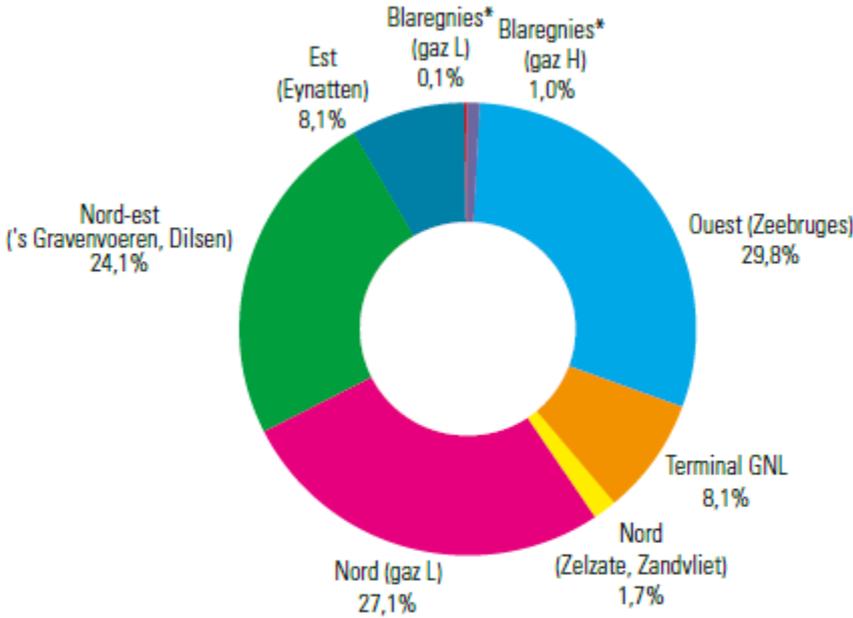
Figure 41 : Evolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2015 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)

Offre :

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès du réseau de transport de gaz naturel tant pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales que pour approvisionner leurs clients belges en gaz H. Les clients pour le gaz naturel consommant du gaz L sont approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebrugge, représente en 2015 une part de 8,1% du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebrugge constitue le principal point d'approvisionnement pour les consommateurs de gaz naturel belges et représentait en 2015 une part de 29,8%. Virtuellement, il y a cependant des importations via le point d'interconnexion avec la France à Blaregnies, tant pour le gaz H que pour le gaz L, en raison des nominations à contre-courant de flux de gaz naturel de frontière à frontière qui sont initialement destinées au marché français.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans, poursuit sa diminution (48,2% en 2015 contre 51,1% en 2014 et 55,5% en 2013) mais demeure la principale composante. L'approvisionnement total

effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 59,9% (63,8% en 2014). L'approvisionnement net sur le marché de gros a enregistré une hausse en 2015, à 40,1% (36,3% en 2014). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel demeurent la base du portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge mais de plus en plus de fournisseurs détenant une plus petite part de marché s'approvisionnent sur le marché de gros.



* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Figure 42 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2015 (Source : CREG)

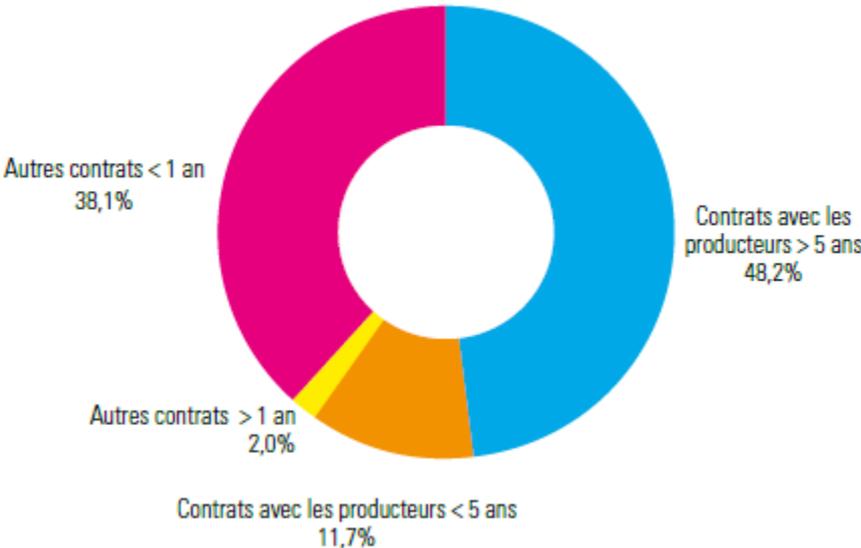


Figure 43 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2015 (Source : CREG)

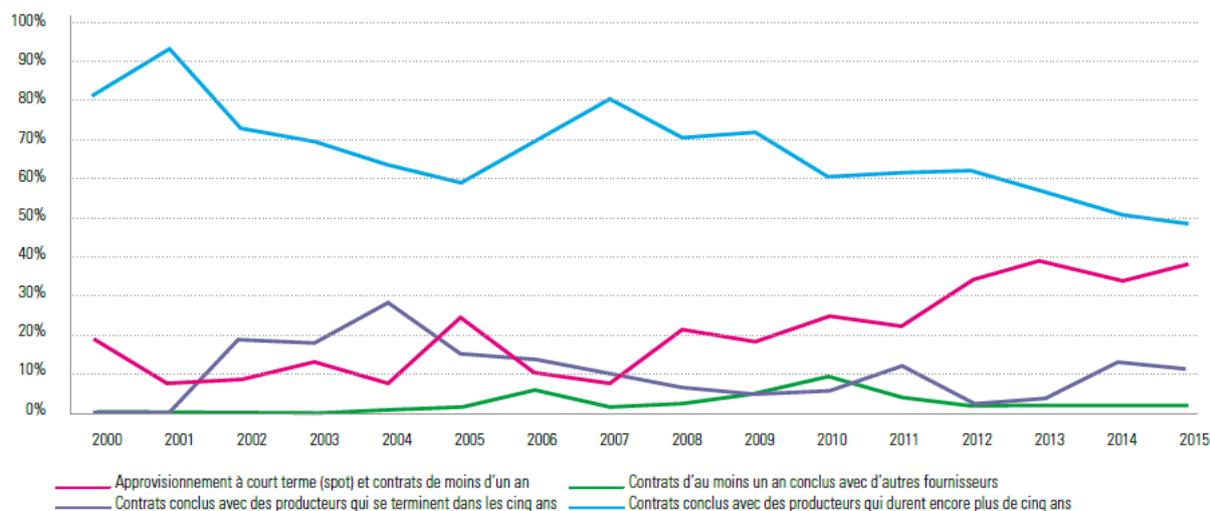
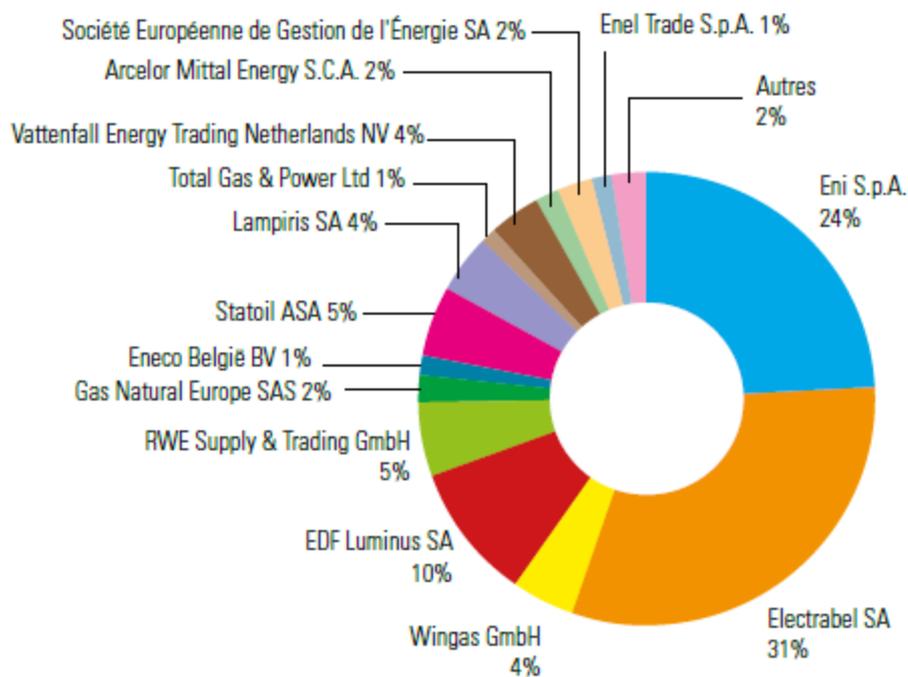


Figure 44 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2015 (parts en %) (Source : CREG)

En 2015, un total de 23 entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge (contre 22 en 2014). ELECTRABEL (ENGIE), 31% (31% en 2014), et ENI S.p.A., 24% (29% en 2014), assurent ensemble 55%, (60% en 2014 et 64% en 2013), des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est EDF LUMINUS, qui détient une part stable de 10% en 2015. Les 20 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 35%) détiennent chacune une part de marché de 5% maximum et, pour 9 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1%. Bien que le marché demeure très concentré, une pression accrue est exercée par les entreprises émergentes, qui rivalisent pour acquérir une part du marché belge du gaz naturel.



* Autres: entreprises de fourniture détenant chacune une part de marché de moins d'1% (PROGRESS ENERGY SERVICES BVBA, UNIPER GLOBAL COMMODITIES SE, NATGAS AKTIENGESELLSCHAFT, BELGIAN ECO ENERGY NV, ENOVOS LUXEMBOURG SA, EUROPEAN ENERGY POOLING BVBA, ANTARGAZ SA, GETEC ENERGY AG, DIRECT ENERGIE).

Figure 45 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2015 (Source : CREG)

4.7.2 Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

Demande future :

La figure 46 présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel en Belgique selon le scénario de référence de la CREG utilisé pour le suivi des investissements nécessaires réalisés sur le réseau de FLUXYS BELGIUM. Cette demande totale de gaz naturel est déterminée en additionnant la consommation attendue du secteur résidentiel, du secteur tertiaire, de l'industrie et de la production électrique. Il s'agit en l'occurrence de l'évolution normalisée pour tenir compte de la température. Actuellement plane toute une série d'incertitudes qui rendent ces prévisions très hypothétiques.

Ces prévisions peuvent toutefois être modifiées à court terme si les conditions du marché sont changeantes. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation de centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique pour, en particulier, les utilisateurs de gros, les prévisions économiques et l'avenir de l'approvisionnement en gaz L depuis les Pays-Bas. Aucun nouveau contrat à long terme pour le gaz L n'a été conclu avec les Pays-Bas en raison de la baisse des volumes de réserve restants du champ gazier de Groningen.

Par ailleurs, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques afin de limiter l'extraction de gaz L restant du champ gazier de Groningen en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. L'extension du marché belge du gaz L n'est par conséquent pas une option et il conviendra de suivre une trajectoire pour la conversion en temps utile des clients de gaz naturel du gaz L en gaz H. De ce fait, la Belgique évoluera progressivement vers un marché approvisionné exclusivement en gaz H.

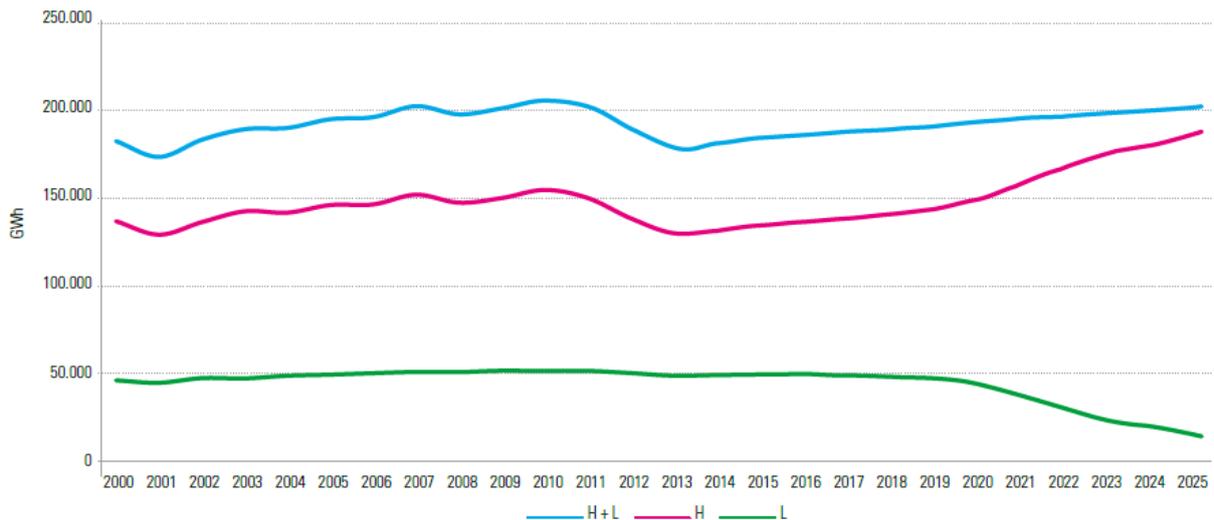


Figure 46 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2025 (GWh, t° normalisée, H+L) (Source : CREG)

Approvisionnement :

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge a augmenté pour atteindre le nombre de 23, au 31 décembre 2015. Le taux de diversification pris globalement pour tous les importateurs agrégés est très élevé, tant en termes de sources d'approvisionnement que de routes d'approvisionnement. Une tendance à la hausse du nombre de transactions de gaz naturel à court terme se dessine, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les places de marchés européennes. En Belgique, les conditions pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement belge que pour l'"exportation" de la sécurité d'approvisionnement vers d'autres marchés d'Europe du nord-ouest. Quant à l'approvisionnement en gaz L, au 31 décembre 2015, 19 fournisseurs dépendaient presque exclusivement du point d'interconnexion Poppel/Hilvarenbeek pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions du marché belge du gaz L seront fortement déterminées par la conversion progressive des clients de gaz L en clients de gaz H.

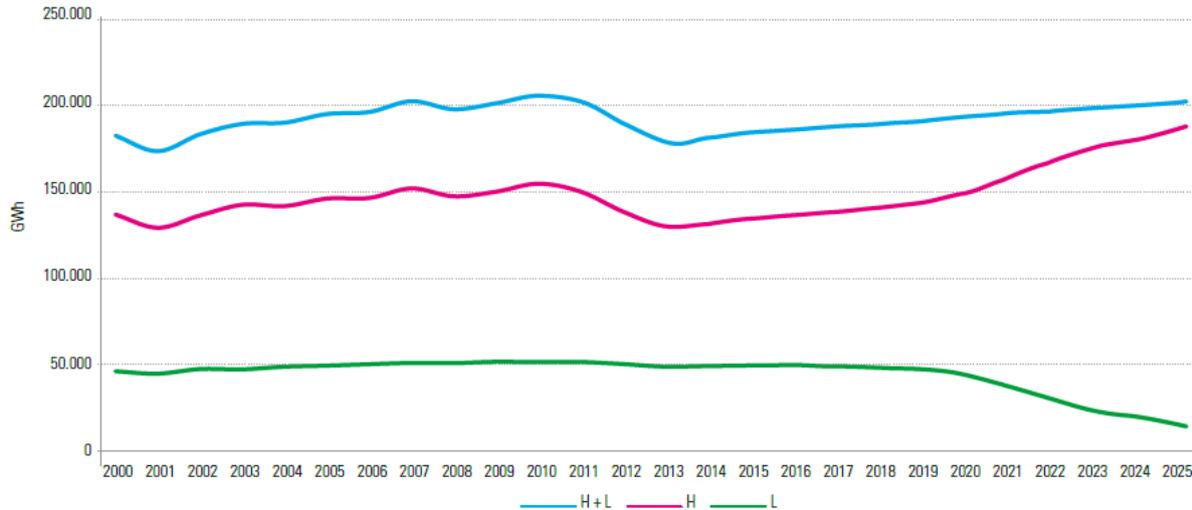


Figure 47 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2025 (GWh, t° normalisée, H+L) (Source : CREG)

4.7.3 Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

En 2014, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2014-2024) conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan parallèlement au plan européen d'investissement à dix ans d'ENTSOG (TYNDP) et au plan d'investissement régional (GRIP) des gestionnaires de réseaux du nord-ouest de l'Europe sans constater de problèmes.

Les investissements substantiels réalisés ces dernières années ont permis au réseau belge de devenir un réseau de taille appropriée, doté de capacités d'entrée importantes (>10 millions m³(n)/h), bidirectionnel, sans congestion et bien interconnecté avec d'autres réseaux de transport de gaz naturel dans le nord-ouest de l'Europe. Cette stratégie d'investissement poursuivait un triple objectif : asseoir la Belgique dans son rôle de plaque tournante internationale, continuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement et jeter les bases pour accroître davantage la liquidité du marché.

A la lumière de la conjoncture économique et des flux d'importation à venir, Fluxys Belgium a revu son programme indicatif d'investissement en optimisant ses dépenses. L'investissement total prévu par Fluxys Belgium et Fluxys LNG pour 2015-2024 s'élève à 949 millions €.

Les 4 grands piliers sont :

- Investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes (44%);
- Investissements nécessaires pour couvrir l'évolution attendue de la demande de pointe en Belgique (9%) ;
- Investissements pour la garantie de l'intégrité du réseau et renouveler les infrastructures (34%) ;
- Investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments (13%).

Le premier des 4 grands piliers sont les investissements liés à des initiatives commerciales et coopérations externes. Dans le programme indicatif d'investissement 2015-2024, trois grands projets sont repris sous cette catégorie d'investissements :

La liaison Dunkerque – Zeebrugge, avec la pose de la canalisation Alveringem – Maldegem :

Le gazoduc Alveringem-Maldegem qui raccordera le nouveau terminal GNL de Dunkerque au réseau de transport belge constitue un important projet d'investissement en cours de réalisation. En Belgique, cela implique la construction d'une nouvelle conduite de gaz naturel sur 72 km, entre Alveringem et Maldegem avec des embranchements pour l'approvisionnement local de gaz naturel. La mise en service est prévue pour décembre 2015.

La construction d'un second appontement au Terminal GNL de Zeebrugge : Un deuxième projet concerne l'extension du terminal GNL de Zeebrugge et inclut la construction d'un deuxième appontement pour les navires GNL. Sa mise en service est prévue pour le second semestre 2015.

La construction d'un 5e réservoir de stockage au Terminal GNL de Zeebrugge : Ceci concerne la construction d'un cinquième réservoir sur le terminal GNL de Zeebrugge doté d'une capacité de 180.000 m³ de GNL (2015-2018).

Le second pilier concerne les investissements pour couvrir la demande de pointe en Belgique. Chaque année, Fluxys Belgium procède à une analyse de la demande future de capacités pour répondre aux besoins de pointe de la distribution, des clients industriels et des centrales électriques. Cette analyse permet à Fluxys Belgium de prévoir les renforcements nécessaires sur les axes principaux et locaux de son réseau ou d'adapter le dimensionnement de certains projets pour éviter d'éventuels surinvestissements.

Dans son programme indicatif d'investissement 2015-2024, Fluxys Belgium prévoit la construction de nouvelles stations de détente et la pose de nouvelles canalisations afin de couvrir la demande de pointe de la distribution et de renforcer la capacité d'approvisionnement dans plusieurs régions du pays. A titre d'exemple:

- Nouvelles infrastructures de transport entre Tessengerlo et Diest (en néerlandais) (18 km de canalisation et station de détente) pour renforcer la capacité d'approvisionnement en Campine limbourgeoise.
- Nouvelles infrastructures entre Overijse et Jezus-Eik (7,7 km de canalisation et station de détente) pour renforcer le réseau du gestionnaire de distribution Sibelga dans la Région de Bruxelles-Capitale.
- Nouvelle canalisation entre Houthulst et Poelkapelle: un raccordement de 7 km vers la nouvelle canalisation Alveringem-Maldegem pour approvisionner la région d'Ypres.

Fluxys Belgium prend aussi en compte les demandes de nouveaux raccordements de sites industriels ainsi que les projets de nouvelles centrales électriques. La décision d'investissement n'est toutefois prise que lorsqu'un contrat de capacité ferme est conclu avec ces consommateurs finaux. A titre d'exemple :

Nouvelle canalisation entre Virton et Rouvroy (6,5 km) en vue d'alimenter en gaz naturel la papeterie Burgo Ardennes.

Eu égard au contexte d'investissement difficile pour les nouvelles centrales électriques au gaz naturel, le programme indicatif d'investissement 2015-2024 ne reprend aucun projet de renforcement du réseau pour raccorder de nouvelles centrales. Le plan approuvé par le gouvernement précédent prévoit cependant des mesures afin de stimuler les investissements dans de nouvelles centrales électriques au gaz. Il va sans dire que Fluxys Belgium adaptera son programme d'investissement dès que des projets concrets verront le jour.

Le troisième pilier concerne les investissements pour garantir l'intégrité du réseau et renouveler les infrastructures. Le programme indicatif d'investissement comprend une série de projets visant à renouveler des installations et à les adapter à de nouvelles normes et à modifier le tracé, renouveler ou démanteler des canalisations. Sont également inclus dans cette enveloppe les montants permettant à Fluxys Belgium de suivre les technologies les plus récentes pour assurer l'intégrité de ses canalisations souterraines, notamment au niveau de la protection contre la corrosion et de la détection des agressions. Quelques projets repris sous cette catégorie sont:

- Le renouvellement des canalisations entre Turnhout et Weelde (en néerlandais) (32 km) dans la province d'Anvers ;
- Le renouvellement des canalisations dans la région de Gand (en néerlandais) ;
- Les travaux sur des canalisations pour permettre leur inspection de l'intérieur par un piston équipé de capteurs ;

La « Conversion L/H » : les investissements nécessaires pour adapter progressivement le réseau de gaz à faible pouvoir calorifique au transport de gaz à haut pouvoir calorifique. Le défi majeur qui se présente est la conversion du réseau de transport de gaz L distinct en vue d'évoluer vers un marché belge du gaz naturel exclusivement approvisionné en gaz H. Cette conversion s'impose car aucun nouveau contrat à long terme ne sera conclu avec les Pays-Bas pour la fourniture de gaz L vu la façon dont les Pays-Bas gèrent les stocks de gaz L restants. Par ailleurs, le gouvernement néerlandais prend des mesures toujours plus drastiques pour limiter l'extraction du gaz L restant du Groningenveld en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. Dans ce contexte, il est urgent d'élaborer un plan de conversion des consommateurs de gaz L en gaz H.

Enfin, il y a les investissements dans le matériel, les équipements, les applications informatiques et les bâtiments. La moitié du budget de cette quatrième catégorie est consacrée aux évolutions, mises à jour ou remplacements des applications informatiques servant à la gestion des installations et des flux gaziers et à la commercialisation des capacités dans le réseau de Fluxys Belgium. Une autre part importante de ce budget est destinée à la rénovation d'un bâtiment du Siège social ainsi qu'à la construction et à l'équipement d'un nouveau Centre d'intervention.

4.7.4 Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2015 a été enregistré le vendredi 23 janvier. La consommation belge de gaz naturel s'est élevée à 933 GWh (864 GWh en 2014), soit 1,94 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 63% du prélèvement de pointe, 22% étaient destinés à la production d'électricité et les 15% restants ont été prélevés par l'industrie.

La consommation journalière de pointe de 933 GWh du 23 janvier 2015 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'alimentation en gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 47% de la demande de pointe (22% gaz H et 25% gaz L). Quelque 28%

provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord via le Zeepipe amarré à Zeebrugge. En outre, 6% provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 19% du terminal de GNL à Zeebruges et 0,2% était issu de la conversion de gaz H en gaz L par l'ajout d'azote via les installations de conversion de qualité du gestionnaire de réseau Fluxys Belgium.

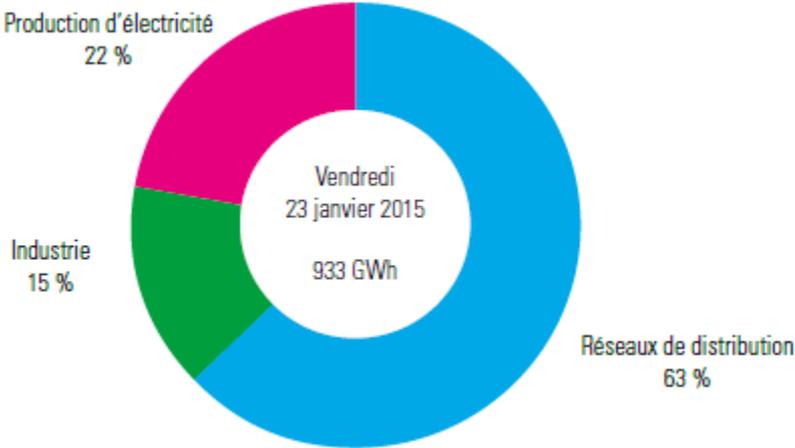


Figure 48 : Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2015 (Source : CREG)

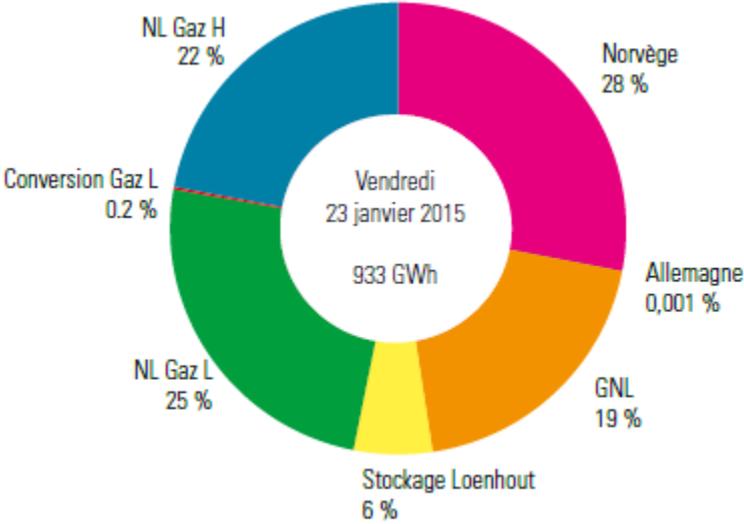


Figure 49 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2015 (Source : CREG)

5 Protection des consommateurs et traitement des plaintes en électricité et gaz naturel

5.1 Protection des consommateurs

5.1.1 Obligations de service universel et de service public

a) Région flamand

Electricité gratuite :

L'article 5.1.1. du décret énergie oblige les GRD à fournir annuellement à chaque client résidentiel établi en Flandre une certaine quantité d'électricité gratuite, à savoir 100 kWh par ménage + 100 kWh par membre du ménage. A partir du 1 janvier 2016 la mesure a été abolie.

Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu:

Le GRD peut couper l'approvisionnement en électricité ou gaz naturel uniquement dans les cas suivants :

- en cas de danger imminent pour la sécurité, tant que cette situation perdure ;
- dans le cas où une habitation est inoccupée ;
- en cas de fraude de la part du client résidentiel ;
- dans le cas où le client résidentiel n'est pas un mauvais payeur et refuse de conclure un contrat énergétique ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de donner au gestionnaire de réseau l'accès à l'espace dans lequel est installé le compteur d'électricité ou de gaz naturel et dont il détient le droit de propriété ou d'usage, pour l'installation, le branchement, le contrôle ou le relevé du compteur d'électricité, y compris le compteur à budget pour l'électricité et le limiteur de puissance, ou du compteur de gaz naturel, y compris le compteur à budget pour le gaz naturel ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de donner au gestionnaire de réseau l'accès à l'espace dans lequel est installé le compteur à budget pour l'électricité et dont il

détient le droit de propriété ou d'usage, pour le débranchement du limiteur de puissance du compteur à budget pour l'électricité ;

- dans le cas où le client résidentiel refuse de conclure un plan de paiement avec le gestionnaire de réseau ou dans le cas où le client résidentiel ne respecte pas le plan de paiement conclu avec le gestionnaire de réseau ;
- dans le cas où le contrat énergétique du client résidentiel a été résilié pour une raison autre qu'un mauvais paiement et le client résidentiel n'a pas conclu de contrat énergétique pendant une certaine période, sauf si le client peut démontrer qu'il n'a pas pu conclure de contrat.

Fournisseur de dernier recours:

Le fournisseur de dernier recours ou "*supplier of last resort*" est le fournisseur obligé de fournir de l'électricité et/ou du gaz naturel aux consommateurs dont le fournisseur ne remplit pas ses obligations (par ex., suite à une faillite). Il n'existe pas encore de réglementation légale en matière de désignation du fournisseur de dernier recours.

Les OSP ont été fixées dans le décret énergie et concernent :

- des mesures de protection en cas de mauvais paiement à l'égard d'un fournisseur ;
- des mesures de protection en cas de résiliation du contrat de fourniture par le fournisseur. Un fournisseur peut uniquement résilier un contrat de fourniture d'électricité ou de gaz naturel s'il prend en considération un délai de préavis d'au moins soixante jours calendrier ;
- un compteur à budget pour l'électricité/le gaz naturel en cas de mauvais paiement à l'égard du GRD ;
- une fourniture minimale d'électricité : celle-ci est fixée à une puissance correspondant à dix ampères sous 230 volts ;
- une fourniture minimale de gaz naturel durant la période hivernale : le CPAS peut récupérer tout au plus 70 % du coût auprès du GRD. Le CPAS peut soit réclamer le pourcentage restant auprès du client résidentiel au moyen d'un plan de paiement, soit en donner quittance ;
- le limiteur de puissance du compteur à budget pour l'électricité : si un client résidentiel d'électricité ne recharge pas son compteur à budget pour l'électricité durant une période de soixante jours calendrier.

Mises en demeure:

En 2015, les fournisseurs commerciaux ont enregistré relativement moins de clients mis en demeure qu'en 2014 et 2013 (8,08 % contre 9,25 %). Ce constat mérite d'être souligné dans un contexte économique où les marges sont toujours plus réduites.

Chez les gestionnaires de réseau de distribution, le nombre de clients mis en demeure a diminué en 2015 par rapport à 2014, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz. Concernant l'électricité, 55,3 % des clients du gestionnaire de réseau de distribution ont été mis en demeure au moins une fois.

Plans de paiement:

Le nombre de nouveaux plans de paiement conclus auprès des fournisseurs commerciaux est également moindre en 2015 qu'en 2014. Le nombre de plans de paiement en cours en 2015 s'élevait à quelque 2,79 % du nombre total de ménages approvisionnés.

Le gestionnaire de réseau de distribution a également constaté une baisse du nombre de plans de paiement nouveaux et en cours en 2015 par rapport à 2014. La proportion de plans de paiement en cours s'élève chez eux à 38,25 % pour l'électricité et 44,98 % pour le gaz naturel.

Résiliation du contrat de fourniture:

En 2015, 82 289 contrats d'électricité et 61 639 contrats de gaz naturel ont été résiliés auprès des fournisseurs commerciaux, ce qui correspond dans les deux cas à environ 3 % du nombre total de points d'accès. Dans respectivement 33 924 et 24 492 cas, le client a été cédé au gestionnaire de réseau de distribution.

Compteur à budget:

La Flandre comptait 120 606 compteurs électriques à budget à la fin 2015. 40 619 de ces compteurs ont été activés. Cela correspond à 1,5 % des points d'accès d'électricité. S'agissant du gaz naturel, on comptait 58 074 compteurs à budget, dont 27 760 étaient actifs, soit 1,5 % du nombre de points d'accès du gaz naturel.

Limiteurs de puissance:

Au 31 décembre 2015, on dénombrait en Flandre 2 068 limiteurs de puissance classiques (10A). Il s'agit d'une diminution par rapport à 2014. En Flandre, le gestionnaire de réseau de distribution peut choisir d'installer un limiteur de puissance s'il est impossible pour des raisons techniques d'installer un compteur à budget.

Coupures:

Le nombre de points d'accès déconnectés en 2015 après avis de la Commission locale d'avis de coupure (CLAC) est inférieur à celui de 2014. Le tableau ci-dessous montre l'évolution au fil des années pour l'électricité. Malgré l'augmentation, il s'agit du meilleur indicateur du nombre de coupures de points d'accès liées à des défauts de paiement.

2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.857	1.169	981	1.150	1.247	1115

Tableau 40 : Nombre de coupures d'électricité après avis de la LAC

En ce qui concerne le gaz également, le nombre de coupures faisant suite à un avis de la CLAC a diminué en 2015 par rapport à 2014, comme le montre le tableau ci-dessous.

2010	2011	2012	2013	2014	2015
2.836	1.865	1.809	1.695	1.763	1.668

Tableau 41: Nombre de coupures de gaz naturel après avis de la LAC

b) Région wallonne

L'électricité et le gaz sont des domaines particuliers où la logique de marché doit coexister avec une mission de service public. Notamment, leur fourniture à l'ensemble de la population apparaît comme une nécessité.

Dans cette perspective, des obligations de service public ("OSP") sont imposées aux fournisseurs et aux GRD par les décrets organisant les marchés de l'électricité et du gaz et par deux de leurs arrêtés d'exécution : l'arrêté relatif aux OSP en électricité et l'arrêté relatif aux OSP en gaz.

Dans le respect des directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE, ces arrêtés ont été complétés en 2015. Un arrêté modificatif du 24 septembre 2015 ajoute certaines informations qui doivent être mentionnées dans le contrat de fourniture, et dans les factures transmises aux clients résidentiels finaux.

Ainsi un contrat de fourniture qui est proposé au client résidentiel final doit, depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté susmentionné notamment contenir les informations suivantes : les coordonnées de contact, en ce compris l'adresse de courrier électronique d'organismes indépendants de conseil aux consommateurs, d'agences de l'énergie ou d'organismes similaires auprès desquels ils peuvent obtenir des conseils sur les mesures existantes en matière d'efficacité énergétique, sur les profils de référence correspondant à leur

consommation d'énergie et sur les spécifications techniques d'appareils consommateurs d'énergie qui peuvent permettre d'en réduire la consommation.

Les fournisseurs doivent désormais faire figurer sur les factures adressées aux clients finaux les informations suivantes : les coordonnées de contact (y compris les adresses internet) d'association de défense des consommateurs finals, d'agences de l'énergie ou d'organisme similaires auxquels s'adresser pour obtenir des informations sur les mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique qui existent, sur les profils comparatifs d'utilisateurs finals et sur les spécifications techniques objectives d'équipements consommateurs d'énergie.

Rappelons qu'en électricité, plusieurs adaptations avaient été introduites en 2014 au niveau des obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseaux. Les mesures imposées dans ce cadre ont notamment pour objectif d'atteindre davantage de cohésion économique et sociale, une plus grande protection des clients vulnérables et de l'environnement, et comprennent, conformément à l'article 3.10 de la directive 2009/72/CE, des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande ainsi que des moyens de lutte contre le changement climatique, et de sécurité d'approvisionnement. Des obligations similaires ont été adoptées en 2015 pour le gaz.

Suite à ces modifications décrétales en 2014 (électricité¹¹⁷) et 2015 (gaz¹¹⁸), le gestionnaire de réseau doit valider et transmettre au fournisseur les relevés d'index réalisés par les clients avec une périodicité qui ne peut être inférieure à trois mois à des fins d'information, de simulation des consommations ou d'adaptations des acomptes tenant compte d'un lissage des consommations sur 12 mois. Il prévoit également que le gestionnaire de réseau assure un rôle de facilitateur de marché.

Les nouvelles obligations de service public imposées aux fournisseurs¹¹⁹ s'inscrivent dans la même perspective que celles imposées aux gestionnaires de réseau.

Certaines obligations de service public revêtent un caractère social ("OSP sociales")¹²⁰. Les OSP sociales ont pour objectif principal de limiter l'endettement des clients résidentiels qui ont

¹¹⁷ Décret du 11 avril 2014 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

¹¹⁸ Décret du 21 mai 2015 modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

¹¹⁹ Celles-ci sont intégralement listées à l'article 34bis du Décret du 12 avril 2001.

¹²⁰ Fourniture aux clients protégés ; Procédure applicable au client résidentiel en cas de non-paiement ; Défaut de paiement d'un client résidentiel et placement du compteur à budget ; Fourniture à titre temporaire pendant la période hivernale du client résidentiel non protégé dont le contrat a été résilié ou est venu à échéance pendant cette même période ; Fourniture minimale garantie aux clients protégés ; Procédure conduisant à la coupure d'électricité suite à un défaut récurrent de paiement.

des difficultés de paiement tout en leur garantissant un accès à l'énergie et en les responsabilisant dans la gestion de leur dette et de leur consommation d'énergie.

Au niveau de l'électricité, le concept de service universel a été renforcé en 2014 et prévoit notamment qu' « en cas de mise en demeure du client, le fournisseur est tenu de proposer un plan de paiement raisonnable et d'informer son client de la possibilité de bénéficier de l'assistance d'un C.P.A.S. [« Centre public d'action sociale »] dans sa négociation. (...) En cas d'absence de réaction du client déclaré en défaut de paiement, de refus ou de non-respect d'un plan de paiement raisonnable, ou à la demande du client, le fournisseur demande au gestionnaire de réseau le placement d'un compteur à budget (...) ».

Cette obligation pour les fournisseurs de proposer un plan de paiement raisonnable adapté à la capacité financière du client avant tout placement d'un compteur à budget a été introduite en 2015 pour le gaz.

La procédure de placement du compteur à budget pourra également être suspendue en cas de contestation du client ou en cas d'impossibilité de placement du compteur pour des raisons techniques, médicales, structurelles ou sociales confirmées par le GRD.

En cas d'absence de réaction du client déclaré en défaut de paiement, de refus ou de non-respect d'un plan de paiement raisonnable, ou à la demande du client, le fournisseur demande au GRD le placement d'un compteur à prépaiement ou à budget. L'objectif du compteur à budget est d'aider le client à mieux maîtriser ses consommations mais également, le cas échéant, à limiter son endettement puisqu'il devra recharger préalablement la carte de son compteur à budget pour pouvoir consommer de l'électricité et/ou du gaz.

Dans l'hypothèse d'une défaillance du fournisseur avec lequel des clients ont conclu un contrat de fourniture, celle-ci serait assurée par un "fournisseur de substitution" (fournisseur désigné par le gestionnaire de réseau). Les conditions, les critères et la procédure de désignation ainsi que les modalités d'intervention du fournisseur de substitution sont définies dans les Règlements techniques.

c) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.1.2 Consommateurs vulnérables

5.1.2.1 Définition du « consommateur vulnérable » :

a) Niveau fédéral

Au niveau fédéral quatre catégories de personnes sont considérées comme vulnérables bénéficient le du statut de « client protégé ». Aux clients protégés un tarif social pour l'électricité et le gaz naturel est accordé.

Les quatre catégories son :

Catégorie 1 : tout client final ou un membre de son ménage qui bénéficie d'une décision d'octroi, par le Service public fédéral Sécurité sociale :

- d'une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail de 65 %;
- d'une allocation familiale supplémentaire pour les enfants souffrant d'une incapacité physique ou mentale d'au moins 66 % ;
- d'une allocation pour l'aide d'une tierce personne;
- d'une allocation d'aide aux personnes âgées;
- d'une allocation de remplacement de revenus;
- d'une allocation d'intégration.

Catégorie 2 : tout client final ou un membre de leur ménage qui bénéficie d'une décision d'octroi, par l'Office national des Pensions :

- une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail d'au moins 65 % (une allocation complémentaire ou une allocation de complément du revenu garanti);
- d'une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA);
- du revenu garanti aux personnes âgées;
- d'une allocation pour l'aide d'une tierce personne.

Catégorie 3 : tout client final ou un membre de son ménage qui bénéficie d'une décision d'octroi, par un Centre public d'aide sociale (CPAS) :

- du droit à l'intégration sociale;

- d'une aide sociale financière à la personne qui est inscrite au registre des étrangers avec une autorisation de séjour illimitée et qui, en raison de sa nationalité, ne peut pas être considérée comme ayant droit à l'intégration sociale;
- d'une aide sociale partiellement ou totalement prise en charge par l'Etat fédéral;
- d'une allocation (avance) d'attente du revenu garanti aux personnes âgées, de la garantie de revenus aux personnes âgées ou d'une allocation de handicapés.

Catégorie 4 : les locataires qui habitent dans un immeuble à appartements dont le chauffage au gaz naturel est assuré par une installation collective, lorsque les logements sont donnés en location à des fins sociales par une société de logement reconnue, à savoir celles reprises sur les sites suivants : www.vmsw.be en Flandre, www.swl.be en Wallonie et www.slr.birisnet.be à Bruxelles.

Sauf pour la 4^{ème} catégorie depuis juillet 2009, plus aucune démarche n'est nécessaire pour obtenir le tarif social. Il est accordé automatiquement par le fournisseur dès qu'on entre dans les catégories 1, 2 ou 3 précitées.

Concrètement, le Service public fédéral Economie récolte toutes les données auprès des différentes instances (fournisseurs, registre national, banque-carrefour de la sécurité sociale) et avertit le fournisseur s'il y a lieu de vous appliquer le tarif social.

b) Région flamande :

Dans la région flamande la notion « client protégé/consommateur vulnérable » est la même qu'au niveau fédérale.

c) Région wallonne :

En Région wallonne la notion de « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 4 catégories supplémentaires par rapport à la définition fédérale. Ces catégories supplémentaires sont :

Les personnes (ou toute personne vivant chez le demandeur) bénéficiaire :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière auprès du CPAS.
- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé.
- d'un règlement collectif de dettes.

- du MAF (maximum à facturer) auprès de l'assurance obligatoire soins de santé et indemnités (votre mutualité).

Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité tel que modifié par le décret du 11 avril 2014 (dénommé « le nouveau décret électricité ») a introduit cette nouvelle catégorie de clients protégés exclusivement régionaux sur base du maximum à facturer (ou MAF) en fonction des revenus du ménage. Le MAF est une aide financière en matière de santé. Elle intervient dès que les dépenses en termes de frais de santé d'un ménage atteignent un montant déterminé. Ce mécanisme prévoit alors que certains de ces frais soient intégralement remboursés par la mutuelle. Toutefois, au terme de l'année 2015, les procédures et modalités d'octroi de cette catégorie supplémentaire de clients protégés au sens régional devaient encore être déterminées par le Gouvernement wallon. De ce fait, en 2015, les personnes qui auraient pu faire partie de cette catégorie n'ont pas encore pu bénéficier du statut de client protégé et des protections et avantages qui y sont liés.

d) Région Bruxelles-Capitale :

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.1.2.2 Tarif social

a) Niveau fédéral :

Le lecteur est renvoyé au points 3.6.2.1 et 4.6.2.1.

Les consommateurs vulnérables bénéficient d'un tarif social qui est calculé tous les 6 mois par la CREG. Exprimé en €/kWh, ce tarif avantageux est identique chez tous les fournisseurs et tous les GRD (intercommunale ou régie). De manière simplifiée, le tarif social est égal à l'offre commerciale (parmi les fournisseurs) la plus avantageuse augmenté avec le tarif de distribution du GRD le plus bas.

		hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL MONOHOAIRE			
	Composante énergie (c€/kWh)	4,895	5,189
	Composante distribution (c€/kWh)	7,227	7,661
	Composante transport (c€/kWh)	1,415	1,500
Total (c€/kWh)		13,537	14,350

		hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL BIHOAIRE			
Jour	Composante énergie (c€/kWh)	5,285	5,602
	Composante distribution (c€/kWh)	7,227	7,661
	Composante transport (c€/kWh)	1,415	1,500
Total (c€/kWh)		13,927	14,763
Nuit	Composante énergie (c€/kWh)	4,545	4,818
	Composante distribution (c€/kWh)	5,019	5,320
	Composante transport (c€/kWh)	1,415	1,500
Total (c€/kWh)		10,979	11,638

		hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT			
	Composante énergie (c€/kWh)	3,413	3,618
	Composante distribution (c€/kWh)	1,575	1,670
	Composante transport (c€/kWh)	1,321	1,400
Total (c€/kWh)		6,309	6,688

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et energieheffing (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Tableau 42: Tarif social électricité basse tension février 2015 -juillet 2015

		hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL MONOHOAIRE			
	Composante énergie (c€/kWh)	5,307	5,625
	Composante distribution (c€/kWh)	7,254	7,689
	Composante transport (c€/kWh)	1,557	1,650
Total (c€/kWh)		14,118	14,964

		hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL BIHOAIRE			
Jour	Composante énergie (c€/kWh)	6,870	7,282
	Composante distribution (c€/kWh)	7,254	7,689
	Composante transport (c€/kWh)	1,557	1,650
Total (c€/kWh)		15,681	16,621
Nuit	Composante énergie (c€/kWh)	3,809	4,038
	Composante distribution (c€/kWh)	5,386	5,709
	Composante transport (c€/kWh)	1,557	1,650
Total (c€/kWh)		10,752	11,397

		hors TVA	TVA 6% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT			
	Composante énergie (c€/kWh)	3,184	3,375
	Composante distribution (c€/kWh)	2,471	2,619
	Composante transport (c€/kWh)	1,387	1,470
Total (c€/kWh)		7,042	7,464

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Tableau 43: Tarif social électricité basse tension août 2015

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOHOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	5,307	6,421
Composante distribution (c€/kWh)	7,254	8,777
Composante transport (c€/kWh)	1,557	1,884
Total (c€/kWh)	14,118	17,082

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	6,870	8,313
Composante distribution (c€/kWh)	7,254	8,777
Composante transport (c€/kWh)	1,557	1,884
Total (c€/kWh)	15,681	18,974
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	3,809	4,609
Composante distribution (c€/kWh)	5,386	6,517
Composante transport (c€/kWh)	1,557	1,884
Total (c€/kWh)	10,752	13,010

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	3,184	3,853
Composante distribution (c€/kWh)	2,471	2,990
Composante transport (c€/kWh)	1,387	1,678
Total (c€/kWh)	7,042	8,521

NB : Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Tableau 44 : Tarif social électricité basse tension septembre 2015 – janvier 2016

	hors TVA	TVA 21 % comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	2,503	3,029
Composante transport (c€/kWh)	0,158	0,191
Composante distribution (c€/kWh)	0,583	0,705
Total (c€/kWh)	3,244	3,925

NB : Ces tarifs sont exprimés hors cotisation fédérale et redevance de raccordement (Wallonie). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

Tableau 45 : Tarif social gaz naturel février 2015 - juillet 2015

	hors TVA	TVA 21 % comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	2,491	3,014
Composante transport (c€/kWh)	0,147	0,178
Composante distribution (c€/kWh)	0,517	0,626
Total (c€/kWh)	3,155	3,818

NB : Ces tarifs sont exprimés hors cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

Tableau 46 : Tarif social gaz naturel août 2015 – janvier 2016

b) Région flamande

Au total, 203 594 clients de fournisseurs commerciaux et 12 489 clients d'un gestionnaire de réseau de distribution ont droit au prix social maximal pour l'électricité. Pour le gaz naturel, ces chiffres sont respectivement de 124 880 et 9 447. Au total, il s'agit de seulement 8 % du nombre total de raccordements en Flandre. Ce nombre est relativement stable depuis quelques années.

c) Région wallonne

Pour la région wallonne, il n'y a rien à signaler pour 2015.

d) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.1.3 Informations aux consommateurs

a) Région flamande

Pour 2015 il n'y a rien nouveau à signaler.

b) Région flamande :

Dans les articles 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté sur l'Energie, les fournisseurs sont obligés de mentionner sur la facture la consommation d'électricité/de gaz annuelle au cours des trois dernières années. Les règlements techniques stipulent à ce sujet que chaque consommateur a le droit de recevoir du GRD au maximum une fois par an sans charge un aperçu de sa consommation des trois dernières années. Le consommateur peut aussi autoriser un fournisseur de services énergétiques ou un agrégateur de recevoir cette information.

Si le fournisseur ne dispose pas des données visées aux art. 6.4.23 et 6.4.25 du Arrêté, il se les fait communiquer par le GRD d'électricité.

c) Région wallonne

Actuellement, le « Service régional de médiation pour l'énergie » (SRME) reçoit de nombreuses demandes d'information par téléphone et constate que les consommateurs et les plaignants sollicitent un service d'information leur permettant de rencontrer un interlocuteur qui soit à même de les informer au sujet de leurs droits, de la législation en vigueur et des voies de règlement des litiges à leur disposition en matière d'énergie (électricité et gaz).

Afin de renforcer l'information des consommateurs, le SRME a lancé en janvier 2014 le projet-pilote « Guichet d'information ». L'objectif de celui-ci est d'accueillir les consommateurs afin de les informer adéquatement et de les guider dans les démarches à réaliser en vue du règlement des litiges qui les opposent à un fournisseur et/ou un GRD d'électricité et/ou de gaz (pas à un propriétaire, locataire, cessionnaire, installateur, chauffagiste, etc.).

d) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.1.4 Changement de fournisseur

Le lecteur est renvoyé aux points 3.6.2.1 et 4.6.2.1 du présent rapport.

5.1.5 Smart metering

a) Région flamande

Pour 2015 il n'y a rien nouveau à signaler.

Le gouvernement flamand n'a pas encore pris de décision sur le déploiement des compteurs intelligents.

b) Région wallonne

La CWaPE a poursuivi en 2015 les travaux réalisés en matière de comptage intelligent. Les gestionnaires de réseaux poursuivent leurs développements et l'un d'entre eux (80% du marché) a adopté des standards et une architecture technique. Le cadre de déploiement se met progressivement en place, sur base d'un business plan étayé.

La collaboration initiée avec la Commission pour la protection de la vie privée s'est poursuivie, tenant notamment compte d'une recommandation de la Commission européenne visant à garantir la sécurité des données associées à l'utilisation des compteurs intelligents. La mise en œuvre de cette recommandation continue de faire l'objet de concertations avec les GRD.

c) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.2 Traitement des plaintes

5.2.1 Nombres des plaintes reçu par les fournisseurs, DSOs, Service de Médiation de l'énergie, les régulateurs

a) Niveau fédéral

La CREG a continué en 2015 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes reçues de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de consultants, de chercheurs, d'étudiants, d'administrations ou d'instances internationales.

La CREG a également poursuivi sa collaboration avec le service fédéral de médiation de l'énergie, les trois régulateurs régionaux de l'énergie (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie (direction générale de l'Inspection économique et direction générale de l'Énergie), fruit d'un accord intervenu en 2011 par lequel les services concernés se sont accordés sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne relèvent pas de la compétence du service qui les reçoit.

La CREG a en outre transmis en février 2016 au service fédéral de médiation de l'énergie dans le cadre de ses obligations annuelles de rapportage à la Commission européenne, ses statistiques de plaintes pour l'année 2015. Ainsi, sur les 411 demandes reçues entre le 1er janvier et le 31 décembre 2015, la CREG a traité directement 113 plaintes (68 en français, 40 en néerlandais et 5 en anglais). La CREG entend par plainte, toute forme de mécontentement. La plupart concernaient les prix et tarifs appliqués.

Enfin, la possibilité pour toute personne qui s'estime lésée par une décision de la CREG de demander un réexamen du dossier par celle-ci n'a pas été actionnée en 2015. D'autre part, la Chambre des litiges, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2015, faute d'un arrêté de nomination de ses membres.

b) Service de Médiation de l'Energie

En 2015, le Service de Médiation de l'Energie a reçu 4.211 plaintes concernant le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. 3.433 plaintes contre les fournisseurs et 725 plaintes contre les GRDs.

Le Service de Médiation a reçu 1.401 plaintes recevables en 2015. Cela représente 40 % des plaintes qui relèvent des compétences du Service de Médiation.

Les deux tableaux ci-dessous donnent un aperçu des plaintes déposées contre des fournisseurs et des gestionnaires de réseau de distribution.

	Plaintes en 2012	Plaintes en 2013	Plaintes en 2014	Plaintes en 2015
ANTARGAZ	-	-	1	1
BELPOWER	37	33	32	18
COMFORT ENERGY	-	-	-	1
EBEM	7	10	6	3
ECOPOWER	3	12	2	8
ELECTRABEL	3.251	1.565	1278	763
ELEGANT	6	8	8	17
ELEXYS	1	2	3	1
ENECO	81	166	186	120
ENERGY PEOPLE	-	-	-	1
ENI	1.123	955	600	448
ENOVOS	-	-	-	1
E.ON	-	-	3	1
ESSENT	367	473	366	509
LAMPIRIS	423	558	486	414
LUMINUS	1.383	1.553	904	964
MEGA	-	-	1	18
OCTA+	77	86	101	89
POWEO	-	-	1	39
TOTAL	-	-	1	11
WATZ	-	-	3	5
WINGAS	-	-	-	1
Total	6.759	5.421	3.982	3.433

Tableau 47: Nombre de plaintes contre les fournisseurs (Source : Service de Médiation pour l'énergie)

	Nombre de plaintes 2012	Nombre de plaintes 2013	Nombre de plaintes 2014	Nombre de plaintes 2015
Flandre				
EANDIS	732	588	483	384
INFRAX	362	303	128	108
Total	1.094	891	611	492
Bruxelles				
SIBELGA	140	133	108	116
Total	140	133	108	116
Wallonie				
AIEG	1	2	0	1
AIESH	1	3	0	0
ORES	189	190	113	82
RÉGIE DE WAVRE	1	1	1	0
RESA	63	56	52	34
Total	255	252	166	117
Total	1.489	1.276	885	725

Tableau 48 : Nombre de plaintes contre les GRDs (Source : Service de Médiation pour l'énergie)

2.309 plaintes (54,8 %) avaient trait au domaine de la compétence fédérale, contre 621 plaintes (14,7 %) relevant du domaine de la compétence régionale. 1.243 plaintes (29,5 %) relevaient de la compétence à la fois du pouvoir fédéral et des instances régionales. Pour 38 plaintes (0,9 %), aucun domaine de compétence spécifique n'a été défini concernant le marché de l'électricité ou du gaz naturel, car les plaintes n'avaient pas trait au marché de l'énergie mais à d'autres types d'énergie comme les produits pétroliers ou d'autres produits ou services tels que l'eau, la télédistribution, le système d'égouts...

c) Région flamande

Selon le principe du Guichet unique, un accord a été formalisé entre le VREG et la Service de Médiation de l'Énergie. Le principe consacré par cet accord est que la Service de Médiation traite toutes les plaintes, même les plaintes qui tombent sous la responsabilité du VREG.

En 2015 le VREG a reçu 28 plaintes de clients finaux contre fournisseurs d'énergie ou GRD. En 2014, il y en avait 87. Par rapport au passé le VREG traite moins de plaintes. Depuis sa création, la service fédérale couvre la plus part des plaintes. La plupart des plaintes concerne les données (lecture de compteur/estimation de consommation). 39% de ces plaintes étaient dirigées contre les GRD, 61% contre les fournisseurs. Dans certains cas, la plainte était dirigée contre le GRD et le fournisseur. En 2015 le VREG a reçu 23 plaintes envoyées par la Service fédérale de médiation de l'énergie.

d) Région wallonne

Au cours de l'année 2015, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 928 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 431 demandes de médiation « classique »;
- 61 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone;
- 403 questions écrites (courrier/e-mail/fax);
- 27 dossiers de contestation en matière d'indemnisation;
- 0 conciliation;

6 demandes d'avis ont été adressées au SRME par le Service fédéral de médiation pour l'énergie.

En Région wallonne, les plaintes adressées aux fournisseurs et GRD ne sont pas intégralement rapportées au régulateur (CWaPE). Seules les demandes d'[indemnisation selon les hypothèses encadrées par la législation](#) font l'objet d'une obligation de rapportage (sans

préjudice de l'application du droit commun de la responsabilité civile, la réglementation wallonne énumère^[1] [les cas dans lesquels le fournisseur ou le gestionnaire de réseau est tenu d'indemniser le client final victime d'un dysfonctionnement dans le cadre de la fourniture et/ou de la distribution d'énergie.](#)

Pour l'année 2015, les gestionnaires de réseau ont rapporté à la CWaPE 2.806 demandes d'indemnisations en électricité et 56 demandes en gaz. Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 32 demandes d'indemnisation selon les hypothèses prévues par la législation. Ces chiffres ne sont donc pas représentatifs du nombre total des plaintes reçues par ces acteurs.

Le régulateur reçoit lui aussi directement des plaintes, via le [Service régional de médiation pour l'énergie](#) (SRME) institué en son sein. En 2015, le SRME a reçu un total de 492-plaintes. Ce service est intervenu auprès des fournisseurs d'énergie et des gestionnaires de réseau concernés pour 284 de ces plaintes (en moyenne, 71% relatives à l'électricité contre 29% relatives au gaz).

e) Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.2.2 Classification des plaintes

a) Service de Médiation de l'Energie :

Le Service de Médiation utilise un système de classification des plaintes des consommateurs, qui est basé sur une méthode recommandée par le « Council of European Energy Regulators » (CEER). Ce système constitue également un complément au système recommandé par la Commission européenne pour la classification des plaintes et questions des consommateurs (cf. Recommandation de la Commission du 12 mai 2010 relative à l'utilisation d'une méthode harmonisée pour le classement et le rapportage les plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

^[1] Articles 25bis et suivants ; 31bis et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et articles 25bis et suivants ; 30ter et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

TYPE DE PLAINTE (2015)

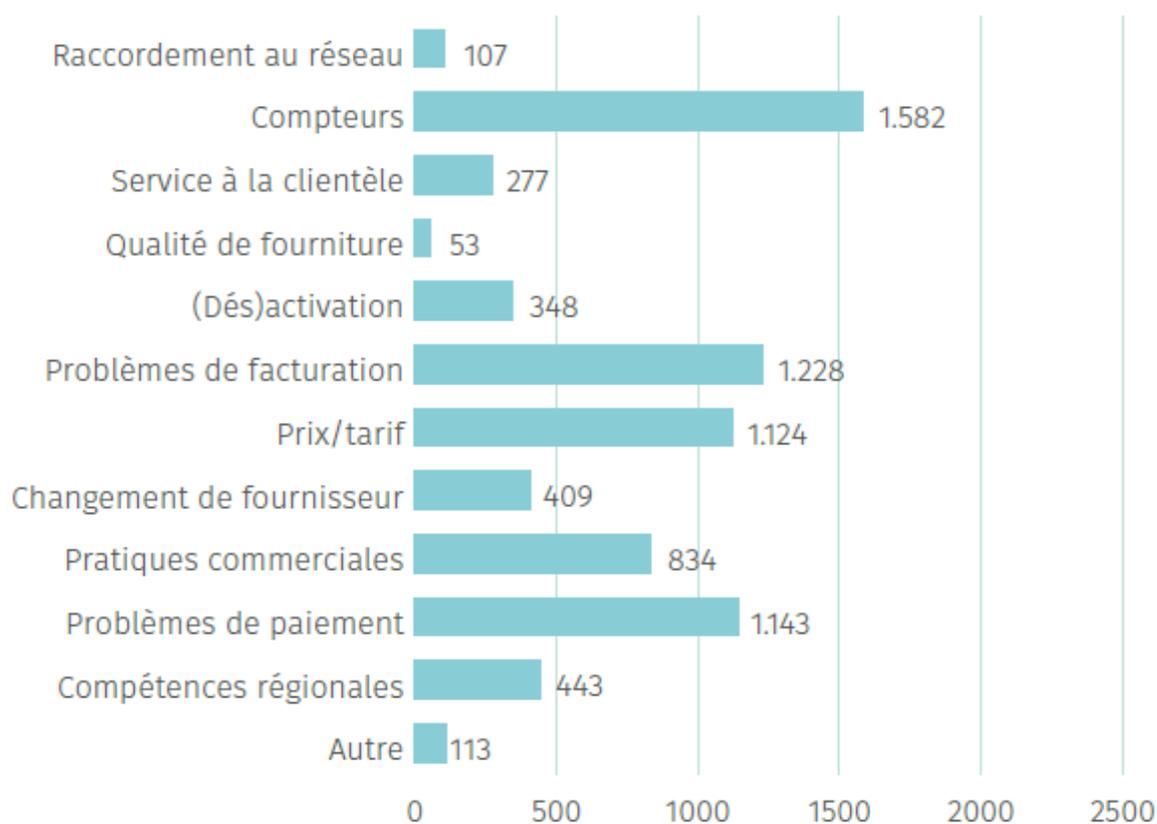


Tableau 49 : type plainte

TYPE DE PLAINTE (2015)

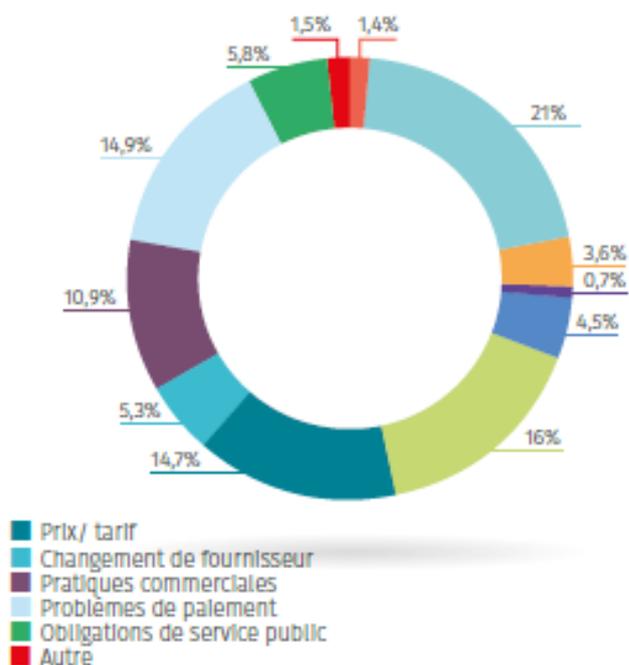


Figure 50 : Type plainte

Les plaintes reçues par le Service de Médiation en 2015 avaient principalement trait à des contestations au sujet :

- du traitement des données de comptage à l'occasion entre autres du relevé annuel, d'un déménagement, d'un décès, de l'occupation d'une habitation, de l'installation de panneaux solaires... (21 %) ;
- de problèmes de facturation comme le manque de factures, la facturation tardive ou l'envoi tardif des factures, le manque de clarté du processus de facturation suite à des factures successives de correction et/ou notes de crédit et la lisibilité des factures d'énergie (16 %) ;
- des problèmes de paiement des factures, par exemple les plans de paiement, les remboursements (tardifs), les paiements par domiciliation, les régimes de garantie (14,9 %) ;
- de la transparence des prix ou la clarté des prix et tarifs (sociaux) appliqués (14,7 %).

Les autres plaintes avaient trait :

- aux pratiques de marché, comme l'information et la publicité pré contractuelle, les conditions contractuelles et les pratiques commerciales dans le cadre de la vente et du marketing (11 %) ;

L'objet de ces plaintes concerne la référence à d'éventuelles pratiques commerciales déloyales ou trompeuses de la part de certains fournisseurs d'énergie. Ces plaintes concernent l'information ou la publicité précontractuelle, les pratiques commerciales relatives à la vente et le marketing et le respect des conditions contractuelles ou leur conformité avec l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

- aux changements de fournisseurs (5 %) ;

Le Service de Médiation constate que le nombre de plaintes concernant le changement de fournisseur avait diminué sérieusement de 14 % en 2011 (1.854 plaintes) à 8 % en 2012 (1.250 plaintes), 3 % en 2013 (347 plaintes) et 3,5 % en 2014 (318 plaintes). En 2015, cependant, on constate de nouveau une augmentation à 5 % ou 409 plaintes.

- aux compétences régionales (autres que les données de comptage) comme les Obligations de Service Public d'ordre social et environnemental (5,8 %), les

raccordements au réseau (1,4 %), la qualité de la fourniture (0,7 %), et la coupure ou le drop suite à un défaut de paiement (4,5 %) ;

- la qualité de la prestation de services entre autres par téléphone et par e-mail (3,6 %).

Le Service de Médiation constate une amélioration concernant les plaintes qui ont trait au service à la clientèle des fournisseurs d'énergie (691 plaintes en 2012, 397 plaintes en 2013, 263 plaintes en 2014 et 249 plaintes en 2015).

Même chez les gestionnaires de réseau de distribution on constate une légère amélioration du service à la clientèle (125 plaintes en 2012, 76 plaintes en 2013, 58 plaintes en 2014 et 32 plaintes en 2015), bien qu'ils ne soient pas soumis à l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

1,5 % des plaintes n'ont pu être intégrées au système de classement car elles n'avaient pas trait au fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz naturel, mais à d'autres types d'énergie comme les produits pétroliers et d'autres biens ou services tels que l'eau, la télédistribution, le système d'égouttage...

b) Région wallonne :

Les tableaux 50-51 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2015 :

Catégories de plainte	Pourcentage (%)
Problème d'index	30
Procédure de défaut de paiement	14
Problème technique	12
Photovoltaïque/compensation	10
Divers	11
Code EAN	3
Déménagement	4
Client protégé	2
Problème de compteur à budget	3
Tarifification	9

Absence de réponse (10 jours ouvrables)	0
Retard envoi facture de régul./clôture	0
Délai de remboursement (factures régul./clôture)	0
Contrat	2
Mentions factures	0

Tableau 50 : catégorie plainte

Catégories de contestations en matière d'indemnisations	Pourcentage (%)
Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	11
Dommmages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	29
Coupure suite à une erreur administrative	21
Retard dans le changement de fournisseur	4
Non-respect du délai de raccordement	11
Erreur de facturation	0
Irrecevables et non-encore recevables	24

Tableau 51 : indemnisations

5.2.3 Procédure des plaintes

a) Niveau fédéral

Toute partie intéressée s'estimant lésée suite à une décision prise par la CREG peut, au plus tard dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la cour d'appel de Bruxelles. La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la CREG. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision. La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen.

b) Service de Médiation

Le Service de Médiation traite les plaintes qui lui sont présentées selon des procédures transparentes, simples et bon marché qui rendent possible un règlement ou un accord rapide et équitable du litige.

Le Service de Médiation informe le client final par courrier ou par un autre moyen sur support durable de la recevabilité et du traitement de sa plainte dans les 3 semaines à dater de la réception de celle-ci, ainsi que de la possibilité à chaque stade de la procédure de se retirer du règlement extrajudiciaire des litiges.

En principe, chaque plainte doit être clôturée dans un délai de 90 jours calendriers à partir de la date où la plainte a été déclarée complète et recevable. Ce délai de traitement peut être prolongé une seule fois pour la même période et les parties doivent en être informées avant l'expiration de ce délai, et cette prolongation doit être motivée par la complexité du litige.

La durée de traitement d'une plainte est fonction de sa complexité. Pour une plainte complexe où plusieurs acteurs ou opérateurs sont impliqués, le consommateur final doit donc tenir compte d'une prolongation possible du délai de traitement. Les parties disposent d'un délai raisonnable de 30 jours calendriers maximum pour faire connaître leur point de vue. Elles disposent du même délai pour prendre connaissance de tous les documents, arguments et faits que l'autre partie met en avant ou de toute demande du Service de Médiation. Préalablement à l'acceptation du règlement ou du compromis amiable proposé, les parties sont informées par lettre ou support durable:

- du choix dont elles disposent d'accepter ou de suivre le règlement ou le compromis amiable proposé;
- des conséquences juridiques pour les parties si elles acceptent le règlement ou le compromis amiable proposé;
- du fait que le régime d'arrangement proposé diffère d'une décision judiciaire;
- du fait que la participation à la procédure de médiation mise en place ne supprime pas la possibilité d'intenter une procédure judiciaire.

Lorsque le Service de Médiation est parvenu à un accord amiable, il clôture le dossier et envoie une confirmation à toutes les parties, sur un support durable. Si aucun accord amiable ne peut être trouvé, le Service de Médiation communique ce fait aux parties sur un support durable et il peut formuler simultanément une recommandation à l'égard de l'entreprise

d'électricité ou de gaz concernée, avec copie au demandeur. Si l'entreprise d'énergie en question ne suit pas cette recommandation, elle dispose d'un délai de trente jours calendrier pour faire connaître son point de vue motivé au Service de Médiation et au client final. Le Service de Médiation peut refuser de (continuer à) traiter une plainte si celle-ci est blessante ou injurieuse ou si le client final adopte une attitude blessante ou injurieuse durant le traitement de la plainte ou si le traitement du litige risque de gravement compromettre le fonctionnement effectif du Service de Médiation. Après médiation par le Service de Médiation, une procédure judiciaire, du fait du client final ou de l'entreprise d'énergie, reste toujours possible. Le cas échéant, une recommandation formulée par le Service de Médiation peut utilement être employée dans le cadre d'une procédure judiciaire.

Enfin, le Service de Médiation peut refuser de traiter une plainte comme recevable lorsque :

- le client final ne démontre pas ou pas suffisamment qu'il a déjà entrepris des démarches préalables auprès de l'entreprise d'énergie ;
- le client final informe le Service de Médiation d'une plainte de première ligne à l'encontre de l'entreprise d'énergie ;
- la plainte est retirée par le client final et devient donc sans objet ;
- la plainte a été introduite il y a plus d'un an auprès de l'entreprise d'énergie ;
- une procédure judiciaire ou d'arbitrage est instaurée au sujet de la plainte.

Chaque plainte déclarée irrecevable par le Service de Médiation est néanmoins transmise pour traitement à l'entreprise d'énergie. Le Service de Médiation avise le plaignant de l'irrecevabilité de la plainte et le Service de Médiation est informé de la réponse fournie au plaignant par l'entreprise d'énergie.

c) Région flamande

En vertu de l'article 3.1.4/3 du décret Energie, la VREG est compétente pour régler des litiges entre acteurs du marché et gestionnaire de réseau liés à ses obligations réglementaires.

Ce règlement n'est possible qu'après une procédure de conciliation introduite à la VREG ou au service de médiation de l'énergie et en cas d'urgence.

Un litige est réglé par l'adoption d'une décision contraignante. La VREG peut réaliser ou faire réaliser les examens utiles, désigner des experts et entendre des témoins. Des mesures

conservatoires peuvent également être prises en cas d'urgence. La décision peut comporter ou non une obligation de remboursement ou d'indemnisation.

Une demande de règlement de litige est introduite par écrit. La VREG prend connaissance oralement ou par écrit de l'avis des parties intéressées. La VREG fixe uniquement une date d'audition si les deux parties en font explicitement la demande ou si elle le décide. Ensuite, la VREG adopte la décision contraignante motivée dans les deux mois à compter de la réception de la demande de règlement du litige. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque la VREG demande des informations complémentaires.

d) Région wallonne

Si l'utilisateur du réseau de distribution est confronté à ce qui lui semble être une erreur, une faute ou un défaut de réaction de son gestionnaire de réseau de distribution ou s'il a une contestation liée aux obligations régionales imposées aux fournisseurs, notamment dans le cadre d'une procédure de placement d'un compteur à budget, le consommateur peut alors déposer une plainte auprès du Service régional de médiation pour l'énergie.

Pour pouvoir juger de la recevabilité d'une plainte, le Service régional de médiation pour l'énergie exige une preuve d'une démarche à l'amiable que le plaignant a adressé via tout moyen écrit (fax/mail/courrier) à son fournisseur et/ou gestionnaire de réseau en vue de résoudre votre problème ou afin de recevoir les informations souhaitées.

Si vous n'avez pas encore adressé votre réclamation par écrit à l'opérateur concerné par votre problème, nous vous invitons à le contacter dans les meilleurs délais avant d'introduire une plainte au Service régional de médiation pour l'énergie et à conserver une copie de votre envoi.

Si la plainte porte sur une absence de réponse de la partie adverse, elle ne peut être introduite qu'après l'écoulement d'un délai de 20 jours ouvrables suivant l'envoi du courrier adressé à l'opérateur concerné.

e) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

5.2.4 Alternative Dispute Resolution

a) Service de Médiation pour l'Energie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission:

1. apprécier et analyser toutes les plaintes des clients finals qui ont un rapport avec les activités d'une entreprise d'énergie et au fonctionnement du marché de l'électricité et la répartition des questions aux institutions aptes à y répondre.
2. négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable.
3. formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint.
4. de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation.
5. rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Energie

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

b) La CREG

Questions :

La CREG a continué à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui sont adressées en français, néerlandais et anglais. Ainsi, en 2015, la CREG a répondu à 411 questions écrites (dont 113 plaintes) venant de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de chercheurs et d'administrations, sans compter la dizaine d'appels téléphoniques journaliers reçus à la réception.

Le délai de réponse varie d'un jour à un mois. En moyenne, la CREG parvient à traiter les plaintes dans les 10 jours suivant leur réception. Les demandes adressées à la CREG ont trait

principalement aux paramètres utilisés dans la tarification, aux tarifs sociaux, à des statistiques de marché, à des actes déterminés de la CREG, aux procédures de demandes d'autorisation de fourniture et à la cotisation fédérale.

Plainte en réexamen :

En 2015, aucune plainte en réexamen n'a été soumise à la CREG.

Chambre des Litiges

La Chambre de litiges statue à la demande de l'une des parties sur les différends entre les utilisateurs du réseau et le GRT électricité, de gaz naturel, d'installation de stockage de gaz naturel, d'installation de GNL, les GRD ou le gestionnaire d'un réseau fermé industriel, qui sont relatifs aux obligations imposées à ces gestionnaires en vertu de la loi électricité ou gaz naturel et de ses arrêtés d'exécution, à l'exception des différends portant sur des droits et obligations contractuels.

Dans le cadre de différends relatifs à l'accès aux installations en amont, la Chambre des litiges tient compte des objectifs et critères définis dans la loi électricité ou gaz naturel, ainsi que des parties qui peuvent être impliquées dans la négociation de l'accès au réseau. En cas de litiges transfrontaliers, la Chambre des litiges n'est compétente que dans l'hypothèse où l'installation en amont relève de sa juridiction. Si l'installation concernée relève de plusieurs Etats membres, la Chambre des litiges consulte les autorités de règlement de litiges mises en œuvre par les Etats membres concernés afin de garantir un règlement cohérent.

Cette Chambre n'a pu fonctionner en 2015 par faute d'arrêtés d'exécution.

c) Région flamande

Règlement du litige :

Le VREG règle le litige par une décision motivée et impérative dans les deux mois suivant la réception de la plainte. Cette période peut être prolongée de deux mois si le VREG demande des informations complémentaires. Une nouvelle prolongation de ce délai est possible pour autant que le plaignant soit d'accord.

En 2015 il y a eu 8 demandes de règlement de litiges auprès du VREG.

Les litiges entre l'utilisateur du réseau et gestionnaire de réseau de distribution portent essentiellement sur des relevés de comptage utilisés pour les décomptes de consommation d'électricité et de gaz naturel. Ainsi, ces litiges ont concerné des estimations trop élevées, des déménagements, des compteurs endommagés et des clôtures pour défauts de paiement.

d) Région wallonne

Chambre des litiges :

La Chambre des litiges est composée du président et des directeurs de la CWaPE. Cet organe intervient en qualité d'autorité administrative, et non de juridiction.

Tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur des droits et obligations de nature civile, est porté devant la Chambre des litiges. Les décisions de la Chambre des litiges peuvent, dans les soixante jours qui suivent la date de leur notification, faire l'objet d'un recours de pleine juridiction.

La Chambre des litiges n'a pas été saisie en 2015 dès lors qu'un arrêté d'exécution doit encore être adopté pour organiser la procédure applicable.

Le Service régional de médiation pour l'énergie :

Le Service régional de médiation pour l'énergie (« SRME ») est intégré au sein de la Direction des services aux consommateurs et des services juridiques de la CWaPE. Les procédures applicables auprès de ce service sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au SRME.

Les demandes adressées au SRME peuvent être distinguées selon les procédures suivantes:

- médiation normale : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 90 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable;
- médiation urgente: médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 15 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable;
- question : toute question des consommateurs relative au marché régional de l'énergie et au SRME ;
- indemnisation : contestation envers un fournisseur d'énergie ou un gestionnaire de réseau à propos du traitement d'une demande d'indemnisation ;
- conciliation : cette procédure, réservée aux cas les plus complexes, implique l'accord de la partie adverse et la tenue d'audiences, en présence du conciliateur, au sein des bureaux du SRME (CWaPE). La procédure prévoit également la possibilité de recourir à une expertise, à charge de la partie qui la requiert. La conciliation est normalement destinée aux clients professionnels et non aux particuliers.

- demande d'avis : mise en application concrète des règles fixées dans le protocole de collaboration qui a été mis en place entre le Service fédéral de médiation de l'énergie, le SRME, les régulateurs et le SPF Économie.

Pour 2015, il n'y a rien à signaler

e) Région Bruxelles-Capitale

Pour la région Bruxelles-Capital, il n'y a rien à signaler pour 2015.

INDICATEURS

GENERAL REGULATORY ISSUES (ELECTRICITY)									
Indicator number	Title	Question	Description	Unit	Type of field	ANSWER	VREG	CWAPE	BRUGEL
1.	Interruptions		SAIDI = System average interruption duration index. It indicates the total duration of interruption for the average customer during a predefined period of time. It is commonly measured in customer minutes separated for planned and unplanned interruptions and cleared for extreme weather.						
1.1.		SAIDI (planned and unplanned interruptions)		minutes/y	Number	NAV			
1.2.		SAIDI (planned interruptions)		minutes/y	Number	NAV			
1.3.		SAIDI (unplanned interruptions)		minutes/y	Number	25 minutes			
2.	Length of network in the country								
2.1.		Length of network	total sum of all TSO circuits, all voltage levels in km	km	Number	8432			
2.2.		Length of network	sum of all DSO circuits, all voltage levels in km	km	Number	204786,7	130858	67522	6406,7
3.	Investments (gross additions to the regulatory asset base) and expenditures (OPEX) in networks								
3.1.		Sum of all TSO investments and expenditures in networks in Mill EUR		Mill EUR	Number	355			
3.2.		Sum of all DSO investments and expenditures in networks in Mill EUR		Mill EUR	Number		available on 1/7	683,44	121,2

Effective unbundling (Electricity)						
Indicator number	Title	Question	Description	Unit	Type of field	ANSWER
1.	Transmission System Operators (TSOs)					
1.1.		TSOs in the country	Number of TSOs in the country		Number	1
1.2.	Unbundling of TSOs					
1.2.1.		Number of certified ownership unbundled TSOs			Number	1
1.2.2.		Number of certified ISO TSOs			Number	0
1.2.3.		Number of certified ITO TSOs			Number	0
1.2.4.		Number of certified ITO+ TSOs	as defined in article 9.9 in the Directive		Number	0
1.3.	Name, market share and unbundling model of largest TSO		by km of transmission grid			
1.3.1.		Name of largest TSO			Text	Elia System Operator
1.3.2.		Market share of largest TSO	Market share: % of total TSO network by km of transmission grid	%	Number	100
1.3.3.		Unbundling model of largest TSO			Text	OU
1.4.	Ownership structure of largest TSO		1.4.1+ 1.4.2= 100 %			
1.4.1.		Indicate % of public ownership		%	Number	53,53
1.4.2.		Indicate % of private companies ownership		%	Number	46,47
2.	Distribution System Operators (DSOs)					
2.1.	DSOs in the country					
2.1.1.		Number of DSOs in the country			Number	21
2.1.2.		Name of largest DSO in terms of volumes			Text	Gaselwest
2.1.3.		Market share of largest DSO in terms of volumes		%	Number	18
2.2.		Ownership unbundled DSOs	Number of DSOs that are ownership unbundled		Number	19
2.3.		Legally unbundled DSOs	Number of DSOs that are legally unbundled		Number	2
2.4.		100.000 customer exemption	Application of the 100.000 customer exemption in the country		Select Box: YES/NO	NO
2.5.		Small DSOs (< 100.000 customers)	Number of DSOs with less than 100.000 customers		Number	7

DESCRIPTION WHOLESALE MARKET (ELECTRICITY)									
Indicator number	Title	Question	Description	Unit	Type of field	ANSWER	VREG	CWAPE	BRUGEL
1.	Generation and consumption figures								
1.1.	Demand/consumption		Annual final total demand including losses without pumped storage	TWh	Number	85,1			
1.2.	Peak load in the country		The highest simultaneous demand for electricity satisfied during the year. The electricity supply at the time of peak demand may include demand satisfied by imported electricity or alternatively the demand may include exports of electricity. The total peak load on the national grid is not the sum of the peak loads during the year on every power station as they may occur at different times. Load on a power system is according to ENTSO-E the net consumption (excluding						
1.2.1.		Peak load in the country in GW		GW	Number	13,3			
1.2.2.		Date of peak load in the country	Format: YYYY-MM-DD		Date	22/01/2015			
1.2.3.		Time of peak load in the country	Format: HH:MM:SS		Time	18:00			
1.3.	Maximum net generating capacity		The capacity should be reported at 31st December of the relevant reported year in GW. Includes electrical capacity of both electricity (only) and CHP plants. Net Generating Capacity of a power station is the maximum electrical net active power it can produce continuously throughout a long period of operation in normal conditions, where: "net" means the difference between, on the one hand, the gross generating capacity of the alternator(s) and, on the other hand, the auxiliary equipments' load and the losses in the main transformers of the power station; for thermal plants "normal conditions" means average external conditions (weather, climate...) and full availability of fuels; for hydro and wind units, "normal conditions" refer to the usual maximum availability of primary energies, i.e. optimum water or wind conditions. Net Generating Capacity of a country is the sum of the individual Net Generating Capacity of all power stations connected to either the transmission grid or to the distribution grid.						
1.3.1.		Maximum net generating capacity (sum of all energy sources)		GW	Number	21,29			0,139041
1.3.2.		Maximum net generating capacity (sum of all non-renewable energy sources)		GW	Number	14,834			
1.3.3.		Maximum net generating capacity (sum of all renewable energy sources)	definition of renewables as according to Directive 2009/28	GW	Number	6,456	3,89	1,890	0,055442
1.3.4.		Maximum net generating capacity (sum of wind energy)		GW	Number	2,172	0,69	0,67	NAV
1.3.5.		Maximum net generating capacity (sum of solar energy)		GW	Number	2,958	2,2	0,81	0,0527
1.3.6.		Maximum net generating capacity (sum of combined heat and power plants, electrical capacity related to heat production)		GW	Number	1,883	1,96	0,40	0,035341
1.3.7.		Maximum net generating capacity (sum of all coal-fired power plants, including lignite and hard-coal)		GW	Number	0,7358			
1.3.8.		Maximum net generating capacity (sum of all gas-fired power plants)		GW	Number	4,982			
1.4.	Total net generation volume		The gross electricity production less the electrical energy absorbed by the generating auxiliaries and the losses in the main generator transformers in TWh (Gross Electricity Production: the sum of the electrical energy production by all the generating sets concerned - including pumped storage - measured at the output terminals of the main generators). Explanations should be provided in the comments field if based on calculated values.						
1.4.1.		Net generation volume (sum of all energy sources)		TWh	Number	65,7			
1.4.2.		Net generation volume (sum of all non-renewable energy sources)		TWh	Number	55,7			
1.4.3.		Net generation volume (sum of all renewable energy sources)		TWh	Number	9,9	7,17	3,797	0,050079
1.4.4.		Net generation volume (sum of wind energy)		TWh	Number	5,4	1,36	1,498	NAV
1.4.5.		Net generation volume (sum of solar energy)		TWh	Number	3,1	2,13	0,736	0,0411
1.4.6.		Net generation volume (sum of combined heat and power plants, electrical generation capacity related to heat production)		TWh	Number	3,1	7,77 (0,81 TWh green)	2,041	0,092121

1.5.	Network interconnection and exchange programmes								
1.5.1.		Network interconnection	Total sum of NTC for import: The total sum of NTC for import for all borders is defined as the average of Summer-NTC (summer 2013) and Winter-NTC (winter 2013-2014) for import for each border according to ENTSO-E standards. NTC is the maximum exchange programme between two areas compatible with security standards applicable in both areas and taking into account the technical uncertainties on the future network conditions.	GW	Number	4.01			
1.5.2.		Binding exchange programmes (import)	sum for all cross-border connections	GWh	Number	20.925,9			
1.5.3.		Binding exchange programmes (export)	sum for all cross-border connections	GWh	Number	2.769,4			
1.6.	Load Flows		Amounts of electricity are considered as imported or exported when they have crossed the political boundaries of the country, whether customs clearance has taken place or not. If electricity is transited through a country, the amount should be reported as both an import and an export in GWh.						
1.6.1.		Load Flows (Imports)	Total sum of physical Import Quantity	GWh	Number	16.792,7			
1.6.2.		Load Flows (Exports)	Total sum of physical Export Quantity	GWh	Number	4.003,6			
2.	Market dominance figures		For groupings the domination principle should be used: Where one generation firm owns (controls) 50% or more of another generation firm, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company. If subnational or supranational markets exist, the market delineation should be identified and market dominance figures should refer to those markets. In other cases, market dominance figures should have a national geographical scope.						
2.1.		Generation companies >=5% by capacity	Number of companies running more than 5% of national net generating capacity.		Number	3			
2.2.		Generation companies >=5% by volume	Number of companies running more than 5% of national net generation volume.		Number	1			
2.3.		Share of three biggest generators by capacity (CR3)	Identify the three biggest generation companies by net generating capacity and add the respective market shares	%	Number	91,9			
2.4.		Share of three biggest generators by volume (CR3)	Identify the three biggest generation companies by net generating volume and add the respective market shares	%	Number	83,2			

WHOLESALE TRADED (ELECTRICITY)						
Indicator Number	Title/(sub)headings	Question	Description	Unit	Type of field	ANSWER
1.	Relevant bidding zone(s)		Please Specify the relevant bidding zone(s) which will be report on			
1.1		Name of bidding zone 1	Please choose a bidding zone from the drop down list			BG
1.2		Name of bidding zone 2	Please choose a bidding zone from the drop down list			
1.3		Name of bidding zone 3	Please choose a bidding zone from the drop down list			
1.4		Name of bidding zone 4	Please choose a bidding zone from the drop down list			
1.5		Name of bidding zone 5	Please choose a bidding zone from the drop down list			
2	Energy Exchange 1		Please Specify the energy exchange			
2.1.		Name of Energy Exchange 1	Choose energy exchange from the drop down list	Name		Belpex NV
2.2.	Electricity traded (energy exchange - spot market)		Volume of electricity traded at energy exchange spot market. Trade of standardised products for periods of delivery of less than one week.			NAV
2.2.1.	Intra-day and day-after		Intra-Day (from 15:00 hours on the day before supply until 15 minutes before supply begins) and day-after (until 16:00 hours on the day following supply). Buy and sell refers to cleared volumes, not order book depth. Differences in buy and sell indicates power flow to other bidding zones. If there is no market coupling buy and sell would be the same value.			
2.2.1.1		Buy volume in bidding zone 1		TWh	Number	NAV
2.2.1.2		Sell volume in bidding zone 1		TWh	Number	NAV
2.2.1.3		Buy volume in bidding zone 2		TWh	Number	
2.2.1.4		Sell volume in bidding zone 2		TWh	Number	
2.2.1.5		Buy volume in bidding zone 3		TWh	Number	
2.2.1.6		Sell volume in bidding zone 3		TWh	Number	
2.2.1.7		Buy volume in bidding zone 4		TWh	Number	
2.2.1.8		Sell volume in bidding zone 4		TWh	Number	
2.2.1.9		Buy volume in bidding zone 5		TWh	Number	
2.2.1.10		Sell volume in bidding zone 5		TWh	Number	
2.2.2.	Day-ahead		Day-Ahead (from the beginning of trading on the day before supply begins until 15:00 hours on the day before supply). Consider only energy exchange traded day-ahead (exclude bilateral or energy exchange cleared OTC contracts, in cases where bilateral contracts are sent to energy exchanges). Buy and sell refers to cleared volumes, not order book depth. Differences in buy and sell indicates energy flow to other bidding zones. If there is no market coupling buy and sell would be the same value.	TWh	Number	
2.2.2.1		Buy volume in bidding zone 1		TWh	Number	33,3
2.2.2.2		Sell volume in bidding zone 1		TWh	Number	28,1
2.2.2.3		Buy volume in bidding zone 2		TWh	Number	
2.2.2.4		Sell volume in bidding zone 2		TWh	Number	
2.2.2.5		Buy volume in bidding zone 3		TWh	Number	
2.2.2.6		Sell volume in bidding zone 3		TWh	Number	
2.2.2.7		Buy volume in bidding zone 4		TWh	Number	
2.2.2.8		Sell volume in bidding zone 4		TWh	Number	
2.2.2.9		Buy volume in bidding zone 5		TWh	Number	
2.2.2.10		Sell volume in bidding zone 5		TWh	Number	
2.2.3.	Other spot volumes		Other trade volume with supply periods of less than one week (not included in 1.1 and 1.2). Buy and sell refers to cleared volumes, not order book depth. Differences in buy and sell indicates power flow to other bidding zones. If there is no market coupling buy and sell would be the same value.			
2.2.3.1		Buy volume in bidding zone 1		TWh	Number	NAV
2.2.3.2		Sell volume in bidding zone 1		TWh	Number	NAV
2.2.3.3		Buy volume in bidding zone 2		TWh	Number	
2.2.3.4		Sell volume in bidding zone 2		TWh	Number	
2.2.3.5		Buy volume in bidding zone 3		TWh	Number	
2.2.3.6		Sell volume in bidding zone 3		TWh	Number	
2.2.3.7		Buy volume in bidding zone 4		TWh	Number	
2.2.3.8		Sell volume in bidding zone 4		TWh	Number	
2.2.3.9		Buy volume in bidding zone 5		TWh	Number	
2.2.3.10		Sell volume in bidding zone 5		TWh	Number	

2.2.4	Electricity traded (energy exchange - future/options markets)		Volume of electricity traded at energy exchange future markets without OTC Contracts that are cleared at energy exchange. Trade of standardised products for periods of delivery of at least one week. Futures and Options in TWh irrespective of if the contract is physically or financially settled.				
2.2.4.1		Volume traded in bidding zone 1		TWh	Number	10,48	
2.2.4.2		Volume traded in bidding zone 2		TWh	Number		
2.2.4.3		Volume traded in bidding zone 3		TWh	Number		
2.2.4.4		Volume traded in bidding zone 4		TWh	Number		
2.2.4.5		Volume traded in bidding zone 5		TWh	Number		
2.2.4.6		Other bidding zone constellation (specify)		Name(s)	text		
2.2.4.7		Volume traded in other bidding zone(s)		TWh	Number		
2.2.5	Electricity traded (OTC-Clearing at energy exchange -future/options markets)		OTC contracts that are cleared at energy exchange in TWh irrespective of if the contract is physically or financially settled.				
2.2.5.1		Volume traded in bidding zone 1		TWh	Number	7,29	
2.2.5.2		Volume traded in bidding zone 2		TWh	Number		
2.2.5.3		Volume traded in bidding zone 3		TWh	Number		
2.2.5.4		Volume traded in bidding zone 4		TWh	Number		
2.2.5.5		Volume traded in bidding zone 5		TWh	Number		
2.2.5.6		Other bidding zone constellation (specify)		Name(s)	text		
2.2.5.7		Volume traded in other bidding zone(s)		TWh	Number		
6	Number of companies at energy exchange(s) with seat in your country		Companies exchanging volumes of electricity (financial and/or physical trades) at energy exchanges except OTC-clearing at energy exchanges. Report only on the energy exchange with seat in your country				
6.1	Companies at energy exchange A						
6.1.1.		Name of Energy exchange A with seat in your country	Choose energy exchange from the drop down list	Name	text	BELPEX NV	
6.1.1.		Number of companies active in Energy exchange A	Number of companies active at energy exchange with seat in your country	number	Number	56	

ELECTRICITY NETWORK (ELECTRICITY)										
Indicator Number	Title	Question	Description	Unit	Type of field	ANSWER	CREG	VREG	CWAPE	BRUGEL
1.	Connection to the grid (producers)									
1.1.	New applications for connection received in the year		Applications for connection from producers received in the year, both at TSO and DSO level.							
1.1.1.		Number of new applications for connection in the year (conventional plants)			Number	0				
1.1.2.		Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)			Number	13870	4	8846	4897	123
1.1.3.		Total capacity (MW) of new applications for connection in the year (conventional plants)		MW	Number	0				
1.1.4.		Total capacity (MW) of new applications for connection in the year (RES-E plants)		MW	Number	14414,058	83,3	400	77	3,758
1.2.	Connections completed in the year		Connections of producers already completed both at TSO and DSO level (the application was made in the year or years before, but the connection has been finished within the current year and the plant is ready for operation). For projects with several phases, completion of each phase of the project counts as a different connection.			13425,00				
1.2.1.		Number of connections completed in the year (conventional plants)			Number	2				
1.2.2.		Number of connections completed in the year (RES-E plants)			Number	13423	6	6397	4897	123
1.2.3.		Total capacity (MW) of connections completed in the year (conventional plants)		MW	Number	14,8				
1.2.4.		Total capacity (MW) of connections completed in the year (RES-E plants)		MW	Number	923,758	38	205	77	3,758
1.3.	Generation plants waiting for connection by 31 Dec.		Applications made in the year or years before, both at TSO and DSO level not yet connected by the end of the year.	MW	Number	229				
1.3.1.		Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec (conventional plants)			Number	1				
1.3.2.		Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec (RES-E plants)			Number	228	6	207	13	0
1.3.3.		Total capacity (MW) of generation plants waiting for connection by 31 Dec (conventional plants)		MW	Number	11				
1.3.4.		Total capacity (MW) of generation plants waiting for connection by 31 Dec (RES-E plants)		MW	Number	1614,1	1067,1	961	198	0
2.	RES-E network access									
2.1.	Priority for RES-E		Level of priority granted to RES sourced electricity plants when connecting and using the grid Connection refers to the physical link to the grid Priority access to the grid (Directive 2009/28/EC, recital 60) refers to the "assurance given to connected generators of electricity from renewable energy sources that they will be able to sell and transmit the electricity from renewable energy sources in accordance with connection rules at all times, whenever the source becomes available" Guaranteed access to the grid (Directive 2009/28/EC, recital 60) means that "in the event that the electricity from renewable energy sources is integrated into the spot market, guaranteed access ensures that all electricity sold and supported obtains access to the grid, allowing the sale of a maximum amount of electricity from renewable energy sources from installations connected to the grid" Priority dispatching refers to (Directive 2009/28/EC, article 16.2.c) means that							
2.1.1.		Connection (physical) to the grid	1. Priority 2. Non-discriminatory 3. Others (specify in comment field)		Select Box 1, 2 or 3		1	1	3: guaranteed	1
2.1.2.		Access to the grid	1. Priority Access 2. Guaranteed Access 2. Others (specify in comment field)		Select Box 1, 2 or 3		1	1	2	1
2.1.3.		Priority dispatching for RES-E	Yes / No / Yes, in so far operational security permits (specify in comment field)		Select Box Yes, No, Yes in so far	YES except for Brussels (NAP)				

DESCRIPTION RETAIL MARKET ELECTRICITY					
Indicator number	Title	Question	Description	Type of field	Answer
1.	Suppliers				
1.1.	Total number of active electricity suppliers in the country		An active supplier is a supplier that is operating in the market (i.e. is actively offering contracts to customers and has at least one customer) and not a supplier that has a licence but is not yet operating in the market. Self-suppliers should also be excluded.		
1.1.1.		Total number of active electricity suppliers for both household and non-household customers in the country	All active suppliers offering contracts to either household and/or non-household customers in at least one part of the country (eg. one region) and having at least one customer.	Number	47
1.1.2.		Number of active electricity suppliers for household customers in the country	All active suppliers offering contracts to household customers in at least one part of the country (eg. one region) and having at least one household customer.	Number	29
1.1.3.		Number of active electricity suppliers for non-household customers in the country	All active suppliers offering contracts to non-household customers in at least one part of the country (eg. one region) and having at least one non-household customer.	Number	41
1.2.	Number of electricity suppliers active nationwide				
1.2.1.		Total number of electricity suppliers for both household and non-household customers active nationwide	All nationwide active suppliers offering contracts to either household and/or non-household customers throughout the country and having at least one customer	Number	25
1.2.2.		Number of electricity suppliers for household customers active nationwide	All nationwide active suppliers offering contracts to household customers throughout the country and having at least one customer	Number	15
1.2.3.		Number of electricity suppliers for non-household customers active nationwide	All nationwide active suppliers offering contracts to non-household customers throughout the country and having at least one customer	Number	21
1.3.	Entry and exit of active suppliers				
1.3.1.		Total number of new entrants in the household market	The total number of suppliers that became active in the reporting year in the household market.	Number	2
1.3.2.		Number of new entrants in the household market from a different country	The number of foreign suppliers operating directly or through a subsidiary that became active in the reporting year in the household market. This will be a subset of 1.3.1.	Number	1
1.3.3.		Total number of active suppliers that exited the household market	The total number of suppliers that stopped being active in the household market in the reporting year. Consistency check: in the absence of mergers/acquisitions the difference between 1.3.1 and 1.3.3 must be equal to the difference between the number of active suppliers (1.1.2) in the household market in the reporting year and in the previous year.	Number	0
1.3.4.		Total number of new entrants in the non-household market	The total number of suppliers that became active in the reporting year in the non-household market.	Number	2
1.3.5.		Number of new entrants in the non-household market from a different country	The number of foreign suppliers operating directly or through a subsidiary that became active in the reporting year in the non-household market. This will be a subset of 1.3.1.	Number	2
1.3.6.		Total number of active suppliers that exited the non-household market	The total number of suppliers that stopped being active in the non-household market in the reporting year. Consistency check: in the absence of mergers/acquisitions the difference between 1.3.4 and 1.3.6 must be equal to the difference between the number of active suppliers in the non-household market (1.1.3) in the reporting year and in the previous year.	Number	0
1.4.	Average number of suppliers in the DSO networks				
1.4.1.		Average number of suppliers for household customers in the DSO networks	Weighted average number of suppliers across DSO networks, with the weight being the proportion of customers in each DSO area relative to the total number of customers in the country.	Number	30
2.	Market Shares		For groupings the domination principle should be used: where one supplier owns (controls) 50% or more of another supplier, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company. The final retail market should be split into eligible and non-eligible and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers.		
2.1.		Names of three largest suppliers in the whole retail market by volume		Text	ECS + EDF Luminus + Electrabel
2.2.		Market share of the three largest suppliers in the whole retail market by volume		Number	68,5
2.3.		Market share of the three largest suppliers in the non-household sector by volume		Number	82,6
2.4.		Market share of the three largest suppliers in the market for households by metering points		Number	74,8
2.5.		Number of suppliers in the market for households with market shares > 5% by metering points		Number	5
2.6.		Number of suppliers in the market for households with market shares between 1% and 5% by metering points		Number	3
2.7.		Number of suppliers in the market for households with market shares below 1% by metering points		Number	17
2.8.		Herfindahl-Hirschman Index (HHI) for the household market based on metering points	The HHI indicates the degree of concentration in the market and is calculated as the sum of the squares of all firms in the market. It ranges between 0 for an infinite number of small firms and 10,000 for one firm with 100% market share. Based on guidance from the EC, an HHI above 2000 signifies a highly concentrated market.	Number	2605
2.9.		Number of suppliers in the market for non-households with market shares > 5% by volume		Number	5
2.10.		Number of suppliers in the market for non-households with market shares between 1% and 5% by volume		Number	5
2.11.		Number of suppliers in the market for non-households with market shares below 1% by volume		Number	33

2.12		Herfindahl-Hirschman Index (HHI) for the non-household market based on volume	The HHI indicates the degree of concentration in the market and is calculated as the sum of the squares of all firms in the market. It ranges between 0 for an infinite number of small firms and 10,000 for one firm with 100% market share. Based on guidance from the EC, an HHI above 2000 signifies a highly concentrated market.	Number	2537
2.13	Narrower geographic market definition	Please indicate whether for any of the market segments identified above you consider that the relevant geographic definition is narrower than the whole country.	All above "market share" questions assume that the relevant geographic market coincides with the whole country. If you believe this is correct and no narrower definition should be considered, please select "none". On the contrary if you consider that a narrower definition is more appropriate for household, non-household or both segments, please select the corresponding box and provide an explanatory comment below.	Select Box	NONE
2.14	Major players in the whole retail market		Please indicate if any of these suppliers is active directly or indirectly (through a subsidiary) in your retail market.		
2.14.1	Alpiq			Select Box	NO
2.14.2	Centrica			Select Box	NO
2.14.3	CEZ			Select Box	NO
2.14.4	DONG			Select Box	NO
2.14.5	E.ON			Select Box	YES
2.14.6	EDF			Select Box	YES
2.14.7	EnBW			Select Box	NO
2.14.8	Endesa/ENEL			Select Box	YES
2.14.9	ENI			Select Box	YES
2.14.10	Fortum			Select Box	NO
2.14.11	GDF Suez (ENGIE)			Select Box	YES
2.14.12	Iberdrola			Select Box	NO
2.14.13	RWE			Select Box	YES
2.14.14	SSE			Select Box	NO
2.14.15	Vattenfall			Select Box	NO
2.14.16	Name of major player if not in the list			Select Box	
3.	Switching rates		A supplier switch is defined as the voluntary action through which a customer changes supplier.-Switching and moving: when a customer moves, a switch should only be recorded, whenever possible , if a customer switches to a supplier other than the supplier which is incumbent in the area where he/she is moving to. A change of product with the same supplier or "internal switching" (see definition under 3.3) is not equivalent to a supplier switch (this exclusion extends to: changing to a new product (price scheme); changing from a regulated to a non-regulated prices or vice versa with the same supplier or a subsidiary of the same supplier).		
3.1.		Annual switching rate in the whole retail market (by number of eligible meter points)	% of customers having changed supplier	Number	Flanders 15,39% / Wallonia 14,5% Brussels 10,9
3.2.		Annual switching rate of household customers (by number of eligible meter points)	% of household customers having changed supplier.	Number	Flanders 13,40% / Wallonia 14,3% Brussels 10,5
3.3		Annual internal switching rate for household customers (by number of customer accounts)	% of household customers having renegotiated their contract, but excluding automatic roll-overs and changes that only affect payment method or account management (ie online versus offline)	Number	NAV
3.4		Annual switching rate out of regulated prices (by metering point) for household customers	% of total retail market having switched to or from regulated prices	Number	NAV
3.5		Annual switching rate in regulated prices (by metering point) for household customers	% of total retail market having switched to or from regulated prices	Number	NAV
3.6		Annual switching rate of non-household customers (by eligible volume)	% of non-household customers having changed supplier.	Number	NAV
4.	Households and non-household customers				
4.1.	Number of customers in the country				
4.1.1.		Total number of household customers	Data for at least 80% of customers should be provided	Number	4836097
4.1.2.		Number of household customers with a different supplier than their incumbent supplier	Data for at least 80% of customers should be provided. The incumbent supplier is the supplier that, prior to liberalization, had a legal or de-facto monopoly of supply in a given geographic area.	Number	2773920
4.1.3.		Total number of non-household customers in the country	Data for at least 80% of customers should be provided	Number	978785
4.2.	Household and non-household consumption in				
4.2.1.		Total consumption of household customers in the country		Number	16,96
4.2.2.		Typical annual household consumption	Average or other methods to identify typical household consumption in the country	Number	3506
4.2.3.		Total consumption of non-household customers		Number	38,78

5.	Intervention in price setting and price regulation		Questions refer to energy component excluding transmission/distribution as well as taxes, levies and VAT		
5.1.	Has there been any change as compared to last year?			Select Box + Text	NO
5.2.	Is there any intervention in the price setting?	Intervention in price setting, check of prices, price setting price for a defined customer group	if YES, description of system	Select Box + Text	NO
5.3.	Is there any type of price regulation?	Application of end-user price regulation for household customers in the country		Select Box	YES
5.3.1.		Type of end-user price regulation	Ex-ante (price is defined by the responsible authority on underlying information on the market, before market participants conclude contracts based on these prices), ex-post (price is checked and possibly amended/changed by responsible authority after contracts have been concluded by market participants), social (regulated price for specific consumer groups available, e.g. vulnerable customers). More than one option possible: 1. ex-ante; 2. ex-post; 3. social; 4. other, specify in comment field	Text	3
5.3.2.		Who sets regulated prices? (Government, NRA, Other)		Select Box	NRA
5.3.3.		What are the criteria (Discretionary, Rate of Return, Price Cap, Other)		Select Box	PRICE CAP
5.3.4.		Who offers regulated prices? (incumbent, every supplier, other)		Select Box	ENERGY SUPPLIER
5.3.5.		Application of end-user price regulation for non-household customers in the country		Select Box	YES
5.3.6.		Number of household customers in the country supplied under regulated end-user prices		Number	NAP
5.3.7.		Number of non-household customers in the country supplied under regulated end-user prices		Number	NAP
5.3.8.		Consumption of household customers in the country supplied under regulated end-user prices		Number	NAP
5.3.9.		Consumption of non-household customers in the country supplied under regulated end-user prices		Number	NAP
5.3.10.		Number of households with social tariffs (for vulnerable customers)		Number	438036
5.3.11.		Do you add a profit margin on the regulated price? If yes, how much?		Number	NAP

GENERAL REGULATORY ISSUES (GAS)

Indicator number	Title	Question	Description	Definition of values	ANSWER	VREG	CWAPE	BRUGEL
1.	Length of network in the country							
1.1.		Length of transmission network (sum of all TSOs, all pressure levels, all lines) in km.		km	4100			
1.2.		Length of distribution network (sum of all DSOs, all lines) in km		km	7196660	55549	13531	2886,6
2.	Investments (gross additions to the regulatory asset base) and expenditures (OPEX) in networks							
2.1.		Sum of all TSO investments and expenditures in networks in Mill EUR		Mill EUR	405			
2.2.		Sum of all DSO investments and expenditures in networks in Mill EUR		Mill EUR		available on 1/7	244,60	56
3	Balancing							
3.1.		Balancing model applied	1. TSO buys and sells balancing gas on the regular gas market 2. TSO contracts sources of balancing gas 3. TSO uses other sources outside of the market	1;2;3	1			
3.2.		Tolerance in balancing	Does the balancing model allow tolerances? YES: Balancing model allows tolerances (%) NO: Balancing model does not allow tolerances	---;YES;NO	YES			
3,3		Within day obligations	1. YES (% of WDO vs % of daily imbalance volumes) 2. NO	---;YES;NO	YES			
3,4		Applicable imbalance charge or proxy imbalance charge (if interim measures apply)	Average of end of the day cash out price or average of proxy price (sum of daily values/365)	EUR/MWh	NAP			
4.	Capacity allocation mechanism at Ips		Which CAMs are applied at your IPs?: 1. Auctions as according to NC provisions [since when?] 2. auctions for some IPs & FCFS for other IPs 3. FCFS only 4. other (please specify)	1;2;3;4	1			
4,1		Capacity allocation mechanism at storage sites	1. Auction 2. FCFS 3. Pro Rata 4. capacity goes with the customer 5. other (please specify)	1;2;3;4;5	1			
4,2		Capacity allocation mechanism at LNG terminals	1. Auction 2. FCFS 3. Pro Rata 4. capacity goes with the customer 5. other (please specify)	1;2;3;4;5	1			
5.	Congestion management		1. oversubscription and buy-back scheme 2. firm day-ahead UIOLI mechanism 3. surrender of contracted capacity 4. long-term UIOLI mechanism 5. other (please specify)	1;2;3;4;5	1			

EFFECTIVE UNBUNDLING (GAS)					
Indicator number	Title	Question	Description	Type of field	ANSWER
1.	Transmission System Operators (TSOs)				
1.1.		Number of TSOs in the country		Number	2
1.2.	Unbundling of TSOs				
1.2.1.		Number of certified ownership unbundled TSOs		Number	2
1.2.2.		Number of certified ISO TSOs		Number	0
1.2.3.		Number of certified ITO TSOs		Number	0
1.2.4.		Number of certified ITO+ TSOs	(as defined in article 9.9 in the directive)	Number	0
1.3.	Name, market share and unbundling model of largest TSO		(by km of transmission pipelines)		
1.3.1.		Name of largest TSO		Text	Fluxys Belgium
1.3.2.		Market share of largest TSO	Market share: % of total TSO network (by km of transmission pipelines) in the country managed by the largest TSO	Number	100
1.3.3.		Unbundling model of largest TSO		Text	OU
1.4.	Ownership structure of largest TSO		1.4.1 + 1.4.2 = 100%		
1.4.1.		Indicate % of public ownership		Number	77,7%
1.4.2.		Indicate % of private companies ownership		Number	22,30%
2.	Distribution System Operators (DSOs)				
2.1.	DSOs in the country				
2.1.1.		Number of DSOs in the country		Number	14
2.1.2.		Name of largest DSO in terms of volumes		Text	Gaselwest / Brussels: SIBELGA
2.1.3.		Market share of largest DSO in terms of volumes		Number	17%
2.2.		Ownership unbundled DSOs	Number of DSOs that are ownership unbundled	Number	12
2.3.		Legally unbundled DSOs	Number of DSOs that are legally unbundled	Number	14
2.4.		100.000 customer exemption	Application of the 100.000 customer exemption in the country	Select Box	NO
2.5.		Small DSOs (< 100.000 customers)	Number of DSOs with less than 100.000 customers	Number	4

DESCRIPTION WHOLESALE PRODUCTION (GAS)

Indicator Number	Title	Question	Description	Unit	ANSWER
1.	Production, import, export, transit and				
1.1.		Demand/Consumption	Gross Inland Consumption = Production + Imports - Exports + Storage variations NB Storage variation reflects the difference between opening stock level at the first day of the year and closing stock level at the last day of the year of stocks held on national territory. A stock build is shown as negative number and a stock draw as a positive number. Use GCV.	TWh/yr	175,8
NOTE	<i>Unit</i>		<i>Units in database were converted from m³ to kWh as gas qualities and energy content of the gas differ significantly throughout Germany and within Europe. Reference to m³ results in incomparable results.</i>		
1.2.		Peak	Maximum quantity of gas consumed in a day during the year (TWh/day).	TWh/day	0,93
1.3.		National production quantity	National production per year (TWh/year) Indigenous Production: All dry marketable production within national boundaries, including offshore production. Production is measured after purification and extraction of NGLs and sulphur. Excludes extraction losses and quantities reinjected, vented or flared.	TWh/yr	0
1.4.		National production capacity	Production capacity (maximal technical availability) per day (TWh/day) Units should be in TWh/day (all necessary conversion should be done by NRA's not CEER) Amounts of gas are considered as imported or exported when they have crossed the political boundaries of the country, whether customs clearance has taken place or not. If gas is transited through a country, the amount should be reported as both an import and an export.	TWh/day	0
1.5.		Pipeline net import quantity per year in TWh/yr.		TWh/yr	354,8
1.6.		Pipeline import capacity	Pipeline import capacity (maximal technical availability) total in TWh/h	TWh/h	0,178
1.7.		Export net quantity per year in TWh/yr.		TWh/yr	203,7
1.8.		Export capacity	Export capacity (maximal technical availability) total in TWh/h	TWh/h	0,109
1.9.		Transit quantity per year	in TWh/yr	TWh/yr	203,7
1.10.		Free pipeline import capacity	Peak daily import gas flow (TWh) within the year. Average of the three days with highest free capacity for the sum of all import price lines	TWh/d	1,35
1.11.		LNG import capacity (maximum technical availability) total	in TWh/h	TWh/h	0,0126
1.12.		LNG Gas volume flow into the country	in TWh/yr	TWh/yr	26,6
1.13.		Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country	Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country in TWh/h	TWh/h	0,0208
1.14.		Entry Capacity requested but denied		GWh/year	0
1.15.		Exit Capacity requested but denied		GWh/year	0
1.16.		Entry capacity requested as firm but made available only on interruptible basis		GWh/year	0
1.17.		Exit capacity requested as firm but made available only on interruptible basis		GWh/year	0

2	Storage figures				
2.1.		LNG Gas Storage Capacity	in Nm3	Nm3	380000
2.2.		Underground gas storage	Working gas volume in Nm3	Nm3	700000000
2.3.		Underground gas storage	Maximum withdrawal capacity in Nm3/h	Nm3/h	625000
3.	Market dominance figures		For groupings the domination principle should be used: Where one firm owns (controls) 50% or more of another firm, they are counted as one		
3.1.		Number of companies >= 5% available gas	available gas = gross inland consumption (production + net imports + storage variations) Net imports=imports-exports (Note: No answer to this question was required in 2007)		4
3.2.		Share of three biggest shippers by available gas (CR3)	Identify the three biggest shippers (based on GWh) and add the respective market shares. If market is not national, then information should be provided per relevant geographical market.	%	65,5
3.3.		Share of three biggest gas storage system operators (CR3)	Identify the three biggest SSOs (based on withdrawal capacity) and add the respective market shares. If market is not national, then information should be provided per relevant geographical market.	%	100

DESCRIPTION WHOLESALE GAS TRADED							
Indicator Number	Title/(sub)headings	Question	Description	Unit	Type of field	Definition of values	ANSWER
1.	Relevant market area(s)		Please Specify the relevant market area(s) which will be report on (choose from drop down list)				
1.1		Name of market area 1	Please choose a market area from the drop down list	Name			ZEE BEACH
1.2		Name of market area 2	Please choose a market area from the drop down list	Name			ZEE L-GAS
1.3		Name of market area 3	Please choose a market area from the drop down list	Name			ZEE H-GAS
1.4		Name of market area 4	Please choose a market area from the drop down list	Name			
2.	Energy Exchange 1		Please Specify the energy exchange from the drop down list				
2.1.		Name of energy exchange 1	Choose energy exchange from the drop down list	Name			ICE Exend Gas B.V.
2.2.1	Gas traded total (energy exchange - spot)		Volume of gas traded at energy exchange spot market. Trade of standardised products for periods of delivery of less than one week.				
2.2.1.1		Volume traded in market area 1	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
2.2.1.2		Volume traded in market area 2	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
2.2.1.3		Volume traded in market area 3	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		3,21
2.2.1.4		Volume traded in market area 4	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
2.2.2	Intra-day		Volume of gas traded at energy exchange intraday or within-day market.				
2.2.2.1		Volume traded in market area 1	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
2.2.2.2		Volume traded in market area 2	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
2.2.2.3		Volume traded in market area 3	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		1,75
2.2.2.4		Volume traded in market area 4	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
2.2.3	Day-ahead		Volume of gas traded at energy exchange day-ahead market.				
2.2.3.1		Volume traded in market area 1	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
2.2.3.2		Volume traded in market area 2	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
2.2.3.3		Volume traded in market area 3	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		1,46
2.2.3.4		Volume traded in market area 4	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
2.2.4	Gas traded (energy exchanges - futures market)		Volume of gas traded at energy exchange futures and options market without OTC contracts that are cleared at energy exchange. Trade of standardised products for periods of delivery of at least one week. Futures and Options.				
2.2.4.1		Volume traded in market area 1	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
2.2.4.2		Volume traded in market area 2	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
2.2.4.3		Volume traded in market area 3	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
2.2.4.4		Volume traded in market area 4	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
2.2.5	Gas traded (OTC-Clearing at energy exchange)		OTC contracts that are cleared at energy exchange				
2.2.5.1		Volume traded in market area 1	Cleared OTC contracts.	TWh/yr	Number		
2.2.5.2		Volume traded in market area 2	Cleared OTC contracts.	TWh/yr	Number		
2.2.5.3		Volume traded in market area 3	Cleared OTC contracts.	TWh/yr	Number		
2.2.5.4		Volume traded in market area 4	Cleared OTC contracts.	TWh/yr	Number		
2.2.6	Number of companies active at energy exchange A		Companies exchanging volumes of gas, greater than zero in the year, at energy exchanges except OTC-clearing	Number	Number		25

3.	Energy Exchange 2		Please Specify the energy exchange from the drop down list				
3.1.		Name of energy exchange 2	Choose energy exchange from the drop down list	Name			
3.2.1	Gas traded total (energy exchange - spot)		Volume of gas traded at energy exchange spot market. Trade of standardised products for periods of delivery of less than one week.				
3.2.1.1		Volume traded in market area 1	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
3.2.1.2		Volume traded in market area 2	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
3.2.1.3		Volume traded in market area 3	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
3.2.1.4		Volume traded in market area 4	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
3.2.2	Intra-day		Volume of gas traded at energy exchange intraday or within-day market.				
3.2.2.1		Volume traded in market area 1	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
3.2.2.2		Volume traded in market area 2	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
3.2.2.3		Volume traded in market area 3	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
3.2.2.4		Volume traded in market area 4	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
3.2.3	Day-ahead		Volume of gas traded at energy exchange day-ahead market.				
3.2.3.1		Volume traded in market area 1	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
3.2.3.2		Volume traded in market area 2	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
3.2.3.3		Volume traded in market area 3	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
3.2.3.4		Volume traded in market area 4	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
3.2.4	Gas traded (energy exchanges - futures market)		Volume of gas traded at energy exchange futures and options market without OTC contracts that are cleared at energy				
3.2.4.1		Volume traded in market area 1	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
3.2.4.2		Volume traded in market area 2	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
3.2.4.3		Volume traded in market area 3	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		0
3.2.4.4		Volume traded in market area 4	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
3.2.5	Gas traded (OTC-Clearing at energy exchange)		OTC contracts that are cleared at energy exchange				
3.2.5.1		Volume traded in market area 1	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
3.2.5.2		Volume traded in market area 2	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
3.2.5.3		Volume traded in market area 3	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		0
3.2.5.4		Volume traded in market area 4	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
3.2.6	Number of companies active at energy exchange B		Companies exchanging volumes of gas, greater than zero in the year, at energy exchanges except OTC-clearing	Number	Number		0
4.	Energy Exchange 3		Please Specify the energy exchange from the drop down list				
4.1.		Name of energy exchange 3	Choose energy exchange from the drop down list	Name			
4.2.1	Gas traded total (energy exchange - spot)		Volume of gas traded at energy exchange spot market. Trade of standardised products for periods of delivery of less than one week.				
4.2.1.1		Volume traded in market area 1	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		0,04
4.2.1.2		Volume traded in market area 2	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		0,24
4.2.1.3		Volume traded in market area 3	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		4,73
4.2.1.4		Volume traded in market area 4	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
4.2.2	Intra-day		Volume of gas traded at energy exchange intraday or within-day market.				
4.2.2.1		Volume traded in market area 1	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		0,009
4.2.2.2		Volume traded in market area 2	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		0,003
4.2.2.3		Volume traded in market area 3	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		0,377
4.2.2.4		Volume traded in market area 4	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		

4.2.3	Day-ahead		Volume of gas traded at energy exchange day-ahead market.				
4.2.3.1		Volume traded in market area 1	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		0,003
4.2.3.2		Volume traded in market area 2	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		0,165
4.2.3.3		Volume traded in market area 3	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		3,153
4.2.3.4		Volume traded in market area 4	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
4.2.4	Gas traded (energy exchanges - futures market)		Volume of gas traded at energy exchange futures and options market without OTC contracts that are cleared at energy				
4.2.4.1		Volume traded in market area 1	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		0,02
4.2.4.2		Volume traded in market area 2	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		NA
4.2.4.3		Volume traded in market area 3	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		0
4.2.4.4		Volume traded in market area 4	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
4.2.5	Gas traded (OTC-Clearing at energy exchange)		OTC contracts that are cleared at energy exchange				
4.2.5.1		Volume traded in market area 1	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		0
4.2.5.2		Volume traded in market area 2	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		NA
4.2.5.3		Volume traded in market area 3	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		0
4.2.5.4		Volume traded in market area 4	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
4.2.6	Number of companies active at energy exchange C		Companies exchanging volumes of gas, greater than zero in the year, at energy exchanges except OTC-clearing		Number		
5.	Energy Exchange 4		Please Specify the energy exchange from the drop down list				
5.1.		Name of energy exchange 4	Choose energy exchange from the drop down list	Name			
5.2.1	Gas traded total (energy exchange - spot)		Volume of gas traded at energy exchange spot market. Trade of standardised products for periods of delivery of less than one week.				
5.2.1.1		Volume traded in market area 1	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
5.2.1.2		Volume traded in market area 2	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
5.2.1.3		Volume traded in market area 3	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
5.2.1.4		Volume traded in market area 4	Total spot market (delivery of less than one week)	TWh/yr	Number		
5.2.2	Intra-day		Volume of gas traded at energy exchange intraday or within-day market.				
5.2.2.1		Volume traded in market area 1	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
5.2.2.2		Volume traded in market area 2	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
5.2.2.3		Volume traded in market area 3	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
5.2.2.4		Volume traded in market area 4	Intraday or within-day delivery	TWh/yr	Number		
5.2.3	Day-ahead		Volume of gas traded at energy exchange day-ahead market.				
5.2.3.1		Volume traded in market area 1	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
5.2.3.2		Volume traded in market area 2	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
5.2.3.3		Volume traded in market area 3	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		
5.2.3.4		Volume traded in market area 4	Day-ahead delivery	TWh/yr	Number		

5.2.4	Gas traded (energy exchanges - futures market)		Volume of gas traded at energy exchange futures and options market without OTC contracts that are cleared at energy				
5.2.4.1		Volume traded in market area 1	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
5.2.4.2		Volume traded in market area 2	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
5.2.4.3		Volume traded in market area 3	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
5.2.4.4		Volume traded in market area 4	Volume traded futures and options	TWh/yr	Number		
5.2.5	Gas traded (OTC-Clearing at energy exchange)		OTC contracts that are cleared at energy exchange				
5.2.5.1		Volume traded in market area 1	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
5.2.5.2		Volume traded in market area 2	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
5.2.5.3		Volume traded in market area 3	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
5.2.5.4		Volume traded in market area 4	Cleared OTC contracts	TWh/yr	Number		
5.2.6	Number of companies active at energy exchange D		Companies exchanging volumes of gas, greater than zero in the year, at energy exchanges except OTC-clearing		Number		
6.	Gas acquired through Long Term Contracts (LTC)		Volume of gas acquired through contracts with a total duration of more than 3 years for all market areas under national jurisdiction				
6.1.		Volume of gas acquired through LTC	If effective volume is not available, reference quantities (face values) should be used. Please include in the comments field which one is being used.	TWh/yr	Number		
6.2.		Weighted average residual duration of LTC		years	Number		
6.3.		Market share of the largest LTC buyer	Taking as reference the total yearly volume bought through LTC in the country.	%	Number		
7.	Volume of gas traded in each market area		Total traded volume (sum of exchange execution, OTC cleared at exchange and OTC bilaterally traded volumes) at natural gas trading hubs.				
7.1		Volume traded in market area 1	Total volume at trading hub	TWh	Number		790,7
7.2		Volume traded in market area 2	Total volume at trading hub	TWh	Number		3,97
7.3		Volume traded in market area 3	Total volume at trading hub	TWh	Number		135,3
7.4		Volume traded in market area 4	Total volume at trading hub	TWh	Number		
8.1	Average wholesale energy prices energy exchange 1		Monthly average of daily average price (12 observation per calendar year)				
8.1.1	Spot base day-ahead at energy exchange						
8.1.1.1		Average price in market area 1	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.1.1.2		Average price in market area 2	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.1.1.3		Average price in market area 3	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.1.1.4		Average price in market area 4	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.1.2	Average gas price futures month-ahead						
8.1.2.1		Average price in market area 1	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.1.2.2		Average price in market area 2	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.1.2.3		Average price in market area 3	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.1.2.4		Average price in market area 4	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.2	Average wholesale gas prices energy exchange 2		Monthly average of daily average price (12 observation per calendar year)				
8.2.1	Spot base day-ahead at energy exchange						
8.2.1.1		Average price in market area 1	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.2.1.2		Average price in market area 2	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.2.1.3		Average price in market area 3	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.2.1.4		Average price in market area 4	Spot market average	EUR/MWh	Number		

8.2.2	Average gas price futures month-ahead						
8.2.2.1		Average price in market area 1	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.2.2.2		Average price in market area 2	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.2.2.3		Average price in market area 3	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.2.2.4		Average price in market area 4	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.3		Average wholesale gas prices energy exchange 3	Monthly average of daily average price (12 observation per calendar year)				
8.3.1	Spot base day-ahead at energy exchange						
8.3.1.1		Average price in market area 1	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.3.1.2		Average price in market area 2	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.3.1.3		Average price in market area 3	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.3.1.4		Average price in market area 4	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.3.2	Average gas price futures month-ahead at energy exchange						
8.3.2.1		Average price in market area 1	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.3.2.2		Average price in market area 2	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.3.2.3		Average price in market area 3	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.3.2.4		Average price in market area 4	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.4		Average wholesale gas prices energy exchange 4	Monthly average of daily average price (12 observation per calendar year)				
8.4.1	Spot base day-ahead at energy exchange						
8.4.1.1		Average price in market area 1	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.4.1.2		Average price in market area 2	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.4.1.3		Average price in market area 3	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.4.1.4		Average price in market area 4	Spot market average	EUR/MWh	Number		
8.4.2	Average gas price futures month-ahead at energy exchange						
8.4.2.1		Average price in market area 1	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.4.2.2		Average price in market area 2	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.4.2.3		Average price in market area 3	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.4.2.4		Average price in market area 4	Month-ahead average	EUR/MWh	Number		
8.5.		OTC day-ahead price in each market area	Monthly average OTC day-ahead price in each market area (12 observation per				
8.5.1		Average price in market area 1	OTC day-ahead price market average	EUR/MWh	Number		
8.5.2		Average price in market area 2	OTC day-ahead price market average	EUR/MWh	Number		
8.5.3		Average price in market area 3	OTC day-ahead price market average	EUR/MWh	Number		
8.5.4		Average price in market area 4	OTC day-ahead price market average	EUR/MWh	Number		

NETWORK ACCESS (GAS)				
Indicator Number	Title	Question	Description	ANSWER
1.	IP entry-exit regime			
1.1.		Are financial guarantees required when contracting IP entry capacity? Y/N		YES
1.2.		In order to obtain entry capacity in the system is it necessary to demonstrate final customers purchasing commitments? Y/N		NO
1.3.		In order to obtain entry capacity in the system is it required to demonstrate gas supplying capability? y/n		NO
1.4.		In order to obtain entry capacity in the system is it required to settle and register the company in the country? y/n		NO
1.5		Indicate the types of producer complaints that occurred most often by using the following classification (more than 5% of producer complaints):	Connection/access to the grid: conventional gas producers Connection/access to the grid: biogas Other: specify in comments field	NAP

Description of the retail market (Gas)									
Indicator number	Title	Question	Description	Unit	Type of field	ANSWER	VREG	CWAPE	BRUGEL
1.	Suppliers								
1.1.	Total number of active gas suppliers in the country		An active supplier is a supplier that is operating in the market (i.e. is actively offering contracts to customers and has at least one customer) and not a supplier that has a licence but is not yet operating in the market. Self-suppliers should also be excluded.						
1.1.1.		Total number of active gas suppliers for both household and non-household customers in the country	All active suppliers offering contracts to either household and/or non-household customers in at least one part of the country (eg. one region) and having at least one customer.		Number	51			
1.1.2.		Number of active gas suppliers for household customers in the country	All active suppliers offering contracts to household customers in at least one part of the country (eg. one region) and having at least one household customer.		Number	37			
1.1.3.		Number of active gas suppliers for non-household customers in the country	All active suppliers offering contracts to non-household customers in at least one part of the country (eg. one region) and having at least one non-household customer.		Number	39			
1.2.	Number of gas suppliers active nationwide								
1.2.1.		Total number of gas suppliers for both household and non-household customers active nationwide	All nationwide active suppliers offering contracts to either household and/or non-household customers throughout the country and having at least one customer		Number	26			
1.2.2.		Number of gas suppliers for household customers active nationwide	All nationwide active suppliers offering contracts to household customers throughout the country and having at least one customer		Number	23			
1.2.3.		Number of gas suppliers for non-household customers active nationwide	All nationwide active suppliers offering contracts to non-household customers throughout the country and having at least one customer		Number	26			

1.3.	Entry and exit of active suppliers								
1.3.1.		Total number of new entrants in the household market	The total number of suppliers that became active in the reporting year in the household market.	Number	2				
1.3.2		Number of new entrants in the household market from a different country	The number of foreign suppliers operating directly or through a subsidiary that became active in the reporting year in the household market. This will be a subset of 1.3.1.	Number	2				
1.3.3		Total number of active suppliers that exited the household market	The total number of suppliers that stopped being active in the household market in the reporting year. Consistency check: in the absence of mergers/acquisitions the difference between 1.3.1 and 1.3.3 must be equal to the difference between the number of active suppliers (1.1.2) in the household market in the reporting year and in the previous year.	Number	4				
1.3.4		Total number of new entrants in the non-household market	The total number of suppliers that became active in the reporting year in the non-household market.	Number	1				
1.3.5		Number of new entrants in the non-household market from a different country	The number of foreign suppliers operating directly or through a subsidiary that became active in the reporting year in the non-household market. This will be a subset of 1.3.1.	Number	1				
1.3.6		Total number of active suppliers that exited the non-household market	The total number of suppliers that stopped being active in the non-household market in the reporting year. Consistency check: in the absence of mergers/acquisitions the difference between 1.3.4 and 1.3.6 must be equal to the difference between the number of active suppliers in the non-household	Number	3				
1.4	Average number of suppliers in the DSO networks								
1.4.1.		Average number of suppliers for household customers in the DSO networks	Weighted average number of suppliers across DSO networks, with the weight being the proportion of customers in each DSO area relative to the total number of customers in the country.	Number	25,8				
2.	Market shares		For groupings the domination principle should be used: Where one supplier owns (controls) 50% or more of another supplier, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company. The final retail market should be split into eligible and not eligible and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers.						
2.1.		Names of three largest suppliers in the whole retail market by volume		Textarea	ECS / EDF Luminus / ENI Gas & Power				
2.2.		Market share of the three largest suppliers in the whole retail market by volume		%	Number	67,5			
2.3.		Market share of three largest suppliers in power plants by volume		%	Number	69,3			
2.4		Market share of three largest suppliers in non-household sector by volume		%	Number	60,3			
2.5		Market share of the three largest suppliers in the market for households by metering points		%	Number	72,3			
2.6		Number of suppliers in the market for households with market shares > 5% by metering points		%	Number	5			
2.7		Number of suppliers in the market for households with market shares between 1% and 5% by metering points		%	Number	1			
2.8		Number of suppliers in the market for households with market shares below 1% by metering points		%	Number	25			
2.9		Herfindahl-Hirschman Index (HHI) for the household market based on metering points	The HHI indicates the degree of concentration in the market and is calculated as the sum of the squares of all firms in the market. It ranges between 0 for an infinite number of small firms and 10,000 for one firm with 100% market share. Based on guidance from the EC, an HHI above 2000 signifies a highly concentrated market.	Number	2430				
2.10		Number of suppliers in the market for non-households with market shares > 5% by volume		%	Number	9			
2.11		Number of suppliers in the market for non-households with market shares between 1% and 5% by volume		%	Number	13			
2.12		Number of suppliers in the market for non-households with market shares below 1% by volume		%	Number	16			
2.13		Herfindahl-Hirschman Index (HHI) for the non-household market based on volume	The HHI indicates the degree of concentration in the market and is calculated as the sum of the squares of all firms in the market. It ranges between 0 for an infinite number of small firms and 10,000 for one firm with 100% market share. Based on guidance from the EC, an HHI above 2000 signifies a highly concentrated market.	Number	3700				
2.14	Narrower geographic market definition	Please indicate whether for any of the market segments identified above you consider that the relevant geographic definition is narrower than the whole country.	All above "market share" questions assume that the relevant geographic market coincides with the whole country. If you believe this is correct and no narrower definition should be considered, please select "none". On the contrary, if you consider that a narrower definition is more appropriate for household, non-household or both segments, please select the corresponding box and provide an explanatory comment below.	Select Box	NONE				
2.15	Major players in the whole retail market		Please indicate if any of these suppliers is active directly or indirectly (through a subsidiary) in your retail market.						
2.15.1.	E.ON			Select Box	YES				
2.15.2.	GDF Suez (ENGIE)			Select Box	YES				
2.15.3.	RWE			Select Box	YES				
2.15.4.	EDF			Select Box	YES				
2.15.5.	ENI			Select Box	YES				
2.15.6.	Iberdrola			Select Box	NO				
2.15.7.	ENEL			Select Box	YES				
2.15.8.	GAS NATURAL FENOSA			Select Box	YES				
2.15.9.	Vattenfall			Select Box	YES				
2.15.10.	DONG			Select Box	NO				
2.15.11.	Centrica			Select Box	NO				
2.15.12.	Name of major player if not in the list			Select Box					

3.	Switching rates		A supplier switch is defined as the voluntary action through which a customer changes supplier. Switching and moving: when a customer moves, a switch should only be recorded, whenever possible, if a customer switches to a supplier other than the supplier which is incumbent in the area where he/she is moving to. A change of product with the same supplier or "internal switching" (see definition under 3.3) is not equivalent to a supplier switch (this exclusion extends to: changing to a new product (price scheme); changing from a regulated to a non-regulated prices or vice versa with the same supplier or a subsidiary of the same supplier). Reference figures for calculating the switching rates are either the average number of meter points during the reporting period (switching rates by number of meter points) or the consumption of the customers during the reporting period (switching rates by volume).						
3.1.		Annual switching rate in the whole retail market (by number of eligible meter points)	% of customers having changed supplier	%	Number		17,70	17,7	11,7
3.2.		Annual switching rate of household customers (by number of eligible metering point)	% of household customers having changed supplier	%	Number		15,81	17,3	11,2
3.3.		Annual internal switching rate for household customers (by number of customer accounts)	% of household customers having renegotiated their contract, but excluding automatic roll-overs and changes that only affect payment method or account management (ie online versus offline)	%	Number	NAV			
3.4.		Annual switching rate out of regulated prices (by metering point) for household customers	% of total retail market having switched to or from regulated prices	%	Number	NAV			
3.5.		Annual switching rate in regulated prices (by metering point) for household customers	% of total retail market having switched to or from regulated prices	%	Number	NAV			
3.6.		Annual switching rate of non-household customers (by eligible volume)	% of non-household customers having changed supplier	%	Number	NAV			
4.	Households and non-household customers								
4.1.	Number of customers in the country								
4.1.1.		Total number of household customers	Data for at least 80% of customers should be provided		Number	2787627	1793089	628894	365644
4.1.2.		Number of household customers with a different supplier than their incumbent supplier	Data for at least 80% of customers should be provided. The incumbent supplier is the supplier that, prior to liberalization, had a legal or de-facto monopoly of supply in a given geographic area.		Number	1340192	778214	561978	139670
4.1.3.		Total number of non-household customers	Data for at least 80% of customers should be provided		Number	423661	294295	68075	61291
4.2.	Household and non-household consumption in								
4.2.1.		Total consumption of household customers in the country		TWh	Number	37,34	22,45	10,5	4,4
4.2.2.		Typical annual household consumption	Average or other methods to identify typical household consumption in the country	kWh/year	Number	13506	12519		11735
4.2.3.		Total consumption of non-household customers in the country		TWh	Number	51,97	37,55	9,2	5,18
5.	Intervention in price setting and regulated prices		Questions refer to energy component excluding transmission/distribution as well as taxes, levies and VAT						
5.1.	Has there been any change as compared to last year?		if YES, description of system /NO		Select Box + Text	NO			
5.2.	Is there any intervention in the price setting?	intervention in price setting, check of prices, define price for a defined customer group	if YES, description of system /NO		Select Box + Text	NO			
5.3.	Is there any type of price regulation?	Application of end-user price regulation for household customers in the country	YES/NO		Select Box	YES			
5.3.1.		Type of end-user price regulation	Ex-ante (price is defined by the responsible authority on underlying information on the market, before market participants conclude contracts based on these prices), ex-post (price is checked and possibly amended/changed by responsible authority after contracts have been concluded by market participants), social (regulated price for specific consumer groups available, e.g. vulnerable customers). More than one option possible 1. ex-ante 2. ex-post 3. social 4. other, please specify in comment field		Text	3			
5.3.2.		Who sets regulated prices? (Government, NRA, Other)	---;Government;NRA;Other;NA;NAP		Select Box	NRA			
5.3.3.		What are the criteria (Discretionary, Rate of Return, Price Cap, Other)	---;Discretionary;Rate of Return;Price Cap;Other;NA;NAP		Select Box	PRICE CAP			
5.3.4.		Who offers regulated prices? (incumbent, every supplier, other)	---;incumbent;every supplier;other;NA;NAP		Select Box	ENERGY SUPPLIER			
5.3.5.		Application of end-user price regulation for non-household customers in the country	---;YES;NO		Select Box	NO			
5.3.6.		Number of household customers in the country supplied under regulated end-user prices			Number	NAP			
5.3.7.		Number of non-household customers in the country supplied under regulated end-user prices			Number	NAP			
5.3.8.		Consumption of household customers in the country supplied under regulated end-user prices		TWh	Number	NAP			
5.3.9.		Consumption of non-household customers in the country supplied under regulated end-user prices		TWh	Number	NAP			
5.3.10.		Number of households with social tariffs (for vulnerable customers)			Number	258055			
5.3.11.		Do you add a profit margin on the regulated price? If yes, how much?	YES/NO		Number	NAP			

CONSUMER INDICATORS PRACTICAL VIEW										
NEW INDICATOR	Title	Question	Description	Unit	Type of field	Definition of values	ANSWER	VREG	CWAPE	BRUGEL
8.48	Consumer information	How many working days in advance are final household customers informed about energy price changes (energy price component only) before new prices become applicable in case of fixed-price contracts?	As a "fixed-price contract" regard any contract in which energy price changes are not foreseeable by the supplier for the whole duration of the contract (=contracts of mostly unlimited (but also possibly limited) duration without any price guarantees). In contrast, "variable-price contracts" are contracts which explicitly bind the final household customer energy price component to another pricing mechanism and is charged on a regular basis, e.g. an indexed wholesale energy price or indexed on the regulated prices. Note to NRAs: please indicate the average number of working days. Comment box	WORKING DAYS	1) number 2) tick box for not available	1) 0-250 2) not available	40 workingdays			
8.49		How many working days in advance are final household customers informed about energy price changes (energy price component only) before new prices become applicable in case of variable-price contracts?	As a "fixed-price contract" regard any contract in which energy price changes are not foreseeable by the supplier for the whole duration of the contract. In contrast, "variable price contracts" are contracts which explicitly bind the final household customer energy price component to another pricing mechanism and is charged on a regular basis, e.g. an indexed wholesale energy price or indexed on the regulated prices. Note to NRAs: please indicate the average number of working days. Comment box	WORKING DAYS	1) number 2) select box	1) 0-250 2) not available	40 workingdays			
8.50		Are final household customers informed in advance about the changes of the other cost components of the bill (network tariff, taxes, other...)?	Please only answer "Yes" in case any market-relevant actor (NRA, DSO, tax authorities...) informs consumers ACTIVELY and INDIVIDUALLY about changes to these components! [There is wide agreement among NRAs that consumers are usually "not personally", "not actively" informed about these changes - but rather through the media.]		Select box	Yes, No, not available	NO			
	Smart metering							PILOT PROJECTS		
8.51		Where smart meters are not available, how often are final household customers informed about their actual consumption?	According to Article 10 of the Energy Efficiency Directive, where smart meters are NOT available, where technically possible and economically justified by 31 December 2015, billing information based on actual consumption to be made available at least quarterly, on request or where the consumers have opted to receive electronic billing or else twice yearly (gas used for cooking may be excluded). Where meters are not available obligation on billing information can be fulfilled by a system of self-reading.		Select box	A) Daily; B) Weekly; C) Monthly; D) Bimonthly; E) Quarterly; F) Biannually; G) Annually; H) Less often than annually	G			
8.52		Where smart meters are in place, how often are final household customers informed about their actual consumption?	According to Article 10 of the Energy Efficiency Directive, where smart electricity or gas metering is in operation, Member States must ensure that final customers are provided with complementary information on their own consumption.		Select box	A) Daily; B) Weekly; C) Monthly; D) Bimonthly; E) Quarterly; F) Biannually; G) Annually; H) Less often than annually	NAP			
8.53		Where smart meters are not available, how often is billing information based on actual consumption available to final household customers?			Select box	A) Daily; B) Weekly; C) Monthly; D) Bimonthly; E) Quarterly; F) Biannually; G) Annually; H) Less often than annually	NAV	G	G	BRUGEL
8.54		Where smart meters are in place, how often is billing information based on actual consumption available to final household customers?			Select box	A) Daily; B) Weekly; C) Monthly; D) Bimonthly; E) Quarterly; F) Biannually; G) Annually; H) Less often than annually	NAP			
8.55		How many final household customers have been equipped with smart meters in your country?	A smart meter is a new generation of device for energy metering that sends electronic meter readings to the energy supplier automatically and provides the customer with helpful functionalities in order to regulate its own consumption.		Number		NAP			
		A) Number of equipped final household customers			Number	1-100000000	NAV	29978 (pilot)	CWAPE	BRUGEL
		B) There has been a negative decision on the roll-out in my country	Meaning that smart meters will not be rolled out for household customers based on a regulatory/political decision.		Tick box					
8.56		What is the share of final household customers with smart meter among total households?	Share in number of households having smart metering		Percentage	0-100	NAV	0,9% (pilot)	CWAPE	BRUGEL
8.57		What are the actual benefits of installed smart meters for the final household customer in your country, if any exist at all?			Multiple answers		NAV	PILOT PROJECTS	CWAPE	BRUGEL
		A) Information on actual consumption			Tick box					
		B) Information on cost			Tick box					
		C) Access to information on consumption on customers keypad			Tick box			x		
		D) Remote power capacity reduction/increase			Tick box					
		E) Remote activation/de-activation of supply			Tick box					
		F) Timely adaptation to customers' demand			Tick box					
		G) Easier supplier switching process			Tick box					
		H) Customer control of metering data			Tick box					
		I) Bills based on actual consumption			Tick box					
		J) Alert in case of non-notified interruption			Tick box					
		K) Alert in case of exceptional energy consumption			Tick box					
		L) Interface with the home			Tick box					
		M) Other			Tick box					
		N) Remote reading of meters by the operator			Tick box			x		
		O) Provision of two-way communication between the smart metering system and external networks for maintenance and control of the metering system			Tick box					
		P) Support advanced tariff systems			Tick box					
		Q) Provision of secure data communication			Tick box					
		R) Fraud prevention and detection			Tick box					
		S) Provision of import/export and reactive metering if other, please specify			Tick box					
		if other, please specify			Comment box					
	Switching									
8.58		How many working days does the switching process take?		Working days	Number			21	NAV	NAV
8.59		How many weeks after switching supplier do final household customers receive the final closure account/bill (for previous energy supply contract)?		Weeks	Number		NAV	NAV	NAV	NAV
8.60		What is the average duration of a switch in working days in your country?		Working days	Number	1-250	NAV	NAV	NAV	NAV
	Universal service/supplier of last resort/disconnections		Universal service covers the right of customers to be connected to the grid inasmuch as the right to be supplied with energy at an affordable price. From a customer perspective, an important question is whether there are any protective mechanisms in place in case that contractual obligations are violated. For instance, is connection to the grid and/or energy supply still guaranteed in case of non-payment of bills, and if so, for how long? Likewise, what happens in case of supplier bankruptcy or DSO license revocation? Hence, we are interested in the customer "benefits" of existing supplier of last resort regulation on the one hand. On the other hand, we suggest examining these aspects of customer protection under the wider "framework" of disconnection with a series of indicators.							
8.61		What is the absolute number of final household customers supplied by the "supplier of last resort" in your country in 2015 (31 December 2015)?			Number	0-100 000 000	90448 E + 68484 G	78484 E + 58091 G	8200 E + 8100 G	2754 E + 2303 G
8.62		What is the share of final household customers supplied by the supplier(s) of last resort in 2015 (31 December 2015)?	Please provide as a percentage of all final household customers (basis are final household customers/metering points).		Percentage	0-100		2,80% E and 3,24% G	0,5% E and 1,3% G	0,4 E and 0,5% G
8.63		How many working days does it usually take in practice to disconnect a final household customer from the grid because of non-payment in your country?	Please consider here the full duration of the "whole process of disconnection", starting with the due date of the bill, parts of the bill, and/or an instalment until the actual disconnection. Please consider as a reference an "average household" failing to pay for the first time. Please also consider that this household does not make any payments toward the unpaid amounts (consumption in the past), nor does the household pay any upcoming instalments. Please also assume that the delivery of mail, notifications or similar warnings is instantaneous to make it possible to speak about an "absolute minimum" length of this duration. NB: Non-payment refers to unpaid bills and/or regular instalments or debt throughout this questionnaire. It is important to differentiate these reasons in order to differentiate between disconnections due to non-payment of bills and disconnections because of other reasons (e.g. moving out, unoccupied accommodation...).	Working days	Number	0-250	NAV			

8.64		What is the absolute number of disconnections of final household customers due to non-payment in 2015 (31 December 2015) in your country?	NB: Please count the number of disconnections rather than the number of households being disconnected (there is a difference in case of repeated disconnections within the same household). Please indicate in a comment field if your data refer to a different day than 31 December 2015.	Number	0-100 000 000	7507 E and 6121 G	1115 E and 1668 G	4961 E and 3254 G	1431 E and 1199 G
8.65		What is the absolute number of reconnections following disconnections due to non-payment of previous bills/installments in 2015 (31 December 2015) in your country?	NB: Please count the number of reconnections rather than the number of households being reconnected (there is a difference in case of repeated reconnections within the same household). Please indicate in a comment field if your data refer to a different day than 31 December 2015.	Number	0-100 000 000		540 E and 808 G	3338 E and 1992 G	NAV
8.66		What is the absolute number of prepayment meters installed in 2015 (31 December 2015) in your country?	This indicator is about the existing stock of prepayment meters in your country. It is NOT about the prepayment meters newly installed in the year 2015!				Installed on 31/12/2015: 120906 E and 58074 G	145710 E and 48531 G	NAP
8.67		What is the share of disconnections of final household customers due to non-payment in 2015 (31 December 2015) in your country?	NB: Please use "total number of household customer metering points" as the reference bases in your answer. Please indicate in a comment field if your data refer to a different day than 31 December 2015.	Percentage	0-100		0,04% E and 0,09% G	NAV	NAV
8.68		What is the share of prepayment meters installed in 2015 (31 December 2015) in your country?	This indicator is about the existing stock of prepayment meters in your country. It is NOT about the prepayment meters newly installed in the year 2015!				Share installed prepayment meters: 4,40% E and 3,24% G	9,1% E and 7,8% G	NAP
	Vulnerable Customers		According to the Directive, Member states have to define a concept of vulnerable customers. There is reasonable debate about what a definition of a concept actually entails. As detailed in the European Commission's Working Group on Vulnerable Customers there might be an explicit or implicit definition of the concept. Explicit then means that it is written down in the law what the concept of vulnerable customers encompasses. Implicit, however, says that a definition of the concept of vulnerable customer can be derived from the existing legal framework (energy law and/or social policy laws). Furthermore, there might be a list of groups of customers which are considered vulnerable, or a circumstantial/situational approach to vulnerability of customers. As for customer protection, the concept of vulnerable customers includes important information with respect to protected groups of customers, specific protection means and mechanisms. To assess customer protection under the lens of						
8.69		What is, if applicable and known, the absolute number of vulnerable customers in 2015 (31 December 2015) in your country?	NB: please provide the total sum of different groups of vulnerable customers and/or vulnerable customers in different situations. Please indicate in a comment field if your data refer to a different group/groups or different time period/day.	Number	0-100 000 000	384043 E and 217097 G	218083 E and 134327 G	165208 E and 80467 G	2754 E + 2303 G
8.70		What is, if applicable and known, the share of vulnerable customers in 2015 (31 December 2015) in your country?	NB: please consider the total number of different groups of vulnerable customers and/or vulnerable customers in different situations when calculating the share. Please refer to the total number of households in your country as the basis (information available at the national statistical office). Please indicate in a comment field if your data refer to a different group/groups or different time period/day.	Percentage	0-100		7,50% E and 7,89% G	10,3% E and 12,6% G	0,4 E and 0,5% G
	Complaints data	final household customers for Belgium includes professional end users at DSO level							
8.71		Number of final household customer complaints received by the suppliers in 2015 (as known to the NRA)	NB: The point here is to find out how many complaints have been registered by suppliers. In most countries, the NRA only knows about this when this is monitored and suppliers report (mandatory or voluntarily) to the NRA. Yet, it might also be that an ADR body, e.g. Ombudsman, publishes these figures and the NRA finds out about it via different channels.	Number + not available	0-100 000 000		26.019	NAV	NAV
8.72		Number of final household customer complaints received by the DSOs in 2015 (as known to the NRA)	NB: The point here is to find out how many complaints have been registered by DSOs. In most countries, the NRA only knows about this when this is monitored and DSOs report (mandatory or voluntarily) to the NRA. Yet, it might also be that an ADR body, e.g. Ombudsman, publishes these figures and the NRA finds out about it via different channels.	Number + not available	0-100 000 000	22346	17863	2862	1621
8.73		Number of final household customer complaints received by the ADR/Ombudsman/other entities in 2015 (as known to the NRA)	NB: The point here is to find out how many complaints have been registered by all other complaint handling bodies. Please make sure that complaints are not double-counted here.	Number + not available	0-100 000 000	4211			
8.74		Number of final household customer complaints directly addressed to the NRA in 2015		Number + not available	0-100 000 000	NAV			
8.75		Number of final household customer complaints about the NRA itself in 2015	Where applicable, final household customers may also be able to file an (official) complaint about the actions, decisions and so on of the NRA.	Number + not available	0-100 000 000		100	NAV	0
8.76		Classification of final household customer complaints directly addressed to NRA	Indicate the % of complaints of a particular type addressed to the NRA "as NRA" (and not as ADR or in any other function).						
8.76.1		Connection to the grid		Percentage	0-100		14,3		1,8
8.76.2		Metering		Percentage	0-100		26,6	53,7	42,9
8.76.3		Quality of supply		Percentage	0-100		7,1		
8.76.4		Unfair commercial practices		Percentage	0-100				
8.76.5		Contracts and sales		Percentage	0-100				
8.76.6		Activation		Percentage	0-100				
8.76.7		Disconnection due to no or late payment		Percentage	0-100		7,1	15,6	14,3
8.76.8		Invoicing / billing and debt collection		Percentage	0-100				9,8
8.76.9		Price / tariff		Percentage	0-100		14,3	7,8	5,4
8.76.15		Redress		Percentage	0-100		26,6	17,7	26,8
8.76.11		Provider change / switching		Percentage	0-100				
8.76.12		Customer services		Percentage	0-100				
8.77		Classification of final household customer complaints registered by DSOs (as known to the NRA).	The point here is to find out how many complaints of which category have been registered by suppliers. Indicate the % of complaints of a particular type					NAV	
8.77.1		Connection to the grid		Percentage	0-100		48,6		
8.77.2		Metering		Percentage	0-100		10,4		13
8.77.3		Quality of supply		Percentage	0-100		2,2		8
8.77.4		Unfair commercial practices		Percentage	0-100				
8.77.5		Contracts and sales		Percentage	0-100				
8.77.6		Activation		Percentage	0-100				
8.77.7		Disconnection due to no or late payment		Percentage	0-100				
8.77.8		Invoicing / billing and debt collection		Percentage	0-100		3,6		
8.77.9		Price / tariff		Percentage	0-100		1		
8.77.10		Redress		Percentage	0-100				
8.77.11		Provider change / switching		Percentage	0-100				
8.77.12		Customer services		Percentage	0-100		17		37
8.78		Classification of final household customer complaints registered by suppliers (as known to the NRA).	The point here is to find out how many complaints of which category have been registered by DSOs Indicate the % of complaints of a particular type					NAV	NAV
8.78.1		Connection to the grid		Percentage	0-100		0,42		
8.78.2		Metering		Percentage	0-100		6,79		
8.78.3		Quality of supply		Percentage	0-100		0,32		
8.78.4		Unfair commercial practices		Percentage	0-100		16,58		
8.78.5		Contracts and sales		Percentage	0-100		0		
8.78.6		Activation		Percentage	0-100		2,66 (activation + deactivation)		
8.78.7		Disconnection due to no or late payment		Percentage	0-100		11,93		
8.78.8		Invoicing / billing and debt collection		Percentage	0-100		25,36		
8.78.9		Price / tariff		Percentage	0-100		13,21		
8.78.10		Redress		Percentage	0-100		0		
8.78.11		Provider change / switching		Percentage	0-100		9,07		
8.78.12		Customer services		Percentage	0-100		5,39		

