

Rapport

18 juillet 2019

Rapport National 2019 de la Belgique à la Commission européenne et à Acer

Article 23, § 3bis, de la loi du 29 avril 1999, relative à l'organisation du marché de l'électricité et l'article 15/14, § 3bis de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1. Niveau fédéral	6
1.2. Région flamande.....	9
1.3. Région wallonne	11
1.4. Région Bruxelles-Capitale.....	12
2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	14
2.1. Régulation du réseau.....	14
2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)	14
2.1.2. Réseaux fermés industriels.....	14
2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution	14
2.1.4. Réseaux fermés professionnels.....	16
2.2. Fonctionnement technique	17
2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires	17
2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	22
2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations	26
2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde	29
2.2.5. Énergie 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 on-shore et de l'électricité verte produite	31
2.3. Tarifs de transport et de distribution	37
2.3.1. Tarifs de transport (ELIA).....	37
2.3.2. Tarif de distribution.....	40
2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	52
2.4. Questions transfrontalières.....	52
2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités.....	52
2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion	55
2.4.3. Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières).....	58
2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers	60

2.4.5.	Monitoring des 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	62
2.4.6.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER	69
2.5.	Conformité	70
2.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	70
2.5.2.	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRDs et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives	70
2.6.	Concurrence	72
2.6.1.	Marché de gros.....	72
2.6.2.	Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros	73
2.6.3.	Marché de détail	80
2.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence.....	80
2.6.5.	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.....	102
2.7.	Sécurité d'approvisionnement	103
2.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	103
2.7.2.	Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	106
2.7.3.	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs	107
3.	LE MARCHE DU GAZ NATUREL	108
3.1.	Régulation du réseau.....	108
3.1.1.	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport.....	108
3.1.2.	Réseaux fermés industriels.....	109
3.1.3.	Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	109
3.1.4.	Réseaux fermés professionnels.....	110
3.2.	Fonctionnement technique.....	110
3.2.1.	Services d'équilibrage et les services auxiliaires	110
3.2.2.	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	111
3.2.3.	Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations	116

3.2.4.	Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires	119
3.2.5.	Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage	119
3.2.6.	Monitoring des mesures de sauvegarde	120
3.3.	Tarifs de transport et de distribution	120
3.3.1.	Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited	120
3.3.2.	Tarifs de distribution	122
3.3.3.	Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	127
3.4.	Questions transfrontalières.....	127
3.4.1.	Monitoring « Cross-border interconnection capacity »	127
3.4.2.	Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques	128
3.4.3.	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	128
3.4.4.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER	133
3.5.	Conformité	133
3.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	133
3.5.2.	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRDs et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives	133
3.6.	Concurrence	133
3.6.1.	Marché de gros.....	133
3.6.2.	Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros	135
3.6.3.	Marché de détail	140
3.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence.....	140
3.6.5.	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.....	156
3.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	156
3.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	156
3.7.2.	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire.....	159
3.7.3.	Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	164

3.7.4.	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs	164
4.	PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ELECTRICITE ET GAZ NATUREL	166
4.1.	Protection des consommateurs	166
4.1.1.	Obligations de service universel et de service publique	166
4.1.2.	Consommateurs vulnérables.....	184
4.1.3.	Informations aux consommateurs	188
4.1.4.	Changement de fournisseur	189
4.1.5.	Smart metering.....	189
4.2.	Traitement des plaintes.....	191
4.2.1.	Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l’énergie et les régulateurs.....	191
4.2.2.	Classification des plaintes.....	193
4.2.3.	Procédure des plaintes.....	198
4.2.4.	<i>Alternative Dispute Resolution</i>	203
ANNEXE	204

1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

1.1. NIVEAU FÉDÉRAL

Les principales modifications législatives de l'année 2018 dans les matières de l'électricité et du gaz naturel en Belgique portent sur :

Modification du cadre légal pour la réserve stratégique :

Une loi du 30 juillet 2018¹ a modifié la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité ») afin d'adapter, d'une part, le cadre légal pour la réserve stratégique et, d'autre part, les conditions de sortie du marché et de retour vers le marché des installations de production d'électricité.

Ces modifications font suite aux engagements pris par l'État belge dans le cadre de la procédure de notification de la réserve stratégique auprès de la Commission européenne, conformément aux articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et approuvés par la décision de la Commission européenne du 7 février 2018².

La loi du 30 juillet 2018 précitée commence par élargir l'obligation de notification à charge des exploitants en cas de mise à l'arrêt d'installations de production d'électricité.

Les dispositions de la loi électricité relatives à la réserve stratégique ont également été profondément modifiées par cette loi du 30 juillet 2018. En ce qui concerne les analyses préalables, il est désormais prévu que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (ci-après : « GRT-E ») consulte les utilisateurs du réseau et la CREG sur toute évolution des hypothèses de base et de la méthodologie utilisées pour son analyse sur l'état de la sécurité d'approvisionnement du pays pour la période hivernale suivante. Si la constitution d'une réserve stratégique s'avère nécessaire, elle ne pourra désormais être contractée que pour une année.

La loi du 30 juillet 2018 modifie également les conditions de participation à la procédure de constitution de la réserve stratégique, en permettant notamment aux exploitants de groupes de secours permettant l'îlotage³ d'y participer, et en apportant des précisions sur les unités de production qui doivent y participer, sous peine de se voir infliger une amende administrative.

La procédure d'évaluation du caractère manifestement déraisonnable ou non des offres et, le cas échéant, d'imposition de prix et de volumes est également profondément revue. On notera en particulier (i) l'obligation faite à la CREG de publier, au plus tard le jour du lancement de la procédure de constitution de la réserve stratégique, les critères sur la base desquels le caractère manifestement déraisonnable ou non des offres sera apprécié ; (ii) la possibilité, désormais offerte à la CREG dans le cadre de son analyse, de demander aux candidats à la réserve stratégique la transmission, dans un délai de sept jours, de toute information en rapport avec son offre ; (iii) la possibilité pour la direction

¹ Loi du 30 juillet 2018 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue de modifier le cadre légal pour la réserve stratégique (Moniteur belge du 31 août 2018).

² Commission européenne, décision SA.48648, *Belgium – Strategic reserve*, 7 février 2018.

³ La loi du 30 juillet 2018 a également inséré dans la loi électricité une définition de cette notion (art. 2, 68° de la loi électricité). Il s'agit d'une « installation de production d'électricité au sein d'un site de consommation, dont la puissance nominale ne dépasse pas significativement la puissance de consommation du site concerné et qui est installée exclusivement afin d'assurer l'approvisionnement en électricité de ce site ou d'une partie de celui-ci lorsque ce site ou une partie de celui-ci est privé d'alimentation électrique provenant du réseau auquel il est raccordé ».

générale de l'Énergie du SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie (ci-après, la « direction générale de l'Énergie ») d'assister en tant qu'observateur aux travaux préparatoires de l'avis de la CREG ; (iv) l'obligation pour la CREG d'indiquer dans son avis une estimation du niveau à partir duquel le prix des offres qui seraient considérées comme manifestement déraisonnables pourrait être considéré comme raisonnable ; (v) l'habilitation au Roi d'établir une procédure permettant la détermination par arrêté ministériel d'un prix imposé pour la fourniture de la réserve stratégique par les candidats ayant remis une offre considérée comme manifestement déraisonnable.

Enfin, il convient de noter que la loi du 30 juillet 2018 contient certaines dispositions visant à préciser le cadre dans lequel des études relatives à la sécurité d'approvisionnement doivent ou peuvent être réalisées par le GRT-E. D'une part, la loi charge désormais le gestionnaire du réseau de réaliser tous les deux ans une analyse relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans, dont les hypothèses et scénarios de base, ainsi que la méthodologie utilisés sont déterminés en collaboration avec la direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG (art. 7bis, § 4bis, de la loi électricité) ; d'autre part, et indépendamment des analyses récurrentes prévues par la loi, un nouvel article 7decies permet au ministre de l'Énergie de demander au gestionnaire du réseau de réaliser toute étude nécessaire concernant l'adéquation du système électrique belge. Toutes les analyses et études en la matière devront désormais faire l'objet d'une publication, notamment sur le site internet de la direction générale de l'Énergie.

Affectation des soldes du passé de la cotisation fédérale :

Une loi du 18 mars 2018⁴ a inséré un nouveau paragraphe 4 à l'article 21bis de la loi électricité, qui institue une cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation du marché de l'électricité. Cette modification a pour objet de rendre possible l'affectation des surplus de cotisation fédérale payés, entre 2009 et 2017, par les clients finals raccordés au réseau de distribution. Si le montant de cotisation fédérale perçu par le gestionnaire du réseau de distribution (ci-après : « GRD ») est supérieur à celui que le GRT-E lui a facturé, il appartient au GRD d'opérer la réaffectation de ce trop-perçu, sur la base de décomptes annuels approuvés par la CREG.

Modification du mécanisme fédéral de soutien à l'énergie éolienne offshore :

Par un arrêté du 17 août 2018 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (Moniteur belge du 27 août 2018), le Roi a entendu déterminer les modalités du soutien attribué aux concessionnaires offshore Northwester 2 et SeaMade. Suite à un accord intervenu entre le gouvernement fédéral et ces titulaires de concession domaniale fin octobre 2017, la CREG a été chargée de réaliser une proposition d'arrêté royal, qu'elle a transmise le 16 avril 2018. L'avant-projet d'arrêté a été notifié à la Commission européenne et une décision d'approbation est intervenue le 27 septembre 2018⁵.

⁴ Loi du 18 mars 2018 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité concernant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 3 avril 2018).

⁵ Commission européenne, décision SA.51306, *Belgium - Individual aid to three offshore windfarm projects (Mermaid, Seastar and Northwester2)*, 27 septembre 2018.

En substance, par rapport au mécanisme de soutien antérieur, les principales modifications sont les suivantes :

- *levelised cost of Energy* (LCOE) fixé à 79 €/MWh, le reste de la formule de détermination du prix minimal de rachat du certificat vert restant inchangé ;
- obligation d'achat des certificats verts pour un volume d'électricité à fixer par arrêté ministériel, correspondant à 63.000 heures de pleine puissance et pour une période de 17 ans maximum à compter de la mise en service de chaque installation, et s'éteignant en tout état de cause le 31 décembre 2037, sauf cas de force majeure ;
- détermination d'un mécanisme d'avances mensuelles, dont le montant est fixé anticipativement par la CREG sur la base d'un prix minimal et d'un volume de production présumés ;
- pendant les cinq premières années d'exploitation, attribution d'une avance annuelle complémentaire dans l'hypothèse où la production réelle n'atteindrait pas la production présumée (ceci, afin de garantir les revenus des concessionnaires pour cette période, conformément à l'accord intervenu) ;
- introduction d'un système de décomptes par la CREG afin de faire correspondre le soutien obtenu à la production réelle et au prix minimal observé au moment de la production ;
- néanmoins, pour les cinq premières années d'exploitation, réalisation d'un décompte unique en fin de période et report de l'éventuel remboursement du trop-perçu à la fin de la période de soutien.

Modalités des concessions domaniales pour les installations offshore de transport d'électricité :

En exécution de l'article 13/1 de la loi électricité, le Roi a adopté, le 1^{er} mars 2018, un arrêté relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales au gestionnaire du réseau pour la construction et l'exploitation d'installations pour la transmission d'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international (Moniteur belge du 8 mars 2018). Le projet d'arrêté royal avait fait l'objet de deux avis de la CREG rendus le 7 juillet 2016 et le 7 septembre 2017.

Dans un premier chapitre, l'arrêté royal du 1^{er} mars 2018 expose les critères d'octroi de la concession domaniale, les exigences en ce qui concerne la constitution du dossier de demande, la procédure de traitement des demandes de concession et d'octroi ou de refus d'octroi de celle-ci, les obligations du titulaire de la concession, les modalités de modification et de prolongation de la concession et les hypothèses de cessation de celle-ci.

Suite à la modification de la loi électricité du 13 juillet 2017, visant à établir un cadre pour le *Modular Offshore Grid* (« MOG »), l'arrêté royal du 1^{er} mars 2018 prévoit également les modalités de transfert au GRT-E des autorisations administratives octroyées aux titulaires d'une concession domaniale pour la production d'électricité dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique et ce, en vue de la mise en service du MOG.

Enfin, l'arrêté royal du 1^{er} mars 2018 contient un chapitre relatif aux déclarations d'utilité publique en vue de permettre au GRT-E soit d'aménager dans le périmètre d'une concession domaniale pour la production d'électricité offshore des installations pour le transport d'électricité, soit d'utiliser directement les installations des titulaires d'une telle concession en vue d'y placer des installations de transport.

Modification du règlement technique :

Un arrêté royal du 12 décembre 2018⁶ modifie les dispositions de 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 qui ont trait au code de sauvegarde et au code de reconstitution. Cet arrêté royal intervient dans le cadre de la mise en œuvre du règlement européen n°2017/2196 du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

Conformément à l'article 11 de la loi électricité, le projet d'arrêté royal a été soumis à l'avis de la CREG, rendu le 11 octobre 2018⁷. Désormais, les plans de défense et de reconstitution (au lieu des codes de sauvegarde et de reconstitution) seront proposés par le GRT-E à l'approbation du ministre de l'Énergie, après avis de la CREG. À défaut d'approbation, le GRT-E sera chargé de soumettre une nouvelle proposition. Auparavant, les codes de sauvegarde et de reconstitution étaient simplement établis par le GRT-E.

L'arrêté royal du 12 décembre 2018 insère également un nouvel article 315/1 dans le règlement technique, chargeant en outre le ministre de l'Énergie d'approuver un certain nombre d'instruments (par exemple les « modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de défense »), mettant ce faisant en œuvre la possibilité offerte par le règlement 2017/2196 précité d'attribuer un tel pouvoir d'approbation à une entité autre que l'autorité nationale de régulation.

1.2. RÉGION FLAMANDE

Le VREG régule le marché flamand de l'électricité et du gaz naturel et en assure la transparence. Le 1^{er} juillet 2018, cela fait 15 ans que le marché a été complètement libéralisé en Flandre.

Il est clair que les évolutions de ces dernières années ont profondément transformé le marché. Quelques exemples :

- ces dix dernières années, le nombre de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel par groupe cible a doublé. Le choix est une condition nécessaire si l'on veut que le marché libéralisé offre des avantages aux clients d'électricité et de gaz naturel ;
- la part de marché des fournisseurs historiques a fortement diminué au profit de fournisseurs plus récents, dont une bonne partie n'existait même pas au moment où le marché a été ouvert à la concurrence ;
- alors que la propension à changer de fournisseur d'énergie était plus forte chez les ménages que chez les petites entreprises, c'est essentiellement chez les PME que la dynamique de marché est au plus haut depuis quelques années ;
- la production d'électricité à partir de sources renouvelables chez les consommateurs (essentiellement grâce à des panneaux solaires mais également à l'aide de micro-cogénérations, par exemple) a entraîné une baisse de la fourniture d'électricité au niveau du réseau de distribution. Cette arrivée massive de production décentralisée d'électricité à partir de sources renouvelables a été rendue possible par la libéralisation du marché de l'électricité ;

⁶ Arrêté royal du 12 décembre 2018 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 pour établir l'approbation des plans de défense et de reconstitution ainsi que des points c), d) et g) de l'article 4, paragraphe 2, du Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (Moniteur belge du 17 décembre 2018).

⁷ Avis (A)1837 du 11 octobre 2018 relatif à 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.

- les achats groupés ont dopé les changements de fournisseurs d'électricité et/ou de gaz naturel et ont incité de nombreux clients à faire le premier pas dans leur démarche de choix de fournisseur. Le VREG a rendu le changement de fournisseur plus simple et plus pertinent pour de nombreux clients en leur délivrant des informations neutres et facilement accessibles grâce au V-test, mais également au *Servicecheck*, au *Groencheck* et au *Herkomstvergelijker* ;
- les préférences des clients ont changé, à l'image des contrats à durée indéterminée qui ont connu une baisse pendant des années avant un rebond en 2017. L'évolution des contrats à prix fixe vs prix variable est également remarquable ;
- les fournisseurs d'énergie se concentrent moins sur la fourniture d'énergie pure mais davantage sur des produits spécifiques, et de plus en plus sur des services auxiliaires ;
- par ailleurs, le choix de contrats est désormais plus large pour les clients.

A certains égards, 2018 fut cependant une année mouvementée pour le marché (de détail) flamand de l'électricité et (dans une moindre mesure) du gaz naturel. Trois fournisseurs ayant perdu leur accès au réseau de distribution se sont vus contraints de cesser leurs activités. Plusieurs autres fournisseurs ont annoncé qu'ils devaient progressivement mettre un terme à leurs activités sur le réseau de distribution flamand ou qu'ils n'entreprendraient pas des activités prévues. Une entreprise qui exerçait en tant que responsable d'équilibre et que revendeur d'électricité offrait des services à une dizaine de fournisseurs s'est également retrouvée en difficulté. Les fournisseurs qui faisaient appel à elle ont dû immédiatement se mettre à la recherche d'un nouveau partenaire.

Par ailleurs, le second semestre 2018 fut marqué par des hausses exceptionnelles des prix sur les marchés de l'énergie. En plus des problèmes susmentionnés, plusieurs fournisseurs qui avaient défini des prix fixes ont dû faire face à une forte pression, parfois néfaste. Ces évolutions ont clairement influencé les indices C3 et HHI, qui ont augmenté en 2018 pour le segment de marché des clients résidentiels.

Cette situation était relativement nouvelle. En 15 années de marché libéralisé de l'énergie en Flandre, un arrêt forcé des activités d'un fournisseur ne s'était produit qu'une seule fois, et ce dans les premières années, lorsque le fournisseur standard de l'époque pouvait résoudre la situation sans problème. Les expériences acquises dans la gestion de ces problèmes ont permis de mieux appréhender le futur cadre des fournisseurs d'énergie en Flandre.

Ces problèmes sont-ils dès lors de mauvaises nouvelles ? Il est impossible d'exclure totalement ce type de problèmes dans un marché libéralisé. Il convient seulement de se demander si la cessation d'activités de quelques fournisseurs d'énergie suite à des problèmes ou des rachats diminueront les effets positifs souhaités pour les consommateurs d'énergie. La concurrence sera-t-elle encore suffisamment forte pour maîtriser les coûts et les marges bénéficiaires, améliorer le service et encourager l'innovation ?

Jusqu'ici, nous ne voyons aucune raison de penser que la concurrence a diminué au point de provoquer des effets négatifs. Nous continuerons bien entendu à suivre la situation de près, avec comme toujours l'objectif d'un marché de l'électricité et du gaz naturel qui fonctionne bien et offre des avantages tangibles pour les ménages et les entreprises.

1.3. RÉGION WALLONNE

Renforcement de l'indépendance de la CWaPE :

En date du 24 juillet 2018, la CWaPE a été sollicitée par le Ministre de l'Energie afin de remettre un avis sur un avant-projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, adopté en 1^{er} lecture le 19 juillet 2018, approfondissant son indépendance conformément aux exigences européennes encadrant les autorités de régulation dans le secteur de l'énergie. Ce projet avait été esquissé dès l'adoption de la nouvelle déclaration de politique régionale et avait été précisé par le Gouvernement en mars 2018. Dans ce contexte, le contrôle exercé par les commissaires de Gouvernement ou encore la désignation des membres du comité de direction sont des prérogatives qu'il a été envisagé en 2018 de transférer du Gouvernement vers le Parlement. Cette réforme, qui a abouti en 2019, implique que les matières non réglementaires, qui ont au fil du temps été confiées à la CWaPE essentiellement dans le cadre des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, et qui ne sont donc pas visées par ces exigences européennes en matière d'indépendance, soient désormais entièrement exercées par l'administration régionale sous la tutelle du Gouvernement. L'administration qui exerçait déjà une part importante de ces compétences disposera désormais d'attributions complètes et homogènes en la matière. Cette clarification comporte un volet social géré dans les meilleures conditions possibles, mais elle constitue aussi une opportunité pour renforcer le cœur de métier du régulateur, à savoir notamment le contrôle des acteurs régulés, la tarification, les obligations de service public, le suivi du marché libéralisé ou encore les nouvelles problématiques que sont par exemple la flexibilité, les smart grids ou encore les réseaux alternatifs. La CWaPE accueille cette réforme avec la volonté d'assurer sa mise en œuvre de manière efficiente et respectueuse des intérêts de tous, tout en plaidant pour la mise en place d'un organigramme et d'un mode de gouvernance bien calibrés pour atteindre les objectifs poursuivis. Dans ce contexte, une série de propositions ont été formulées en 2018.

Le régime de fournisseur de substitution : la défaillance du fournisseur BELPOWER :

Durant l'année 2018, la CWaPE a poursuivi, en collaboration avec les autres régulateurs, ses réflexions et analyses relatives au mécanisme du fournisseur de substitution, intervenant en cas de défaillance d'un fournisseur. Une note relative à un mécanisme commun de fournisseur de substitution a été rédigée par les trois régulateurs régionaux et a fait l'objet, au cours de l'année 2018, d'une consultation publique auprès des acteurs du marché.

En parallèle et dans l'attente de la future révision du mécanisme dans toutes les régions, la CWaPE a mené des discussions quant à l'application et l'interprétation des dispositions wallonnes existantes en matière de substitution. Dans ce cadre, la CWaPE a rencontré les différents gestionnaires de réseaux wallons ainsi que les fournisseurs désignés au jour de la libéralisation du marché et a, de ce fait, élaboré des lignes directrices relatives à la mise en œuvre des dispositions réglementaires actuelles.

Le mécanisme du fournisseur de substitution, prévu par le décret électricité ainsi que les lignes directrices s'y rapportant, a été mis en œuvre en 2018 suite à la défaillance du fournisseur d'électricité de la société Belpower s.a. Dans ces circonstances, la CWaPE a décidé de retirer la licence de fourniture de Belpower en Région wallonne, avec effet au 1^{er} juillet 2018. La décision de la CWaPE a également été motivée par la résiliation du contrat d'accès au réseau par RESA, ORES et GASELWEST ainsi que par le retrait de la licence de fourniture d'électricité de Belpower par le VREG en Région flamande.

Contrôle du respect des règles d'indépendance et de gouvernance des GRD :

Le cadre légal et la structure de nombreux GRD ayant été fondamentalement revus au cours de ces dernières années, la CWaPE a décidé de renforcer et d'actualiser le contrôle de ces acteurs régulés quant au respect des exigences d'indépendance, d'organisation et de confidentialité inscrites dans les

décrets électricité et gaz ainsi que dans leurs arrêtés d'exécution. Dans ce cadre, la direction juridique a entrepris, en mai 2017, un contrôle approfondi de l'ensemble des GRD actifs en Wallonie. La CWaPE a finalisé ce contrôle en 2018 en établissant un rapport final sur le respect des règles d'indépendance, d'organisation et de protection des données confidentielles par chaque GRD.

L'année 2018 a vu aboutir une série de modifications législatives en la matière avec le décret du 11 mai 2018 modifiant les décrets électricité et gaz (dit « décret gouvernance ») qui réforme la structure, la gouvernance ainsi que le rôle des GRD (ci-après : « GRD ») wallons. Il fait suite aux recommandations formulées dans le rapport du 6 juillet 2017 de la Commission d'enquête parlementaire wallonne Publifin ainsi qu'aux propositions en matière de simplification des structures des gestionnaires de réseau de distribution, formulées le 29 mai 2017 par la CWaPE. La CWaPE a pu constater que les dispositions du décret correspondent en très grande partie aux propositions de simplification des structures qu'elle avait formulées. Les gestionnaires de réseau disposent d'un délai jusqu'au 1^{er} juin 2019 pour se mettre en conformité avec l'ensemble de ces nouvelles règles.

1.4. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE

Modification de l'ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale :

Publié le 20 septembre 2018, l'ordonnance « électricité » a été mise à jour avec des modifications appliquées à un grand nombre d'articles. Parmi les modifications, l'élargissement des compétences de BRUGEL sont à nommer, notamment en matière d'approbation de documents techniques tel que les règlements techniques. La procédure d'approbation des plans d'investissement des gestionnaires de réseau a été modifiée et un cadre pour les services de flexibilité de la demande ainsi que pour un déploiement segmenté de compteurs intelligents ont été introduits.

Diminution du nombre d'offres disponibles sur le marché bruxellois :

En 2018, EDF-Luminus - le troisième fournisseur de la Région de Bruxelles-Capitale - s'est progressivement désengagé du marché bruxellois (sans pour autant abandonner certains profils de clients) en ne renouvelant pas certains contrats et en ne proposant plus qu'une seule offre. Celle-ci, la moins attractive du marché, n'est désormais plus accessible que de manière indirecte. L'offre n'est disponible que dans les points de vente d'une enseigne de magasins.

Fort de ce constat, BRUGEL a réalisé une étude comparative reprenant toutes les offres proposées par les fournisseurs du pays. Il en est ressorti que par rapport aux deux autres Régions, les propositions tarifaires des fournisseurs étaient sensiblement plus élevées sur le marché bruxellois.

Selon les fournisseurs interrogés, le cadre réglementaire de la politique de protection du consommateur bruxelloise est devenu trop contraignant et entraîne de trop gros risques financiers pour eux, d'où cette tendance à se désengager du marché et à proposer des offres différenciées par rapport aux autres Régions.

Avec une ordonnance inchangée à ce niveau en 2018 et un cadre réglementaire alourdi de différentes obligations de service public pour les fournisseurs, le marché risque d'être encore plus tendu les prochaines années.

Répercussions de la faillite d'Anode :

La faillite d'Anode, responsable d'équilibre, a également fortement influencé la dynamique du marché bruxellois en 2018. À la suite de cette défaillance, certains petits fournisseurs se sont tournés vers d'autres opérateurs qui n'ont pas pu leur proposer les mêmes conditions. Cette faillite risque de fragiliser les petits fournisseurs qui ne bénéficient plus des protections qu'offrait Anode, d'autant que cet épisode a également eu un impact sur les offres tarifaires de certains fournisseurs qui proposent désormais des indexations trimestrielles du prix de l'énergie. Cette faillite de l'agrégateur couplée à l'augmentation des tarifs sur le marché de gros a eu un impact important sur la facture du client avec une augmentation moyenne de 12 % en électricité et 18 % en gaz au dernier trimestre 2018.

A côté de cette faillite, deux autres événements ont également modifié le paysage du marché bruxellois. En effet, l'année 2018 a également vu la cessation d'activité du fournisseur BELPOWER ainsi que l'acquisition de POWEO par le groupe TOTAL.

Différentes variables ont donc eu une portée systémique qui a influencé le marché bruxellois dans son ensemble. Sur le marché bruxellois où seuls quatre fournisseurs proposent encore des offres sans restriction, le retrait d'un seul – même mineur – pourrait avoir de lourdes conséquences sur l'équilibre du secteur, et comme l'offre de fourniture se réduit progressivement, beaucoup de clients précarisés risquent de ne plus pouvoir retrouver de contrats parce qu'ils ont notamment déjà contractés des dettes auprès d'autres fournisseurs.

Vulnérabilité énergétique :

En Région de Bruxelles-Capitale, une personne en situation de dette a la possibilité de bénéficier du statut de client protégé et du tarif social régional.

En 2018, la proposition de BRUGEL concernant la suppression du limiteur de puissance pour les clients protégés a été acceptée par le législateur. Suite à cette adaptation, le nombre de clients protégés a connu une hausse sensible, passant de 1 800 clients protégés mi-2018 à 1 943 en fin d'année.

Certificats verts octroyés en 2018 :

En 2018, quelques 476 084 certificats verts (contre 417 204 en 2017) ont été octroyés par BRUGEL pour l'électricité verte produite. Comme BRUGEL est tributaire de l'information que les producteurs lui délivrent, les statistiques concernant l'attribution des CV intègrent des données de production qui peuvent se répartir sur plusieurs années.

2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

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

Suite à une demande d'avis de la ministre fédérale de l'Énergie, le 20 décembre 2018, la CREG a rendu un avis favorable sur la demande de renouvellement de la désignation de la SA Elia System Operator en tant que GRT-E⁸.

2.1.2. 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 la qualité de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV, 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 conformément à la loi électricité. Selon la même procédure, la ministre peut reconnaître le réseau comme réseau fermé industriel sous réserve que les régions concernées aient la possibilité d'émettre un avis dans un délai de soixante jours.

Le 20 décembre 2018, la ministre de l'Énergie a conféré une telle qualité et une telle reconnaissance à cinq entreprises et réseaux.

2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

2.1.3.1. Région flamande

Le GRD d'électricité et de gaz naturel est désigné par le VREG pour tous les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel situés en Flandre, à l'exception d'Enexis (pour le réseau de distribution de gaz naturel à Baerle-Duc).

Infrax est la filiale à laquelle font appel les quatre GRD suivants : PBE, Infrax West, IVEG et Inter-Energa.

Les sept GRD qui, pour leur fonctionnement opérationnel, font appel à la société Eandis sont Gaselwest, Imea, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek et Sibelgaz.

Le 1^{er} juillet 2018, Infrax et Eandis ont officiellement fusionné en une seule entreprise : Fluvius. Dans les rues et pour les clients, les anciens noms ont toutefois continué d'être employés durant le reste de l'année 2018. Fluvius est une nouvelle entreprise multi-services qui travaillera pour toute la Flandre. L'intégration complète du personnel s'achèvera en 2020 ; depuis le 1^{er} janvier 2018, les deux entreprises bénéficient d'un comité de gestion commun.

⁸ Avis (A)1874 du 20 décembre 2018 relatif à la demande de renouvellement de la désignation de la SA Elia System Operator en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

2.1.3.2. Région wallonne

Au niveau de la structure des GRD, le seul changement en 2018 par rapport à la situation décrite dans le rapport national de Belgique 2016 concerne la scission par absorption, conformément aux articles 677 et 728 du Code des sociétés, par laquelle Gaselwest a transféré à ORES Assets, l'ensemble des actifs et passifs ayant trait à la gestion du réseau de distribution d'électricité sur le territoire des communes de Celles, Comines-Warнетon, Ellezelles et Mont-de-l'Enclus.

Par Arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2018, le mandat octroyé à Gaselwest en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour le territoire des communes concernées a été transféré, en date du 1er janvier 2019, à l'intercommunale ORES Assets sous condition suspensive de l'obtention, par ORES Assets du droit de propriété du réseau par le biais de la réalisation de l'opération de scission partielle.

L'année 2018 a toutefois été marquée par diverses démarches dans le domaine de la dissociation des GRD.

Le cadre légal et la structure de nombreux GRD ayant été fondamentalement revus au cours de ces dernières années, la CWaPE a décidé de renforcer et d'actualiser le contrôle de ces acteurs régulés quant au respect des exigences d'indépendance, d'organisation et de confidentialité inscrites dans les décrets électricité et gaz ainsi que dans leurs arrêtés d'exécution. Dans ce cadre, la direction juridique a entrepris, en mai 2017, un contrôle approfondi de l'ensemble des GRD actifs en Wallonie. La CWaPE a finalisé ce contrôle en 2018 en établissant un rapport final sur le respect des règles d'indépendance, d'organisation et de protection des données confidentielles par chaque GRD.

Le contrôle exercé par la CWaPE dans le cadre de cette problématique de l'unbundling et du respect des règles de confidentialité par les gestionnaires de réseau s'est basé d'une part sur le droit wallon, à savoir le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (ci-après le « décret électricité »), le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz (ci-après le décret gaz »), l'arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseaux et d'autre part sur le droit européen, en particulier la directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

L'année 2018 a vu aboutir une série de modifications législatives en la matière avec le décret du 11 mai 2018 modifiant les décrets électricité et gaz (dit « décret gouvernance ») qui réforme la structure, la gouvernance ainsi que le rôle des GRD wallons. Il fait suite aux recommandations formulées dans le rapport du 6 juillet 2017 de la Commission d'enquête parlementaire Publifin ainsi qu'aux propositions en matière de simplification des structures des gestionnaires de réseau de distribution, formulées le 29 mai 2017 par la CWaPE. La CWaPE a pu constater que les dispositions du décret correspondent en très grande partie aux propositions de simplification des structures qu'elle avait formulées.

En substance, les mesures suivantes ont été adoptées :

- interdiction d'exercer, directement ou indirectement au travers de prises de participation, sur le territoire de la Région wallonne, d'autres activités/missions que celles de GRD (en ce compris les missions particulières qui seraient confiées par les actionnaires du GRD) ;
- interdiction de la présence, parmi les personnes morales détenant des parts représentatives du capital du GRD, de personnes morales actives directement ou indirectement sur le marché de l'énergie (production, fourniture, intermédiaire), hormis pour les communes et provinces qui produisent directement ou indirectement de l'énergie pour leurs propres besoins ou dans le cadre de leurs activités de traitement et de valorisation des déchets ainsi que de gestion des eaux usées ;

- modification de la définition de la notion d'administrateur indépendant de manière à ce que l'administrateur-personne morale ne puisse être considéré comme indépendant que si la personne physique qui représente cette personne morale répond également aux conditions d'indépendance fixées par le décret ;
- obligation de disposer de personnel propre ou, en cas de sous-traitance, de respecter les règles de passation des marchés publics ;
- limitation de la possibilité de créer une filiale aux hypothèses où cela serait, pour plusieurs GRD, justifié par une économie d'échelle. La filiale devrait en outre avoir un actionnariat composé à 100 p.c. de GRD ;
- interdiction de GRD constitués sous forme de personne morale de droit privé (uniquement intercommunales ou régies communales).

Les gestionnaires de réseau disposent d'un délai jusqu'au 1^{er} juin 2019 pour se mettre en conformité avec l'ensemble de ces nouvelles règles.

2.1.3.3. Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.1.4. Réseaux fermés professionnels

2.1.4.1. 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 au VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation du 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.

En 2018, aucune notification de gestion d'un réseau de distribution fermé n'a été publiée par le VREG.

2.1.4.2. Région wallonne

Le Décret programme du 17 juillet 2018 modifiant notamment le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité a apporté quelques précisions mineures relatives aux réseaux fermés professionnels.

En 2018, la CWaPE a confirmé le statut réseau fermé professionnel d'électricité dans 5 dossiers.

2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

En 2018, une évolution du cadre législatif⁹ est à souligner. Même si cette évolution ne prévoit toujours pas la mise en place du concept de réseau fermé de distribution à Bruxelles, elle prévoit maintenant la création du statut de gestionnaire de réseau de traction régional et le statut de gestionnaire de réseau de gares. Le statut de réseau de traction régional a été créé à l'instar du concept du réseau de traction ferroviaire (fédéral) prévu au sein de la « Loi Electricité ». Ce statut est ainsi prévu pour le cas spécifique du réseau d'électrique de la Société des Transports Intercommunaux de Bruxelles (STIB).

Le statut de gestionnaires de réseaux de gares est quant à lui prévu pour la Société nationale des chemins de fer de Belgique qui assure la gestion des gares. Ces statuts spécifiques ont notamment été créés en raison du contexte historique de ces réseaux. Ils doivent toutefois encore faire l'objet d'octrois d'autorisations individuelles délivrées par le Gouvernement de la Région de Bruxelles Capitale moyennant l'introduction d'une demande formelle répondant aux conditions formulées dans l'ordonnance.

2.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Elia ne disposant pas des installations propres à partir desquelles elle pourrait modifier l'injection ou le prélèvement, elle achète des capacités flexibles, ou réserves, auprès de producteurs et de consommateurs pour garantir la fiabilité du réseau électrique à haute tension et la qualité de l'approvisionnement en énergie. Les services fournis de cette manière sont appelés services auxiliaires.

Elia recourt aux services auxiliaires pour équilibrer le réseau (réserves primaires, secondaires et tertiaires), mais également dans le but de maintenir la stabilité du réseau si nécessaire (services MVAR et Black Start).

Les services auxiliaires (SA) d'équilibrage peuvent être fournis, en fonction du type de produit, par les installations de production ou de charge raccordées au réseau de transport ou de distribution ou, exceptionnellement, par des accords de flexibilité avec les gestionnaires de réseau de transport voisins. Elia peut aussi acheter ces services auxiliaires auprès d'unités de production titulaires d'un contrat CIPU[1] valide ou d'utilisateurs du réseau non CIPU.

Les services MVAR et Black Start sont uniquement fournis par des unités de production CIPU.

⁹ Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

Tableau 1 : Aperçu des caractéristiques pour les produits d'Elia (Source : données Elia)

Produit	Disponibilité	Reaction time	Temps de réaction	Durée maximale d'activation	Nombre maximum d'activations	Utilisateurs raccordés au GRT/GRD?
R1 CIPU	100%	30sec	Constante	-	-	GRT et GRD
R1 Non-CIPU	100%	30sec	Constante	-	-	GRT et GRD
R2	100%	7,5min	Constante	-	-	GRT
R3 CIPU	100%	15min	8h/jour (type de service Standard)	-	Illimité (type de service Standard)	GRT et GRD
			2 h (type de service Flex)	12h	8 par mois (type de service Flex)	
R3 Non-CIPU	100%	15min	8h/jour (type de service Standard)	-	Illimité (type de service Standard)	GRT et GRD
			2 h (type de service Flex)	12h	8 par mois (type de service Flex)	
R3 Non-Reserved	Jamais en dehors des périodes offertes	15min	Dépend de l'offre, maximum 2 heures	Dépend de l'offre	Dépend de l'offre	GRT et GRD

Services d'équilibrage :

En novembre 2017, Elia a soumis à la CREG une proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les évolutions proposées portent principalement sur les conditions de participation des unités techniques non-CIPU à la puissance de réglage tertiaire non réservée. Après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé la proposition d'Elia¹⁰.

En juillet 2018, Elia a soumis à la CREG une proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. En dehors de quelques clarifications, les développements proposés portent sur l'introduction d'un prix pour l'offre d'activation de la réserve tertiaire réservée via des unités techniques non-CIPU, sur des modifications du plafond de prix pour l'activation des réserves tertiaires à la hausse et sur des modifications apportées au merit order technico-économique de l'activation de la puissance de réglage. Après une

¹⁰ Décision (B)1713 du 8 février 2018 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 – Entrée en vigueur au 01/04/2018.

consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé la proposition d’Elia¹¹. Ces règles sont entrées en vigueur le 1^{er} décembre 2018.

En octobre 2018, Elia a soumis deux propositions à la CREG concernant l’adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les développements proposés dans la première proposition portent sur les conditions de participation à la puissance de réglage tertiaire non réservée des unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d’activer la puissance demandée endéans 15 minutes, des modifications relatives à la définition du prix marginal à la hausse en cas d’activation d’une offre de réglage tertiaire via une technique CIPU à l’arrêt dont le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes, ainsi que la manière dont le coût de démarrage de l’unité tel que défini dans le contrat CIPU est intégré au prix d’activation, la clarification des plafonds applicables aux prix des offres de puissance de réglage, et des modifications relatives au merit order technico-économique d’activation de la puissance de réglage. La CREG a approuvé la proposition d’Elia¹². Ces règles sont entrées en vigueur le 5 novembre 2018 et le sont restées jusqu’au 30 novembre 2018.

Les développements proposés dans la seconde proposition portent sur les conditions de participation à la puissance de réglage tertiaire non réservée des unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d’activer la puissance demandée endéans 15 minutes, des précisions relatives à la définition du prix marginal à la hausse en cas d’activation d’une offre de réglage tertiaire via une technique CIPU à l’arrêt dont le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes, ainsi que la manière dont le coût de démarrage de l’unité tel que défini dans le contrat CIPU est intégré au prix d’activation, et des modifications relatives au merit order technico-économique d’activation de la puissance de réglage. La CREG a approuvé la proposition d’Elia¹³. Ces règles sont entrées en vigueur le 1^{er} décembre 2018.

Le tarif de déséquilibre est basé sur le principe du prix marginal unique prenant en compte le déséquilibre du responsable d’accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage. Le tableau 2 offre un aperçu de l’évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d’accès pour la période 2013-2018.

Tableau 2 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2013-2018 (Source : données Elia)

€/MWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Injection > prélèvement	47,91	40,33	43,48	34,91	42,23	53,37
Injection < prélèvement	49,36	41,07	44,18	35,73	43,04	54,18

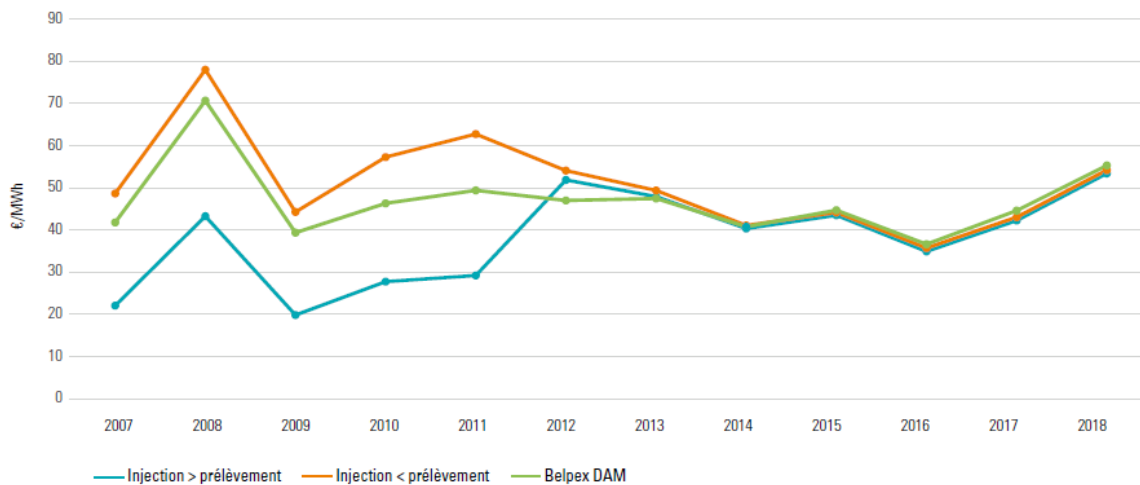
La figure 1 permet de comparer ces tarifs moyens avec l’évolution des tarifs moyens du marché day-ahead de Belpex/EPEX SPOT sur la période 2007-2018.

¹¹ Décision (B)1806 du 20 septembre 2018 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 – Entrée en vigueur au 01/12/2018.

¹² Décision (B)1856 du 30 octobre 2018 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 – Entrée en vigueur au 05/11/2018.

¹³ Décision (B)1857 du 30 octobre 2018 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 – Entrée en vigueur au 01/12/2018.

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2018 (Sources : données Elia et Belpex/EPEX SPOT)



Les services auxiliaires :

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.

En août 2018, Elia a envoyé à la CREG une demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019.

Les évolutions proposées portent sur :

- la mise à jour des données utilisées dans les analyses ;
- l'exclusion du risque de tempête offshore dans le calcul des pannes d'unités de production ;
- l'ajout de Nemo Link au calcul des arrêts forcés suite à son entrée en opération début 2019 ;
- la mise en œuvre d'un niveau de fiabilité de 99,0 %, la valeur minimale définie par le règlement SOGL ;
- la vérification de la conformité avec le règlement SOGL concernant l'application d'une méthode visant à réduire la capacité d'équilibrage FRR à contracter ;
- la suppression du besoin de réserve à charge d'un seul ARP, ainsi que la distinction entre le « système standard » et le « système global » ;
- l'implémentation de l'hypothèse d'une disponibilité à 100 % pour la capacité d'équilibrage d'aFRR et de mFRR ;
- la mise en œuvre d'une méthode de dimensionnement dynamique des besoins de FRR à la baisse conforme au règlement européen SOGL, ainsi que d'une méthode permettant de traduire les besoins de FRR à la baisse en moyens de FRR à la baisse.

Après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé la proposition d'Elia¹⁴.

Sous l'impulsion de la CREG, Elia a déployé d'importants efforts au cours des dernières années afin de développer les marchés des services auxiliaires, en particulier pour les puissances de réserve, de manière à en réduire les prix. Elle a par exemple organisé des enchères hebdomadaires (FCR¹⁵ et

¹⁴ Décision (B)1808 du 18 octobre 2018 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019.

¹⁵ Pour *Frequency Containment Reserve*. Il s'agit de la dénomination européenne de la réserve primaire.

aFRR¹⁶) et mensuelles (mFRR¹⁷) et permis à davantage d'acteurs du marché de participer aux procédures d'appel d'offres. Depuis le 1er août 2016, Elia contracte aussi une partie des puissances de réglage primaire via une plate-forme d'enchère régionale, également accessible en Allemagne, en Autriche, aux Pays-Bas, en France et en Suisse.

Toutefois, l'acquisition de certains services pour les volumes nécessaires et dans des conditions de prix raisonnables s'est encore souvent révélée difficile. Régulièrement, en conformité avec l'article 12quinquies de la loi électricité, la promulgation d'arrêtés royaux imposant des conditions de prix et de volume a été nécessaire pour assurer la fourniture du service de *blackstart* et du service de réglage de la tension et de l'énergie réactive à un coût raisonnable.

Afin de maintenir les coûts des services auxiliaires à un niveau raisonnable, la loi électricité oblige Elia à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture des services auxiliaires. Ensuite, la CREG indique et motive le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix proposés.

En 2018, la CREG a ainsi reçu des rapports d'Elia pour les services de réglage de la tension et de la puissance réactive ainsi que pour le black-start. Dans son rapport sur les offres pour le service de black-start¹⁸, la CREG a cette fois-ci jugé qu'aucune offre n'était manifestement déraisonnable. En revanche, dans son rapport sur le service réglage de la tension et de la puissance réactive¹⁹, la CREG a établi que les prix de certaines offres sélectionnées étaient manifestement déraisonnables. La ministre de l'Énergie a dans ce cadre rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés, qu'elle a soumis à la CREG pour avis²⁰.

Sur la base d'hypothèses quant à la disponibilité et l'utilisation qui sera faite des services auxiliaires en 2019, la différence de coût entre les sélections d'offres réalisées par Elia et les sélections finales, adaptées à la suite des arrêtés royaux susmentionnés promulgués le 20 décembre 2018, pourrait atteindre le million d'euros.

En 2018, les services de réglages primaire et secondaire ont fait l'objet d'enchères hebdomadaires et donc de rapports hebdomadaires de la part d'Elia. La CREG a constaté, à volume constant, une nette diminution du coût par rapport à 2017 (- 30 %). Toutefois cette diminution aurait pu être plus importante encore sans l'envolée des prix à partir de la semaine 41 (+ 20 % par rapport à la même période en 2017).

Concernant la réserve tertiaire, la CREG note la suppression du produit R3 ICH et l'acquisition de la totalité du volume (830 MW) via des enchères mensuelles. Le coût unitaire du réglage tertiaire a connu une légère hausse jusqu'en septembre 2018 (+ 10 %) par rapport à la même période en 2017. Cependant, pour la période d'octobre à décembre, le prix moyen en 2018 a été multiplié par 9 par rapport à 2017. En définitive, sur toute l'année, le coût moyen unitaire du réglage tertiaire a plus que triplé en 2018 par rapport à 2017. Cette évolution des prix des capacités de réserve est, au moins en partie, la conséquence des problèmes d'adéquation qui sont survenus en fin d'année.

¹⁶ Pour *Automatic Frequency Restoration Reserve*. Il s'agit de la dénomination européenne de la réserve secondaire.

¹⁷ Pour *Manual Frequency Restoration Reserve*. Il s'agit de la dénomination européenne de la réserve tertiaire.

¹⁸ Rapport (RA)1786 du 5 juillet 2018 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture du service de black-start durant la période du 1er novembre 2018 au 31 décembre 2020.

¹⁹ Rapport (RA)1833 du 28 septembre 2018 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture du service de réglage de la tension en 2019.

²⁰ Avis (A)1881, (A)1882, (A)1883 et (A)1884 du 13 décembre 2018.

Tableau 3 : Types de réserves requis pour 2019

	Volumes totaux requis pour 2019 [MW]
Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s) : R1 – symétrique – 200mHz	80* MW
Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min) : R2 – symétrique	145 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15min) : R3 Standard + Flex	844 MW (min 314 MW R3 Standard)

* Pendant la première enchère de janvier, un volume de 81 MW sera acheté

Les volumes ci-dessous sont achetés sur base d'enchères à court terme :

- R1 – 200 mHz réaction = 81 MW in BASE
- R2-up = R2-down = 139 MW in BASE
- R3-Standard + R3-Flex = 830 MW in BASE

Le volume d'électricité de réglage primaire est acheté successivement: La première enchère est organisée par la plateforme locale STAR tandis que la deuxième enchère est organisée par la plateforme régionale Regelleistung.net. Les achats à court terme du volume d'électricité secondaire et tertiaire sont exclusivement organisés par la plateforme locale STAR.

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

2.2.2.1. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2018, page 18/185.

Entre novembre 2017 et août 2018, Elia a réalisé l'étude approfondie du service de black start pour le réseau électrique belge sur la base d'études de simulation, d'informations reçues de la part de producteurs et d'une comparaison avec d'autres pays européens. Cette étude prend en considération l'impact des nouvelles lignes directrices européennes et propose une nouvelle conception pour l'organisation future du service auxiliaire de black start.

À la suite de cette étude, deux documents ont été soumis à une consultation publique du 8 octobre au 19 novembre :

Etude sur le réexamen des services auxiliaires de black start :

Cette étude analyse les capacités techniques des unités de production en Belgique (thermiques et intermittentes) pour le black start et le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires, les modèles de marché utilisés dans d'autres pays européens pour fournir le service de black start, et la détermination des besoins en services de black start en Belgique afin d'atteindre les objectifs du plan de reconstitution.

Note de conception sur les services de reconstitution :

ELIA dispose actuellement d'un contrat pour le service auxiliaire de black start, plus largement défini comme « service de reconstitution » dans le code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique. Sur la base des analyses susmentionnées, ELIA a examiné la conception de ce service. La proposition de nouvelle conception est publiée dans cette note de conception et servira de base pour les futures versions des modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution.

L'objectif de cette consultation était de recueillir les commentaires d'acteurs du marché sur l'étude et sur la nouvelle proposition de conception. ELIA a résumé les réactions reçues et y a répondu dans un rapport de consultation et a modifié le rapport d'étude et la note de conception en conséquence. ELIA a soumis les deux documents à la CREG le 20 décembre 2018.

2.2.2.2. Région flamande

L'article 3.1.3. du Décret sur l'Energie mentionne que le 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 décrit principalement :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution ;
- 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 2018, 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. En 2017, 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 situation s'est entre-temps fortement améliorée grâce au signalement de pannes sur le site Internet de Fluvius. Pour chaque panne, la localisation, l'heure de début et de fin, ainsi que le nombre estimé d'utilisateurs de réseau impactés sont indiqués.

Les chiffres de l'année 2018 ne sont pas encore disponibles. Ils pourront être consultés sur le site Internet de le VREG à compter de l'été 2019.

2.2.2.3. 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 contenu de ce plan a été décrit dans les précédents rapports. Aucune évolution législative n'est à signaler pour 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 contenu de ce plan a été décrit dans les précédents rapports. Aucune évolution législative n'est à signaler pour 2018 dans cette matière.

La CWaPE a défini en 2017, en concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, un modèle de rapportage visant la collecte et le traitement des informations nécessaires à l'établissement des principaux indices qualités. Suivant les buts poursuivis, elle a établi 3 niveaux de granularité :

- le niveau de l'utilisateur final : dernier maillon de la chaîne, il ressent tous incidents réseaux, quel que soit leur niveau de survenance (RD / RTL / RT) ;
- le niveau global du GRD : il vise les incidents survenus directement sur le réseau géré par le GRD ; par rapport au niveau de l'utilisateur final, les coupures ayant pour origine des incidents survenus en amont des réseaux de la distribution ont été ignorées ;
- le niveau propre du GRD : il regroupe les incidents survenus dans les réseaux du GRD, abstraction faite des phénomènes causés par des tiers (arrachage de câbles, incidents cabines autres URD, ...) ou des conditions météorologiques exceptionnelles. C'est bien à ce dernier niveau que des objectifs de qualité sont définis pour les GRD.

A titre d'exemple, la CWaPE monitorise également des taux de pannes par 100 km de réseau et par 1.000 codes EAN, tant au niveau des communes que des localités qui les composent. Partant, elle entend détecter des régions chroniquement plus sensibles en termes de fiabilité d'alimentation.

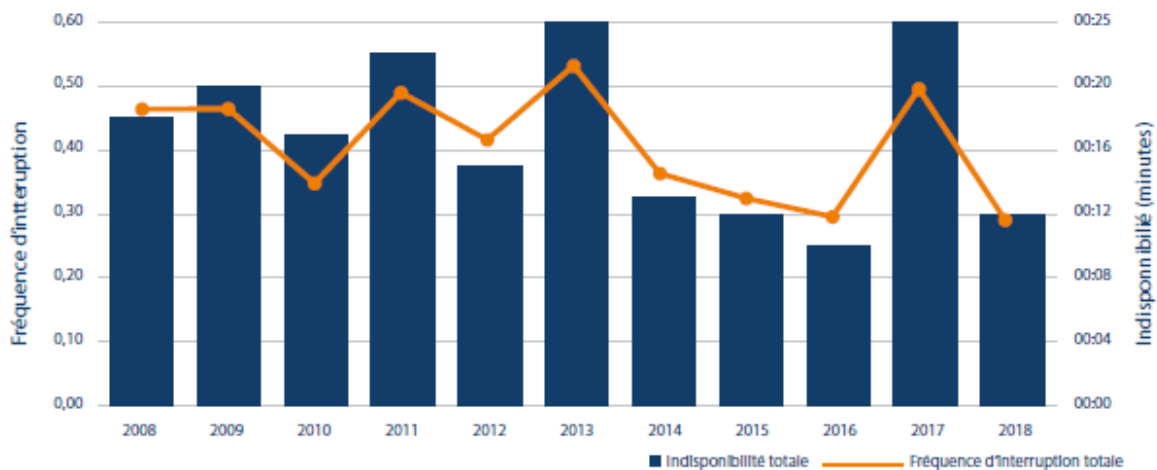
2.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Les gestionnaires de réseau sont tenus de remettre chaque année un rapport sur la qualité de leurs services à BRUGEL. Ces rapports constituent un des éléments importants pris en considération dans le cadre de l'analyse des plans d'investissements puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels ou structurels des réseaux concernés. La qualité d'alimentation est suivie sous deux principaux axes : la continuité de l'alimentation (liée aux interruptions) et la qualité de la fourniture (liée à la qualité de la tension ou de la pression du gaz) et évaluée sur base du nombre de plaintes introduites par les utilisateurs auprès de SIBELGA/ELIA.

D'une manière générale, la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau a été relativement stable ces cinq dernières années à l'exception de 2017 qui a été marquée par un incident important sur le réseau d'ELIA.

La figure ci-dessous reprend l'évolution de ces indicateurs depuis 2008. On peut observer l'évolution de l'indisponibilité totale (temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution) et la fréquence d'interruption totale (nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution).

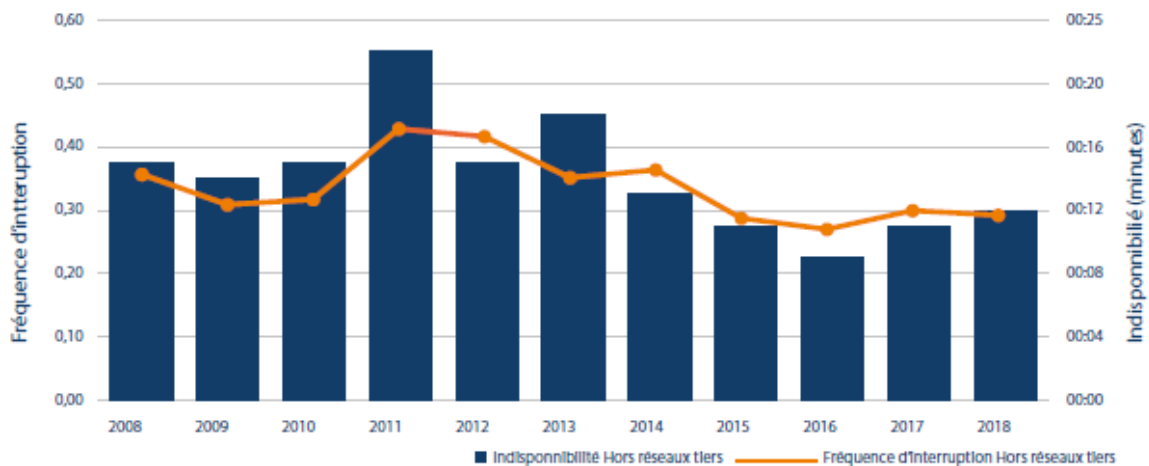
Figure 2 : Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité



Signalons toutefois que ces indicateurs tiennent compte d'interruptions qui ne sont pas imputables à Sibelga. En effet, certaines interruptions prennent en compte les interruptions liées à des tiers (par ex. arrachage de câble), à des conditions climatiques difficiles ou encore les interruptions trouvant leur origine sur un autre réseau que celui de Sibelga (par exemple sur le réseau d'ELIA).

La figure suivante illustre également l'évolution de ces mêmes indicateurs de qualité sans toutefois prendre en considération les interruptions liées au réseau d'ELIA. On observe, sur une période de dix ans, une légère tendance à la baisse des indicateurs d'indisponibilité et de fréquence d'interruptions qui se traduit par une amélioration de la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau.

Figure 3 : Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption hors réseaux tiers



Ces deux indicateurs reprennent à la fois les interruptions qui sont causées par des tiers ainsi que celles qui trouvent leurs origines sur d'autres réseaux. De tels réseaux sont soit le réseau d'utilisateurs raccordés au réseau de SIBELGA, soit le réseau d'un autre gestionnaire de réseau de distribution, soit le réseau d'un gestionnaire de réseau de transport belge ou étranger.

L'analyse plus approfondie de l'ensemble des indicateurs de qualité des services fournis par Sibelga en 2018 fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2019.

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

2.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2018, page 21/185.

Réparations :

Sur le réseau de transport fédéral, en 2018, l'AIT (Average Interruption Time) a été de 18 minutes 19 secondes (contre 0 minutes 44 secondes en 2017) et l'AID (Average Interruption Duration) de 2 heures, 13 minutes 04 secondes (contre 8 minutes 13 secondes en 2017).

Il y a eu 59 incidents en 2018 sur le réseau de transport (42 en 2017). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 58 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans 70 % des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 83 % des cas sur le réseau 150 kV.

Dans douze cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 1 jour, 17 heures et plus de 187 jours.

Sur la base de ces indicateurs, la disponibilité du réseau de transport était en 2018 nettement moins bonne comparée aux années précédentes.

2.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants²¹:

- *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.

²¹ Règlement technique, Section III.3.3.

L'an dernier, 18 plaintes ont été reçues en lien avec le délai de réalisation du raccordement suivant le contrat/l'offre, et 11 en lien avec délai de réalisation de raccordements simples suivant l'offre/le règlement technique distribution électricité. Des informations plus détaillées à ce sujet ne seront disponibles qu'à l'été 2019, dans le rapport qualité 2018 publié sur le site Internet du VREG.

Réparations :

L'an dernier, 13 plaintes ont été reçues pour ne pas avoir commencé dans les temps des travaux de réparation visant à résoudre une panne sur le réseau de distribution ou le raccordement (2 heures après la notification). Dans ce cas également, les informations relatives à l'année 2018 seront disponibles dans le rapport qualité 2018, qui ne sera publié qu'à l'été 2019 sur le site Internet du VREG.

2.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

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

- pour le raccordement des clients résidentiels : sauf convention contraire, 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis ;
- 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.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 10 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2018. Dans seulement 6 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 5.455,28 EUR, dont 3936,80 EUR versés par RESA. Trois autres demandes étaient toujours en cours de traitement au moment du *reporting* et pourraient donner lieu à une indemnisation.

Réparations :

En ce qui concerne les réparations, les GRD disposent de 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.

Dans le cadre des rapports annuels qualité déjà évoqués ci-avant, le dépassement de ces délais, de même que les performances en termes de service sont également monitorés par la CWaPE.

En ce qui concerne des interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des GRD relatifs à l'année 2018 ne sont pas encore disponibles. A noter que l'année 2018 n'a pas enregistré de phénomènes climatiques exceptionnels.

²² Article 25 quater du Décret du 12 avril 2001.

2.2.3.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants²³ :

- pour le raccordement à la haute tension : Une demande de raccordement à la haute tension est précédée d'une étude de détail. L'étude de détail peut être, à la demande du demandeur, précédée d'une étude d'orientation. L'étude d'orientation a pour but d'établir un avant-projet de raccordement à la haute tension. L'étude de détail a pour but d'établir un projet de raccordement à la haute tension. Ce projet de raccordement reprend les modalités et les délais de réalisation du raccordement avec indication des hypothèses prises en considération, notamment les délais nécessaires à l'obtention des permis ou autorisations auprès des autorités compétentes ou aux éventuelles adaptations à apporter au réseau de distribution ;
- pour le raccordement des clients résidentiels à la basse tension : 20 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement.

Si la capacité de raccordement demandée est supérieure à 56 kVA, ou si le GRD estime qu'un raccordement en basse tension n'est envisageable que moyennant extension ou renforcement du réseau de distribution, la procédure de l'étude d'orientation est la même que celle prévue dans la procédure de raccordement en haute tension.

Réparations :

En cas d'interruption non planifiée de l'alimentation du réseau de distribution ou du raccordement, les services du GRD doivent être sur les lieux de la coupure avec les moyens appropriés dans les deux heures qui suivent l'appel de l'utilisateur du réseau de distribution pour commencer les travaux de réparation qui conduisent au rétablissement de l'alimentation.

Sauf cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances exceptionnelles (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes,...), s'il constate que la réparation nécessitera plus de quatre heures, le GRD prend ses dispositions pour rétablir l'alimentation du réseau par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence à partir de la cabine.

Dans le cadre de ses missions de contrôle, BRUGEL est attentive au suivi des incidents qui se produisent sur les réseaux d'électricité et de gaz. Lorsqu'un incident « important » se produit sur ces réseaux, BRUGEL demande systématiquement un rapport d'explication au gestionnaire de réseau concerné.

Indemnisation :

L'année 2018 a été marquée par le dépôt de 212 plaintes (demandes d'indemnisation pour l'électricité).

²³ Article 118 du règlement technique électricité.

Tableau 4 : Plaintes enregistrées (électricité)

Matière	Raison	Nombre de plaintes	Plainte fondées	Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai
Electricité :				
	interruption de plus de 6 heures	94	72	22
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	12	4	8
	retard dans les délais de raccordement	2	0	2
	dommage suite à une faute du GRD	104	15	89

Sur les 212 plaintes totales enregistrées, pour l'électricité et le gaz, ont été considérées comme étant fondées et ont données lieu à une indemnisation.

2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

Réserve stratégique :

La réserve stratégique a été créée par la loi du 26 mars 2014, en tant que modification de la loi fédérale Électricité du 29 avril 1999. Dans ce cadre, Elia s'est vu confier la mission de mettre en place un mécanisme de réserve stratégique, de gérer ce mécanisme et, au besoin, de l'activer afin de faire face à toute pénurie structurelle de production pendant les mois d'hiver. Ce mécanisme contribue à la sécurité d'approvisionnement du pays au cours de la période hivernale. Le mécanisme de réserve stratégique se distingue des moyens de balancing, qui sont exploités toute l'année durant, en temps réel, par Elia pour compenser le total des déséquilibres résiduels des différents ARP.

Le 15 janvier 2018, la ministre de l'Énergie a donné instruction au GRT-E (Elia) de constituer une réserve stratégique d'un volume de 500 MW pour une période hivernale 2018-2019²⁴.

Comme la loi le prescrit, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019. La CREG a organisé une consultation publique sur son projet de décision. La décision d'approbation d'une version adaptée des règles de fonctionnement a été prise le 9 février 2018 par la CREG²⁵.

Elia doit également définir les modalités de la procédure de constitution de la réserve stratégique après consultation des utilisateurs de réseau, de la CREG et de la direction générale de l'Énergie. La CREG a formulé un certain nombre de remarques sur la proposition de procédure de constitution de

²⁴ Arrêté ministériel du 15 janvier 2018 donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique complémentaire à partir du 1er novembre 2018 (Moniteur belge du 6 février 2018).

²⁵ Décision (B)1716 du 9 février 2018 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter de l'adjudication en 2018.

réserves stratégiques pour la période hivernale 2018-2019 qui a été soumise par Elia pour consultation²⁶.

Le 28 juin 2018, la CREG a rendu son avis sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia pour la fourniture de la réserve stratégique en réponse à l'appel d'offres de 2018²⁷.

Suite à l'annonce le 29 mars 2018 du retour de l'unité TGV de Seraing sur le marché, la ministre de l'Énergie a demandé à Elia de revoir son analyse du besoin de réserve stratégique. Tenant également compte d'une demande des régulateurs européens aux gestionnaires des réseaux de transport d'allouer 20 % minimum des capacités d'interconnexions au marché, Elia a recommandé de ne pas constituer de réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019. Le 29 août 2018, la ministre de l'Énergie a ainsi donné instruction à Elia de ne pas constituer de réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019²⁸.

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élevait, en 2018, à 0,4298 €/MWh, prélevé net. Par sa décision du 6 décembre 2018²⁹, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif. Le nouveau tarif (0 €/MWh) sera applicable à partir du 1^{er} janvier 2019.

Dans le cadre de la consultation publique organisée par Elia au sujet de la méthodologie, des hypothèses et des sources de données pour le dimensionnement des volumes de la réserve stratégique pour l'hiver 2019-2020, la CREG a formulé, dans une note du 17 mai 2018, ses remarques relatives à la proposition d'Elia³⁰.

Comme prévu dans la loi Électricité, Elia doit soumettre, le 15 novembre de chaque année, une analyse probabiliste sur l'adéquation de la Belgique pour l'hiver suivant. Cette analyse est un élément important à prendre en compte par le ministre fédéral de l'Énergie pour prendre une décision sur le volume de réserve stratégique nécessaire. L'échéance de cette décision pour l'hiver 2019-20 est fixée à la date du 15 janvier 2019. Le rapport³¹ fournit une évaluation probabiliste de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique pour le prochain hiver (2019-20) tenant compte de certaines hypothèses. Outre le scénario 'base case', Elia a aussi effectué des analyses de sensibilité en évaluant le besoin de réserve stratégique correspondant. Ce rapport donne également une première estimation sur le besoin en réserve stratégique pour les prochaines périodes hivernales 2020-21 et 2021-22.

²⁶ Note (Z)1721 du 25 janvier 2018 relative à la proposition de procédure de constitution de la réserve stratégique applicable à l'appel d'offres 2018 soumise à consultation par la SA Elia System Operator.

²⁷ Avis (A)1772 du 28 juin 2018 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 de 2018.

²⁸ Arrêté ministériel du 29 août 2018 révisant l'instruction à constituer une réserve stratégique 2018-2019 et retirant l'arrêté ministériel du 15 janvier 2018 donnant l'instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique à partir du 1er novembre 2018 (Moniteur belge du 3 septembre 2018) et arrêté ministériel du 29 août 2018 révisant l'instruction à constituer une réserve stratégique 2018-2019 (Moniteur belge du 6 septembre 2018).

²⁹ Décision (B)658E/59 du 6 décembre 2018 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er janvier 2019 du tarif pour le financement de l'obligation de service publique de la réserve stratégique, introduite par la SA Elia System Operator.

³⁰ Note (Z)1752 du 17 mai 2018 sur la réaction à la consultation publique organisée par la SA Elia System Operator au sujet de la méthodologie, des hypothèses et des sources de données pour le dimensionnement des volumes de la réserve stratégique pour l'hiver 2019-2020.

³¹ http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/2018/20181128_Adequacy-study.pdf

Mesures de sauvegarde :

Suite aux annonces relatives à l'indisponibilité des centrales nucléaires, la CREG a proposé, dans une note du 28 septembre 2018, des mesures qui peuvent contribuer à court terme à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en électricité au cours de l'hiver 2018-2019. Ces mesures ont été mises en œuvre ou sont en cours de discussion avec nos pays voisins³².

En outre, en raison du risque que cette situation faisait peser sur la sécurité d'approvisionnement du pays, des mesures ont été décidées en application de l'article 32 de la loi électricité qui autorise le Roi à prendre les mesures de sauvegarde nécessaires en cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie.

Dans ce cadre, conformément à l'article 32 précité, la CREG a été sollicitée pour remettre un avis sur quatre projets d'arrêtés royaux portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays³³. Ces arrêtés royaux contenaient des mesures dérogoires à la loi électricité ou à ses arrêtés d'exécution, permettant notamment à certaines installations de production à l'arrêt de revenir rapidement dans le marché, ainsi que l'augmentation temporaire de la puissance nette développable de certaines unités. Dans ses avis, la CREG a essentiellement fait valoir la nécessité de motiver davantage la nécessité de recourir à l'article 32 de la loi électricité.

La CREG a également apporté son support à la conclusion d'accords bilatéraux et multilatéraux au sujet de mesures de gestion opérationnelle de solidarité en vue d'assurer l'adéquation de la Belgique pour l'hiver 2018-2019.

En Belgique, il existe 8 tranches représentant chacune une puissance entre 500 et 750 MW. Cela équivaut à +/- 40 % de la capacité totale du réseau. Le plan de délestage ainsi défini garantit en permanence à la fois, d'une part le volume de puissance délestable nécessaire à tout moment de l'année (en tenant compte de la consommation fluctuante) et d'autre part, une puissance de 5.000 MW pour les pics de consommation durant la période hivernale. Ces valeurs ne prennent pas en compte la réalimentation des clients prioritaires. Il garantit également le respect d'une série d'obligations légales européennes (ENTSO-E et Network Codes).

En 2018, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

2.2.5. 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 *on-shore* et de l'électricité verte produite

2.2.5.1. 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

³² Note (Z)1835 du 28 septembre 2018 sur les mesures à prendre à court terme concernant le fonctionnement du marché aux fins de la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2018-2019.

³³ Avis (A)1836 du 27 septembre 2018 relatif à un projet d'arrêté royal portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays ; avis (A)1853 du 18 octobre 2018 relatif à deux projets d'arrêté royaux portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays ; avis (A)1868 du 19 novembre 2018 relatif à un projet d'arrêté royal portant des mesures de sauvegarder en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays ; avis (A)1886 du 19 décembre 2018 relatif à un projet d'arrêté royal portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays.

d'énergie, correspondant à 20,9 % de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale belge d'électricité.

Rentel, le cinquième projet en mer du Nord belge et le premier projet Otary, aura 42 éoliennes pour une capacité de 309 MW. Les éoliennes Rentel seront construites en 2018 et commenceront à produire de l'électricité verte au second semestre de 2018.

Norther, le sixième projet en mer du Nord belge, disposera de 44 éoliennes Vestas d'une capacité de 370 MW. Les fondations des éoliennes de Norther seront construites en 2018 et les éoliennes commenceront à produire de l'énergie verte en 2019.

Northwester 2, le septième projet en mer du Nord belge et le quatrième projet Parkwind, comprend 23 éoliennes d'une capacité totale de 219 MW. Les éoliennes de Northwester 2 produiront de l'énergie verte en 2020.

Enfin, Seamade, le huitième projet en mer du Nord belge et le deuxième projet Otary, est le résultat de la fusion des anciens projets Seastar et Mermaid. Elle comportera donc deux zones, la zone Seastar et la zone Mermaid avec 58 turbines Siemens d'une capacité de 487 MW. Les éoliennes Seamade produiront de l'énergie verte en 2020.

En vertu de l'article 7, § 2, quatrième alinéa de la loi électricité, la CREG a pris différentes décisions relatives au montant visant à couvrir la totalité des coûts du raccordement au Modular Offshore Grid (« MOG ») pour les parcs offshore de Northwester 2³⁴, Mermaid³⁵ et Seastar³⁶. Afin de couvrir la totalité des coûts de financement des installations de raccordement au Modular Offshore Grid, la CREG a ainsi décidé que le LCOE de Northwester 2 serait augmenté de 12,67 €/MWh, celui de Mermaid de 12,70 €/MWh et celui de Seastar de 10,54 €/MWh.

Par ailleurs, en application notamment de l'article 6/2, § 1er, de la loi électricité, la CREG a soumis à la ministre de l'Énergie une proposition d'arrêté royal en vue de déterminer la date ultime à laquelle chaque partie du MOG doit être mis en service et de fixer le dispositif d'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale en cas d'indisponibilité du MOG³⁷. Cette proposition adapte, à la demande de la ministre de l'Énergie, une proposition antérieure transmise à la ministre le 10 novembre 2017.

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

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 33/152.

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

La puissance installée totale d'éoliennes offshore a augmenté de 308,7 MW en 2018, pour atteindre un total de 1186,8 MW. Cette hausse résulte de la réalisation du parc éolien de Rentel.

³⁴ Décision (B)1788 du 26 juillet 2018 relative à la fixation du montant visant à couvrir la totalité des coûts du raccordement au Modular Offshore Grid pour la concession domaniale Northwester.

³⁵ Décision (B)1830 du 4 octobre 2018 relative à la fixation du montant visant à couvrir les coûts totaux de raccordement au Modular Offshore Grid pour la concession domaniale Mermaid.

³⁶ Décision (B)1831 du 4 octobre 2018 relative à la fixation du montant visant à couvrir les coûts totaux de raccordement au Modular Offshore Grid pour la concession domaniale Seastar.

³⁷ Proposition (C)1801 d'arrêté royal modifiant 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, 19 juillet 2018.

2.2.5.2. Région flamande

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

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.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

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

Le tableau 5 ci-dessous offre un aperçu de la puissance installée, pour laquelle des certificats verts et/ou des garanties d'origine sont octroyés par technologie.

Tableau 5 : 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

Source d'énergie	2017	2018
Biomasse	545.125	631.167
Biogaz	151.919	154.080
Onshore	814.979	1.204.471
Energie hydraulique	5.562	5.562
Energie solaire	2.205.313	2.874.000
Total	3.722.899	4.869.280

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 1^{er} 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 le 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 le 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 le vent en poupe. En 2018, 47 grandes éoliennes, d'une puissance cumulée de 85 MW, ont été officiellement mises en service. Au total, 542 grandes éoliennes (en mer) étaient actives en région flamande en 2018, pour une puissance totale de 1.241 MW.

2.2.5.3. Région wallonne

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 6 : Raccordements planifiés et réalisés en 2018

New applications for connection received in 2018 (RES-E plants > 10 kVA)	2018
Number	265
Total capacity (MW)	99
Number	265
Total capacity (MW)	99
Number	16
Total capacity (MW)	222

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 2014³⁸. Pour un exposé détaillé de ces dispositions, le lecteur est invité à se référer au précédent rapport de la Belgique de 2016. En substance, les articles 26, § 2ter et 26, §2quater du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité instaurent un régime d'accès flexible pour les unités de production d'électricité raccordées sur les réseaux de distribution et de transport local. Ce régime d'accès flexible intègre – en cas d'activation de la flexibilité par le gestionnaire de réseau – un régime de compensation financière au bénéfice des unités de production d'électricité verte de plus de 5 kVA, et ce sous réserve du respect de certaines conditions.

Les travaux débutés en 2015 en vue d'exécuter ces nouvelles dispositions se sont poursuivis en 2016. Ils ont débouché sur l'adoption, par le Gouvernement wallon, de l'arrêté du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière.

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

Tableau 7 : Connexion de RES-E

	2018	2017	2016	2015	2014
Total	152 662	143 563	134 601	128 566	125 784

Tableau 8 : Capacité (MW)

Technology	2018	2017	2016	2015	2014
Biomass	304	302	301	274	270
Wind	881	824	736	674	630
Hydro	115	115	115	111	111
Solar	1022	934	849	799	758
Total	2 322	2 175	2 001	1 857	1 770

³⁸ Articles 25 *decies* et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014.

Tableau 9 : Production (GWh)

Technology	2018	2017	2016	2015	2014
Biomass	1 567	1 959	1 820	1 258	1 062
Wind	1 711	1 570	1 405	1 512	1 326
Hydro	246	265	367	327	287
Solar	1 017	835	777	797	725
Total	4 540	4 630	4 368	3 894	3 400

2.2.5.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 10 : "Number of new applications for connection in 2018"

Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)	234
Total capacity (MW)	25,294 MW
Number of connections completed in the year (RES-E plants)	616
Total capacity (MW)	25,294 MW
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 0,4MVA)	
Number	0
Total capacity (MW)	0 MW

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 le moment, une seule éolienne d'une puissance de 2,4 kW est installée à Bruxelles et certifiée par BRUGEL.

Il y a pour l'instant aucune installation hydroélectrique certifiée à Bruxelles.

2.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)

Méthodologie tarifaire :

Période régulatoire 2016-2019 :

En 2018, la CREG a dû adapter la méthodologie tarifaire 2016-2019 jusque-là en vigueur, en raison, d'une part, de la création en 2017 d'un cadre légal pour le *Modular Offshore Grid* et, d'autre part, de l'introduction dans la loi électricité du 29 avril 1999 d'une nouvelle ligne directrice tarifaire visant à encourager le développement du stockage d'électricité. Ces deux modifications légales visent à faire face à l'intégration accrue d'unités de production renouvelables intermittentes.

L'arrêté modificatif adopté le 29 mars 2018³⁹, après une consultation publique, est entré en vigueur le 18 mai 2018, immédiatement après que la CREG a obtenu l'accord explicite du GRT-E, Elia System Operator (Elia), tel que visé à l'article 12, § 4, de la loi électricité et l'approbation de la Commission européenne en ce qui concerne les dispositions relatives au stockage d'électricité.

Enfin, depuis la méthodologie tarifaire entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2016, une part significative de la rémunération d'Elia est désormais fonction de l'atteinte d'un certain nombre d'objectifs qui doivent être fixés par la CREG au cours de la période régulatoire.

La CREG a pris trois décisions dans ce cadre en 2018.

Les 5 janvier et 28 juin 2018, la CREG a fixé les objectifs à atteindre par Elia en 2018 et 2019 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire 2016-2019⁵⁸. L'incitant 2019 vise à favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande. Le 20 décembre 2018, la CREG a également dans ce cadre pris une décision relative aux objectifs à atteindre par Elia en 2019 dans le cadre de l'incitant relatif à l'augmentation réelle de la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché dans la zone de réglage belge⁴⁰.

Période régulatoire 2020-2023 :

Afin d'assurer la cohérence avec la méthodologie tarifaire applicable durant la période régulatoire 2020-2023 pour le réseau de transport de gaz naturel, les installations de stockage naturel et l'installation GNL, la CREG a également anticipé la procédure de méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

La fixation de la méthodologie tarifaire pour ladite période régulatoire 2020-2023 a nécessité un processus assez long.

Le 6 février 2018, Elia et la CREG ont signé l'accord de procédure qui forme la base du processus de méthodologie tarifaire et détermine la procédure à suivre en vue de la détermination de la méthodologie tarifaire 2020-2023 pour la gestion du réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, ou de la modification de la méthodologie

³⁹ Arrêté (B)1718 du 29 mars 2018 modifiant l'arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

⁴⁰ Décision (B)658E/57 du 20 décembre 2018 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia System Operator en 2019 dans le cadre de l'incitant à l'intégration du marché visé à l'article 24, § 1er, 2) et § 3 de la méthodologie tarifaire.

tarifaire en vigueur au moment de la signature de l'accord. Le 19 avril 2018, a eu lieu une réunion de concertation entre la CREG et Elia en préparation de la consultation publique sur la nouvelle méthodologie tarifaire 2020-2023. Ladite consultation publique de la CREG sur le projet d'arrêté fixant la méthodologie tarifaire s'est déroulée du 2 au 29 mai 2018⁴¹. Le 7 juin 2018, la CREG a transmis sur cette base son projet d'arrêté adapté fixant la méthodologie tarifaire à la Chambre des Représentants qui n'a pas émis d'observations. La CREG a approuvé l'arrêté définitif fixant la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2020-2023 le 28 juin 2018⁴².

Cette méthodologie se fonde sur des principes éprouvés, qui ont été affinés et complétés. La régulation vise ainsi à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés, d'une part, et les prix supportés par les clients finals et les utilisateurs du réseau, d'autre part. Elia se basera sur cette méthodologie pour soumettre sa proposition tarifaire. Les tarifs seront connus dans le courant de l'année 2019.

Evolution des tarifs :

Comme détaillé dans le rapport national de la Belgique 2017, la CREG a approuvé le 3 décembre 2015 la proposition tarifaire d'Elia pour la période régulatoire 2016-2019.

Quatre adaptations tarifaires ont ainsi été approuvées en 2018. Le 14 juin 2018, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia relative à sa participation aux coûts des NEMO désignés en Belgique relatifs à la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infra-journalier.

Dans le cadre des engagements pris par l'État belge envers la Commission européenne au cours du processus de notification du mécanisme de la réserve stratégique en matière d'aides d'État, le 28 juin 2018, la CREG a approuvé la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er novembre 2018 du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès, introduite par la SA Elia System Operator. Il s'agit de l'actualisation du tarif fixé administrativement lors d'une activation de la réserve stratégique⁴³.

Par décision du 25 octobre 2018, la CREG a approuvé la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée introduite par Elia relative à certains tarifs relatifs aux obligations de service public et aux surcharges à partir du 1er janvier 2019, à l'exception du tarif relatif à la réserve stratégique⁴⁴.

Par décision du 6 décembre 2018, la CREG a approuvé une adaptation du tarif pour obligations de service public de la réserve stratégique à partir du 1er janvier 2019⁴⁵.

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

⁴¹ Rapport de la consultation relatif au projet d'arrêté (Z)1109/10 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de l'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2020-2023, 7 juin 2018.

⁴² Arrêté (Z)1109/10 du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2020-2023.

⁴³ Décision (B)658E/53 du 28 juin 2018 relative la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er novembre 2018 du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès introduite par Elia System Operator SA.

⁴⁴ Décision (B)658E/56 du 25 octobre 2018 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée introduite par la SA Elia System Operator relative aux tarifs pour les obligations de service public et aux taxes et surcharges, à l'exception du tarif relatif à la réserve stratégique, d'application à partir du 1er janvier 2019.

⁴⁵ Décision (B)658E/59 du 6 décembre 2018 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée adaptée en vue d'une modification à partir du 1er janvier 2019 du tarif pour le financement de l'obligation de service publique réserve stratégique.

Tableau 11: 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)

COÛT DE RÉSEAU UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES clients types (en €/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		
CLIENT TYPE 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	
INTÉGRATION 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%
CLIENT TYPE 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	
INTÉGRATION 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%
CLIENT TYPE TRANSFORMATION VERS MOYENNE TENSION (50 MVA ; 20 MW/an ; 17 MW/mois ; 90 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	10,1343	10,0707	9,9620	10,0828	10,0625	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	9,9900	11,4000	11,4000	11,5500	11,7200	12,0400	11,6775	102%
Tarif d'injection - Réserves de puissance et Black-start	0,9111	0,9111	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	106%

Surcharge Offshore :

En application de l'article 14sexies 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, sur proposition de la CREG⁴⁶, un arrêté ministériel du 6 décembre 2018⁴⁷ a fixé la valeur pour 2019 de la surcharge offshore (ou « tarif pour obligations de service public pour le financement des certificats verts fédéraux ») à 7,2875 euros/MWh (2017: 5,1601 euros/MWh). Ce montant constitue une augmentation de la surcharge offshore de 41 % par rapport à celle appliquée en 2017. Cette augmentation résulte de la disponibilité complète du parc Rentel (contrairement à 2018) et de la mise en service du parc Norther.

Soldes :

Le solde cumulé des exercices 2015, 2016, 2017 et 2018 à transférer en diminution des tarifs de la période régulatoire 2020-2023 est de -431.369.077 €.

Plaintes et jurisprudence:

En 2018, la CREG n'a reçu aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

Aucune procédure devant la Cour des marchés n'a été introduite en 2018 contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

⁴⁶ Proposition (C)1849 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 2019, 29 novembre 2018.

⁴⁷ M.B. du 11 décembre 2018.

2.3.2. Tarif de distribution

2.3.2.1. Niveau fédéral

Evolution tarif de distribution :

Dans son étude annuelle sur les composantes des prix d'électricité et du gaz naturel⁴⁸, la CREG a analysé l'évolution des tarifs de distribution.

Le tarif du réseau de distribution a augmenté de 72,64 €/MWh (254,25 €/an) en Flandre. Cette hausse s'explique historiquement par les facteurs suivants:

- les suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, l'introduction des tarifs pluriannuels et les reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs ;
- la hausse des coûts des obligations de service public.

Un accroissement des obligations pour le gestionnaire de réseau et la hausse constante des coûts ont entraîné l'augmentation. En 2009, 2010 et 2011, la pose de panneaux solaires a connu un grand succès. Celui-ci a entraîné un coût élevé pour l'obligation de rachat des certificats d'électricité verte. De plus, les coûts de fourniture aux clients exclus et les primes URE ont également fortement augmenté.

- le transfert de la compétence en matière de tarifs de réseau de distribution aux régulateurs régionaux découle de la sixième réforme de l'État.

À partir de début 2015, la CREG constate ainsi que les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution évoluent après une période de prolongation de 2 ans.

- l'application de l'impôt des sociétés aux activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution.

Chez les GRD flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnergia), la CREG constate à partir d'août 2015 une nouvelle hausse à l'occasion de l'application de l'impôt des sociétés qui leur est facturé par l'intermédiaire des tarifs de l'utilisation du réseau.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 21,10 €/MWh (73,84 €/an). Cela s'explique partiellement (38,23 %) par l'augmentation des obligations de service public pour le gestionnaire de réseau. Les reports, la hausse du coût de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent également un rôle.

À Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 14,80 €/MWh (51,81 €/an). La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle.

2.3.2.2. Région flamande

Méthodologie tarifaire :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2018, page 35/185.

⁴⁸ Étude (F)1738 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

En 2018, les adaptations suivantes ont été apportées à la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2017-2020 :

- le coût moyen pondéré du capital (WACC) est passé de 5,0 % à 4,9 % à la suite d'adaptations apportées à l'impôt des sociétés pour 2018, exercice 2019. Les revenus autorisés ont été recalculés avec la nouvelle indemnité pour le coût de financement.
- des critères ont été intégrés afin de juger du caractère raisonnable des coûts engagés par le gestionnaire de réseau de distribution.
- la possibilité a été prévue d'accorder un incitant financier supplémentaire aux gestionnaires de distribution en cas de fusion de leurs entités. La façon dont les économies de coûts et les délais correspondants sont imposés aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel, a été fixée pour les années restantes de la période régulatoire, 2019 et 2020. Suite à la fusion des entités Eandis System Operator SCRL et Infrax SCRL le 1er juillet 2018 – fusion résultant de l'acquisition d'Infrax SCRL par Eandis System Operator SCRL, cette dernière changeant de nom en Fluvius System Operator SCRL – les incitants financiers concrets à l'économie pour les gestionnaires de réseau de distribution ont été ajoutés à la méthodologie tarifaire.
- les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont reçu l'obligation de faire rapport de l'efficacité des coûts des points de raccordement avec le réseau de transport d'Elia.
- des clés de répartition, applicables en cas de modifications apportées à des zones du réseau de distribution en Flandre, ont été fixées.

Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2018. Après une vérification détaillée, le VREG a approuvé le 12 décembre 2017 les tarifs de distribution pour 2018.

Tableau 12 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2018-28/02/2018).

Elektriciteit Vanaf 01.01.18 t.e.m. 28.02.18	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Distributie (c€/kWh)				Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energiebijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2, 3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
Dag		Nacht							
DNB									
GASELWEST	16,18	16,18	10,94	3,65	3,63	1,70	0,19261	0,34853	5,04
IMEA	11,45	11,45	8,58	2,93	3,63	1,63	0,19261	0,34853	5,04
IMEWO	12,79	12,79	8,59	2,98	3,63	1,72	0,19261	0,34853	5,04
INFRAX WEST	12,10	12,10	9,63	4,19	4,33	1,63	0,19261	0,34853	5,04
INTER-ENERGA	10,77	10,77	8,74	3,84	4,33	1,61	0,19261	0,34853	5,04
INTERGEM	11,15	11,15	7,48	2,61	3,63	1,66	0,19261	0,34853	5,04
IVEG	13,46	13,46	10,53	4,77	4,33	2,14	0,19261	0,34853	5,04
IVEKA	13,01	13,01	9,30	3,15	3,63	1,44	0,19261	0,34853	5,04
IVERLEK	12,95	12,95	9,01	3,06	3,63	1,57	0,19261	0,34853	5,04
PBE	11,69	11,69	8,99	4,57	4,33	1,59	0,19261	0,34853	5,04
SIBELGAS	13,72	13,72	9,90	3,59	3,63	1,71	0,19261	0,34853	5,04

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 28 december 2015 (art. 132)

² Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

³ De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebedrijver aan de distributiebedrijvers die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §53 en 4). In deze tarifiering wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

⁴ Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 (B.S. 28-12-2017, art. 6)

Tableau 13 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2018-30/06/2018)

Elektriciteit Vanaf 01.03.18 t.e.m. 30.06.18	Netwerktarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)			Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,18	16,18	10,94	3,65	3,63	1,74	0,19261	0,34853	5,04
IMEA	11,45	11,45	8,58	2,93	3,63	1,64	0,19261	0,34853	5,04
IMEWO	12,79	12,79	8,59	2,98	3,63	1,73	0,19261	0,34853	5,04
INFRAX WEST	12,10	12,10	9,63	4,19	4,33	1,62	0,19261	0,34853	5,04
INTER-ENERGA	10,77	10,77	8,74	3,84	4,33	1,58	0,19261	0,34853	5,04
INTERGEM	11,15	11,15	7,48	2,61	3,63	1,66	0,19261	0,34853	5,04
IVEG	13,46	13,46	10,53	4,77	4,33	1,98	0,19261	0,34853	5,04
IVEKA	13,01	13,01	9,30	3,15	3,63	1,43	0,19261	0,34853	5,04
IVERLEK	12,95	12,95	9,01	3,06	3,63	1,60	0,19261	0,34853	5,04
PBE	11,69	11,69	8,99	4,57	4,33	1,65	0,19261	0,34853	5,04
SIBELGAS	13,72	13,72	9,90	3,59	3,63	1,80	0,19261	0,34853	5,04

¹Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

²Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

³De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissie-netbeheerder aan de distributie-netbeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §53 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

⁴Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 (B.S. 28-12-2017, art. 6)

Tableau 14 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/07/2018-31/12/2018)

Elektriciteit Vanaf 01.07.18 t.e.m. 31.12.18	Netwerktarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)			Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,18	16,18	10,94	3,65	3,63	1,74	0,19261	0,17497	5,04
IMEA	11,45	11,45	8,58	2,93	3,63	1,64	0,19261	0,15109	5,04
IMEWO	12,79	12,79	8,59	2,98	3,63	1,73	0,19261	0,19821	5,04
INFRAX WEST	12,10	12,10	9,63	4,19	4,33	1,62	0,19261	0,16453	5,04
INTER-ENERGA	10,77	10,77	8,74	3,84	4,33	1,58	0,19261	0,25311	5,04
INTERGEM	11,15	11,15	7,48	2,61	3,63	1,66	0,19261	0,21457	5,04
IVEG	13,46	13,46	10,53	4,77	4,33	1,98	0,19261	0,05764	5,04
IVEKA	13,01	13,01	9,30	3,15	3,63	1,43	0,19261	0,02747	5,04
IVERLEK	12,95	12,95	9,01	3,06	3,63	1,60	0,19261	0,18994	5,04
PBE	11,69	11,69	8,99	4,57	4,33	1,65	0,19261	0,29308	5,04
SIBELGAS	13,72	13,72	9,90	3,59	3,63	1,80	0,19261	0,34083	5,04

¹Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

²Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

³De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissie-netbeheerder aan de distributie-netbeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §53 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

Tableau 15: Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2018-28/02/2018)

Elektriciteit Vanaf 01.01.18 t.e.m. 28.02.18	Netwerktarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)			Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,18	16,18	10,94	3,65	3,63	1,70	0,19261	0,34853	94,44
IMEA	11,45	11,45	8,58	2,93	3,63	1,63	0,19261	0,34853	94,44
IMEWO	12,79	12,79	8,59	2,98	3,63	1,72	0,19261	0,34853	94,44
INFRAX WEST	12,10	12,10	9,63	4,19	4,33	1,63	0,19261	0,34853	94,44
INTER-ENERGA	10,77	10,77	8,74	3,84	4,33	1,61	0,19261	0,34853	94,44
INTERGEM	11,15	11,15	7,48	2,61	3,63	1,66	0,19261	0,34853	94,44
IVEG	13,46	13,46	10,53	4,77	4,33	2,14	0,19261	0,34853	94,44
IVEKA	13,01	13,01	9,30	3,15	3,63	1,44	0,19261	0,34853	94,44
IVERLEK	12,95	12,95	9,01	3,06	3,63	1,57	0,19261	0,34853	94,44
PBE	11,69	11,69	8,99	4,57	4,33	1,59	0,19261	0,34853	94,44
SIBELGAS	13,72	13,72	9,90	3,59	3,63	1,71	0,19261	0,34853	94,44

¹Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

²Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

³De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissie-netbeheerder aan de distributie-netbeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §53 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

⁴Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 (B.S. 28-12-2017, art. 6)

Tableau 16 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2018-30/06/2018)

Elektriciteit Vanaf 01.03.18 t.e.m. 30.06.18	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Distributie (c€/kWh)				Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
Dag		Nacht							
GASELWEST	16,18	16,18	10,94	3,65	3,63	1,74	0,19261	0,34853	94,44
IMEA	11,45	11,45	8,58	2,93	3,63	1,64	0,19261	0,34853	94,44
IMEWO	12,79	12,79	8,59	2,98	3,63	1,73	0,19261	0,34853	94,44
INFRAX WEST	12,10	12,10	9,63	4,19	4,33	1,62	0,19261	0,34853	94,44
INTER-ENERGA	10,77	10,77	8,74	3,84	4,33	1,58	0,19261	0,34853	94,44
INTERGEM	11,15	11,15	7,48	2,61	3,63	1,66	0,19261	0,34853	94,44
IVEG	13,46	13,46	10,53	4,77	4,33	1,98	0,19261	0,34853	94,44
IVEKA	13,01	13,01	9,30	3,15	3,63	1,43	0,19261	0,34853	94,44
IVERLEK	12,95	12,95	9,01	3,06	3,63	1,60	0,19261	0,34853	94,44
PBE	11,69	11,69	8,99	4,57	4,33	1,65	0,19261	0,34853	94,44
SIBELGAS	13,72	13,72	9,90	3,59	3,63	1,80	0,19261	0,34853	94,44

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

² Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

³ De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissie-netbeheerder aan de distributie-netbeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

⁴ Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 (B.S. 28-12-2017, art. 6)

Tableau 17 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/07/2018-31/12/2018)

Elektriciteit Vanaf 01.07.18 t.e.m. 31.12.18	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Distributie (c€/kWh)				Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
Dag		Nacht							
GASELWEST	16,18	16,18	10,94	3,65	3,63	1,74	0,19261	0,17497	94,44
IMEA	11,45	11,45	8,58	2,93	3,63	1,64	0,19261	0,15109	94,44
IMEWO	12,79	12,79	8,59	2,98	3,63	1,73	0,19261	0,19821	94,44
INFRAX WEST	12,10	12,10	9,63	4,19	4,33	1,62	0,19261	0,16453	94,44
INTER-ENERGA	10,77	10,77	8,74	3,84	4,33	1,58	0,19261	0,25311	94,44
INTERGEM	11,15	11,15	7,48	2,61	3,63	1,66	0,19261	0,21457	94,44
IVEG	13,46	13,46	10,53	4,77	4,33	1,98	0,19261	0,05764	94,44
IVEKA	13,01	13,01	9,30	3,15	3,63	1,43	0,19261	0,02747	94,44
IVERLEK	12,95	12,95	9,01	3,06	3,63	1,60	0,19261	0,18994	94,44
PBE	11,69	11,69	8,99	4,57	4,33	1,65	0,19261	0,29308	94,44
SIBELGAS	13,72	13,72	9,90	3,59	3,63	1,80	0,19261	0,34083	94,44

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

² Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

³ De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissie-netbeheerder aan de distributie-netbeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

⁴ Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 (B.S. 28-12-2017, art. 6)

Les soldes :

Soldes historiques 2010-2014 :

Le 28 août 2018, le VREG a décidé de l'affectation des excédents historiques de la période 2010-2014 (tant pour l'électricité que pour le gaz naturel). Il a décidé d'affecter une part importante des excédents à une réduction sur les tarifs 2019 et 2020 (une moitié pour chaque). Les décisions de réattribuer en grande partie les excédents aux utilisateurs de réseau de distribution ont permis de réduire les tarifs de réseau de distribution de 274 millions d'euros. La plus grande part des excédents accumulés par le passé revient ainsi aux consommateurs d'électricité et de gaz naturel en Flandre.

Soldes 2017 :

Le 21 août 2018, le VREG a fixé pour 2017 les soldes régulateurs des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Flandre. Ces soldes ont été fixés et traités dans le plein respect de la méthodologie tarifaire 2017-2020.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, on observe globalement pour 2017 un excédent de 2 % sur un budget total d'environ 2,6 milliards d'euros.

Tableau 18: soldes réglementaires 2018

Soldes réglementaires	Electricité (€)
Coûts exogènes	- 75,1 million
Différences de volume	+ 12,8 million
Réindexation	+ 3,7 million
Impôt des sociétés	+ 0,6 million
+ = déficit et - = excédent	

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.3.2.3. Région wallonne

Contexte législatif :

En date du 19 janvier 2017, le Parlement wallon a adopté le décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD de gaz et d'électricité fixant les règles applicables, en Région wallonne, pour l'approbation des tarifs de distribution entrant en vigueur après le 31 décembre 2017. Dans la continuité des décrets du 11 avril 2014 et du 21 mai 2015 modifiant respectivement le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, ce décret (ci- après, le « décret tarifaire ») confie à la CWaPE la tâche d'adopter, après consultation publique et concertation avec les GRD ainsi que les acteurs du marché concernés par une tarification applicable aux unités de production, une méthodologie tarifaire. Les dispositions du décret tarifaire chargent également la CWaPE d'approuver les propositions tarifaires des GRD devant être établies dans le respect de ladite méthodologie tarifaire.

C'est dans ce nouveau cadre législatif que se sont inscrits les travaux réalisés, en 2018, par la Direction socio-économique et tarifaire de la CWaPE.

Tarifs de distribution 2018 :

En date du 1^{er} décembre 2017, le Comité de direction de la CWaPE adoptait les décisions référencées CD-17I01-122 à CD-17I01-141 portant d'une part, sur les principes tarifaires prévalant au cours de l'exercice d'exploitation 2018, et d'autre part, sur la prolongation des tarifs de distribution d'électricité et de gaz en vigueur au 31 décembre 2017 jusqu'au 31 décembre 2018 inclus et finalement sur la prolongation des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport en vigueur au 31 décembre 2017 jusqu'au 28 février 2018 inclus.

Concernant les tarifs périodiques et non périodiques de distribution, les décisions de prolongation susvisées concernaient l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne, y compris les gestionnaires de réseau bi-régionaux à savoir, GASELWEST et PBE. Toutefois, la prolongation des tarifs du gestionnaire de réseau bi-régional PBE visée par la décision référencée CD-17I01-CWaPE-0132, n'était d'application qu'en cas de maintien des activités de ce gestionnaire de réseau de distribution en Région wallonne. Or, par Arrêté du Gouvernement wallon du 14 décembre 2017, le mandat octroyé à la PBE en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour le territoire des communes de Chastre, Incourt, Perwez et Villers-la-Ville a été transféré, en date du 1^{er} janvier 2018, à l'intercommunale ORES Assets. Pour les 4 communes précitées, les tarifs de distribution d'électricité d'ORES (secteur Brabant wallon) sont d'application et ce, depuis le 1^{er} janvier 2018.

Concernant les principes tarifaires applicables arrêtés pour l'année 2018, ils s'inspirent principalement des dispositions des méthodologies tarifaires transitoires 2017 de gaz et d'électricité moyennant quelques adaptations apportées, d'une part, à la mise à jour de la valeur du rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d'une durée de dix ans et des paramètres d'indexation M et S, d'autre part, aux délais de la procédure de contrôle ex-post et aux règles de détermination du budget des coûts gérables ex-post et, finalement, aux majorations apportées aux coûts gérables relatives au développement de la Clearing House Atrias, aux développements des réseaux intelligents et aux projets de promotion du gaz naturel.

Tableau 19 : Tarifs de distribution d'électricité en Wallonie 2018

TARIFS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE EN WALLONIE

Basse tension		Client type Dc Consommation HP : 1.600kWh Consommation HC : 1.900kWh
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution d'électricité des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type Eurostat Dc à partir du 1er janvier 2018
ORES MOUSCRON	197	
ORES Brabant Wallon	226	
AIEG	236	
RESA	241	
ORES HAINAUT	266	
ORES NAMUR	279	
ORES Luxembourg	303	
AIESH	313	
REW	325	
GASELWEST	326	
ORES EST	346	
ORES VERVIERS	366	
Moyenne pondérée	€ 267	
MT		
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution d'électricité des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type Eurostat Id à partir du 1er janvier 2018
ORES MOUSCRON	24.082	
ORES Brabant Wallon	32.257	
ORES Luxembourg	32.977	
GASELWEST	34.646	
ORES NAMUR	36.106	
ORES HAINAUT	36.154	
AIEG	38.493	
ORES EST	41.426	
RESA	43.944	
ORES VERVIERS	44.237	
AIESH	46.712	
REW	65.337	
Moyenne pondérée	€ 37.371	
Trans HT		
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution d'électricité des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type Eurostat Ie2 à partir du 1er janvier 2018
GASELWEST	152.355	
ORES NAMUR	206.510	
ORES EST	207.271	
ORES Luxembourg	208.127	
ORES MOUSCRON	223.923	
ORES Brabant Wallon	227.483	
ORES HAINAUT	240.264	
ORES VERVIERS	249.714	
RESA	256.717	
AIESH	263.796	
Moyenne pondérée	€ 234.897	

Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 2018 :

Le Comité de direction de la CWaPE a approuvé le 9 février 2018 les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport applicables du 1^{er} mars 2018 au 28 février 2019 inclus.

Tableau 20 : Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité applicables du 1^{er} mars 2018 au 28 février 2019

BT			Client type Dc Consommation HP: 1 600 kWh Consommation HC: 1 900 kWh																										
Gestionnaires de réseau	Tarif de transport 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2017/2018	COÛTS DE DE TRANSPORT 2018 PAR GRD NIVEAU BT <table border="1"> <tr><td>MOYENNE PONDEREE</td><td>€ 127</td></tr> <tr><td>ORES EST</td><td>€ 132</td></tr> <tr><td>ORES LUXEMBOURG</td><td>€ 132</td></tr> <tr><td>AIEG</td><td>€ 132</td></tr> <tr><td>ORES HAINAUT</td><td>€ 129</td></tr> <tr><td>ORES NAMUR</td><td>€ 128</td></tr> <tr><td>ORES VIERVIER</td><td>€ 128</td></tr> <tr><td>ORES BRABANT WALLON</td><td>€ 127</td></tr> <tr><td>REW</td><td>€ 127</td></tr> <tr><td>ORES MOUSCRON</td><td>€ 125</td></tr> <tr><td>RESA</td><td>€ 123</td></tr> <tr><td>GASELWEST</td><td>€ 107</td></tr> <tr><td>AIESH</td><td>€ 99</td></tr> </table>	MOYENNE PONDEREE	€ 127	ORES EST	€ 132	ORES LUXEMBOURG	€ 132	AIEG	€ 132	ORES HAINAUT	€ 129	ORES NAMUR	€ 128	ORES VIERVIER	€ 128	ORES BRABANT WALLON	€ 127	REW	€ 127	ORES MOUSCRON	€ 125	RESA	€ 123	GASELWEST	€ 107	AIESH	€ 99
MOYENNE PONDEREE	€ 127																												
ORES EST	€ 132																												
ORES LUXEMBOURG	€ 132																												
AIEG	€ 132																												
ORES HAINAUT	€ 129																												
ORES NAMUR	€ 128																												
ORES VIERVIER	€ 128																												
ORES BRABANT WALLON	€ 127																												
REW	€ 127																												
ORES MOUSCRON	€ 125																												
RESA	€ 123																												
GASELWEST	€ 107																												
AIESH	€ 99																												
AIESH	€ 99	6%																											
GASELWEST	€ 107	3%																											
RESA	€ 123	5%																											
ORES MOUSCRON	€ 125	3%																											
REW	€ 127	4%																											
ORES BRABANT WALLON	€ 127	3%																											
ORES VIERVIER	€ 128	4%																											
ORES NAMUR	€ 128	4%																											
ORES HAINAUT	€ 129	3%																											
AIEG	€ 132	4%																											
ORES Luxembourg	€ 132	3%																											
ORES EST	€ 132	3%																											
MOYENNE PONDEREE	€ 127	4%																											
MT			Client type Consommation : 2 GWh Puissance annuelle : 500 kW																										
Gestionnaires de réseau	Tarif de transport 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2018/2019	COÛTS DE TRANSPORT 2018 par GRD NIVEAU MT <table border="1"> <tr><td>MOYENNE PONDEREE</td><td>€ 62 955</td></tr> <tr><td>REW</td><td>€ 68 989</td></tr> <tr><td>GASELWEST</td><td>€ 68 379</td></tr> <tr><td>ORES HAINAUT</td><td>€ 67 469</td></tr> <tr><td>ORES VIERVIER</td><td>€ 67 301</td></tr> <tr><td>AIEG</td><td>€ 66 822</td></tr> <tr><td>RESA</td><td>€ 66 096</td></tr> <tr><td>ORES BRABANT WALLON</td><td>€ 63 964</td></tr> <tr><td>ORES MOUSCRON</td><td>€ 57 522</td></tr> <tr><td>ORES LUXEMBOURG</td><td>€ 55 599</td></tr> <tr><td>ORES NAMUR</td><td>€ 52 701</td></tr> <tr><td>AIESH</td><td>€ 52 585</td></tr> <tr><td>ORES EST</td><td>€ 50 313</td></tr> </table>	MOYENNE PONDEREE	€ 62 955	REW	€ 68 989	GASELWEST	€ 68 379	ORES HAINAUT	€ 67 469	ORES VIERVIER	€ 67 301	AIEG	€ 66 822	RESA	€ 66 096	ORES BRABANT WALLON	€ 63 964	ORES MOUSCRON	€ 57 522	ORES LUXEMBOURG	€ 55 599	ORES NAMUR	€ 52 701	AIESH	€ 52 585	ORES EST	€ 50 313
MOYENNE PONDEREE	€ 62 955																												
REW	€ 68 989																												
GASELWEST	€ 68 379																												
ORES HAINAUT	€ 67 469																												
ORES VIERVIER	€ 67 301																												
AIEG	€ 66 822																												
RESA	€ 66 096																												
ORES BRABANT WALLON	€ 63 964																												
ORES MOUSCRON	€ 57 522																												
ORES LUXEMBOURG	€ 55 599																												
ORES NAMUR	€ 52 701																												
AIESH	€ 52 585																												
ORES EST	€ 50 313																												
ORES EST	€ 50.313	12%																											
AIESH	€ 52.585	8%																											
ORES NAMUR	€ 52.701	14%																											
ORES Luxembourg	€ 55.599	13%																											
ORES MOUSCRON	€ 57.522	-6%																											
ORES BRABANT WALLON	€ 63.964	10%																											
RESA	€ 66.096	6%																											
AIEG	€ 66.822	1%																											
ORES VIERVIER	€ 67.301	7%																											
ORES HAINAUT	€ 67.469	6%																											
GASELWEST	€ 68.379	3%																											
REW	€ 68.989	4%																											
MOYENNE PONDEREE	€ 62 955	7%																											
T-MT			Client type Consommation HP : 25 GWh Consommation HC : 25 GWh Puissance annuelle: 10.000 kW																										
Gestionnaires de réseau	Tarif de transport 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2018/2019	COÛTS DE TRANSPORT 2018 par GRD NIVEAU TRANS-MT <table border="1"> <tr><td>MOYENNE PONDEREE</td><td>€ 1.422.519</td></tr> <tr><td>RESA</td><td>€ 1.615.910</td></tr> <tr><td>GASELWEST</td><td>€ 1.574.311</td></tr> <tr><td>ORES HAINAUT</td><td>€ 1.441.697</td></tr> <tr><td>ORES VIERVIER</td><td>€ 1.418.262</td></tr> <tr><td>ORES BRABANT WALLON</td><td>€ 1.359.615</td></tr> <tr><td>AIESH</td><td>€ 1.304.709</td></tr> <tr><td>ORES MOUSCRON</td><td>€ 1.188.390</td></tr> <tr><td>ORES Luxembourg</td><td>€ 1.165.805</td></tr> <tr><td>ORES NAMUR</td><td>€ 1.095.621</td></tr> <tr><td>ORES EST</td><td>€ 1.017.721</td></tr> </table>	MOYENNE PONDEREE	€ 1.422.519	RESA	€ 1.615.910	GASELWEST	€ 1.574.311	ORES HAINAUT	€ 1.441.697	ORES VIERVIER	€ 1.418.262	ORES BRABANT WALLON	€ 1.359.615	AIESH	€ 1.304.709	ORES MOUSCRON	€ 1.188.390	ORES Luxembourg	€ 1.165.805	ORES NAMUR	€ 1.095.621	ORES EST	€ 1.017.721				
MOYENNE PONDEREE	€ 1.422.519																												
RESA	€ 1.615.910																												
GASELWEST	€ 1.574.311																												
ORES HAINAUT	€ 1.441.697																												
ORES VIERVIER	€ 1.418.262																												
ORES BRABANT WALLON	€ 1.359.615																												
AIESH	€ 1.304.709																												
ORES MOUSCRON	€ 1.188.390																												
ORES Luxembourg	€ 1.165.805																												
ORES NAMUR	€ 1.095.621																												
ORES EST	€ 1.017.721																												
ORES EST	€ 1.017.721	7%																											
ORES NAMUR	€ 1.095.621	6%																											
ORES Luxembourg	€ 1.165.805	-5%																											
ORES MOUSCRON	€ 1.188.390	1%																											
AIESH	€ 1.304.709	-10%																											
ORES BRABANT WALLON	€ 1.359.615	-2%																											
ORES VIERVIER	€ 1.418.262	2%																											
ORES HAINAUT	€ 1.441.697	2%																											
GASELWEST	€ 1.574.311	4%																											
RESA	€ 1.615.910	0%																											
REW	N/A	N/A																											
AIEG	N/A	N/A																											
MOYENNE PONDEREE	€ 1.422.519	2%																											

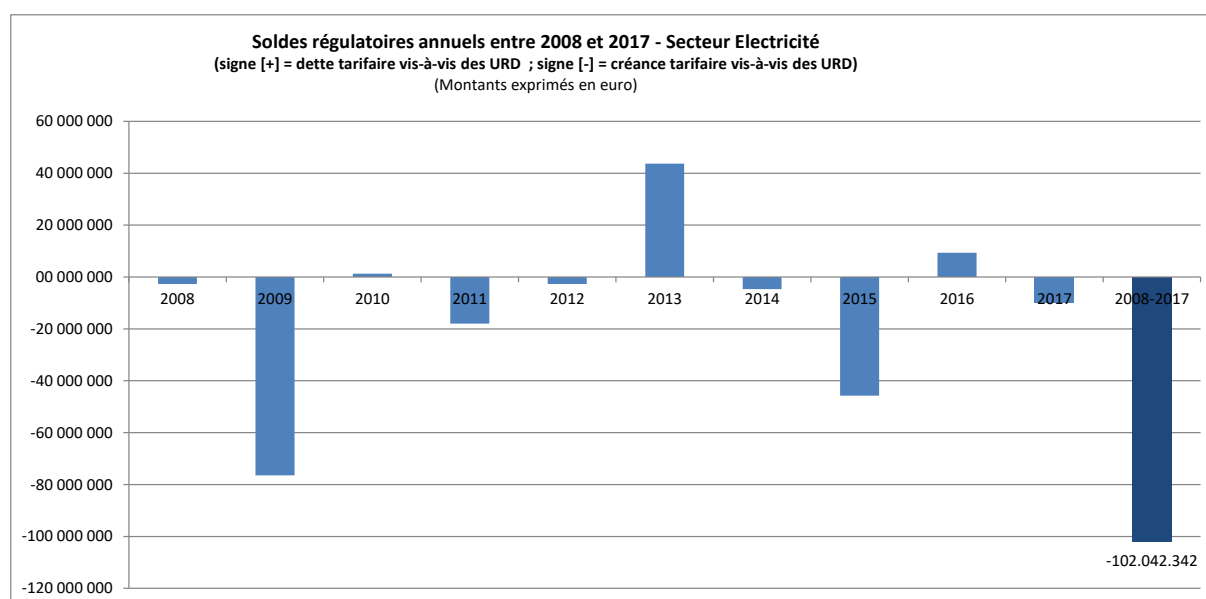
Contrôle des soldes régulatoires rapportés des GRD :

La CWaPE contrôle annuellement es soldes rapportés par les GRD concernant l'exercice d'exploitation écoulé. Au cours de l'année 2018, la CWaPE a poursuivi le contrôle des soldes régulatoires 2016 initié courant de l'année 2017 et a entamé l'examen des rapports tarifaires ex-post relatifs à l'exercice d'exploitation 2017.

Au 31 décembre 2018, le solde régulateur cumulé rapporté (non entièrement approuvé) entre 2008-2017 s'élève, pour la Région wallonne, à -102 Mios EUR pour le secteur d'électricité (créance tarifaire).

Les graphiques repris ci-après reprennent, pour le secteur d'électricité, les soldes régulatoires annuels rapportés entre 2008 et 2017 par l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne.

Figure 6 : soldes régulatoires annuels rapportés entre 2008 et 2017



Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.3.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Depuis le 1^{er} juillet 2014, BRUGEL est compétente en matière de tarification de la distribution de l'électricité et du gaz en Région bruxelloise. Pour rappel, ce transfert a été officialisé par l'ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014.

Après concertation structurée, documentée et transparente avec Sibelga, le gestionnaire du réseau de distribution en Région bruxelloise, BRUGEL établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser Sibelga pour l'établissement de sa proposition tarifaire.

Adaptations tarifaires 2018 :

En cours de période régulatoire, les ordonnances prévoient l'adaptation automatique des tarifs de distribution suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle surcharge ou impôt ainsi que l'indexation annuelle des montants relatifs aux redevances de voiries. De plus, toute adaptation des tarifs de

transport fait l'objet d'une modification des tarifs pour la refacturation de ces coûts de transport par le GRD.

Dans le système de tarification actuel des coûts de distribution, l'application d'une nouvelle surcharge est imposée par l'ordonnance. L'application immédiate de certaines mesures ne laisse qu'une marge limitée au régulateur mais aussi au gestionnaire de réseau et aux fournisseurs dans sa mise en œuvre. De surcroît, le principe de non-rétroactivité des tarifs ne peut être garanti dans le cadre d'une application immédiate d'une nouvelle surcharge.

En date du 12 janvier 2018, BRUGEL a approuvé les adaptations apportées aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et aux tarifs redevance de voirie.

Tableau 21 : Tarif de distribution - électricité 2018

Tableau 15 : Grille tarifaire
Année 2018

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT	
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe
1. Tarif d'utilisation du réseau							
1.1. Tarifs Utilisation du réseau de distribution							
[X * E1] EUR /kW + Y * EUR /kWh H + Z * EUR /kWh L + Zn * EUR /kWh EX							
où E1 =	0,1 + 796,5 / (885 + kW)		0,1 + 796,5 / (885 + kW)		0,1 + 796,5 / (885 + kW)	1	-
avec X = EUR / kW / an	68,339712	34,169956	46,212180	23,106090	43,936896	53,290488	-
X/12 = EUR / kW / mois	5,694976	2,847488	3,851015	1,925508	3,661408	4,440874	-
Y = EUR / kWh H	0,001014	0,002570	0,002570	0,002570	0,008143	0,024235	0,055080
Z = EUR/kWh L	0,000608	0,001543	0,001543	0,001543	0,004885	0,004045	0,033048
Zn = EUR/kWh EX	-	-	-	-	-	-	0,026438
maximum X + Y = EUR / kWh H	-	-	0,137700	-	0,137700	-	-
1.2. Tarif pour le réglage de la tension et l'énergie réactive							
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	32,9%	32,9%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire	kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh		0,015000	0,015000	0,015000	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage							
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an	679,70	679,70	679,70	679,70	679,70	679,70	679,70
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensuel EUR / an	-	-	601,26	601,26	601,26	601,26	601,26
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	-	-	-	-	-	-	12,56
Sans comptage - forfaitaire EUR / an	-	-	-	-	-	-	339,85
3. Surcharges							
3.1. Charges de pensions							
EUR / kWh T	0,000169	0,000169	0,000397	0,000397	0,001137	0,001604	0,001604
3.2. Impôts & prélèvements							
- Redevance de voirie (**) EUR / kWh T	0,003382	0,003382	0,003382	0,003382	0,006764	0,006764	0,006764
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh T	0,000334	0,000334	0,000928	0,000928	0,002371	0,004259	0,004259

kWh T = kWh H + kWh L + kWh EX

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle
(**) Le tarif définitif sera publié dès que l'indice des prix de décembre de l'année précédente sera connu (conformément à l'article 28 de l'Ordonnance du 1er avril 2004)

Contrôle des soldes régulateurs de SIBELGA :

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé en 2018 les soldes régulateurs pour l'exercice 2017.

En effet, au-delà de l'approbation des tarifs, la compétence tarifaire s'étend également au contrôle ex post annuel des comptes du gestionnaire du réseau de distribution. Chaque année de la période régulatoire, le régulateur procède au contrôle des coûts d'exploitation, des investissements réalisés ainsi que des volumes d'énergie distribués et procède à un examen minutieux des écarts constatés avec la proposition tarifaire initiale.

Durant l'année 2016, BRUGEL avait pu exercer pour la première fois le contrôle des comptes du gestionnaire du réseau de distribution SIBELGA (exercice 2015). Ce contrôle avait permis de pointer des soldes régulateurs importants. Fort de ce constat, le régulateur avait proposé de revoir la méthodologie afin de limiter structurellement ces soldes à partir de 2017.

Comme pour l'exercice précédent, le contrôle et l'approbation des comptes 2017 ont de nouveau mis en lumière un écart conséquent entre la réalité et les budgets prévisionnels, et donc l'existence d'un solde régulateur important. Cette situation s'explique notamment par une surestimation de certains coûts et un contexte économique particulier (taux OLO très faible, ISOC...). Moyennant quelques corrections, les soldes régulateurs ont été approuvés par BRUGEL.

Pour l'année 2017, le solde régulateur cumulé en électricité s'élevait à environ 112 millions d'euros, dont 51 millions non affectés à des projets spécifiques. Ces montants seront probablement dévolus au lissage des tarifs lors de la prochaine période tarifaire et au financement de certaines charges liées à des projets spécifiques.

Plusieurs sujets ont fait l'objet d'une attention particulière au cours des contrôles réalisés en 2018 : le suivi du projet Atrias⁴⁹, les projets informatiques, les charges d'assurance, la vente de certificats verts et les provisions pour risques et charges. Plusieurs recommandations ont été émises suite à ces analyses. Sur base de plusieurs hypothèses concertées avec BRUGEL et d'un périmètre défini, le montant total estimé s'élève respectivement à 16.004.000 € pour 2017, 14.002.000 € pour 2018 et 10.616.000 € pour 2019.

Par ailleurs, l'analyse de la gestion des projets IT de Sibelga a permis de montrer les limites de la méthodologie tarifaire actuelle et d'aboutir à une réflexion plus générale sur la gestion des projets informatiques dans la prochaine méthodologie tarifaire. Lors des prochains contrôles tarifaires, BRUGEL portera à nouveau une attention particulière sur les coûts informatiques du gestionnaire de réseau.

Méthodologie tarifaire 2020 – 2024 :

En 2018, BRUGEL a suivi un programme de rencontres et d'ateliers avec Sibelga, conformément à l'accord conclu en 2017 Sibelga définissant la procédure de concertation et les principaux thèmes à aborder pour l'élaboration d'une nouvelle méthodologie tarifaire électricité - gaz.

Cette nouvelle méthodologie devra être opérationnelle pour la période tarifaire 2020-2024 et publiée début 2019. En 2018, BRUGEL a travaillé à l'élaboration d'une régulation incitative sur les objectifs, afin d'encourager la performance du GRD, la qualité du réseau et le service du gestionnaire de réseau.

Une approche projets IT a également été développée. Celle-ci a entre-autres comme but de responsabiliser le gestionnaire de réseau, d'augmenter la part du revenu autorisé soumis à la régulation incitative sur les coûts et d'éviter les dérives des projets non-gérables.

Enfin, une étude portant sur l'introduction d'un tarif capacitaire pour la basse tension a été finalisée en 2018 et ses recommandations ont été intégrées dans les réflexions liées à la méthodologie 2020-2024. L'objectif de BRUGEL était de définir le rôle que peuvent jouer les tarifs de distribution dans le cadre de la transition énergétique. BRUGEL s'est engagée à réfléchir à l'opportunité de modifier la structure tarifaire actuelle (principalement pour les clients basse tension) afin de proposer une structure adaptée à la réalité d'aujourd'hui et aux enjeux de demain. La mise en place d'une composante capacitaire semble être un élément essentiel. Comme dans ses précédentes études

⁴⁹ Atrias avait déjà fait l'objet d'un suivi particulier lors du contrôle de l'an passé à l'issue duquel BRUGEL a proposé une nouvelle approche méthodologique qui a poussé le gestionnaire de réseau SIBELGA à se positionner budgétairement pour les années 2018 et 2019. L'objectif était de faire en sorte que les hausses budgétaires et le manque d'anticipation ne soient plus couverts intégralement par le tarif imposé aux clients. Cette méthodologie commencera à produire ses effets lors du contrôle portant sur l'année 2018, qui aura lieu en 2019.

tarifaires, BRUGEL a veillé à ce que ces réflexions intègrent les préoccupations socioéconomiques et environnementales.

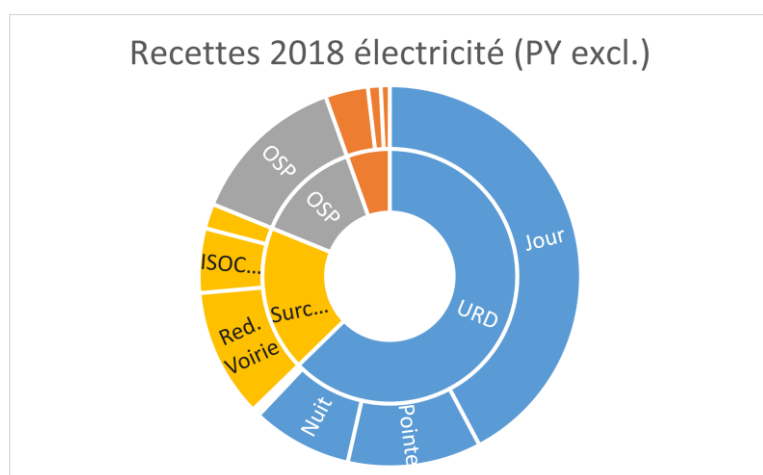
Décomposition des tarifs de distribution électricité :

Le graphique ci-dessous donne la décomposition des recettes des tarifs de distribution électricité.

Le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution et compte pour environ 63 % du tarif. L'activité de mesure et de comptage représente 5 % de la partie distribution. Le poste « comptage » est le seul poste fixe des tarifs de distribution électricité.

Au niveau des surcharges, le montant relatif à la redevance de voirie représente un montant d'environ 23 millions d'euros. La marge équitable reprise dans le poste utilisation du réseau de distribution représente un montant d'environ 22,7 millions d'euro pour 2018.

Figure 7 : Décomposition des tarifs de distribution d'électricité 2018



Pour 2018, les tarifs sont à la hausse (+6,4 %) résultant principalement de l'augmentation du poste utilisation du réseau et infrastructure. Ce montant reste toutefois inférieur (5 %) au montant initialement prévu dans la proposition tarifaire initiale portant sur la période 2015-2019. Les mêmes constats existent pour un consommateur ayant un relevé annuel et un compteur bi-horaire.

La partie reprenant la refacturation des coûts pour l'utilisation du réseau de transport n'est pas intégrée au tarif de distribution présenté ci-avant. Ce tarif pour l'utilisation du réseau de transport rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport, en ce compris la cotisation fédérale et les autres surcharges qui s'appliquent aux coûts de transport. En région bruxelloise, le tarif de la facturation des coûts pour l'utilisation du réseau de transport est identique pour l'ensemble des consommateurs et proportionnel à la consommation.

Tableau 22: Evolution tarifs de distribution – Electricité 2.036 kWh annuel

En euro HTVA – arrondi	2015	2016	2017	2018	2019
Utilisation du réseau	95	100	106	112	116
Pensions non capitalisées	9	9	3	3	3
OSP	22	23	19	22	20
Comptage	13	12	12	13	13
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	21	21	22	22	23
	161	166	162	172	175

Pour l'électricité, un petit professionnel consommant 20.000 kWh payait pour la partie distribution 1.464 € HTVA en 2015, 1.525 € HTVA en 2016, 1 484 € HTVA en 2017 et 1.582 € HTVA en 2018. Remarquons par ailleurs que les modalités d'application relatives à la cotisation fédérale ont été modifiées par l'arrêté royal du 3 octobre 2017 pour ce qui concerne la cotisation fédérale à partir du premier janvier 2018. À partir de cette date, le montant répercuté par l'ensemble des gestionnaires de réseau sera identique.

Tableau 23 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 1.600 kWh + 1.900 kWh annuel

En euro HTVA (arrondi)	2015	2016	2017	2018	2019
Utilisation du réseau	128	135	142	151	156
Pensions non capitalisées	16	15	6	6	5
OSP	39	40	33	37	35
Comptage	13	12	12	13	13
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	36	37	37	39	39
	231	239	230	245	248

Révision de la méthodologie :

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le gestionnaire de réseau a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2019.

Ces propositions tarifaires spécifiques ne visaient que les postes tarifaires liés au tarif « obligation de service public » et à la surcharge concernant l'impôt des sociétés. BRUGEL a approuvé, le 25 octobre 2018, les nouveaux tarifs de distribution qui sont d'application depuis le 1er janvier 2019. Ces nouveaux tarifs touchent tant les clients résidentiels que les clients professionnels.

Concernant l'électricité, pour un client résidentiel consommant annuellement 2.800 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera moins élevée en 2019 (0,9894 c€/kWh) par rapport au tarif pratiquée en 2018 (1,0784 c€/kWh). Pour la surcharge « impôt des sociétés », elle passe de 0,4259 c€/kWh en 2018 à 0,4255 c€/kWh en 2019.

Mécanismes de régulation incitative :

Voir section précédente.

Jurisprudence :

En 2014, l'ASBL « Touche pas à mes certificats verts (TPCV) » avait introduit un recours contre la méthodologie tarifaire électricité et notamment la suppression du principe de compensation pour les installations de puissances inférieures à 5kVA. En février 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a pris un arrêt en faveur des thèses défendues par BRUGEL. Elle a notamment considéré que la suppression de la compensation respectait les règles de répartition des compétences, entre les Régions et l'Etat fédéral. La Cour a par ailleurs confirmé que le fait de maintenir le principe de compensation pour l'application du tarif lié à l'utilisation du réseau de transport aurait constitué un empiètement sur une compétence fédérale. En conclusion, la Cour a considéré que la décision de BRUGEL n'est pas discriminatoire et met plutôt fin à une discrimination qui existait auparavant.

2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités 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 subventions croisées ne sont en principe plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

2.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

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

Pour les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 50/152 et suivantes.

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM (UE) 2015/1222 et du règlement FCA (UE) 2016/1719, la CREG a en 2017, avec d'autres autorités de régulation, pris plusieurs décisions au sujet de plusieurs propositions des GRT et des opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) européens. Ces propositions comportent des méthodologies qui sont essentielles à la réalisation du couplage unique journalier, infra journalier et à long terme des marchés en Europe.

Il s'agit de :

- en octobre 2017, la CREG avait décidé de ne pas approuver une proposition d'Elia portant sur l'utilisation du *Dynamic Line Rating* (DLR) et avait demandé à Elia de soumettre une nouvelle proposition. En décembre 2017, Elia a introduit une proposition modifiée tenant compte des remarques que la CREG avait formulées dans sa décision d'octobre. La CREG a maintenant décidé d'approuver la proposition modifiée relative au DLR⁵⁰ ;
- en avril 2017, Elia avait soumis à l'approbation de la CREG une proposition de conception régionale des droits à long terme pour le transport d'électricité. Elia avait élaboré cette proposition avec tous les gestionnaires de réseau de transport de la région Channel. Après une demande de modification, Elia a adapté cette proposition. La CREG a à présent décidé d'approuver la proposition adaptée⁵¹ ;
- en mai 2017, Elia avait soumis à la CREG une demande d'approbation relative à une proposition de méthodologie portant sur le calcul de la capacité disponible pour les échanges transfrontaliers infrajournaliers. Elle avait élaboré cette proposition avec les gestionnaires de réseau de transport de la région Europe Centre-Ouest. Conformément au *position paper* commun rédigé par les régulateurs d'Europe Centre-Ouest en septembre 2017, la CREG a à présent décidé d'approuver cette proposition. Dans ce cadre, la CREG demande à Elia de

⁵⁰ Décision(B)1712 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités.

⁵¹ Décision(B)1730 relative à la proposition commune modifiée, formulée par la SA Elia System Operator et tous les gestionnaires de réseau de transport appartenant à la région de calcul de la capacité Channel, concernant la conception régionale des droits de transport à long terme.

corriger la description de la méthodologie proposée et de l'intégrer dans une proposition modifiée à lui soumettre⁵² ;

- en juillet 2017, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation des règles de nomination des droits de transport physique sur les frontières de zones de dépôt des offres de la région Channel. Elia a développé cette proposition avec les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel. La CREG a décidé d'approuver cette proposition⁵³ ;
- en avril 2017, Elia avait soumis à l'approbation de la CREG une proposition de conception régionale des droits à long terme pour le transport d'électricité. Elia avait élaboré cette proposition avec tous les gestionnaires de réseau de transport de la région Channel. Après une demande de modification, Elia a adapté cette proposition. La CREG a à présent décidé d'approuver la proposition adaptée⁵⁴ ;
- fin 2017, Elia avait soumis à la CREG une demande d'approbation de modifications apportées à la conception régionale des droits de transport à long terme dans la région de calcul de la capacité Core. La proposition a été développée par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport Core pour les droits à long terme aux frontières entre zones de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg avec l'Autriche et la Tchéquie avec la Slovaquie. La CREG a décidé d'approuver la proposition⁵⁵ ;
- le 28 juin 2018, la CREG a reçu d'Elia et des autres GRT de la région Europe Centre-Ouest (CWE) une proposition relative à l'adaptation du couplage de marchés faisant suite à cette intégration de la frontière entre zones de dépôt des offres allemande et autrichienne/luxembourgeoise (DE/LU-AT) et à l'intégration de la règle 20 % minimum RAM. Par cette décision, la CREG approuve l'introduction de la frontière entre zones de dépôt des offres précitée au 1^{er} octobre 2018. La CREG demande à Elia de veiller à une mise en œuvre efficace de celle-ci, notamment en ce qui concerne la garantie des droits à long terme et la qualité du scénario base case. La CREG approuve également l'application de la règle 20 % minimum RAM, qui est d'application depuis avril 2018, en tant que mesure temporaire visant à mettre une capacité minimale à la disposition du marché. Elia n'a toutefois pas démontré le caractère optimal de cette mesure, ni son caractère non discriminatoire. La CREG demande à Elia de le faire et de le motiver. Par ailleurs, la CREG demande de motiver et d'étayer scientifiquement les limitations externes qui s'appliquent à la position nette globale belge. Ces limitations externes s'appliqueraient lors de la mise en service du NEMO link, vu que la position nette globale belge est non seulement définie par les échanges dans la région CWE, mais aussi par les échanges avec le Royaume-Uni dans la région Channel. La CREG demande à Elia de le consigner dans un rapport, à soumettre pour approbation et à publier ensuite. La publication de ce rapport doit précéder son

⁵² Décision(B)1732 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la méthodologie de calcul de la capacité infrajournalière applicable aux frontières belges.

⁵³ Décision(B)1735 relative à la proposition commune, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, de règles de nomination pour les programmes d'échange d'électricité entre zones de dépôt des offres.

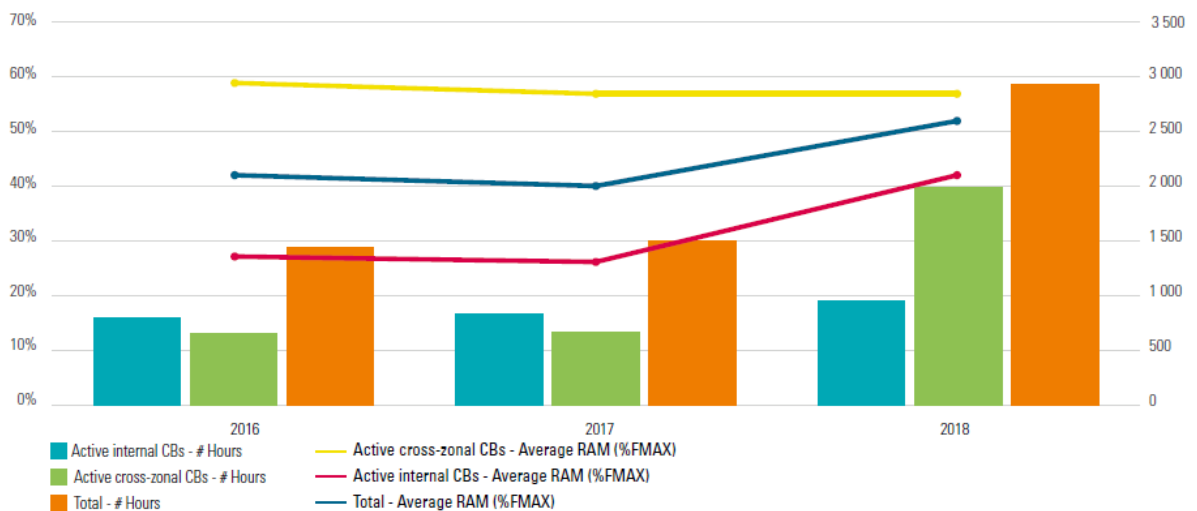
⁵⁴ Décision (B)1730 relative à la proposition commune modifiée, formulée par la SA Elia System Operator et tous les gestionnaires de réseau de transport appartenant à la région de calcul de la capacité Channel, concernant la conception régionale des droits de transport à long terme.

⁵⁵ Décision(B)1769 relative à la proposition commune, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, d'amendement de la conception régionale des droits de transport à long terme.

application. Enfin, la CREG constate que la transparence relative au CWE FBMC dans la région CWE est insuffisante. Elle demande à Elia de se conformer à ces exigences de transparence⁵⁶.

Cette mesure a été mise en place fin avril 2018 et a permis d'augmenter le volumes des échanges de la région CWE comme présenté à la figure 8 ci-après.

Figure 8 : Impact de la mise à disposition garantie de 20 % de la capacité thermique des branches critiques pour les échanges commerciaux entre zones d'offres (Sources : GRT CWE, calculs CREG)



Les bâtonnets (échelle de droite) montrent l'évolution sur les trois dernières années du nombre d'heures durant lesquelles une branche critique a limité les échanges transfrontaliers en distinguant les branches critiques internes, entre zones et le nombre total de limitations. Les segments de droite présentent l'évolution de la capacité disponible moyennes (en %, échelle de gauche) sur les branches critiques mises à disposition du marché, en distinguant à nouveau les branches critiques internes, entre zones et l'ensemble de celles-ci. Cette figure porte uniquement sur les mois de mai à août pour chaque année.

En 2018, suite à l'application de la règle des 20 %, la situation change radicalement et ce sont les lignes cross-zonales qui limitent le plus les échanges commerciaux. Les capacités disponibles mises à disposition des échanges commerciaux atteignent presque 60 % en moyenne pour les lignes cross-zonales et seulement 42 % pour les lignes internes. À titre de comparaison, il convient de signaler ici les objectifs ambitieux de minimum 70 % de la capacité thermique des lignes à disposition des échanges commerciaux cités pour le nouveau paquet législatif européen, le Clean Energy Package en cours de finalisation. Cette nouvelle règle des 20 % a notamment permis à la Belgique d'enregistrer un volume record d'importations de 5.196 MW le 26 décembre 2018 à 18 h ;

- en mai 2018, la CREG a reçu une demande d'approbation, soumise par Elia et les gestionnaires de réseau de transport de la région Channel, de procédures de repli conjointes. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la proposition⁵⁷ ;
- en mai 2018, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia visant à élaborer, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport de la région Channel, une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée pour le calcul de la capacité d'échange

⁵⁶ Décision(B)1814 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation apportée au couplage de marchés dans la région Europe Centre-Ouest (CWE) faisant suite à l'intégration de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande et autrichienne et à l'intégration de la règle RAM de 20 % minimum.

⁵⁷ Décision(B)1863 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, de la proposition commune de procédures de repli.

entre zones sur les marchés journalier et infrajournalier. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la proposition⁵⁸ ;

- en septembre 2017, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une méthodologie de calcul coordonné de la capacité. Cette méthodologie décrit la manière dont Elia et les gestionnaires de réseau de transport de la région Channel calculent conjointement les capacités d'échange entre zones pour les marchés journalier et infrajournalier. La CREG a décidé, après deux demandes de modification en mars et juillet 2018, d'approuver la proposition modifiée⁵⁹ ;
- en octobre 2018, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia et des gestionnaires de réseau de transport de la région où des capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence sont acquises. Cette demande d'approbation porte sur la proposition d'exemption des gestionnaires de réseau de transport concernés visant à autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à céder leurs obligations de mise à disposition de capacités d'équilibrage. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la proposition⁶⁰ ;
- en octobre 2018, la CREG a reçu d'Elia et des gestionnaires de réseau de transport de la région où des capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence sont acquises une demande d'approbation de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la proposition⁶¹.

2.4.2. 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 :

Depuis l'introduction du FBMC en mai 2015, il est possible de vérifier, pour chaque heure sans convergence des prix, sur quelle ligne ou *Critical Branch Critical Outage* (« CBCO ») la congestion s'est produite. Cette information est disponible sur le site Internet du Joint Allocation Office (JAO) et plus précisément grâce à *l'Implicit Allocation Utility tool*. Il est ressorti de l'analyse de données réalisée en 2016 que les congestions étaient en grande partie localisées sur des lignes de transport internes sur lesquelles la capacité mise à disposition des échanges transfrontaliers était très faible.

Une capacité disponible pour les échanges commerciaux entre zones d'offres (RAM) peu élevée peut résulter de l'utilisation de la capacité de l'élément de réseau à d'autres fins, telles que (1) des échanges commerciaux internes à la zone, (2) des flux de bouclage résultant d'échanges commerciaux à l'intérieur d'une autre zone d'offres et/ou (3) des marges de sécurité élevées prises par les

⁵⁸ Décision(B)1869 relative à la demande, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, d'application d'une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée.

⁵⁹ Décision(B)1867 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, d'une proposition modifiée de méthodologies communes de calcul coordonné de la capacité pour les marchés journaliers et infrajournaliers.

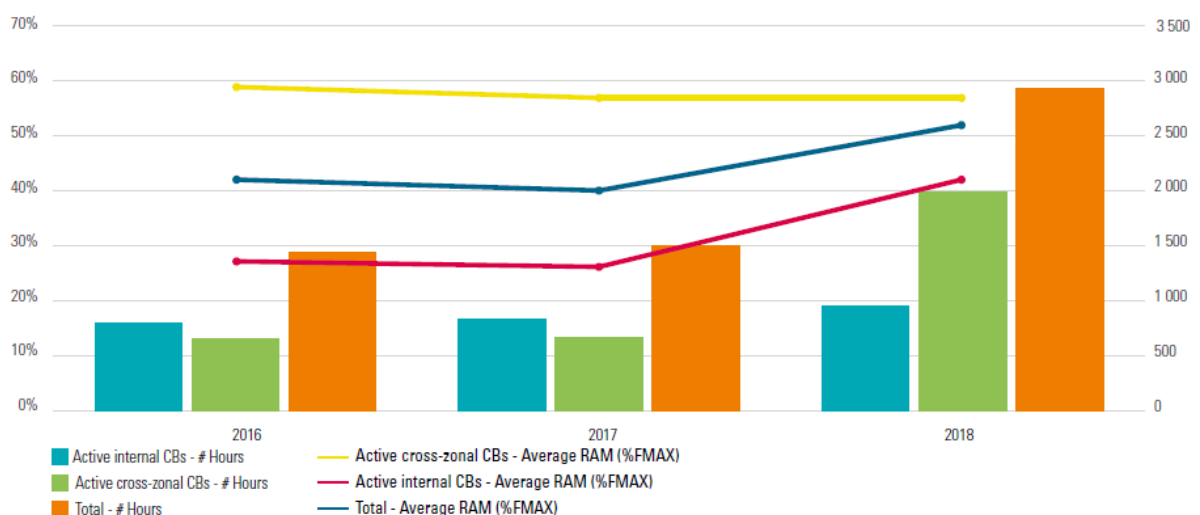
⁶⁰ Décision(B)1878 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'exemption des gestionnaires de réseau de transport concernés d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage.

⁶¹ Décision(B)1877 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence.

gestionnaires de réseau. La méthode utilisée actuellement pour sélectionner les éléments critiques du réseau dans le cadre de la méthodologie CWE FBMC permet que des lignes internes dotées d'une RAM peu élevée bloquent les échanges transfrontaliers. En principe, ces lignes internes ne devraient pas limiter les échanges commerciaux entre zones (voir notamment la recommandation de l'ACER du 14 novembre 2016 et l'article 1.7 de l'annexe du règlement (CE) n° 714/2009). La méthode actuelle de sélection prévoit qu'une ligne peut être sélectionnée comme branche critique si l'impact en pourcent d'un des échanges commerciaux entre les quatre (cinq aujourd'hui) zones d'offres sur cette ligne est supérieur à 5 % (exemple : 100 MW échangés entre deux zones ont pour conséquence un flux de 5 MW sur l'élément de réseau). Cette règle ne permet pas d'assurer la non-discrimination des échanges commerciaux entre zones en faveur des échanges internes aux zones et permet au contraire aux gestionnaires de réseau de déplacer la congestion interne vers les frontières (par l'introduction de lignes internes très chargées). C'est la raison pour laquelle les régulateurs CWE avaient demandé en 2015, dans leur position paper commun adressé aux gestionnaires de réseau CWE, une révision de la méthode de sélection, puis - en l'absence de proposition de révision - réitéré cette demande début 2017. La proposition dont la CREG a discuté en mars 2016 avec les régulateurs CWE et Elia et qu'elle a soumise aux gestionnaires de réseau CWE constitue une contribution importante pour cette question. Un des éléments essentiels de la proposition de la CREG est le fait que des conditions minimales soient imposées en matière de capacité disponible sur les éléments de réseau pris en compte dans le couplage des marchés basé sur les flux de la région CWE. Cette mesure est nécessaire pour que ce couplage des marchés basé sur les flux contribue effectivement à augmenter le volume des échanges transfrontaliers et à améliorer la convergence des prix entre les zones de dépôt des offres.

La figure 9 rend compte de la répartition de l'emplacement de la CBCO contraignante par zone de dépôt des offres (bleu). Par ailleurs, la figure indique le nombre de cas où la RAM sur la CBCO contraignante s'élevait respectivement à moins de 40 % ou à moins de 20 % de la capacité de ligne thermique. Il ressort de cette figure que ce sont surtout les lignes situées dans la zone de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg/Autriche qui ont mis peu de RAM à disposition et ont ainsi limité les échanges transfrontaliers en région CWE. Les lignes situées dans la zone de dépôt des offres belge disposaient en moyenne d'une RAM plus élevée lorsqu'elles limitaient les échanges transfrontaliers.

Figure 9 : Impact de la mise à disposition garantie de 20 % de la capacité thermique des branches critiques pour les échanges commerciaux entre zones d'offres (Sources : GRT CWE, calculs CREG)

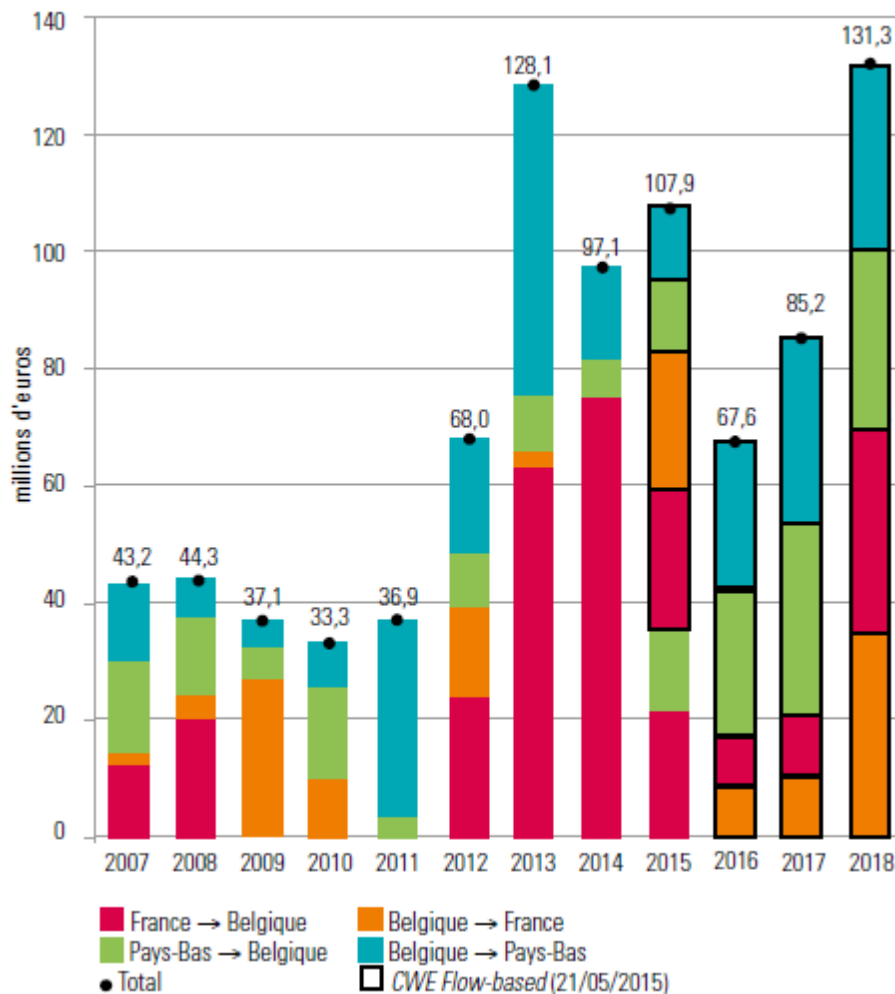


Les batonnets (échelle de droite) montrent l'évolution sur les trois dernières années du nombre d'heures durant lesquelles une branche critique a limité les échanges transfrontaliers en distinguant les branches critiques internes, entre zones et le nombre total de limitations. Les segments de droite présentent l'évolution de la capacité disponible moyennes (en %, échelle de gauche) sur les branches critiques mises à disposition du marché, en distinguant à nouveau les branches critiques internes, entre zones et l'ensemble de celles-ci. Cette figure porte uniquement sur les mois de mai à août pour chaque année.

Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion :

L'évolution des rentes de congestions commerciales en J-1 pour le marché belge de 2007 à 2018 est illustrée à la figure 10. Cette figure montre les revenus totaux du marché journalier par frontière. En pratique, cette somme est répartie entre les détenteurs de droits à long terme et les GRTs de part et d'autre de la frontière.

Figure 10 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation et d'exportation acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 43,7 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2018, soit nettement moins qu'en 2017. Les revenus générés par les enchères annuelles ont été plus faibles en 2018 que ceux générés par les enchères mensuelles.

Malgré la mise en place en novembre 2010 du couplage des marchés de cinq pays de la région CWE (Luxembourg, Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne), des écarts de prix importants entre les bourses sont toujours observés en J-1. Ces écarts indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion entre les différents marchés. L'écart de prix illustre la gravité des congestions observées.

Tableau 24 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions d'euros) (Sources : données Elia, calculs CREG)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,0	102,1
2016	33,4	30,7	64,1
2017	42,0	22,7	64,6
2018	20,1	23,5	43,7

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

Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) :

Les tableaux 25 à 28 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 la Belgique et la France.

Tableaux 25 à 28 : Capacité annuelle et 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
2017	950	473	18/11/2016
2018	950	473	14/11/2017

De la Belgique vers les Pays-Bas			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2017	950	473	18/11/2016
2018	950	473	14/11/2017

De la France vers la Belgique			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2017	1850	1448	30/11/2016
2018	1800	1400	04/12/2017

De la Belgique vers la France			
Année	NTC (MW)	Capacity for Auction (MW)	Déterminé le
2017	600	200	30/11/2016
2018	500	100	04/12/2017

L'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières) :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 59/152.

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

Pour relever les défis croissants en matière de sécurité du système électrique tout en maximisant les bénéfices pour le système électrique européen, les GRTs, avec le soutien des centres de coordination régionaux, renforcent leur collaboration (aussi bien dans leurs études de prévision que dans leurs actions quotidiennes), pour optimiser les capacités d'échanges de chaque interconnexion transfrontalière, en fonction des besoins et des conditions du système électrique. Ces procédures sont coordonnées par les centres de coordination régionaux (dont les deux principaux en Europe centrale sont CORESO et TSCNET).

A l'image du dispositif mis en place pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement électrique de la Suisse et de la Belgique les années précédentes, les GRTs RTE, Elia, REE, Terna, Amprion, TenneT, Transnet et Swissgrid ont défini un plan d'action commun pour garantir une utilisation efficace et uniforme des ressources disponibles.

Les échanges transfrontaliers résultant de l'optimisation des interconnexions jouent un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement des pays faisant face à des tensions sur leur réseau électrique. Cette coopération renforcée sera particulièrement utile en cas de tensions dues à une insuffisance de production dans un pays.

Cette coopération renforcée se traduira principalement par les mesures suivantes :

- les GRTs européens seront en contact permanent via la mise en place de nouvelles mesures exceptionnelles comme la fin de certaines marges de sécurité provisoires dans la nouvelle méthode *Flow Based* ou la hausse de la capacité intra journalière de la Suisse vers la France.

L'objectif de cette coordination est d'optimiser les capacités d'échanges entre les pays pour répondre aux besoins des fournisseurs et limiter les risques de coupure quand l'équilibre entre l'offre et la demande de certains pays est sous tension.

- les opérations de maintenance sur les lignes fortement impactées par les échanges transfrontaliers ont été reprogrammées pour optimiser les capacités d'échanges électriques entre pays et permettre ainsi de bénéficier au maximum de la mutualisation des moyens de production européens.

La mise en place de ces mesures exceptionnelles vient s'ajouter aux dispositifs existants d'assistance mutuelle entre GRTs déjà existants. La rapidité de mise en place de ces mesures additionnelles démontre une nouvelle fois l'efficacité des centres de coordination régionaux et la volonté des GRTs européens de renforcer la coopération et les mécanismes de solidarité, plus particulièrement lors de périodes de tensions sur le réseau.

Le 5 avril 2017, dix-neuf GRTs européens ont signé un protocole d'accord pour la conception, la mise en œuvre et l'exploitation d'une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage mFRR. Par la signature de ce protocole d'accord, les GRTs se sont engagés à concevoir, mettre en œuvre puis exploiter une plateforme permettant l'échange d'énergie d'équilibrage à activation manuelle, aussi connue sous le nom de réserve tertiaire. Cette énergie est dénommée mFRR, *manual Frequency Restoration Reserve*, au sein du règlement européen *Electricity Balancing*.

Ce projet, intitulé MARI pour *Manually Activated Reserves Initiative*, s'inscrit dans le cadre du règlement européen *Electricity Balancing* approuvé le 16 mars 2017 par le Comité transfrontalier de l'électricité, qui prévoit la mise en place future de plusieurs plateformes d'échange d'énergie pour l'équilibre offre-demande. Dès 2016, des GRT ont initié les travaux relatifs à celle de mFRR.

Une plateforme bien conçue permettra non seulement de répondre aux exigences du règlement, mais pourra également aider à renforcer la sécurité d'approvisionnement et aboutir à une meilleure efficacité économique et coopération inter-GRT pour l'équilibre offre-demande en Europe.

Au sein de ce protocole d'accord, les GRTs signataires ont déterminé les principes clés pour une mise en œuvre réussie de la plateforme. Ils vont maintenant se concentrer sur le développement et l'implémentation de la plateforme mFRR. Tout au long de ce processus, la coopération s'engage à communiquer les derniers développements et à demander un retour à toutes les parties prenantes, dont les régulateurs nationaux. Grâce au travail des GRTs en amont de l'entrée en vigueur du règlement européen *Electricity Balancing*, les membres du projet sont optimistes de pouvoir respecter les délais prévus (vers 2022).

En août 2018, Elia a envoyé à la CREG une demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019.

Les évolutions proposées portent entre autre sur l'implémentation de l'hypothèse d'une disponibilité à 100 % pour la capacité d'équilibrage d'aFRR et de mFRR. Après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG approuve la proposition d'Elia⁶².

En juillet 2017 huit GRTs ont signé un protocole d'accord pour la conception, la mise en œuvre et l'exploitation d'une plateforme pour l'activation commune de réserves secondaires (*automatic Frequency Restoration Reserves - aFRR*). Ce projet permettra notamment d'intégrer leurs marchés d'équilibrage aFRR. Le nom du projet PICASSO signifie « *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation* » (plateforme pour la coordination internationale du processus de restauration automatique de la fréquence avec une exploitation stable du système). Les 8 GRTs impliqués sont : Elia (Belgique), qui coordonne le projet, APG (Autriche), TenneT (Pays-Bas), RTE (France), 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (Allemagne).

La *Guideline Electricity Balancing* (GL EB), qui a été adoptée par la Commission européenne le 16 mars 2017 et qui devrait entrer en vigueur fin 2017, prévoit l'implémentation de plateformes devant permettre l'échange d'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement. Les 8 GRTs ont pris l'initiative d'anticiper l'entrée en vigueur de cette guideline et travaillent déjà à la conception d'une plateforme aFRR pour faciliter les prochaines discussions à l'échelle européenne.

La plateforme aFRR permettra non seulement de répondre aux exigences de la *Guideline Electricity Balancing*, mais pourra également aider à renforcer la sécurité d'approvisionnement et aboutir à une meilleure efficacité économique dans l'activation de l'énergie d'équilibrage.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, seront étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation. Les GRT prévoient de lancer la plateforme aFRR d'ici 2020.

En 2017, l'utilisation de réserves à des fins d'équilibrage du réseau d'Elia a représenté 664 GWh (réglage à la hausse et à la baisse). Ce chiffre est comparable à celui constaté en 2016. Ce sont surtout les réserves secondaires (aFRR) qui ont été activées, à raison de 504 GWh. L'activation d'environ 430 GWh de réserves a été évitée grâce à l'*International Grid Control Cooperation* (IGCC), un mécanisme en vertu duquel le déséquilibre d'un pays peut être compensé par d'autres pays participant au mécanisme. Ce mécanisme IGCC démontre l'importance pour la Belgique de collaborer au niveau européen, y compris pour l'équilibrage et les réserves.

⁶² Décision(B)1808 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019

Il existe aujourd'hui des initiatives de coopération autour de la réserve secondaire, comme celle entre l'Autriche et l'Allemagne, déjà en exploitation. Elles font partie intégrante du projet PICASSO et vont évoluer vers le modèle cible. PICASSO est également ouvert à la participation d'autres pays.

En signant ce protocole d'accord, les huit GRTs participants démontrent leur volonté d'être précurseurs dans l'intégration des marchés d'équilibrage nationaux, au bénéfice de tous les acteurs de marché concernés. Ils prouvent leur capacité à avancer de façon volontaire, en anticipant les exigences légales et réglementaires.

Le 17 septembre 2018, la CREG a approuvé la proposition commune, formulée par Elia et tous les GRT, de méthodologie pour l'élaboration et la sauvegarde des modèles de réseaux communs. Cette proposition a été soumise en vertu des articles 67(1) et 70 du règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (« Règlement SO »). Ces modèles de réseaux communs doivent permettre une utilisation efficace et coordonnée des services de secours nécessaires pour garantir en temps réel la sécurité d'exploitation et la qualité de la tension, soutenir un marché européen unique efficace et faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables. Comme l'exactitude des modèles est indispensable, l'article 70 (5) et (6) du Règlement SO prévoit que chaque GRT évalue et assure la qualité des variables. A cette fin, la CREG a demandé à Elia de prendre, d'ici le 31 décembre 2019 au plus tard, les dispositions nécessaires pour permettre à la CREG d'évaluer si Elia répond à ces dispositions légales⁶³.

2.4.5. Monitoring des 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 :

L'élaboration du Plan de Développement fédéral a lieu tous les quatre ans, en adéquation avec le *Ten-Year Network Development Plan* d'ENTSO-E.

Dans ce rapport, Elia identifie les besoins en capacité du réseau à haute tension belge pour la période 2020-2030. Les projets d'investissement concrets sont (1) sur le réseau électrique à très haute tension (380 kV) incluent le renforcement du réseau électrique interne, (2) l'intégration d'une production éolienne offshore supplémentaire et (3) la poursuite du développement d'interconnexions.

(1) Le renforcement du réseau 380kv existant :

Où :

- entre les postes à haute tension Massenhoven-Van Eyck–Gramme-Courcelles-Mercator, et
- entre Avelgem et le centre de la Belgique. Cette liaison est indispensable pour compléter la liaison Avelgem-Mercator (entre Avelgem et Kruibeke), qui est actuellement la seule liaison existante entre l'ouest et le centre de la Belgique, et

⁶³ Décision (B)1829 relative à la proposition commune, de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport, de méthodologie pour l'élaboration et la sauvegarde des modèles de réseaux communs

- entre Stevin et Avelgem. Cette liaison est indispensable pour compléter la liaison « Stevin » (Stevin-Horta), qui est actuellement la seule liaison 380 kV allant jusqu'à la côte (liaison « Ventilus »).

Comment :

- en employant des conducteurs à haute performance ;
- grâce à un nouveau corridor 380 kV d'une capacité de 6 GW ;
- nouveau corridor prévoit l'intégration d'un nouveau poste, qui sera relié à l'axe « Stevin », via un lien avec une capacité de transport d'entre 3 et 6 GW.

Résultat :

- une capacité doublée.
- l'axe Avelgem-Centre de la Belgique (« Boucle du Hainaut ») est un nouveau corridor 380 kV aussi important qu'indispensable qui exercera un effet positif sur les prix de gros et permettra de créer une capacité d'accueil à l'ouest du pays (littoral). Cette nouvelle liaison est essentielle pour éviter les congestions internes. Celles-ci pourront en effet survenir lorsque de grandes quantités d'électricité seront importées simultanément de France (après le renforcement de l'axe Avelin-Avelgem) et de Grande-Bretagne (Nemo Link, 1 GW), en combinaison avec une production éolienne offshore élevée (2,3 GW d'ici 2020). Ces situations se présenteront plus fréquemment après la sortie du nucléaire en 2025, et à mesure que la part d'énergie renouvelable augmentera dans le mix énergétique de la France et de la Grande-Bretagne. La capacité d'accueil de ce nouvel axe crée en outre des possibilités de développement du potentiel d'énergie renouvelable dans la mer du Nord et sur le littoral :
 - capacité offshore supplémentaire (en plus des 2,3 GW prévus pour 2020) ;
 - production éolienne onshore ;
 - une seconde interconnexion avec la Grande-Bretagne (projet « Nautilus »).
- la liaison « Ventilus » est essentielle pour :
 - raccorder la production éolienne offshore supplémentaire : évolution de 2,3 GW (en 2020) vers environ 4 GW (en 2030) ;
 - présente un potentiel pour un éventuel stockage d'énergie en mer ;
 - est essentielle pour les développements futurs du réseau à haute tension en Flandre-Occidentale. La fermeture de la boucle avec Stevin génère la flexibilité nécessaire pour garantir la production des parcs éoliens offshore ou l'importation depuis la Grande-Bretagne en cas de panne ou lorsque des travaux d'entretien sont requis.

Timing :

- en plusieurs phases sur une période de plus de 10 ans, en commençant par l'axe Massenhoven-Van Eyck.

- 2026-2028.
- 2026-2028.

(2) L'intégration d'une production éolienne offshore supplémentaire :

Où : en mer du Nord belge.

Comment : l'extension du réseau offshore est envisagée afin de regrouper les raccordements des parcs éoliens offshore supplémentaires et d'assurer un transport économiquement efficient jusqu'à la terre ferme. Un éventuel futur maillage de ce réseau offshore est également étudié pour pouvoir capter tout le potentiel de la mer du Nord.

Résultat : la conception proactive du réseau de transport offshore permet de réduire les coûts et de faire face aux besoins futurs.

Timing : 2026-2028.

(3) La poursuite du développement d'interconnexions :

Où : Interconnexions supplémentaires, à la fois avec la Grande-Bretagne et l'Allemagne, mais également renforcement de la capacité d'interconnexion actuelle avec les Pays-Bas et la France sont étudiées.

Comment : grâce à des liaisons en courant continu supplémentaires avec la Grande-Bretagne et l'Allemagne, et à l'utilisation de conducteurs à haute performance et de transformateurs déphaseurs pour les interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France.

Résultat : les interconnexions contribuent à la sécurité d'approvisionnement, à la convergence des prix et à la décarbonisation du système électrique européen en permettant l'intégration de l'énergie renouvelable à l'échelle européenne.

Timing : réparti sur la période 2020-2030.

Pour plus d'infos le lecteur est renvoyé à https://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/investment-plans/federal/20190514_Plan-de-developpement-federal_FR.pdf

Dans son avis du 12 juillet 2018⁶⁴ la CREG a constaté qu'Elia propose un montant total de 5 milliards d'euros d'investissements sur une période de 10 ans. La CREG demande une analyse claire des coûts-bénéfices des investissements proposés pour le consommateur final belge. La version projet du Plan de développement ne permet en effet pas d'établir clairement si tous les investissements sont rentables.

Par ailleurs, la CREG demande plus de transparence sur la détection des besoins de renforcements du réseau et de nouveaux investissements. Elia doit ainsi spécifier les hypothèses relatives à l'emplacement de la production et du prélèvement. Les chiffres relatifs à l'emplacement, à la fréquence et à l'ampleur des congestions attendues dans les différents scénarios sont également d'une grande importance. Dans ce cadre, il est capital de savoir si les congestions attendues sont provoquées par des échanges commerciaux ou par des flux de bouclage. Pour la CREG, il apparaît également opportun qu'Elia commente les alternatives envisagées, ainsi que les critères sur la base desquels ces alternatives n'ont pas été retenues.

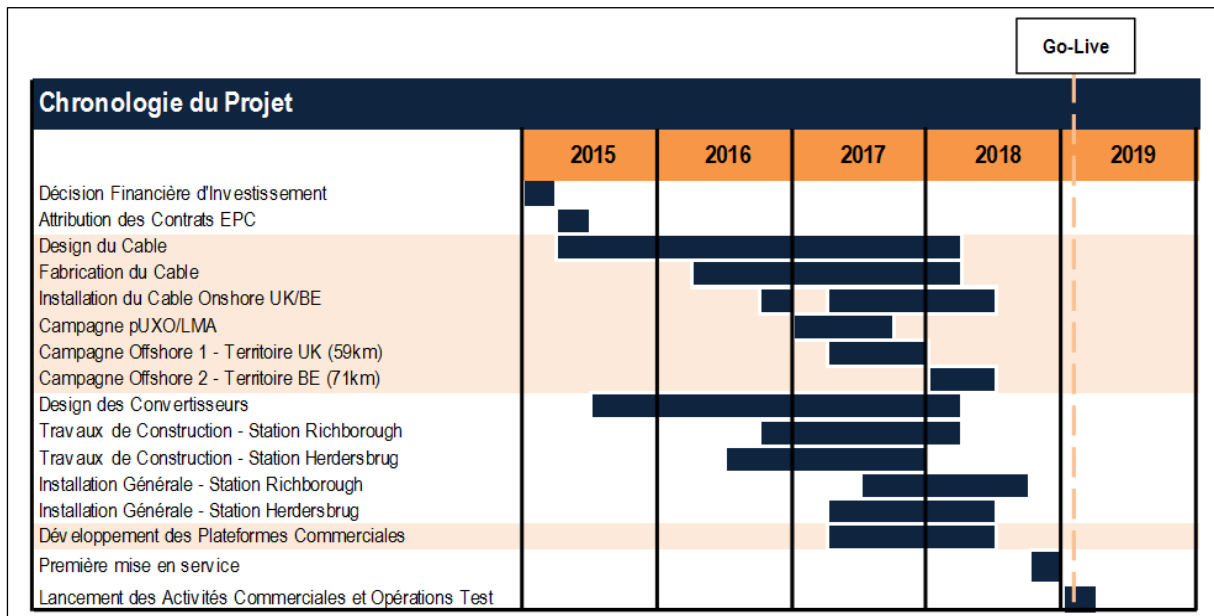
⁶⁴ Avis(A)1802 relatif au projet de plan de développement 2020-2030 de la S.A. Elia System Operator.

Enfin, la CREG propose qu'Elia établisse une feuille de route détaillée pour la réception de la phase 2 du Modular Offshore Grid lorsque le plan d'aménagement des espaces marins aura été définitivement approuvé.

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

Le projet NEMO : Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 61-62/152.

Tableau 29 : Planning des travaux d'avancement



Le projet ALEGrO : Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 62/152.

Dans le cadre de la future liaison souterraine à haute tension ALEGrO, l'ensemble des permis et autorisations relatifs à la réalisation de la partie belge du projet ont été octroyés fin 2017. Le premier coup de pelle a été donné ce 15 janvier 2018 sur trois chantiers d'infrastructures: la liaison souterraine, la micro-tunnel et la station de conversion.

Projet BE-DE II : deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne

Après ALEGrO, le projet BE-DE II est la seconde interconnexion de 1 000 MW en courant continu (HVDC) entre la Belgique et l'Allemagne reconnu comme projet d'intérêt commun (PCI). Cette future interconnexion entre les deux pays est le fruit d'un partenariat entre Elia et Amprion. Dans le marché européen de l'électricité, de nouvelles interconnexions sont nécessaires pour encourager la transition énergétique et faire face aux défis qui l'accompagnent. Pour y parvenir, le besoin de renforcer l'axe Nord-Sud et de construire des liaisons Est-Ouest en Europe a été clairement identifié.

Cette seconde interconnexion poursuit 3 objectifs principaux :

- contribuer à la convergence des prix ;
- améliorer l'intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne ;
- permettre d'accueillir des flux plus volatils au sein du système électrique européen.

Le calendrier, l'emplacement, le tracé et la capacité feront l'objet d'études supplémentaires. Elia et Amprion mènent une étude bilatérale de faisabilité.

La mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt.

Projet Mercator-Horta :

Dans le cadre du projet Mercator-Horta, Elia rénove la ligne à haute tension entre le poste à haute tension Mercator à Kruibeke et le poste Horta à Zomergem afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et de permettre les échanges d'énergie avec la France et les Pays-Bas. En particulier, les conducteurs AMS seront remplacés par des conducteurs HTLS à haute performance, les pylônes et fondations seront renforcés et Elia procédera à des adaptations au niveau de l'équipement de commutation à Mercator.

Grâce au statut de PCI, Elia a pu soumettre au Guichet unique du comité de coordination et de facilitation pour l'octroi des autorisations, qui coordonne les procédures de permis des projets PCI, une demande commune pour le permis d'urbanisme, la déclaration d'utilité publique et le permis de voirie.

En mai 2017, Elia a obtenu le permis d'urbanisme, la déclaration d'utilité publique et le permis de voirie pour le projet Mercator-Horta. Tous les permis nécessaires ont donc été attribués et Elia peut entamer les travaux relatifs à cette importante ligne à haute tension.

Fin mai 2017 Elia a commencé les travaux sur le poste à haute tension de Kruibeke (Mercator). Durant la première phase, les pylônes et les fondations sur l'ensemble du tracé sont renforcés. Chaque socle de pylône sera soutenu par des pieux souterrains supplémentaires en béton. Les conducteurs de cette ligne seront remplacés à partir de 2018. Les travaux se dérouleront dans un premier temps entre le poste à haute tension Mercator à Kruibeke et le poste Rodenhuize à Gand, et ensuite entre Rodenhuize et le poste à haute tension Horta à Zomergem.

En septembre 2018, Elia a obtenu un permis unique de la part du gouvernement flamand pour le projet Horta-Avelgem. Le permis concerne le renforcement d'une ligne à haute tension 380 kV existante entre le poste à haute tension Horta à Zomergem et le poste d'Avelgem. Elia procédera au cours d'une première phase au renforcement des pylônes et fondations existants et à l'adaptation du poste à haute tension d'Avelgem.

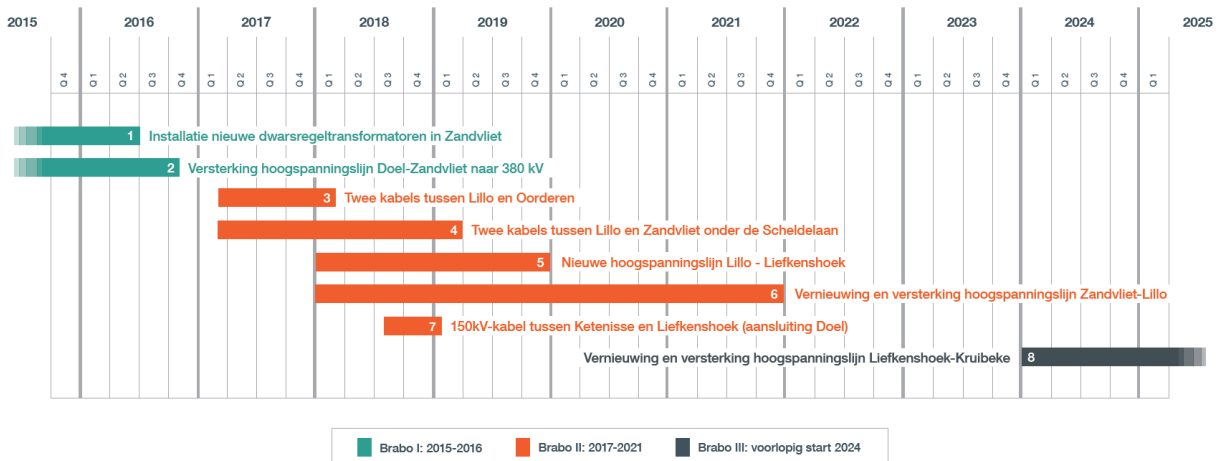
Brabo II et III :

Brabo II : La liaison Zandvliet-Lillo-Liefkenshoek : la ligne à haute tension actuelle de 150 kV sera convertie en une ligne 380 kV sur la rive droite de l'Escaut, dans le district anversois de Berendrecht-Zandvliet-Lillo et la commune de Stabroek. La liaison suivra le tracé existant le long de l'A12 entre les postes à haute tension de Zandvliet (à proximité de BASF) et Lillo (près du tunnel du Liefkenshoek). Cette liaison traversera l'Escaut et rejoindra la rive gauche à Beveren où elle sera reliée à la ligne 380 kV actuelle (Doel-Mercator).

Brabo III : Liaison Liefkenshoek - Mercator : la ligne 150 kV actuelle sera convertie en une ligne 380 kV à partir de Liefkenshoek. Cette ligne aura une longueur de 19 kilomètres entre Liefkenshoek (commune de Beveren) et le poste à haute tension Mercator (commune de Kruibeke) en passant par le poste à haute tension de Kallo (commune de Beveren).

Fin novembre 2017, Elia a obtenu les permis d'urbanisme pour le projet Brabo II dans le port d'Anvers et peut donc démarrer les travaux. Les travaux de la traversée de l'Escaut à hauteur de Liefkenshoek et de Lillo vont commencer début janvier. De plus, les travaux de renforcement de la ligne à haute tension existante, située le long de l'A12 entre Zandvliet et Lillo, en ligne 380 kV débiteront également.

Figure 11 : Planning Brabo I, Brabo II et Brabo III



Réseau Modulaire Offshore (MOG I) :

Le réseau modulaire offshore, aussi appelé MOG pour *Modular Offshore Grid*, est le premier projet de réseau d'Elia en mer et le premier de ce genre mené en Belgique. Le MOG regroupera et raccordera l'énergie produite en mer par quatre nouveaux parcs éoliens (Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2) afin de l'injecter dans le réseau terrestre belge via un nombre restreint de câbles sous-marins. Il se compose d'une plateforme *Offshore Switchyard* (OSY), de systèmes de transport sur la plateforme Rentel et de trois câbles sous-marins qui raccordent les plateformes au poste à haute tension 380 kV Stevin situé à Zeebruges.

Les assets ci-dessous (lignes orange sur le schéma) seront détenus et exploités par Elia :

- une plateforme en mer (OSY : Offshore SwitchYard) située à environ 40 km au large de Zeebruges qui accueillera un poste à haute tension 220 kV ;
- deux câbles sous-marins 220 kV qui raccorderont la plateforme OSY au poste à haute tension Stevin ;
- un câble sous-marin 220 kV qui raccordera la plateforme OSY à la plateforme Rentel, puis la plateforme Rentel au poste à haute tension Stevin (installé par la société Rentel et repris par Elia) ;
- les assets de transport 220 kV présents sur la plateforme Rentel (installés par la société Rentel et repris par Elia).

Les assets repris dans le périmètre en vert seront détenus et exploités par les gestionnaires des parcs éoliens.

Réseau Modulaire Offshore (MOG II) :

Ce projet a été soumis comme candidat PCI pour la 4e liste de PCI.

Le projet MOG-II (extension du réseau modulaire *offshore*) vise à développer et construire une nouvelle infrastructure de réseau offshore pour raccorder de nouveaux parcs éoliens dans la partie belge de la mer du Nord, conformément à la stratégie/pacte énergétique de la Belgique et à la définition en cours par le gouvernement belge de nouvelles zones de production et de transport d'électricité dans le Plan d'aménagement des espaces marins 2020-2026.

Le projet est à l'étude avec une mise en service échelonnée sur la période 2026-2028 - selon le respect ou non des délais pour la mise en service des renforcements requis du réseau *onshore*.

L'objectif principal du projet est d'améliorer l'intégration des énergies renouvelables - et de soutenir les objectifs climatiques de la Belgique.

MOG-II consiste en des investissements dans le réseau *offshore* qui permettent de raccorder la nouvelle vague d'énergie *offshore* au continent (en plus des 2,3 GW d'énergie éolienne *offshore* déjà prévus d'ici 2020 - ce qu'on appelle également la « phase 1 ») d'une manière efficace et fiable - et facilite donc grandement l'intégration des SER en Belgique. La quantité d'énergie *offshore* visée pour la deuxième phase est comprise entre 1,7 GW et 2,04 GW, conformément à la stratégie belge en matière d'énergie qui fixe un objectif global de 4 GW d'ici 2030. MOG II vise à raccorder les nouveaux parcs éoliens *offshore* à des plates-formes de transformation *offshore* et à transporter l'énergie au moyen de câbles 220 kV AC vers une nouvelle sous-station *onshore* qui sera intégrée au réseau de transport existant. Elia travaille actuellement avec le gouvernement et l'administration belges, la CREG (autorité de régulation) et d'autres parties prenantes pour définir le cadre d'un système d'appel d'offres pour les nouveaux parcs éoliens et pour lancer les études nécessaires concernant les zones de production et la future infrastructure de transport (nombre de plateformes, câbles, conception du réseau, etc.).

Autres investissements concernant les interconnexions transfrontalières non PCI :

Le projet Zandvliet-Rilland : Ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 380 kV Zandvliet-Rilland existante grâce au remplacement des conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet (Belgique) et Rilland (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à l'installation de deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à la restructuration du poste de Zandvliet. Ce renforcement de la capacité d'interconnexion de la frontière nord (combiné au projet BRABO) réduit le risque de voir cette frontière devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux de plus en plus importants et de plus en plus variables entre les marchés au sein de la zone CWE.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2022.

Le projet Van Eyck-Maasbracht : Le projet Van Eyck-Maasbracht qui est sous étude porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV Van Eyck-Maasbracht existante. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Van Eyck (Belgique) et Maasbracht (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à installer deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à restructurer le poste de Van Eyck. D'autres variantes sont également analysées. La solution sera examinée de manière trilatérale par Elia, TenneT et Amprion. Ce projet est actuellement à l'étude.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

Le projet Avelin-Horta : Ce projet vise, d'une part, le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Avelin/Mastaing (France) et Avelgem (Belgique) grâce au remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelin/Mastaing et Avelgem par des conducteurs à haute performance et, d'autre part, le remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelgem et Horta (Zomergem) par des conducteurs à haute performance.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2021.

Le projet Lonny-Achêne-Gramme : Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Il sera réalisé en plusieurs phases. La première phase de ce renforcement est nécessaire afin de permettre une meilleure répartition des flux attendus à la frontière sud d'ici 2025. La solution de référence consiste à installer un transformateur déphaseur du côté belge. La seconde phase est un renforcement supplémentaire. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à installer un second transformateur déphaseur et à restructurer les postes d'Achêne et de Gramme. Ce projet est actuellement en phase d'étude.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

Le projet Aubange-Moulaine : Ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 220 kV existante entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France) grâce à l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange. Le renforcement de la frontière sud est complémentaire au renforcement d'Avelin-Avelgem et limite les risques de voir cette interconnexion devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux entre les marchés.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2021.

Un second projet, le projet Nautilus, est en phase d'étude et consiste à analyser la possibilité d'une seconde interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni. La solution de référence est une liaison sous-marine câblée de 1 000 à 1 400 MW en courant continu (HVDC). Au vu des résultats provisoires de l'étude et compte tenu du fait que le développement d'une telle infrastructure nécessite une dizaine d'années, la mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt.

2.4.6. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER

En 2018, la CREG a continué d'entretenir de bonnes relations avec ses homologues étrangers.

Une réunion au premier semestre 2018 avec le président de la CRE, le régulateur français, a ainsi débouché sur la participation de la CREG au « comité de prospective » en France.

Le régulateur, en quête du modèle régulateur approprié pour la période 2035-2050, y a engagé un dialogue avec plus de quatre-vingt acteurs du marché sur l'avenir du secteur de l'énergie. Ces bonnes relations ont également participé au développement de RegulaE.fr, le réseau international des régulateurs francophones de l'énergie. La CREG a contribué à l'organisation du troisième atelier, qui s'est tenu du 11 au 13 juillet 2018 à Montréal, à l'invitation de la Régie de l'énergie du Québec. L'assemblée générale et le quatrième atelier ont eu lieu les 13 et 14 novembre 2018 à Dakar au Sénégal.

Un débat analogue a eu lieu aux Pays-Bas lors de la conférence du cinquième anniversaire de l'ACM, le régulateur néerlandais. L'accent y était davantage mis sur le rôle des consommateurs d'énergie dans la transition et sur l'influence des techniques innovantes sur leur comportement.

Outre ces contacts bilatéraux directs avec ses homologues voisins, la CREG a répondu en 2018 à diverses questions posées par les régulateurs ou organismes de régulation allemands, chypriotes, français, irlandais, britanniques, autrichiens, portugais, bulgares, hongrois, lituaniens, grecs, lettons et japonais.

Mais surtout, dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et des lignes directrices pour l'électricité, la coopération régionale et européenne entre les régulateurs nationaux s'est renforcée considérablement en 2018. Ainsi, seize décisions ont été adoptées au sein du *European Regulators Forum*, instauré pour se conformer à l'obligation qu'ont les régulateurs nationaux de l'énergie de l'Union européenne d'adopter des décisions conjointes (les « *all NRA decisions* ») sur des propositions communes émanant de l'ensemble des GRT (les « *all TSO proposals* »). Dans trois de ces dossiers, l'unanimité n'a pu être obtenue et la décision a été renvoyée à l'ACER.

Au niveau régional, la CREG fait partie d'une part de la région « *Core* » pour la poursuite du développement des règles harmonisées d'allocation des capacités à court et long terme et, d'autre part, depuis la certification de Nemo Link Ltd au Royaume-Uni, de la région « *Channel* ». En 2018, onze décisions communes ont été prises. Seul le dossier relatif à la méthodologie de calcul de la capacité pour l'échéance journalière et infra-journalière dans la région « *Core* » a dû être soumis à l'ACER.

En outre, la CREG a participé à une décision régionale commune en application du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique et à deux décisions communes en application du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

2.5. CONFORMITÉ

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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

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

2.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.5.2.2. Région flamande

L'Article 13 du Décret sur l'Energie accorde à le 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.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.5.2.3. Région wallonne

Depuis plusieurs années, la CWaPE surveille et contrôle le respect des obligations de service public (OSP) en se rendant chez les GRDet chez les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel actifs sur le segment de marché des clients résidentiels wallons.

Une ligne directrice (référéncée CD-12j29-CWaPE) réalisée par la CWaPE définit les principes et la méthode de ces missions de surveillance et de contrôle, ainsi que leurs périmètres d'action.

Au terme des visites de contrôle, sur la base des informations récoltées lors de la visite et des documents reçus, la CWaPE rédige un rapport de contrôle qui synthétise les éléments contrôlés et dresse une liste des éventuelles remarques mettant en évidence des faits pouvant être qualifiés d'infraction ou de non-conformité au regard des OSP wallonnes. Elles sont accompagnées d'un délai endéans lequel le fournisseur ou le gestionnaire de réseau de distribution doit avoir mis en œuvre les actions requises afin de se conformer aux prescrits légaux.

Au cours de l'année 2018, la CWaPE a mené sa mission de contrôle et de surveillance auprès de fournisseurs actifs sur le segment de marché résidentiel au travers diverses démarches et notamment les suivantes :

- la poursuite et la finalisation en 2018 de contrôles débutés dans le courant de l'année 2017 auprès de fournisseurs récemment arrivés sur le marché wallon ;
- l'accompagnement et le suivi de fournisseurs ayant pris la décision au cours de l'année 2018 de se retirer totalement ou partiellement du marché wallon de la fourniture d'électricité et de gaz (cas de Join-Enovos, Comfort Energy et Zeno);
- la mise en œuvre de moyens et de procédures, en concertation avec les différents acteurs concernés, visant à assurer la continuité de la fourniture de clients résidentiels dont le fournisseur était dans l'incapacité financière de poursuivre son activité de fourniture (faillite du fournisseur Belpower) ;
- le monitoring des fournisseurs impactés par la défaillance du responsable d'équilibre ANODE ENERGIE, monitoring visant notamment à juger de leurs capacités financières à poursuivre leurs activités de fourniture et en conséquence à respecter leurs engagements contractuels envers leurs clients ainsi que les différentes OSP à leur charge. Ce monitoring fut également pour la CWaPE l'occasion d'entamer un travail de réflexion sur la définition de mesures préventives relatives à la capacité financière des fournisseurs de manière à anticiper les éventuels problèmes et par là à rassurer les clients finals et les différents acteurs du marché.

La CWaPE a également veillé au suivi d'acteurs, non directement visés par les démarches reprises ci-avant, qui avaient précédemment fait l'objet d'un contrôle.

En dehors du cadre des visites de contrôle ou de procédures particulières mises en place suite à une décision d'un fournisseur ou à un évènement de nature à impacter le respect des OSP, la CWaPE peut également, sur base d'informations récoltées auprès du service régional de médiation pour l'énergie (SRME) ou d'une autre source, interpeller un acteur du marché si elle remarque que les procédures ou mécanismes suivis par ce dernier ne sont pas conformes aux OSP wallonnes. Cette interpellation, qui se veut dans un premier temps constructive, peut mener à l'imposition d'amendes administratives dans le cas où l'acteur tarde ou refuse à prendre les mesures pour se conformer aux prescrits légaux.

La CWaPE entend poursuivre cette mission au cours de l'année 2019. Toutefois l'année 2019 sera marquée par l'entrée en vigueur dès le 1^{er} avril d'un AGW modifiant les AGW OSP électricité et gaz du 30 mars 2006 et l'AGW du 17 juillet 2003 relatif aux CLE, lequel soit introduit de nouvelles OSP à charge des acteurs, soit modifie les OSP existantes.

Aussi la CWaPE se propose de rencontrer régulièrement les fournisseurs et les gestionnaires de réseau afin de les accompagner dans la mise en application des OSP wallonnes modifiées. Au travers de cet accompagnement, la CWaPE visera à s'assurer du respect de la législation par les acteurs concernés. Par ailleurs elle poursuivra également les contrôles auprès des fournisseurs et gestionnaires de réseau en ciblant notamment la mise en place des nouvelles dispositions des AGW OSP après le 1^{er} avril 2019.

2.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Refacturation des tarifs de distribution :

Afin de permettre aux Bruxellois de bénéficier des tarifs de distribution les plus justes, BRUGEL avait lancé une vaste étude sur ce sujet en 2016. Finalisée en 2017, cette étude a permis de démontrer que les montants relatifs à la distribution figurant sur la facture énergétique des clients étaient corrects. Elle a également confirmé qu'aucun problème notoire n'avait impacté la facturation proposée par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs et que ces derniers reportaient fidèlement ces montants dans la facture finale du consommateur (en vertu de l'application du principe de la facture unique et de la « cascade tarifaire »).

Contentieux :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.6. CONCURRENCE

2.6.1. Marché de gros

On constate qu'en 2018 le prélèvement d'électricité était légèrement inférieur aux années précédentes (76,6 TWh). La production d'électricité nucléaire a diminué de 11,9 TWh par rapport à 2017. L'intensité carbone de la production d'électricité en Belgique a continué sa tendance historique à la baisse et a diminué de moitié depuis 1990.

Sur le marché à court terme, le prix de l'électricité a gagné 25 % par rapport à 2017 pour atteindre 55,3 €/MWh en moyenne. Sur le marché à long terme, le prix *year-ahead* en 2018 s'est établi à 51,0 €/MWh en moyenne après une augmentation de 37 % par rapport à 2017. L'écart de prix moyen en région Europe du centre-ouest s'élève à 6,9 €/MWh et s'explique en partie par une surestimation ex-ante du risque de pénurie par le marché. Le fonctionnement du couplage européen des marchés de l'électricité s'est considérablement amélioré grâce à une série de mesures, si bien que les importations et exportations moyennes d'électricité en région CWE ont augmenté à un niveau record.

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

Niveau des prix de gros :

En 2018, le prix moyen du marché journalier pour la fourniture d'électricité en Belgique était de 55,3 €/MWh, ce qui représente 10,3 €/MWh ou 23% de plus qu'en 2017. Il devient de ce fait le deuxième prix annuel moyen le plus élevé enregistré pour la fourniture d'électricité depuis 2007, année lors de laquelle l'organisation du marché journalier pour la fourniture d'électricité en Belgique a démarré (Figure 12). A titre de comparaison, le prix moyen des contrats à long terme pour la fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité en Belgique en 2018, négocié en 2017, s'élevait à 37,3 €/MWh, soit 18,0 €/MWh de moins que le prix moyen réalisé sur le marché journalier (Figure 13). L'achat d'électricité sur le marché journalier a été pour la deuxième année depuis 2008 moins avantageux en moyenne que sur le marché à long terme.

Figure 12 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par année de 2007 à 2018 inclus

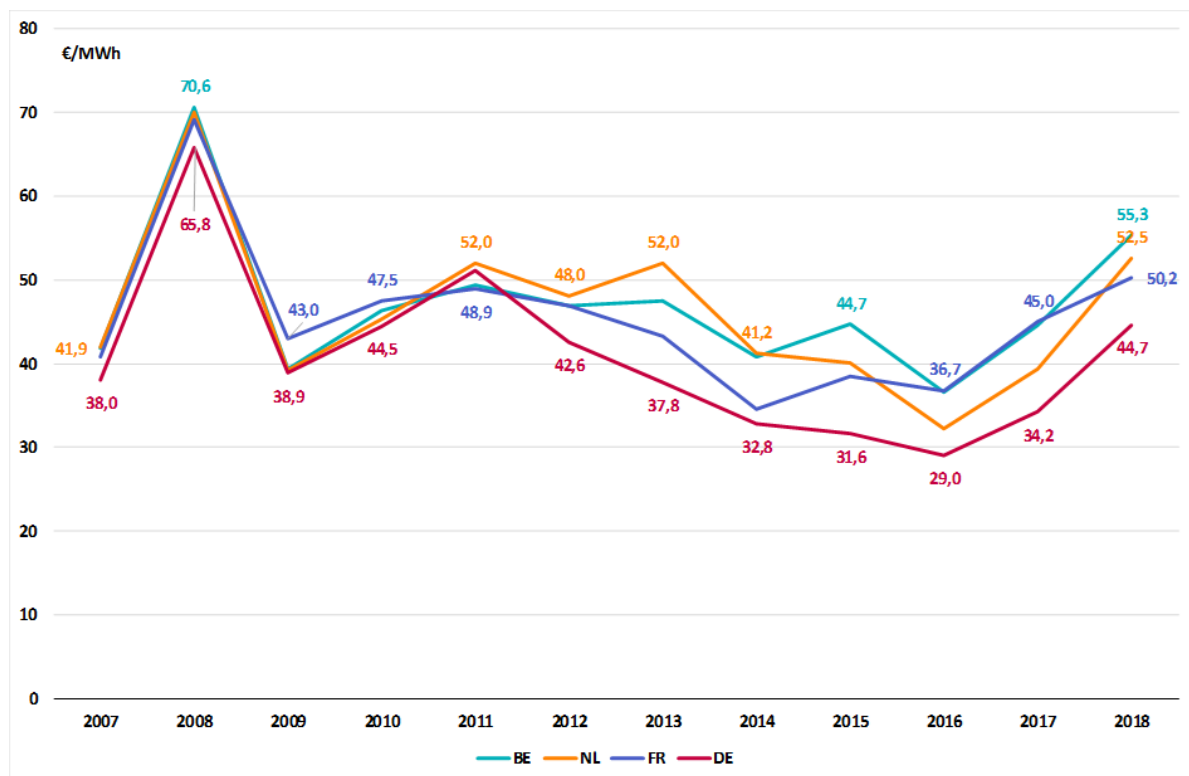
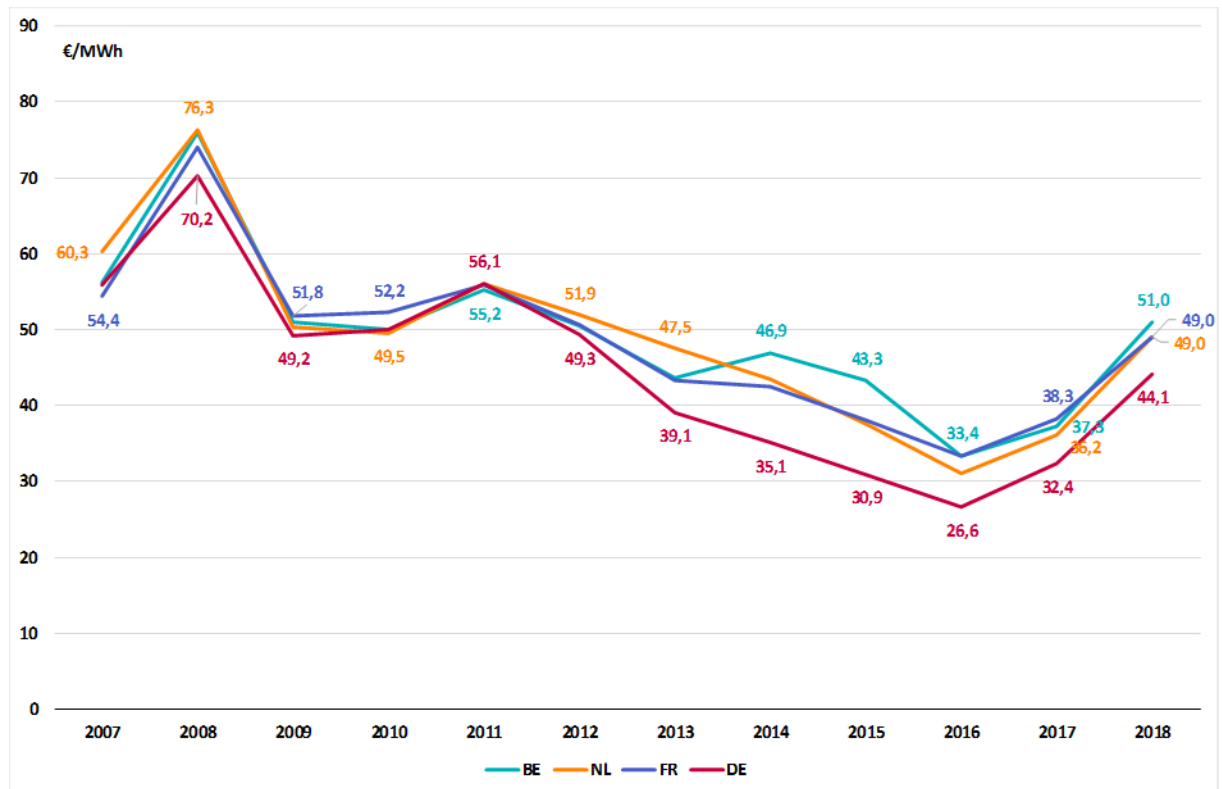


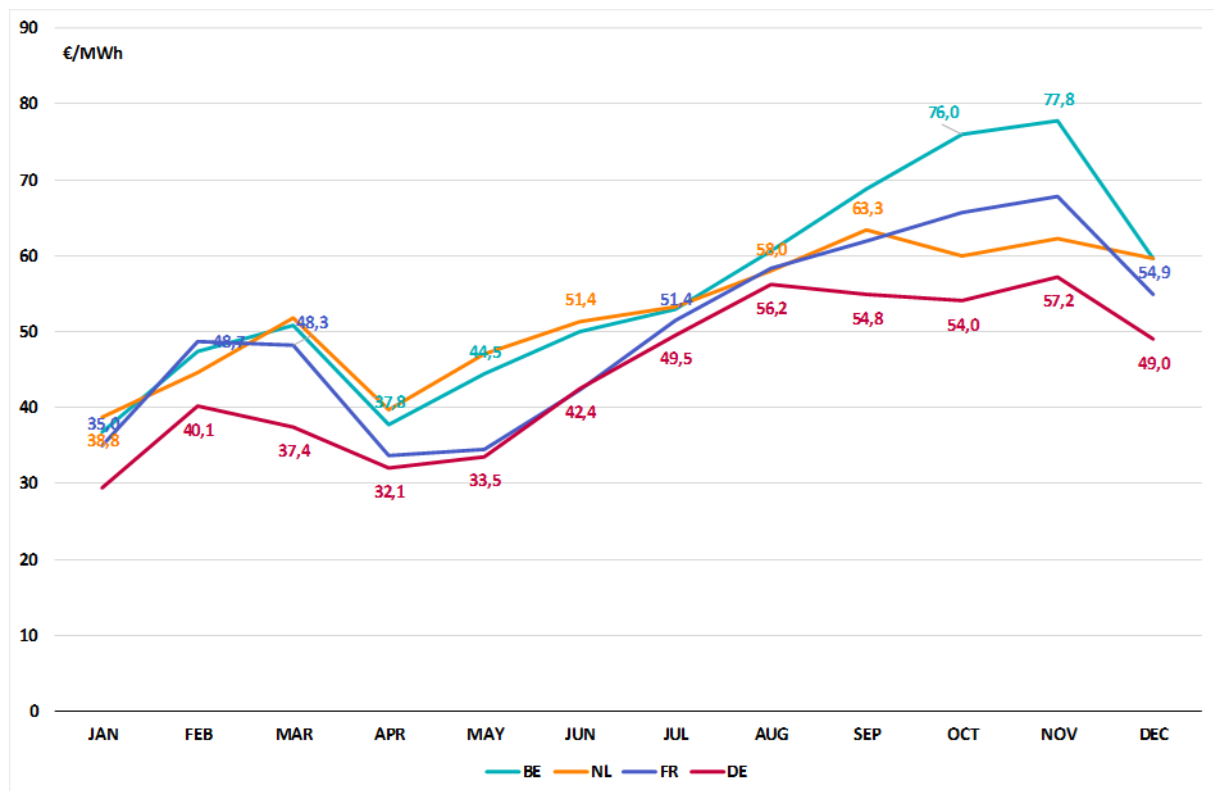
Figure 13 - Prix moyen pratiqué pendant une année de négoce pour un contrat *year ahead* pour fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité par zone de dépôt des offres dans la région CWE



On observe une évolution à la hausse des prix sur le marché journalier comparable aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. Alors que le prix moyen sur le marché journalier en 2018 a augmenté de 5,2 €/MWh par rapport à 2017 en France, il a augmenté de 10,5 €/MWh en Allemagne et de 13,2 €/MWh aux Pays-Bas, ce qui constitue une hausse plus importante qu'en Belgique. La hausse des prix moyens de l'électricité en Belgique est donc surtout influencée par des événements internationaux, et moins par des événements locaux tels que l'indisponibilité de centrales nucléaires.

Le prix moyen sur le marché journalier observé pendant l'année en Belgique était de 5,3 % supérieur à celui des Pays-Bas. L'écart entre le prix le plus élevé en région CWE (à savoir le prix de l'électricité en Belgique) et le moins élevé (le prix de l'électricité en Allemagne) est de 10,6 €/MWh, soit environ autant qu'en 2016 et 2017. Chaque mois, le prix moyen sur le marché journalier enregistré en Belgique a été le plus élevé ou l'un des plus élevés par rapport aux pays voisins (Figure 14). Les écarts de prix avec les autres pays sont au plus haut de septembre à décembre.

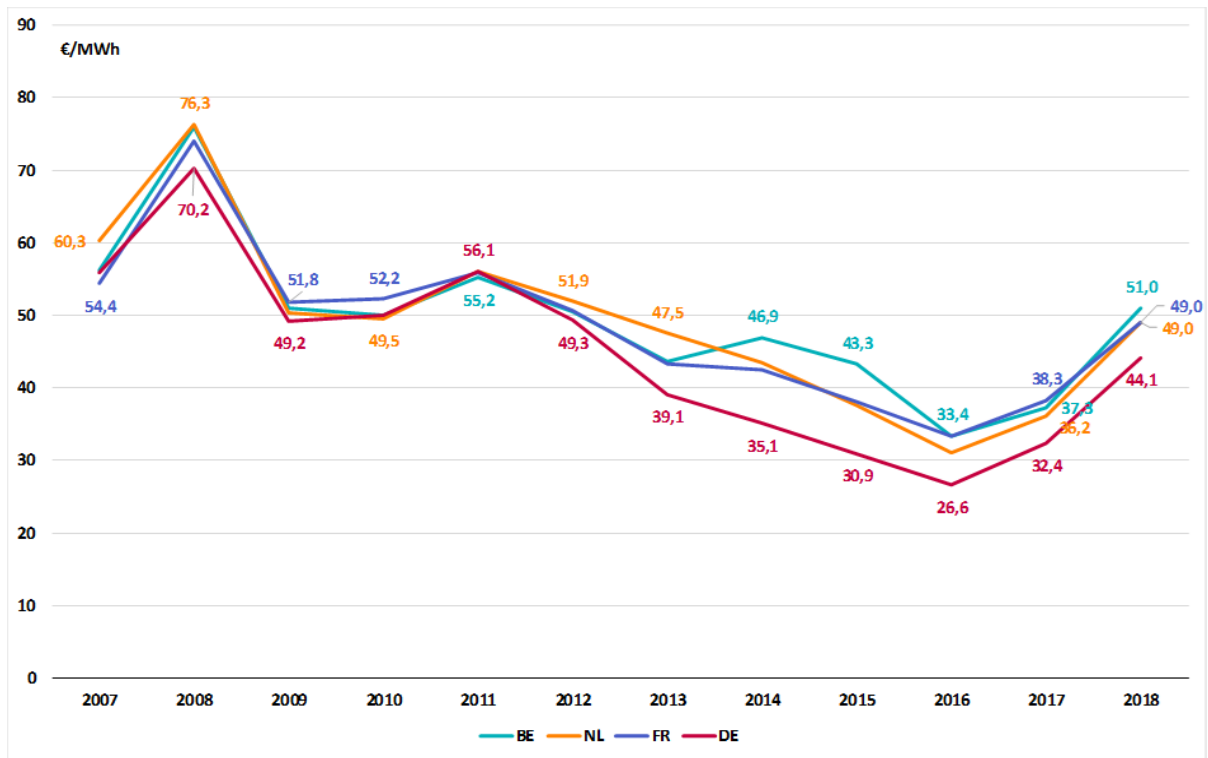
Figure 14 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par mois en 2018.



Malgré la hausse des importations meilleur marché durant l'année la Belgique affiche un prix de l'électricité qui est en moyenne de 25 % supérieur à celui de l'Allemagne. En dépit de cette forte hausse des prix, les centrales de production au gaz en Belgique ont été à peine plus utilisées que l'année précédente. La hausse des prix et l'écart des prix avec les autres pays sont causés, outre la pénurie de capacité de production belge en novembre, par les restrictions aux importations d'électricité moins chère de l'étranger.

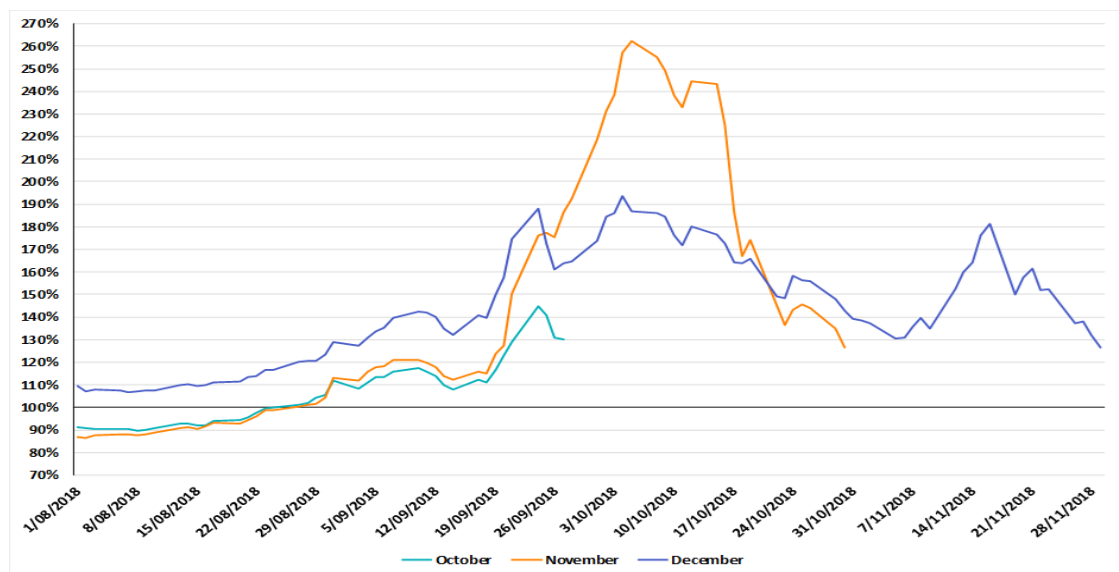
Le prix moyen à long terme (fourniture en Belgique pour l'année suivante) augmente à 51,0 €/MWh (Figure 15). La hausse s'observe dans tous les pays de la région CWE. Ce prix est supérieur de 2 €/MWh à celui pour fourniture en France ou aux Pays-Bas. L'écart de prix est le plus grand avec l'Allemagne, qui a un prix moyen à long terme d'environ 7 €/MWh inférieur à celui de la Belgique. Cet écart de prix est resté inchangé par rapport à l'année dernière. Le marché considère les écarts de prix (et les restrictions à l'importation y afférentes) avec les Pays-Bas et la France comme temporaires, tandis que ceux avec l'Allemagne sont jugés de plus longue durée.

Figure 15 – Prix moyen pratiqué pendant une année de négoce pour un contrat *year ahead* pour fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité par zone de dépôt des offres dans la région CWE.



L'évolution des cotations des contrats *month-ahead* par rapport aux prix de marché journaliers réalisés au cours du mois de fourniture en question montre qu'une surestimation du risque de pénurie par le marché à partir de mi-septembre 2018 contribue à l'augmentation des prix en Belgique (Figure 16). Après un mois, le marché réagit aux nouvelles informations concernant les mesures correctives destinées à compenser la prolongation de l'indisponibilité des centrales nucléaires et aux estimations actualisées pour la période de fourniture.

Figure 16 - Rapport entre les cotations des prix à long terme *month-ahead* et le prix moyen réalisé sur le marché journalier au cours du mois de fourniture respectif. La valeur de 100% indique que la cotation sur le marché à long terme correspond aux prix réalisés sur le marché journalier



Le degré de transparence :

En novembre 2018, la CREG a réalisé d'initiative une étude⁶⁵ sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2017, ayant pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

L'étude contient une analyse des contrats de fourniture d'électricité et du comportement de prélèvement de clients industriels. Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur une définition différente de la notion de « grand client industriel ». Dans l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution). Cela correspond à 33 % de la consommation des clients finals belges en 2017. Dans l'analyse du comportement de prélèvement, chaque client raccordé au réseau de transport d'Elia est désigné comme un « grand client industriel » (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an). Cela revient à 22,2 % du prélèvement total sur le réseau de transport d'Elia en 2016.

Une analyse des contrats de fourniture démontre que ce sont surtout des contrats de courte durée (1 ou 2 ans) qui sont souscrits. Concernant le prix de l'énergie facturé, des écarts de prix importants entre clients industriels sont constatés au cours de la même année. Ceux-ci ne peuvent pas s'expliquer par le volume consommé. En 2017, les prix contractuels se situent entre 15 EUR/MWh et 96 EUR/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 46 EUR/MWh et 56 EUR/MWh. Cette étude aborde les principaux facteurs déterminants qui contribuent aux différences entre les prix contractuels.

Entre 2002 et 2009, le prix de l'électricité facturé a augmenté de manière constante. Il a baissé en 2010, après quoi il est resté stable jusqu'en 2012 avant de diminuer encore. Cette évolution depuis 2010 indique que la baisse des prix observée depuis lors sur les bourses d'électricité a plus que compensé l'augmentation de la contribution renouvelable. Il s'agit de la contribution que les fournisseurs facturent à leurs clients pour compenser les coûts encourus dans le cadre de l'obligation régionale qui leur impose de couvrir une part croissante des fournitures d'électricité par des certificats de cogénération et/ou verts.

Le prélèvement annuel des grands clients industriels raccordés au réseau à haute tension d'Elia augmente de 16,80 TWh en 2016 à 17,17 TWh en 2017. La consommation totale industrielle d'électricité augmente à 27,56 TWh, dont la majorité était destinée à l'industrie de fabrication. En 2017, le plus haut prélèvement d'électricité mensuel est relevé en janvier avec un volume de 1,49 TWh. La différence entre les prélèvements journaliers minimum et maximum s'est encore réduite en 2016. La part de la charge de base dans le prélèvement industriel recule légèrement (68 %). Une analyse du prélèvement des clients industriels, par catégorie d'industrie, montre une potentielle probabilité pour développer la flexibilité afin de couvrir des périodes de prélèvement élevé et des pics de prélèvement.

Les prix de l'énergie facturés en 2017 aux grands clients industriels sont observés dans la fourchette comprise entre 15 EUR/MWh et 96 EUR/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 46 EUR/MWh et 56 EUR/MWh. Ces importants différentiels de prix s'expliquent principalement par les caractéristiques propres à chaque client industriel, mais également par le timing choisi par les clients industriels pour conclure leur contrat et exécuter les « clicks ».

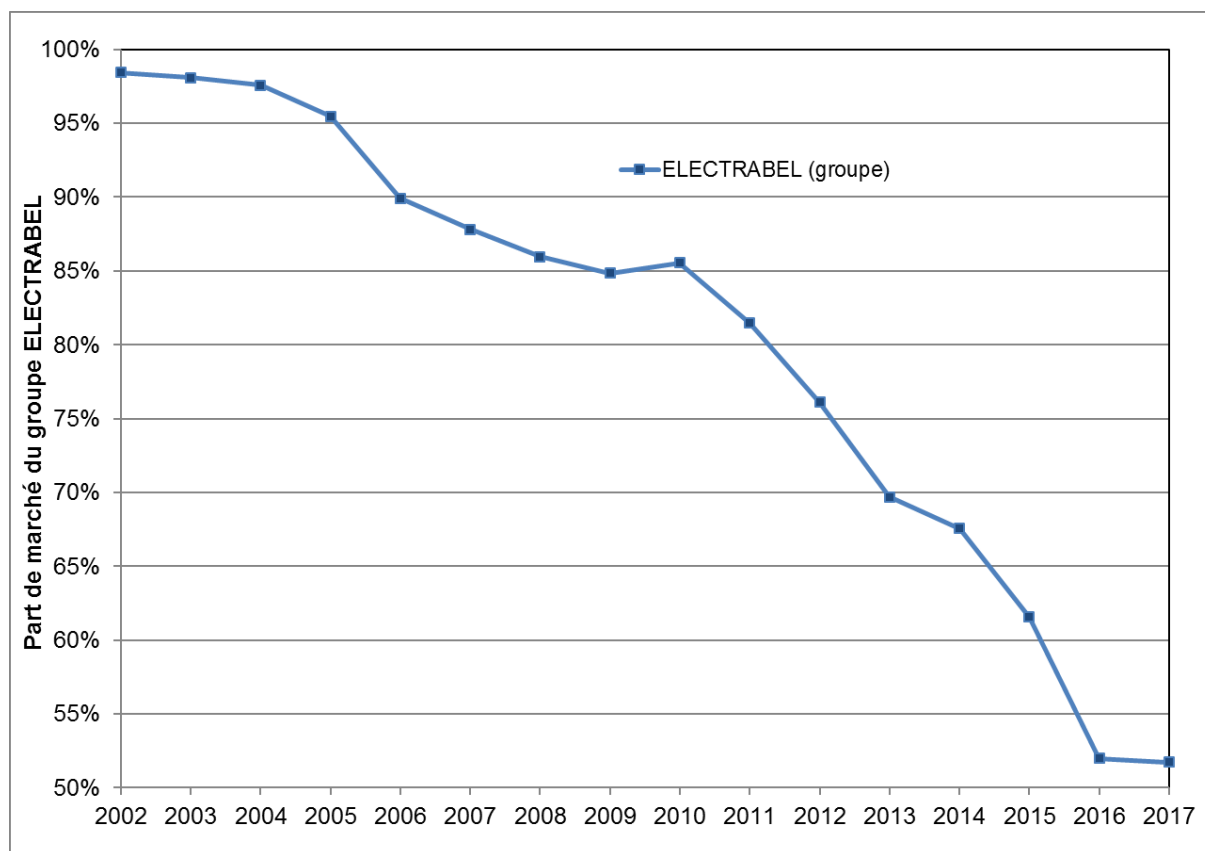
⁶⁵ Étude (F)1871 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2017.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est dominée par le groupe ELECTRABEL⁶⁶. Ce fournisseur a fourni, en 2017, 51 % des grands clients industriels belges et a couvert 52 % de la consommation totale facturée aux grands clients industriels belges.

La figure 17 illustre que la part de marché du groupe ELECTRABEL – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse de 2002 (98,4%) à 2017 (52,0 %) qui s'est fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016.

Figure 17 : Part de marché d'ELECTRABEL concernant les volumes fournis aux grands clients industriels, par an (Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs)



Comme illustré à la figure 18, ce sont essentiellement les groupes EDF Luminus⁶⁷ UNIPER⁶⁸ et RWE⁶⁹ qui ont pris des parts de marché à ELECTRABEL durant les premières années de la libéralisation. Depuis 2010, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui est progressivement résorbée suite à la récente relance de nouvelles activités en Belgique.

⁶⁶ Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS ainsi que les volumes vendus.

par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

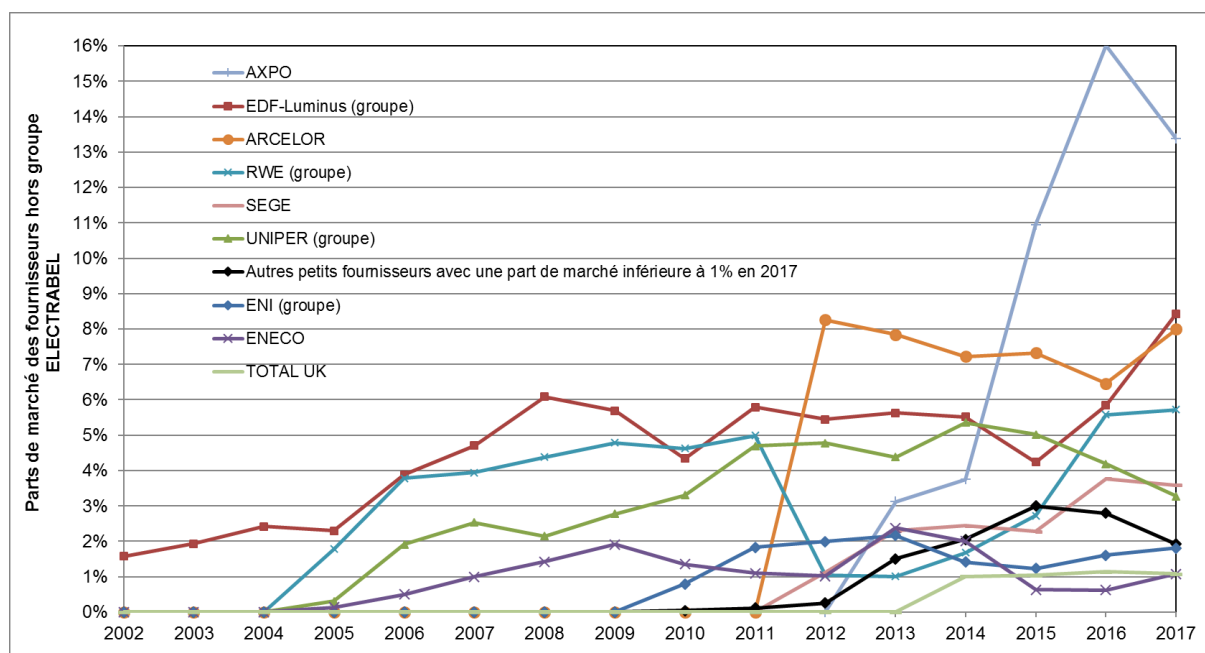
⁶⁷ Le groupe EDF Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

⁶⁸ Le groupe UNIPER reprend la société E.ON.

⁶⁹ Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, ESSENT et POWERHOUSE.

Figure 18 : Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'ELECTRABEL, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels

Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs



La diminution des parts de marché du groupe ELECTRABEL observée depuis 2010 s'explique premièrement par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs. Certains de ces nouveaux entrants ont réussi à gagner des parts de marché significatives en l'espace de quelques années seulement. A titre d'exemple, AXPO a gagné 10 % de parts de marché au cours des trois dernières années étudiées. La diminution des parts de marché du groupe ELECTRABEL observée depuis 2010 s'explique deuxièmement par le développement par certains clients industriels, tels qu'ARCELOR, TOTAL et AIR LIQUIDE - via SEGE -, de leurs propres activités de fourniture.

Le tableau 30 donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Electrabel possède toujours une part de marché importante (69 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 17 % en capacité de production.

Tableau 30 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Capacité de production (GW)										Parts de marché (%)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Electrabel	12,1	11,4	11,0	10,7	9,9	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	76%	72%	70%	66%	65%	68%	71%	73%	72%	69%
EDF-Luminus ⁽¹⁾	2,2	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	14%	15%	15%	14%	15%	12%	12%	14%	14%	17%
E.ON	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	8%	9%	9%	9%	10%	7%	4%	0%	0%	0%
T-Power	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Autres (<3%)	0,5	0,6	0,5	1,2	1,3	1,5	1,6	1,5	1,5	1,8	3%	3%	3%	7%	9%	10%	11%	11%	11%	12%
Total	16,0	15,8	15,8	16,0	15,3	14,6	14,5	14,0	14,1	15,4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI											5 970	5 540	5 170	4 720	4 460	4 760	5 160	5 510	5 420	5 040

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a légèrement diminué en 2018. Il reste très élevé avec une valeur de 5 040. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000. Le tableau 31 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 57,8 TWh en 2018, ce qui est fort en-dessous du niveau de la production de 2017, en raison de l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires.

La part de marché prédominante d'Electrabel a diminué de manière modérée en 2018 à 69 % (contre 77 % en 2017). L'indice HHI a diminué à 5 130 en 2018, ce qui témoigne encore toujours d'un marché très concentré.

Tableau 31 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)																					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Electrabel	70,3	62,7	58,9	50,7	49,9	40,7	32,2	56,0	54,4	40,1	82%	72%	73%	71%	71%	68%	67%	79%	77%	69%		
EDF-Luminus ⁽¹⁾	12,2	12,2	9,3	8,5	8,6	7,6	6,6	6,5	7,8	9,7	14%	14%	12%	12%	12%	13%	12%	9%	11%	17%		
E.ON	0,5	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,6	0,9	0,0	0,0	1%	10%	11%	11%	10%	11%	8%	1%	0%	0%		
T-Power	0,0	0,0	1,0	0,5	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	2,4	0%	0%	1%	1%	1%	2%	4%	4%	4%	4%		
Autres (<3%)	2,6	3,0	2,8	4,4	4,9	4,0	5,1	4,9	5,5	5,6	3%	3%	4%	6%	7%	7%	9%	7%	8%	10%		
Total	85,5	86,6	80,5	71,9	70,7	59,9	55,8	69,9	70,2	57,8	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
HHI											6 868	5 439	5 599	5 242	5 223	4 893	4 679	6 303	6 152	5 130		

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

2.6.3. Marché de détail

Dans le cadre de sa compétence relative au prix final de l'électricité et du gaz, l'étude annuelle de 2018⁷⁰ présente les résultats de la mise à jour annuelle de son étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. A l'évolution du prix de base de l'énergie, qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transmission/transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

Concernant l'électricité, le prix moyen facturé au client résidentiel entre 2007 et 2018 a augmenté de 61,59%. Concrètement, il s'agit d'une hausse moyenne de 519,10 €/période en Flandre, de 195,42 €/période à Bruxelles et de 320,50 €/période en Wallonie. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 23,99%.

Par rapport à 2017, on constate une hausse de 3,33% pour les clients résidentiels en Belgique. Il s'agit d'une baisse moyenne de 51,41 €/période en Flandre et d'une hausse de 78,41 €/période à Bruxelles et de 60,62 €/période en Wallonie. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 14,10%.

2.6.4. Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

2.6.4.1. Niveau fédéral

Niveau des prix :

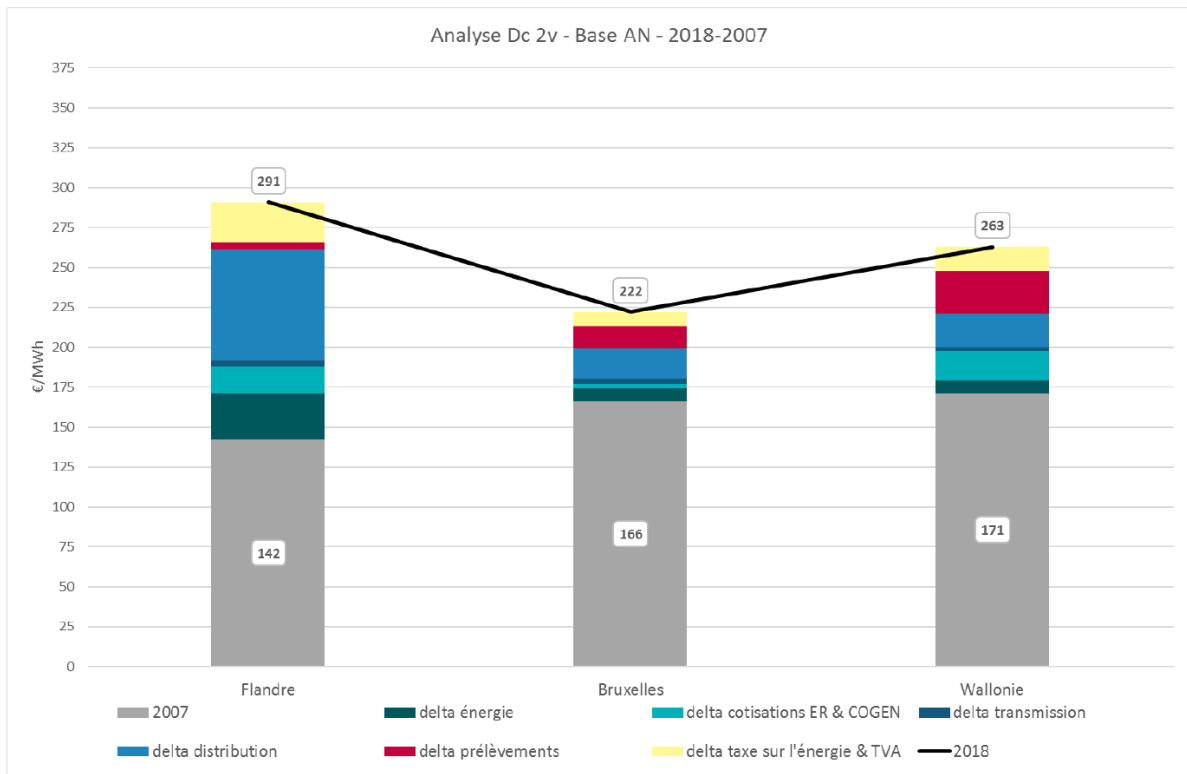
PERIODE 2007-2018

Clients résidentiels (Dc 2v)

⁷⁰ Étude (F)1914 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Entre 2007 et 2018, le prix total moyen a augmenté de 61,59 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 3,33 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type Dc 2v par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région⁷¹. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2018.

Figure 19 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Dc 2v, période 2018-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 148,31 €/MWh en Flandre, de 55,83 €/MWh à Bruxelles et de 91,57 €/MWh en Wallonie⁷². Ces évolutions s'expliquent principalement par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 28,69 €/MWh en Flandre et de 7,91 €/MWh à Bruxelles et en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 11,99 €/MWh dans les trois régions.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La forte hausse de l'an dernier est principalement observée au 4^e trimestre et peut s'expliquer par plusieurs facteurs : la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de

⁷¹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

⁷² Etant donné qu'un client Dc 2v a une consommation annuelle de 3 500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 519,10 €/an en Flandre, de 195,42 €/an à Bruxelles et de 320,50 €/an en Wallonie.

gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂, la situation incertaine de la production nucléaire.

Par le passé, la différence entre la Flandre et Bruxelles/la Wallonie s'expliquait principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure a toutefois été supprimée en janvier 2016, d'où la plus forte hausse en Flandre. La majorité des fournisseurs n'opèrent pas une tarification régionale des prix (dans cet échantillonnage, seulement Lampiris adopte d'autres prix pour Bruxelles jusqu'en juin 2016, ensuite, le prix de l'énergie reste identique dans les trois régions).

Evolution des contributions énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 16,78 €/MWh en Flandre, de 2,82 €/MWh à Bruxelles et de 18,25 €/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 1,58 € en Flandre et de 0,90 €/MWh à Bruxelles et de 0,97 €/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 69,63 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de 2,74 €/MWh. Cette augmentation historique s'explique par les facteurs suivants :

- les suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, de l'introduction des tarifs pluriannuels et des reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs ;
- l'augmentation des coûts des obligations de service public ;
- un accroissement des obligations pour le gestionnaire de réseau et la hausse constante des coûts ont entraîné une augmentation. En 2009, 2010 et 2011, la pose de panneaux solaires a connu un grand succès, ce qui a fait grimper les coûts pour l'obligation de rachat des certificats verts. De plus, les coûts de fourniture aux clients exclus et les primes URE ont également fortement augmenté ;
- le transfert aux régulateurs régionaux de la compétence sur les tarifs de réseau de distribution, suite à la mise en œuvre de la sixième réforme de l'Etat. A partir de début 2015, on voit dès lors les tarifs de réseau de distribution évoluer après une période de prolongation de deux ans ;
- l'assujettissement des activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à l'impôt des sociétés. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 18,77 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une hausse de 3,96 €/MWh. La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle dans ce cadre.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 21,10 €/MWh ; la dernière année, les tarifs 2017 ont été maintenus en 2018 et aucune modification n'est à noter.

Cela s'explique partiellement par l'augmentation des obligations de service public pour le gestionnaire de réseau. Les reports, la hausse du coût de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent également un rôle.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 4,50 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de 27,98 €/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de 1,35 €/MWh et les prélèvements fédéraux, tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...), ont grimpé de 5,41 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également enregistré une hausse de 0,81 €/MWh. Ces hausses ont été compensées par la suppression du prélèvement Elia en 2019.

En 2015, un nouveau prélèvement a été instauré en Flandre afin de financer le fonds énergie pour 0,34 € par mois. En mars 2016, cette cotisation a été remplacée en un prélèvement annuel de 100 € jusqu'à une consommation de 5 MWh.

A compter du 1^{er} janvier 2018, le prélèvement ne peut plus être facturé, vu que la Cour constitutionnelle a annulé le décret instituant le prélèvement Energie flamand. Ce prélèvement a été adapté et, à partir du 1er janvier 2018, nouveau prélèvement mensuel, fixé par point de prélèvement en Région flamande, est entré en vigueur. Son tarif dépend du niveau de tension auquel le point de prélèvement est raccordé et, en cas de basse tension, du fait que l'on soit client résidentiel ou non :

- client BT - client résidentiel : 0,42 €/mois (client type Dc 2v) ;
- client BT - client non résidentiel : 7,87 €/mois (client type Ic) ;
- client MT : 150,00 €/mois (client type Ic1) ;
- client HT : 875,00 €/mois.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 13,66 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,64 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,35 €/MWh, les prélèvements fédéraux tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de 5,41 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de 6,35 €/MWh (dont la surcharge pour le financement des obligations de service public et d'autres prélèvements locaux comme l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 26,63 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,05 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,35 €/MWh, les prélèvements fédéraux comme la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de 5,41 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de 19,73 €/MWh (dont l'indexation de la taxe de voirie et l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

Évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

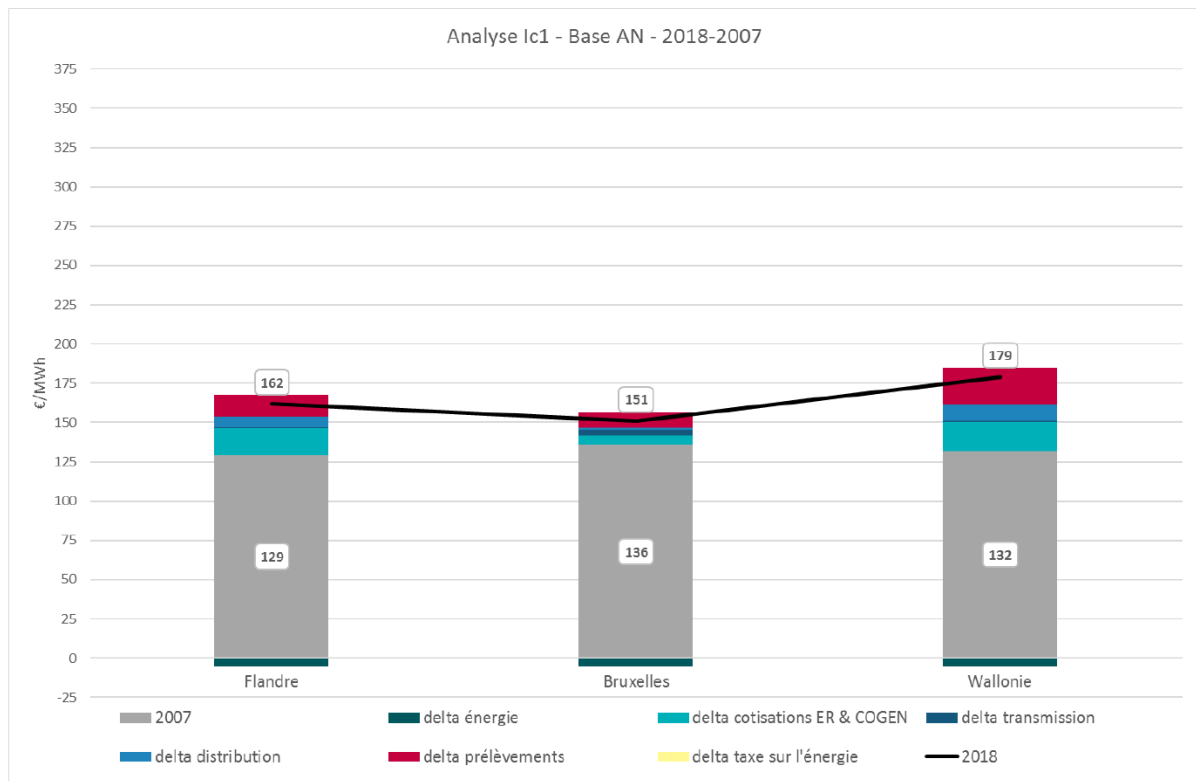
La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de 24,91 €/MWh en Flandre, de 9,11 €/MWh à Bruxelles et de 15,31 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une augmentation de 2,31 € en Flandre, de 3,88 €/MWh à Bruxelles et de 2,98 €/MWh en Wallonie.

Clients professionnels (Ic1)

Entre 2007 et 2018, le prix total moyen a augmenté de 23,99 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 14,10 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique se fonde sur un client

type Ic1 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région⁷³. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2018.

Figure 20 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Dc 2v, période 2018-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 32,63 €/MWh en Flandre, de 15,38 €/MWh à Bruxelles et de 47,16 €/MWh en Wallonie⁷⁴. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, les contributions énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 5,67 €/MWh. La dernière année, ce prix a augmenté de 17,48 € dans les trois régions. L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La forte hausse de l'an dernier est principalement observée au 4^e trimestre et peut s'expliquer par plusieurs facteurs : la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂, la situation incertaine de la production nucléaire.

La majorité des fournisseurs n'opèrent pas une tarification régionale des prix (dans cet échantillonnage, seulement Lampiris adopte d'autres prix pour Bruxelles jusqu'en juin 2016, ensuite, le prix de l'énergie reste identique dans les trois régions).

⁷³ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

⁷⁴ Etant donné qu'un client Ic1 a une consommation annuelle de 160 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 5 220,41 €/an en Flandre, de 2 460,92 €/an à Bruxelles et de 7 544,93 €/an en Wallonie.

Evolution des cotisations énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de l'accroissement des quotas imposés, tout comme chez les clients résidentiels. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 17,04 €/MWh en Flandre, de 6,09 €/MWh à Bruxelles et de 18,25 €/MWh en Wallonie. Au cours de la dernière année, elle a augmenté de 1,55 € en Flandre, de 1,35 €/MWh à Bruxelles et de 1,04 €/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 6,72 €/MWh ; lors de la dernière année, il a diminué de 0,11 €/MWh. Cela est dû à la hausse des coûts des obligations de service public et aux reports des déficits des exercices précédents. L'introduction des tarifs pluriannuels joue également un rôle. Le transfert aux régulateurs régionaux de la compétence sur les tarifs de réseau de distribution, suite à la mise en œuvre de la sixième réforme de l'Etat, a entraîné une nouvelle évolution des tarifs de réseau de distribution à partir de début 2015 après une période de prolongation de deux ans. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 1,33 €/MWh ; lors de la dernière année, il a augmenté de 2,01 €/MWh. Une redistribution des clients sur la base du règlement technique et la forte baisse des frais de dossier pour la catégorie 26-1kV chez Sibelga sont à l'origine de cette faible augmentation sur l'ensemble de la période.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 10,48 €/MWh ; les tarifs 2017 ont été maintenus en 2018 et aucune modification n'est à noter.

Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputé en Wallonie via les prélèvements locaux).

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 13,65 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de 0,58 €/MWh. Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V. La suppression du prélèvement Elia est dès lors compensée par la hausse de la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges fédérales et régionales. L'annulation par la Cour constitutionnelle du décret instituant le prélèvement Energie flamand et le nouveau prélèvement mensuel en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 constitue la cause principale de cette baisse au cours de l'année dernière en Flandre.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 10,05 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,42 €/MWh.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 23,06 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,45 €/MWh. Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V.

Évolution mensuelle du prix d'électricité en 2018

Figure 21 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2018 pour un client type résidentiel (client type = 3.500 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

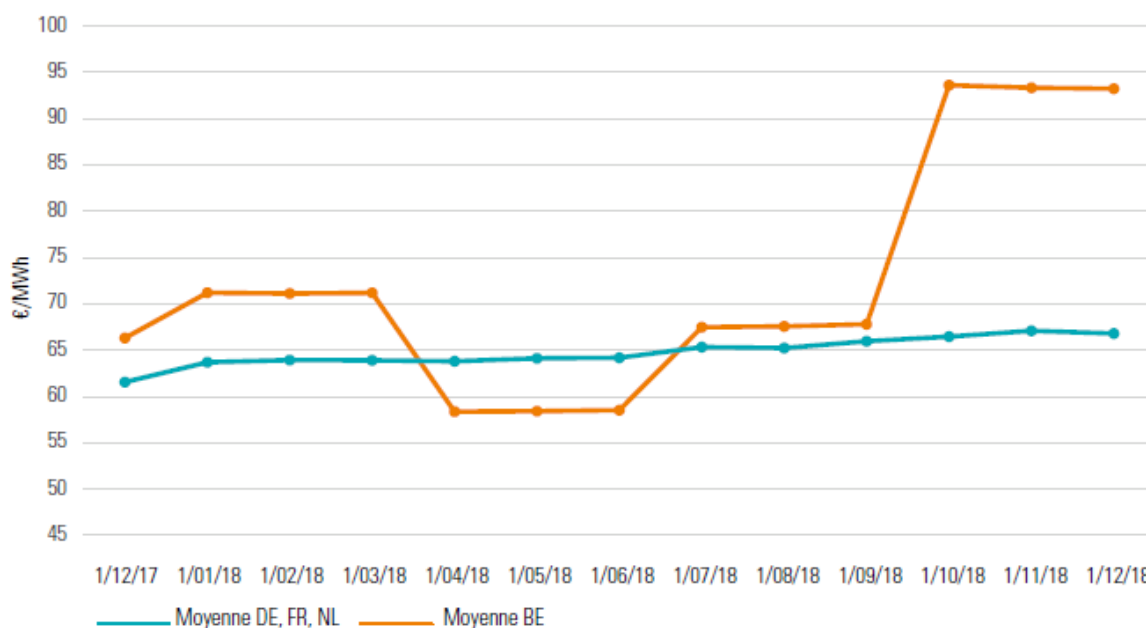
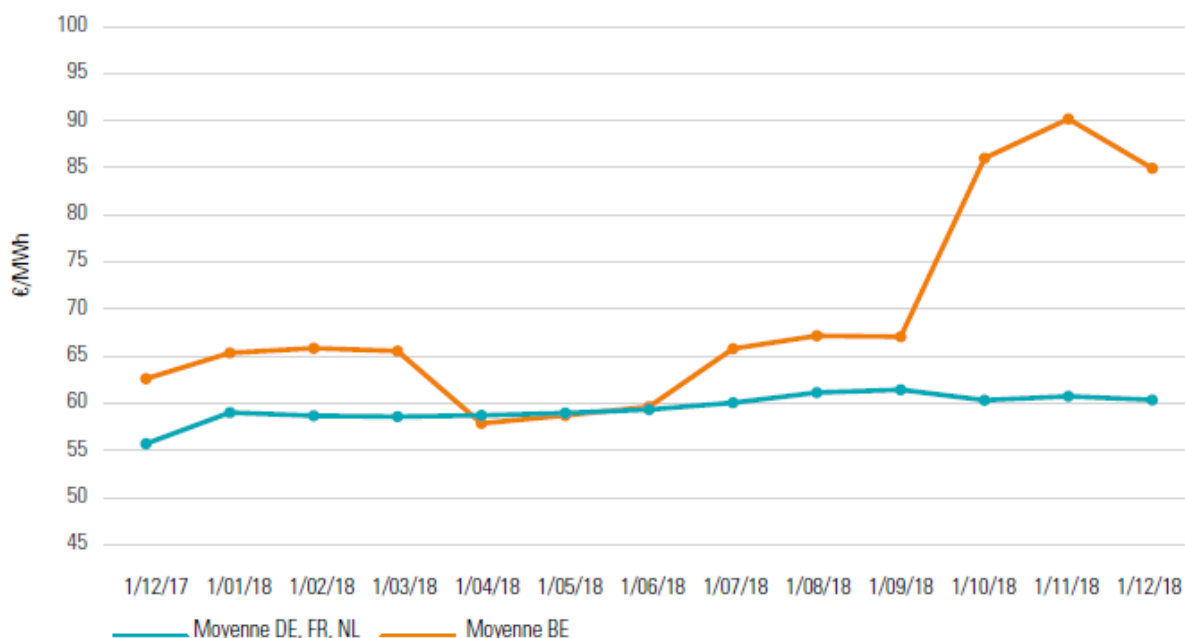


Figure 22 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2018 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



Niveau de transparence :

Plus de 60 % des ménages et 70 % des indépendants et PME ont souscrit un contrat d'électricité à prix de l'énergie fixe. Pour les contrats à prix de l'énergie fixe, le prix par kWh consommé reste le même pendant toute la durée du contrat, même s'il s'étend sur plusieurs années.

Les contrats à prix de l'énergie variable suivent l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel, ce qui signifie que les consommateurs ayant souscrit ce type de contrat voient immédiatement les hausses de prix se répercuter (partiellement) sur leur facture, ce qui s'applique également dans le cas de prix à la baisse.

Dans son choix entre un contrat à prix énergétique fixe ou variable, le consommateur doit décider s'il est prêt à prendre un risque en termes de prix. Le consommateur doit choisir le produit qui lui convient le mieux dans la diversité des produits proposés (prix énergétique fixe, prix énergétique variable à prix spot, prix énergétique variable à prix *forward*) et dans les profils de risques y afférents.

Pour les contrats à prix de l'énergie variable, les fournisseurs utilisent une formule de prix et un paramètre d'indexation. Les fournisseurs publient chaque mois leur nouvelle offre, accompagnée des fiches tarifaires correspondantes. Nous constatons qu'en début de mois, certains fournisseurs mentionnent sur leurs fiches tarifaires des prix qui ne sont pas corrects car ils ne tiennent pas encore compte de la nouvelle valeur du paramètre d'indexation. La définition et le mode de calcul des paramètres d'indexation sont néanmoins fixés par les fournisseurs.

Normalement, des fiches tarifaires présentant des prix corrects sont mises à disposition à compter du cinquième jour du mois pour tous les fournisseurs. Cette méthode de travail rend particulièrement difficile l'obtention à tout moment et certainement la première semaine de chaque mois d'informations de prix correctes, notamment pour les comparateurs de prix, mais bien entendu aussi pour les consommateurs.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence:

La part de marché de la production de gros :

Le tableau 32 donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Electrabel possède toujours une part de marché importante (69 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 17 % en capacité de production.

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

Capacité de production (GW)																					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Electrabel	12,1	11,4	11,0	10,7	9,9	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	76%	72%	70%	66%	65%	68%	71%	73%	72%	69%	
EDF-Luminus ⁽¹⁾	2,2	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	14%	15%	15%	14%	15%	12%	12%	14%	14%	17%	
E.ON	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	8%	9%	9%	9%	10%	7%	4%	0%	0%	0%	
TPower	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	
Autres (<3%)	0,5	0,6	0,5	1,2	1,3	1,5	1,6	1,5	1,5	1,8	3%	3%	3%	7%	9%	10%	11%	11%	11%	12%	
Total	16,0	15,8	15,8	16,0	15,3	14,6	14,5	14,0	14,1	15,4	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
											HHI	5 970	5 540	5 170	4 720	4 460	4 760	5 160	5 510	5 420	5 040

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a légèrement diminué en 2018. Il reste très élevé avec une valeur de 5 040. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000. Le tableau 33 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 57,8 TWh en 2018, ce qui est fort en-dessous du niveau de la production de 2017, en raison de l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires.

La part de marché prédominante d'Electrabel a diminué de manière modérée en 2018 à 69 % (contre 77 % en 2017). L'indice HHI a diminué à 5 130 en 2018, ce qui témoigne encore toujours d'un marché très concentré.

Tableau 33 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)																					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Electrabel	70,3	62,7	58,9	50,7	49,9	40,7	37,2	55,0	54,4	40,1	82%	72%	73%	71%	71%	68%	67%	79%	77%	69%		
EDF-Luminus (1)	12,2	12,2	9,3	8,5	8,6	7,6	6,6	6,5	7,8	9,7	14%	14%	12%	12%	12%	13%	12%	9%	11%	17%		
E.ON	0,5	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,6	0,9	0,0	0,0	1%	10%	11%	11%	10%	11%	8%	1%	0%	0%		
T-Power	0,0	0,0	1,0	0,5	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	2,4	0%	0%	1%	1%	1%	2%	4%	4%	4%	4%		
Autres (<3%)	2,6	3,0	2,8	4,4	4,9	4,0	5,1	4,9	5,5	5,6	3%	3%	4%	6%	7%	7%	9%	7%	8%	10%		
Total	85,5	86,6	80,5	71,9	70,7	59,9	55,8	69,9	70,2	57,8	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
HHI											6 868	5 439	5 599	5 242	5 223	4 893	4 679	6 303	6 152	5 130		

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

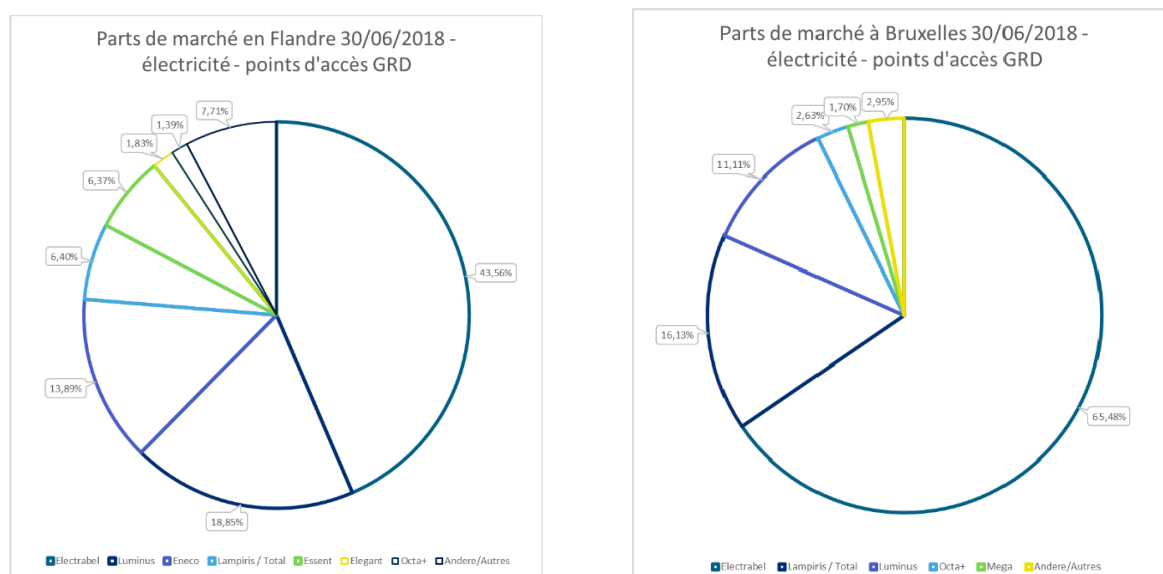
La part de marché de détail de l'énergie :

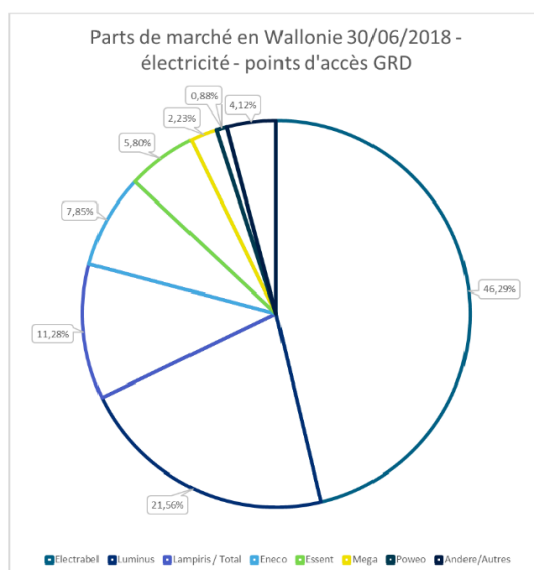
La date à laquelle le marché de détail de l'énergie a été complètement libéralisé diffère selon les trois régions. Dans un marché libéralisé de l'énergie, les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité et/ou de gaz naturel. En Flandre, c'est le cas depuis le 1er juillet 2003. A Bruxelles et en Wallonie, le marché est totalement libéralisé depuis le 1er janvier 2007.

Juste après la libéralisation du marché, les deux fournisseurs standard (Electrabel et Luminus) détenaient conjointement une part de marché d'environ 97 %. La possibilité pour le consommateur de choisir lui-même un fournisseur d'énergie a eu un effet important sur l'évolution des parts de marché des fournisseurs. Le 30 juin 2018, Electrabel et Luminus ne détenaient plus qu'une part de marché conjointe de 60 à 65 % en Flandre et en Wallonie, et de 82 % à Bruxelles.

Les parts de marché des fournisseurs par région sont illustrées à la figure 23.

Figure 23 - Parts de marché fournisseurs (3 régions)





L'indice C3 rend compte des parts de marché conjointes des trois principaux fournisseurs. Le 30 juin 2018, cet indice s'élevait à 75 % en Flandre, à 93 % à Bruxelles et à 79 % en Wallonie. Dans les trois régions, l'indice C3 est au même niveau pour l'électricité et le gaz naturel. L'indice C3 est considéré comme un bon indicateur de la concentration de marché mais ne dit rien sur la répartition des parts de marché entre les trois principaux fournisseurs. L'indice HHI⁷⁵ tient compte du rapport relatif entre les parts de marché des fournisseurs. Il est généralement admis que l'indice HHI d'un marché concurrentiel est égal ou inférieur à 2.000.

Le tableau 34 illustre les indices HHI, calculés le 30 juin 2018, pour les trois régions. En Flandre et Wallonie, l'indice HHI dépasse encore tout juste 2.000. Cette évolution favorable dénote une amélioration de la concurrence sur le marché de détail. A Bruxelles, on observe une concentration de marché plus élevée que dans les deux autres régions.

Tableau 34 - Indice de concentration (HHI)

FLANDRE		BRUXELLES		WALLONIE	
Électricité	Gaz naturel	Électricité	Gaz naturel	Électricité	Gaz naturel
2.458	2.313	4.684	4.627	2.810	2.504

Il ressort de l'analyse des parts de marché et de la concentration de marché qu'en raison de la concurrence croissante entre les fournisseurs, les parts de marché des fournisseurs standard historiques sont mises sous pression, tandis que de nouveaux fournisseurs se font concurrence et se disputent des parts de marché. Pour attirer les consommateurs, les fournisseurs utilisent les canaux de vente suivants : leur propre site Internet, des points de vente physiques dans des chaînes de magasins ou des kiosques de vente, la vente à distance, la vente porte à porte, les comparateurs de prix commerciaux, la participation à des achats groupés, etc. En multipliant les canaux de vente, les fournisseurs espèrent toucher autant de clients que possible.

⁷⁵ Indice HHI : indice Herfindahl-Hirschman.

2.6.4.2. Région flamande

Niveau de transparence :

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.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :

HHI-index et C3 :

Le tableau 35 illustre l'évolution du HHI pour l'électricité depuis 2010. Pour la première fois depuis la libéralisation du marché de l'énergie, l'évolution à la baisse positive du taux de concentration ne se poursuit pas. Malgré une diminution du HHI des AMR, MMR et clients professionnels relevés annuellement, le HHI total pour 2018 a augmenté en raison d'une forte augmentation du HHI des clients résidentiels relevés annuellement. Le HHI des clients résidentiels relevés annuellement a augmenté de 2.224 à 2.522, faisant passer le HHI du marché total de 2.287 à 2.525. La barre des 2.500 est ainsi franchie pour la première fois depuis 2015. Cette situation résulte des fusions et acquisitions de ces dernières années (Eneco – eni, Total - Lampiris, intégration d'Electrabel Customer Solutions dans Engie Electrabel) et de la disparition de plus petits concurrents comme Belpower.

Le HHI de l'AMR s'est toutefois amélioré en 2018 et, comme les années précédentes, est le plus bas de tous les segments de marché. Ce segment de marché est le seul qui est considéré comme parfaitement concurrentiel par la définition.

Tableau 35 : HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

Electricité	31/12/2010	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018
AMR	4.181	2.068	1.917	1.738
MMR	4.462	2.438	2.266	2.139
Télémesurés professionnels	5.623	2.818	2.736	2.684
Télémesurés résidentiels	4.425	2.272	2.224	2.522
Total du marché	4.595	2.344	2.287	2.525

L'indice de concentration C3 pour l'électricité (tableau 36) montre que la part de marché commune en nombre de points d'accès des trois entreprises ou groupes détenant la plus grande part de marché s'élevait à 75,85 % à la fin 2018, soit un chiffre en hausse de 4,24 % par rapport à 2017. Les fournisseurs détenant la plus grande part de marché sont ENGIE Electrabel et EDF Luminus, comme ce fut le cas l'année précédente. La SA Eneco Belgium remplace Eni gas & power dans le top trois, ce qui est une

évolution logique en raison du rachat d'Eni gas & power par la SA Eneco Belgium. Comme pour le HHI, la baisse de l'indice de concentration du marché total pour l'indice C3 (lire : augmentation) résulte principalement de l'augmentation de la concentration dans le segment de marché des clients résidentiels relevés annuellement. L'indice de concentration C3 dans tous les autres segments de marchés (AMR, MMR et professionnels relevés annuellement) a diminué par rapport à 2017.

Tableau 36 : C3 électricité (en nombre de points d'accès)

Electricité	C3 31/12/2010	C3 31/12/2016	C3 31/12/2017	C3 31/12/2018
AMR	92,25%	70,44%	68,38%	62,24%
MMR	95,76%	75,55%	73,41%	72,29%
Télémesurés professionnels	97,12%	76,28%	75,66%	73,84%
Télémesurés résidentiels	91,84%	72,72%	71,36%	76,51%
Total du marché	92,69%	73,09%	71,61%	75,85%

Switch :

Il est intéressant d'observer la dynamique sur le marché énergétique car elle donne une indication directe du degré de concurrence. Le tableau 37 révèle, au moyen d'un indicateur annuel, le nombre relatif des changements de fournisseur d'électricité à l'initiative du consommateur.

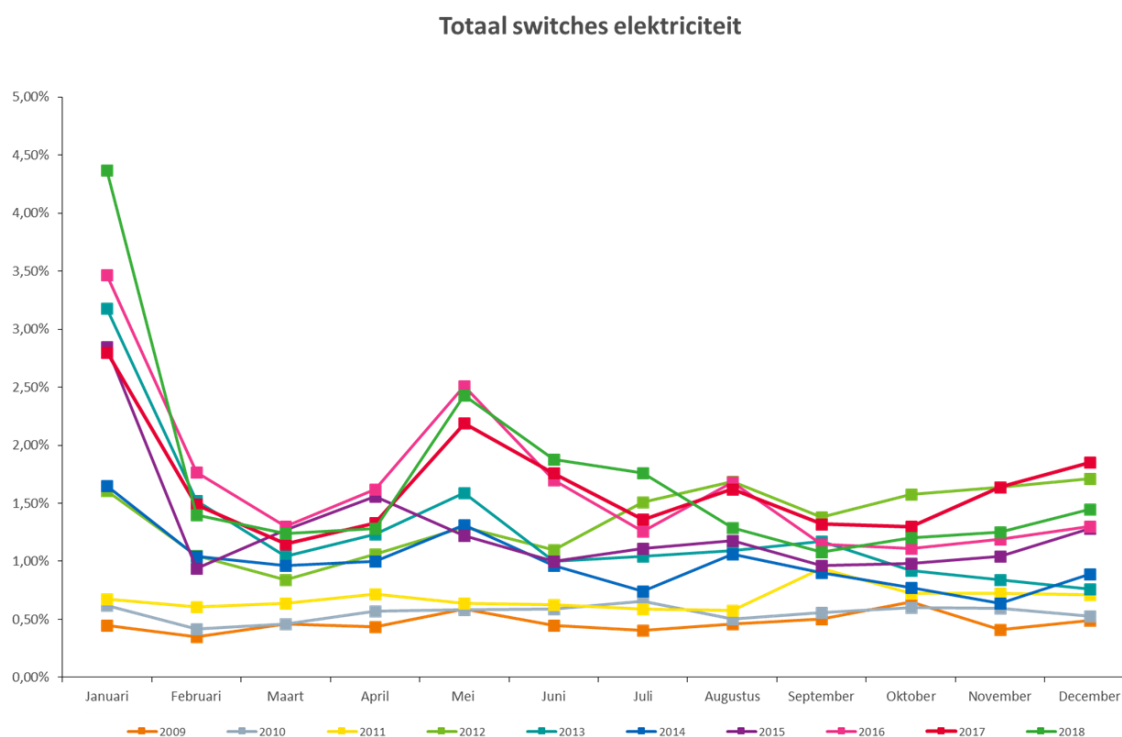
Tableau 37 : indicateur annuel de la dynamique de marché électricité (%) - Nombre relatif de points d'accès passés à un autre fournisseur d'électricité

	TOTAL
2010	6,68
2011	8,15
2012	16,46
2013	15,38
2014	11,92
2015	15,39
2016	20,06
2017	19,81
2018	20,63

Le résultat affiché dans le tableau ci-dessus rend compte de la dynamique de marché sur une base annuelle en additionnant les pourcentages de switch. Il ne s'agit toutefois pas d'un aperçu exact du nombre de points d'accès ayant changé de fournisseur en 2018. En théorie, il est en effet possible que des points d'accès changent deux fois ou plus de fournisseur dans l'année, bien qu'il ne s'agisse probablement que d'une minorité de points d'accès si l'on se fonde sur les précédents rapports du Marktmonitor. D'après l'indicateur, 20,63 % des clients d'électricité ont changé de fournisseur en 2018, ce qui donne le niveau le plus élevé depuis la libéralisation du marché de l'énergie. Le record précédent avait été atteint en 2016, lorsque l'indicateur était de 20,06 %. Cette augmentation est principalement attribuable à une augmentation du taux d'activité des clients résidentiels (de 18,67 % à 19,63 %). Les clients non résidentiels ont également changé davantage de fournisseur en 2018.

Ils étaient 24,85 % en 2017 contre 24,94 % en 2018. Le taux d'activité, plus important chez les entreprises que chez les ménages, que l'on observe depuis 2013, s'est donc maintenu, même si l'écart s'est à nouveau légèrement réduit en 2018.

Figure 24 : Evolution de la dynamique du marché électricité par mois (en néerlandais)



Comme le montre la figure 24, le taux de changement de fournisseur d'électricité était plus élevé en début d'année 2018, à l'exception de février et avril, qu'en 2017. D'août à la fin 2018, on relève moins de changements de fournisseurs par rapport à 2017. Comme les années précédentes, janvier a été le mois le plus actif, avec un taux de changement de fournisseur de 4,37 %, soit un record absolu par rapport aux années précédentes.

2.6.4.3. Région wallonne

Niveau de transparence :

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site internet : <http://www.compacwape.be/proc/simulation;jsessionid=86AFDF3270C33651F7C2704A00039FB1?execution=e1s3>, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

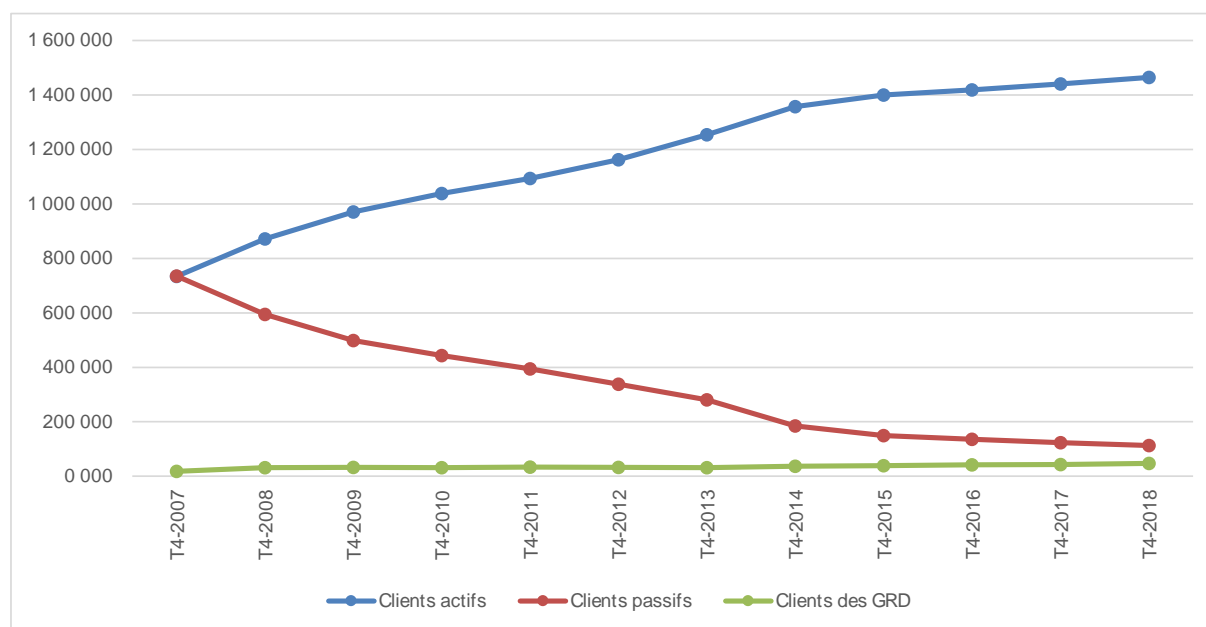
Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives notamment aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle (<https://www.cwape.be/?dir=4.1.06>).

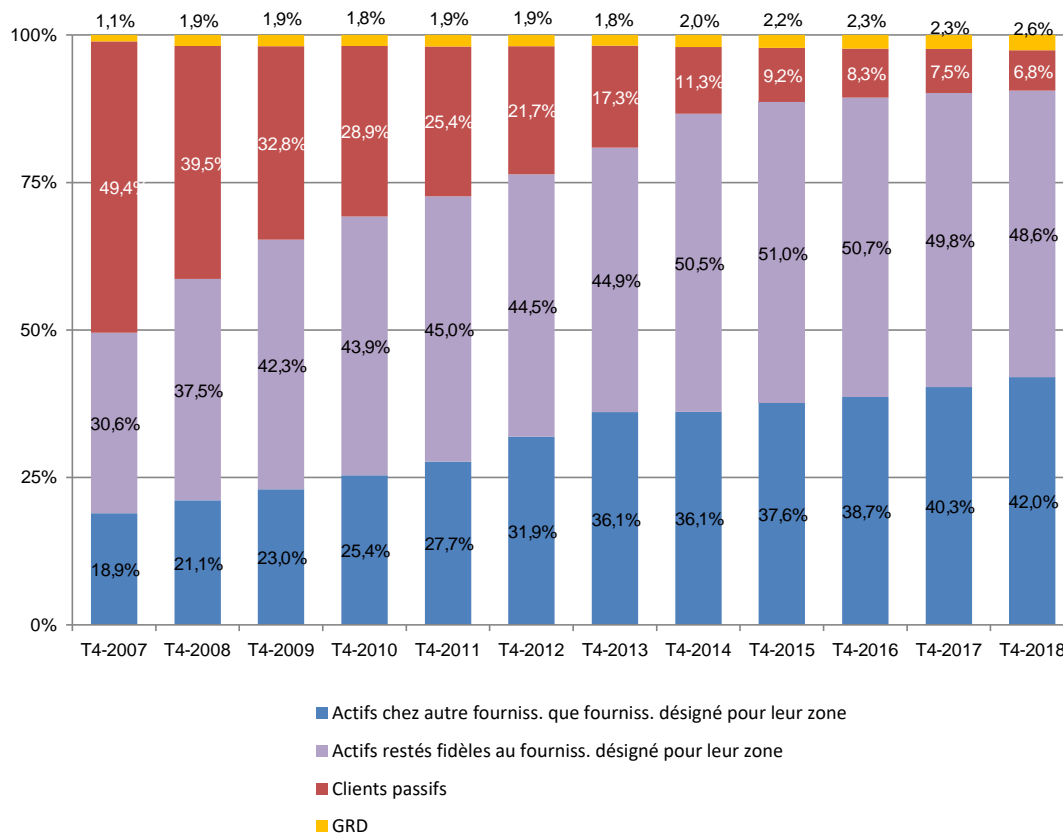
Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché wallon de l'électricité, au 1^{er} décembre 2018, environ 90 % de la clientèle résidentielle était active.

Figure 25 : Marché de l'électricité - clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



En 2018, 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 légèrement diminué pour atteindre 48,6%.

Figure 26 : Marché de l'électricité - Activité de la clientèle



HHI-index et C3 :

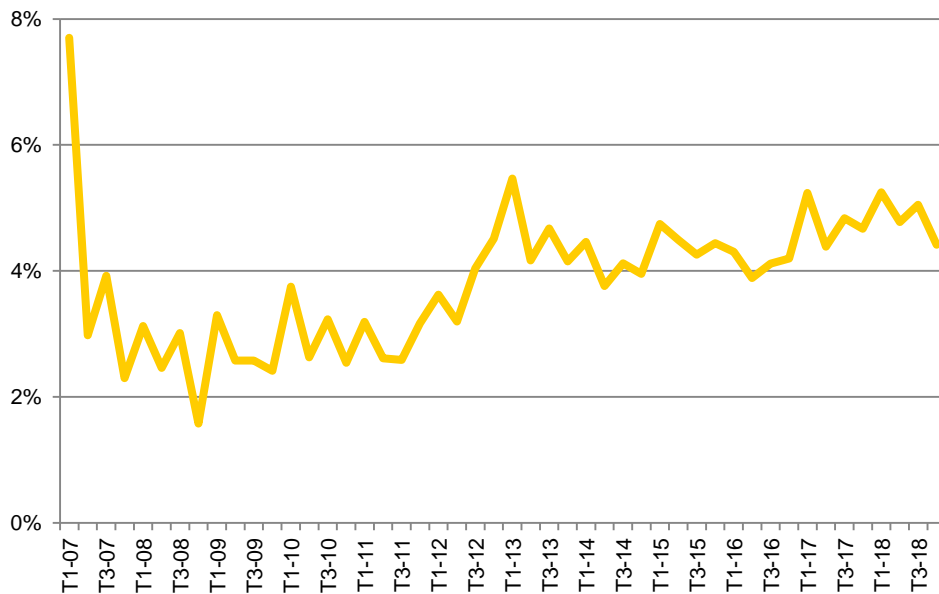
Tableau 38 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

Type	Valeurs HHI				
	2014	2015	2016	2017	2018
Clients professionnels	3.209	2.997	2.811	2.591	2.572
Clients résidentiels	3.212	3.104	3.007	2.867	2.779
Total	3.210	3.086	2.975	2.821	2.739
Type	Valeurs C3				
	2014	2015	2016	2017	2018
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%	79,10%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%	77,70%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%	77,90%
Total	84,90%	83,30%	81,20%	79,20%	77,80%

Switch :

Le taux de switch enregistré par trimestre en 2018 se situe aux alentours des 5 %.

Figure 27 : Marché de l'électricité - Taux de switch



2.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

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

Au 31 décembre 2018, 34 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale: cinq ayant une licence pour l'électricité uniquement, quatre ayant une licence pour le gaz uniquement et 25 disposant de licences pour les deux vecteurs d'énergie. De tous ces détenteurs de licences de fourniture, seuls 24 ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois.

L'année 2018 a été marquée d'une part par le retrait de la licence de fourniture de Belpower International S.A. (Belpower). En effet, la société qui éprouvait des difficultés techniques et financières depuis plusieurs mois a vu sa situation se dégrader au courant du mois de mai 2018, avec comme conséquence la décision de Sibelga de rompre le contrat d'accès. Au regard de l'état de liquidation dans lequel se trouvait Belpower et des mesures prises pour sauvegarder la continuité de la fourniture d'électricité pour les clients bruxellois, BRUGEL a rendu un avis à la Ministre en charge de l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale consistant à retirer la licence de fourniture d'électricité de Belpower International S.A.

D'autre part, en début d'année est annoncée l'acquisition de Direct Energie (et conséquemment, de sa filiale belge Poweo) par le groupe pétrolier français TOTAL qui poursuit ainsi son objectif d'implantation dans le secteur de la fourniture de gaz et d'électricité en Belgique. Cette opération rendue effective à partir du 1er février 2019 amènerait le groupe TOTAL à obtenir un portefeuille de plus 90.000 points de fourniture, soit 18 % de parts de marché.

Par ailleurs, au niveau des licences de fourniture, plusieurs demandes de renouvellement ont été traitées (c'est le cas d'E.ON Belgium SA suite à son changement de nom en UNIPER et d'Eneco Belgium S.A. suite à la fusion par acquisition avec la société ENI Gas & Power S.A.) et des nouvelles licences ont été octroyées (c'est le cas de la société Klinkenberg Energy S.A et Energie 2030 Agence S.A pour la fourniture d'électricité. C'est également le cas de la société Antargaz Belgium S.A pour la fourniture de gaz).

Le nombre de ces demandes reste proche des niveaux atteints ces dernières années (3 en 2016 et 2 en 2017).

Tableau 39 : Évolution des parts de marchés

Top 3 fournisseurs	Electricité		Gaz	
	En volume	Points de fourniture	En volume	Points de fourniture
ENGIE	52,95% (↓4,11%)	65,10% (↓1,02%)	58,06% (↑0,46%)	64,42% (↓0,96%)
EDF Luminus	16,81% (↑0,42%)	10,43% (↓1,47%)	10,78% (↓0,74%)	10,56% (↓1,91%)
Lampiris	11,38% (↓1,73%)	16,85% (↑1,16%)	16,45% (↓0,63%)	17,74% (↑2,05%)

HHI-index et C3 :

D'un point de vue économique, il est fréquent de mesurer la concentration des marchés par différents indicateurs. Les indicateurs utilisés pour les marchés d'électricité et de gaz sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) et l'indicateur de concentration C3, qui mesurent la concentration pour ce qui est du nombre d'acteurs actifs dans la fourniture d'énergie et de leurs parts de marché respectives.

Dans le cadre de notre analyse du marché, on observe ces indices en fonction du nombre de points de fourniture dans le portefeuille des acteurs du marché et, de manière générale, plus le HHI et le C3 sont élevés, plus le marché est concentré.

On observe, de manière générale, d'une part, que la tendance en électricité est identique à celle du gaz et d'autre part que c'est l'activité de fourniture dans le secteur résidentiel qui donne la tendance du marché. En effet, tant pour l'électricité que pour le gaz, les courbes d'évolution des deux indices sur tout le marché (voir courbes pour toute clientèle) sont fortement corrélées aux courbes des deux indices sur le segment résidentiel (voir courbes YMRR - pour « Yearly Meter Reading Residential », soit les clients résidentiels avec un relevé annuel des compteurs).

Plus particulièrement, s'agissant de l'indice HHI, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation, on observe une tendance baissière jusqu'en 2018. Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte entre la période 2011 à 2015 et qu'elle diminue relativement peu depuis et tend à se stabiliser autour de 4.600 (pour YMR) tant pour l'électricité que pour le gaz. Sur le segment professionnel, on observe une diminution relativement importante entre 2007 et 2013 suivie d'une phase de stabilisation autour du niveau de 4.300 (pour YMR électricité) et de 4.500 (pour YMR gaz). Toutefois, on observe que pour le gaz, le niveau atteint en 2018 sur le segment AMR (pour « Automatic Meter Reading », soit les clients professionnels avec un relevé automatique de courbe de charge) se rapproche sensiblement de la barre symbolique de 2.000.

Concernant la mesure de la concentration par l'indicateur C3, relatif aux trois premiers acteurs qui concentrent toujours plus de 90% des parts de marché, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz, l'évolution à la baisse observée est très lente. A l'instar de l'indice HHI, on observe pour la clientèle AMR une tendance plus concurrentielle avec un indice C3 de 77% en gaz et 80% en électricité.

En tout état de cause, nous pouvons constater que la concentration sur le marché bruxellois est relativement moindre en gaz par rapport à ce qu'on observe en électricité et que les niveaux atteints sont encore supérieurs à ce qui caractérise théoriquement un marché concurrentiel. Dans les autres régions, les niveaux observés sont plus bas et, pour la Région flamande ces niveaux sont très proches de 2 000. Toutefois, toute analyse comparative des parts de marché des trois principaux fournisseurs en RBC doit tenir compte du fait que, contrairement aux autres régions, un seul fournisseur par défaut est actif depuis 2007.

En outre, la concentration importante des marchés n'implique pas, à elle toute seule, nécessairement un manque de concurrence. Par conséquent, il est indiqué de coupler cet indicateur avec l'analyse de la dynamique de changement de fournisseur abordée dans la section suivante.

Figure 28 : Evolution HHI et C3

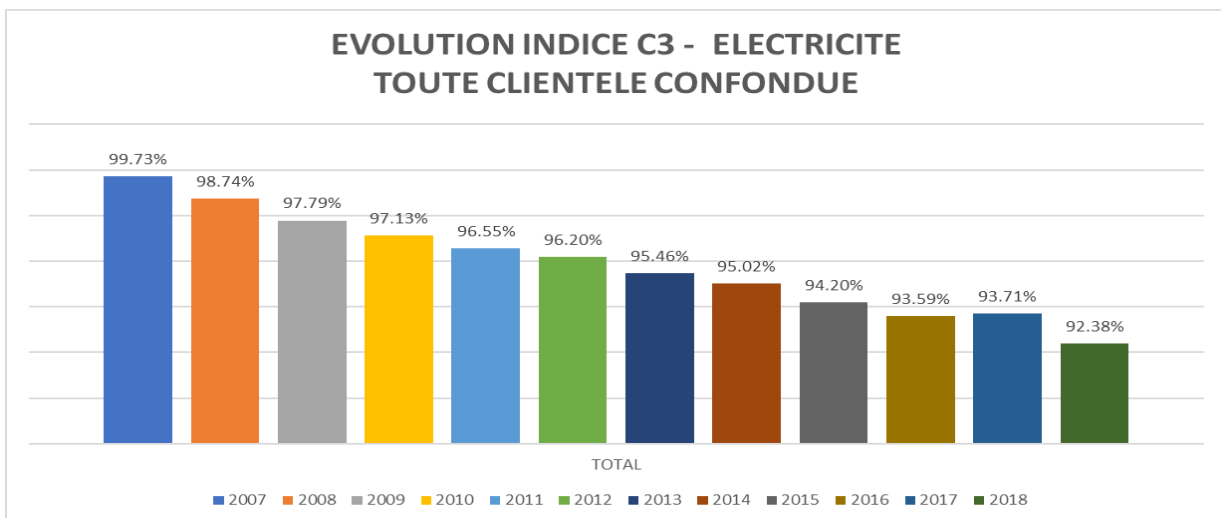
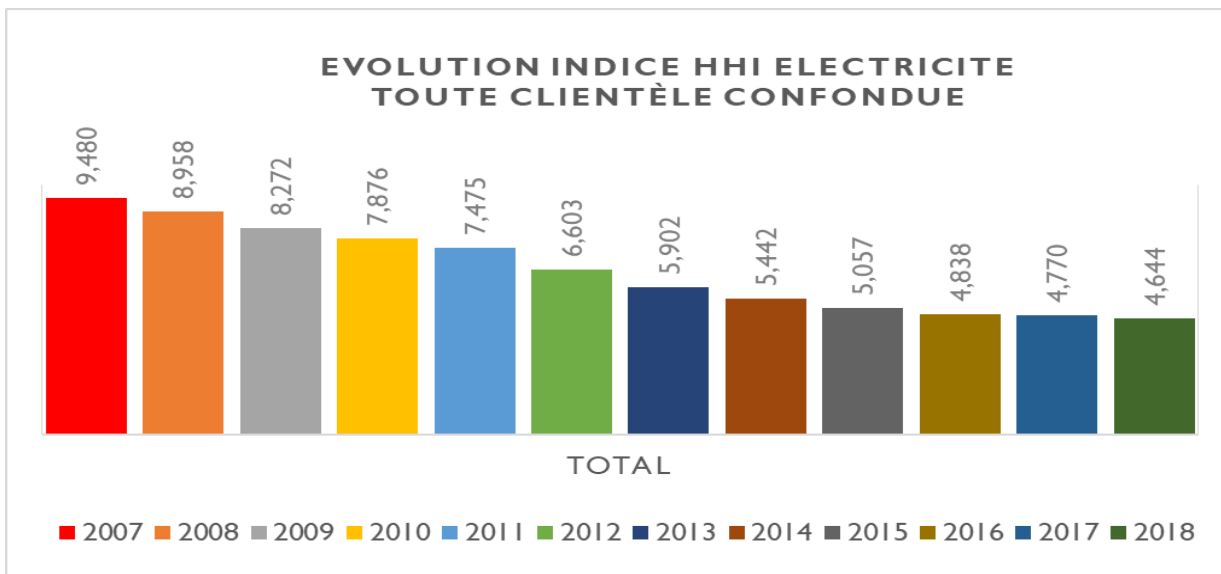
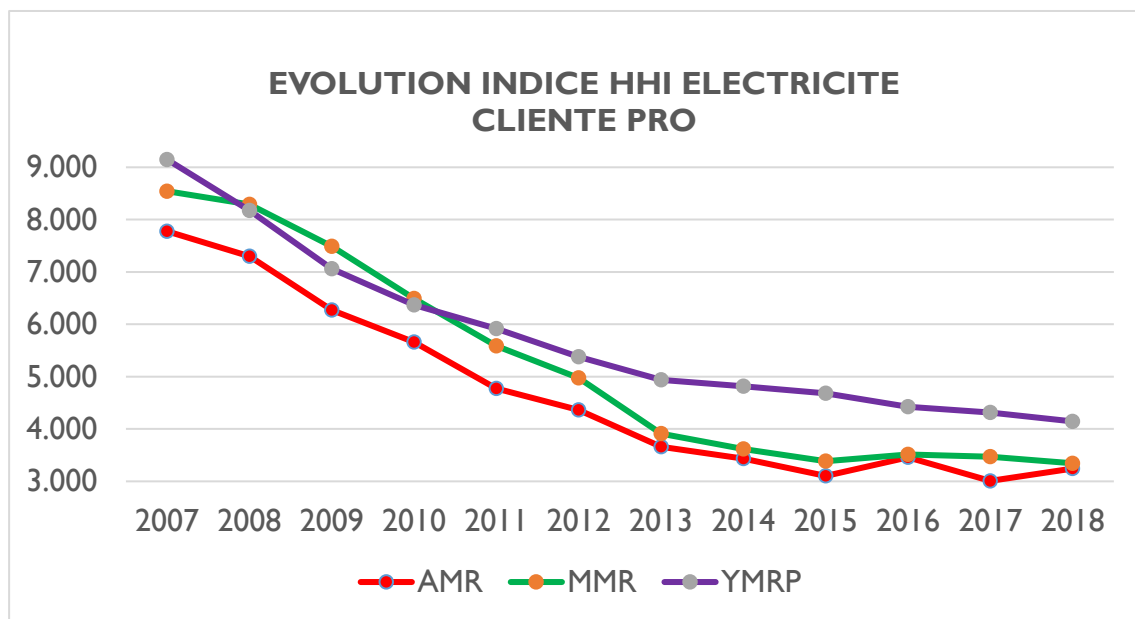
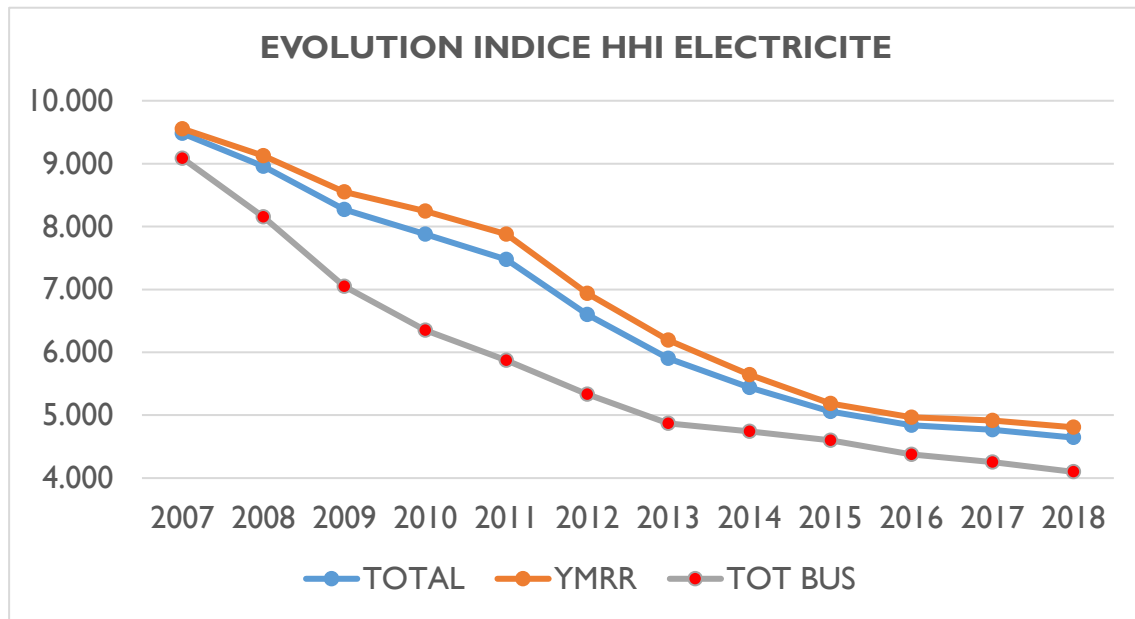


Figure 29 : Évolution indice HHI électricité clientèle résidentielle et HHI électricité clientèle professionnelle



Switch :

Dans le cadre de son analyse de marché, BRUGEL suit particulièrement les indicateurs de certains processus du marché qui relatent le niveau d'activités des fournisseurs et des consommateurs bruxellois, notamment les « *supplier switches* » et les « *combined switches* ». Il convient de souligner que la renégociation d'un contrat sans qu'il y ait eu changement de fournisseur n'est pas considéré comme un switch.

Tableau 40 : Scénarii suivis dans le cadre de l’analyse de l’activité de changement de fournisseurs

Nom du scénario	Description
Supplier Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu’un client change de fournisseur. Les textes de loi prévoient qu’un changement de fournisseur soit effectif au plus tard 21 jours après que le nouveau fournisseur a effectué les démarches nécessaires. C’est, à tout le moins, cet indicateur qui traduit le plus fidèlement un changement de fournisseur opéré de manière délibérée par le client, notamment après une recherche d’information et une comparaison entre les fournisseurs.
Combined Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu’un client emménage sur un point de fourniture et choisit un fournisseur différent que celui initialement actif sur le point de fourniture sans que le compteur soit fermé entretemps.

Source : BRUGEL

- Clientèle résidentielle

Les figures relatives au segment résidentiel en gaz et en électricité mettent en évidence une évolution similaire, tant pour l’indicateur « *supplier switch* » que pour l’indicateur « *combined switch* » et l’élément principal d’explication de cette similitude peut se fonder sur deux caractéristiques principales.

Tant pour l’indicateur « *supplier switch* » que pour l’indicateur « *combined switch* », les figures en gaz et en électricité montrent également une tendance haussière depuis la libéralisation.

Cependant, l’indicateur « *supplier switch* » en hausse jusqu’en 2016 a subi une décroissance en 2017 suivie d’une reprise en 2018.

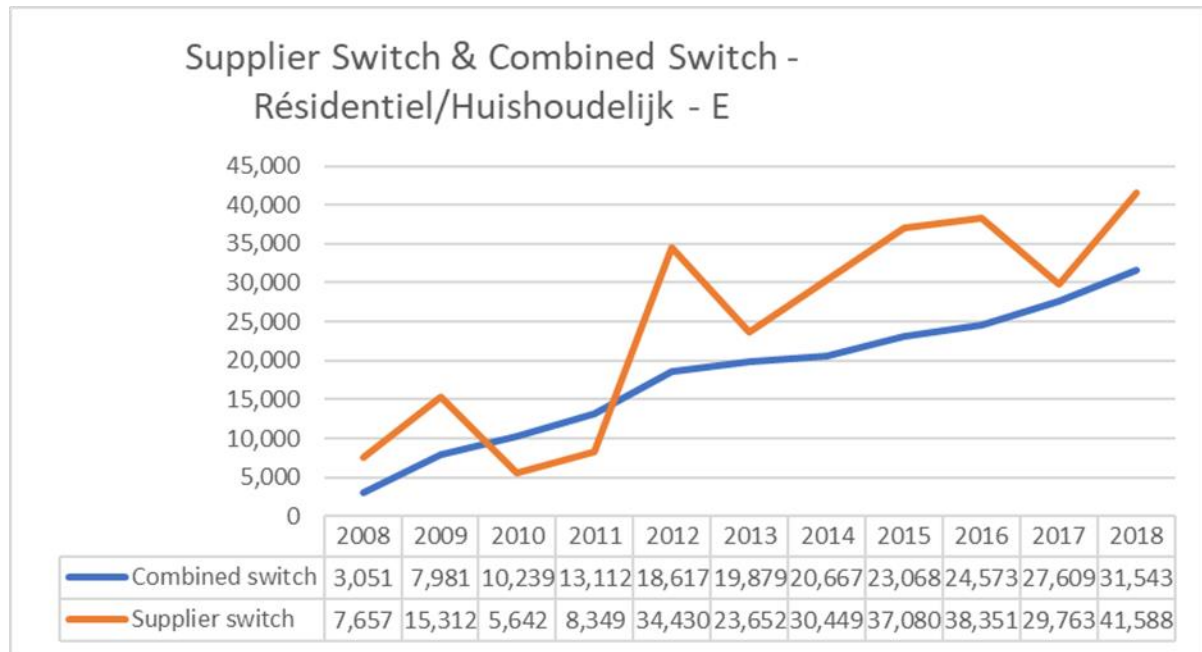
Concernant la tendance haussière, différents facteurs en sont à l’origine. Soulignons notamment les différentes modifications apportées à la législation fédérale, la mise à disposition d’un nouveau comparateur tarifaire performant et les campagnes de communication, tant fédérale que régionale, de 2012, qui ont continué à jouer un rôle important dans la dynamique de marché. Les effets de ces facteurs sont restés, dans une certaine mesure, observables pour les années suivantes puisque les niveaux moyens atteints affichent cette tendance haussière jusqu’en 2016.

La baisse d’intensité observée pour la première fois de manière significative en 2017 peut être attribuée au changement de stratégie de croissance d’EDF Luminus à la suite des écueils structurels rencontrés sur le marché résidentiel bruxellois. En effet, entre 2013 et 2017, cet acteur est resté le plus grand contributeur en volumes de l’activité de changement de fournisseurs. Toutefois, on observe

dans le chef de cet acteur une chute de 7 % (de 2015 à 2016) et de 41 % (de 2016 à 2017) en volume de changements de fournisseurs, gaz et électricité confondus.

Comme on peut l'observer sur la figure suivante, la reprise observée en 2018 est essentiellement induite par le nombre de « *supplier switch* » de Lampiris qui a doublé entre 2017 et 2018.

Figure 30 : Évolution Switching



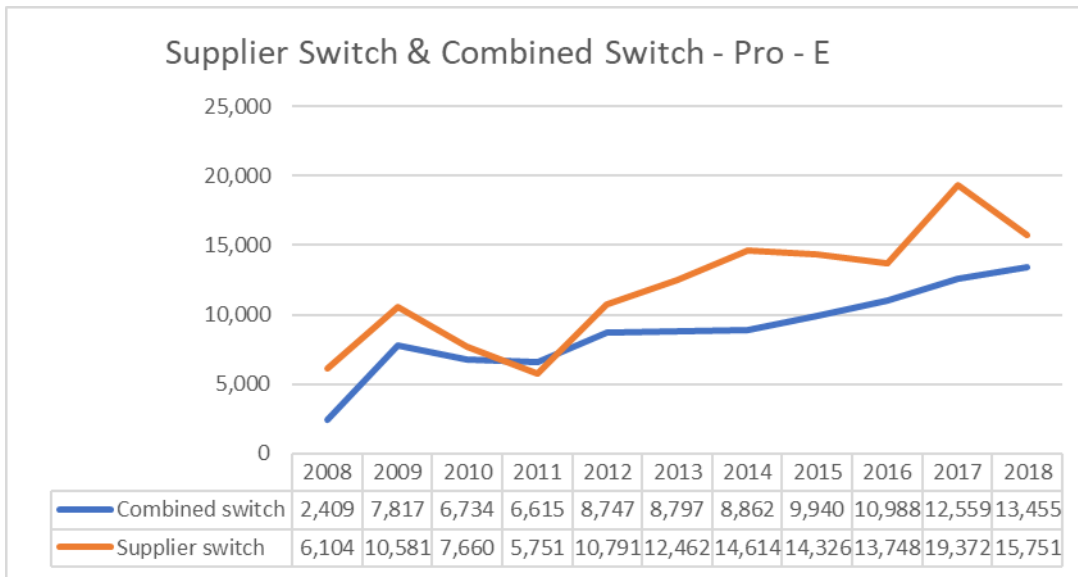
- Clientèle professionnelle

Comme le montre la figure ci-après, les indicateurs de « *switch* » dans le segment professionnel, présentent des similitudes, en gaz et en électricité, avec le segment résidentiel, mais dans une moindre mesure pour le « *supplier switch* ». Cette légère différence par rapport au segment résidentiel pourrait provenir du fait que les clients professionnels, étant donnés les enjeux financiers, peuvent prendre des décisions différentes par vecteur d'énergie.

Tout comme pour le segment résidentiel, on observe une tendance haussière en « *switch* » depuis la libéralisation jusqu'en 2017, avec une hausse particulière en 2012 et en 2017. L'explication pour cette tendance générale haussière est la même que pour le segment résidentiel, à savoir, notamment les différentes modifications apportées à la législation fédérale, la mise à disposition d'un nouveau comparateur tarifaire performant et les campagnes de communication, tant fédérale que régionale, de 2012.

La hausse particulière observée en 2017 peut s'expliquer par l'appel d'offres organisé par Interfin pour mutualiser et rationaliser la fourniture d'énergie aux communes et aux administrations bruxelloises. Ce marché a été conclu en 2017 et les changements groupés de fournisseurs vers le fournisseur ayant remporté le marché ont été opérés par Sibelga. La situation en 2018 reprend son cours en suivant l'évolution progressive observée jusqu'alors.

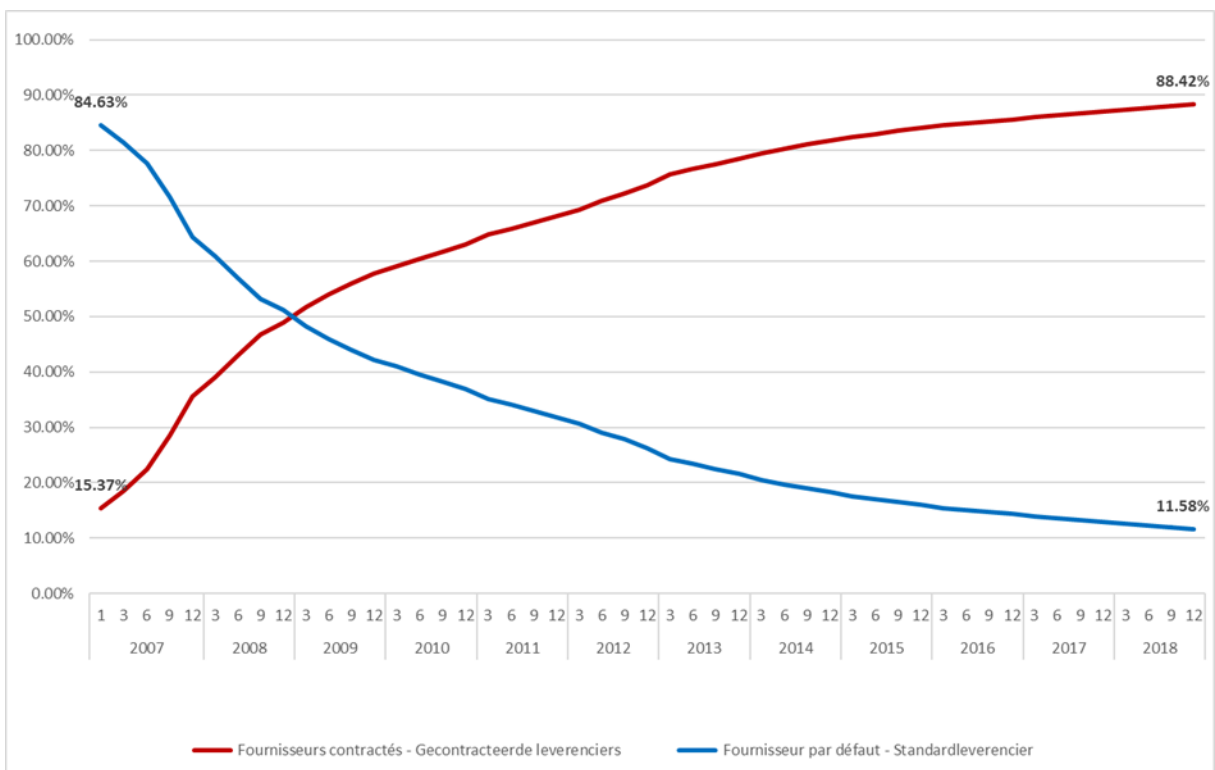
Figure 31 : Évolution Switching



Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont donc en constante diminution. Il convient de noter qu'au 31 décembre 2018, seuls 11,58 % des clients résidentiels en électricité et seuls 9,92 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Figure 32 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – électricité



2.6.5. 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

2.6.5.1. Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

En 2018 la CREG n'a pas formulée de recommandations sur la conformité des prix de fourniture.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

En 2018 la CREG n'a pas lancé des enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.6.5.2. 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 <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2018-14.pdf>.

Des questions suivantes 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 ?
- 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 ?

Sur la base du Marktmonitor, le VREG a dégagé les principales constatations suivantes. En 2018, 67 % des ménages s'estimaient suffisamment informés au sujet du marché énergétique, contre 32 % dans le cas contraire. Les ménages qui n'ont pas contrôlé leur dernière facture avaient plus souvent l'impression de ne pas être suffisamment informés (40,8 %). Ces données ne montrent pas clairement s'ils n'ont pas contrôlé leur facture parce qu'ils n'ont pas les connaissances requises ou parce qu'ils ne s'intéressent pas activement au marché de l'énergie. On remarquera que même les ménages qui envisagent de changer de fournisseur d'électricité au cours de l'année à venir s'estiment plus souvent mal informés (39,6 %). En principe, ces ménages auraient intérêt à s'informer au mieux pour faire le bon choix, mais n'y parviennent manifestement pas.

De mi-2017 à mi-2018, la plupart des ménages avaient toujours le sentiment que le montant de leur facture augmentait. 39 % des répondants ont indiqué avoir le sentiment que le prix qu'ils payaient avait augmenté au cours de l'année précédente. Ils étaient seulement 27 % à penser que leur prix final était resté identique, et 24 % que leur facture avait baissé. 10 % des ménages n'ont pas répondu à la question. La perception des prix par les ménages a été comparée aux analyses de prix réalisées sur la base des données du V-test®. Il en ressort que le prix moyen pondéré des contrats d'électricité a baissé de 6,01 % en juillet 2018 par rapport à l'année précédente.

Comme lors des éditions précédentes du monitoring du marché, on continue d'observer que les ménages flamands sont, en moyenne, très satisfaits de leur fournisseur d'énergie. 91 % d'entre eux sont d'accord (61 %) ou tout à fait d'accord (30 %) avec l'affirmation « Je suis globalement satisfait de mon fournisseur d'électricité actuel ». Ils sont seulement 8 % à douter (5 %) ou ne pas être d'accord ou pas du tout d'accord (3 %). Les ménages qui s'estiment bien informés au sujet du marché de l'énergie sont beaucoup plus souvent tout à fait d'accord avec cette affirmation (36,6 %). Un choix éclairé semble donc conduire à une plus grande satisfaction.

L'optimisme à l'égard de la libéralisation du marché de l'énergie a repris des couleurs en 2018. 67 % des ménages déclarent en effet penser que la libéralisation est une bonne chose pour les consommateurs. Ils sont 23 % à ne pas partager ce point de vue. En général, il semble que la baisse de confiance en 2016 et 2017 se redresse légèrement. Les résultats semblent avoir un lien quasi direct avec différentes hausses de prix. C'est ce que semble démontrer en particulier le résultat négatif de 2016, lorsque plusieurs mesures successives ont fait fortement augmenter la facture.

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 différentes fournisseurs.

2.6.5.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

2.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

Demande :

La charge du réseau d'Elia représentait 76,65 TWh en 2018 contre 77,41 TWh en 2017, ce qui correspond à une diminution de 1,0 % entre 2017 et 2018.

Tableau 41 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2018 (Source : Elia, 2018 : données provisoires)

	Énergie (GWh)	Puissance de pointe (MW)
2007	86 619	14 033
2008	87 760	13 431
2009	81 575	13 513
2010	86 501	13 845
2011	83 350	13 201
2012	81 717	13 369
2013	80 534	13 446
2014	77 161	12 736
2015	77 184	12 634
2016	77 295	12 734
2017	77 414	12 867
2018	76 652	12 440

Offre :

Evolution du parc de production belge : Capacité installée et énergie produite Dans le courant de l'année 2018, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique a augmenté par rapport à 2017, passant de 14 069 MW à 15 396 MW. Cette hausse de 1 327 MW est le résultat de différentes évolutions en 2018. D'une part, la mise en service du parc éolien offshore de Rentel a contribué à l'augmentation de la capacité installée des éoliennes offshore. D'autre part, les unités de production de Seraing et Vilvorde (au total 725 MW) qui étaient contractées dans la réserve stratégique les années précédentes sont retournées dans le marché. Enfin, l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires a incité certains acteurs à prendre des mesures temporaires comme l'installation de groupes diesel ou la remise en service d'unités qui avaient été mises hors service définitivement. Pour l'hiver 2018-2019, aucun volume de réserve stratégique n'a été contracté.

Tableau 42 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2018 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5 919	38,4
TGV et turbines à gaz	4 609	29,9
Centrales classiques	315	2,0
Cogénération	874	5,7
Incinérateurs	247	1,6
Moteurs diesel	61	0,4
Turbojets	177	1,1
Hydro (hors centrales de pompage-turbinage)	86	0,6
Centrales de pompage-turbinage	1 308	8,5
Éoliennes onshore	231	1,5
Éoliennes offshore	1 187	7,7
Biomasse	382	2,5
Total	15 396	100,0

Tableau 43 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2018 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	27 250	38,0
Gaz naturel ¹	19 326	26,9
Charbon ¹	0	0,0
Fuel ¹	4	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	1 560	2,2
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	1 142	1,6
Autres ¹	10 115	14,1
Total²	59.400	100,0

1 Source : Elia, données provisoires

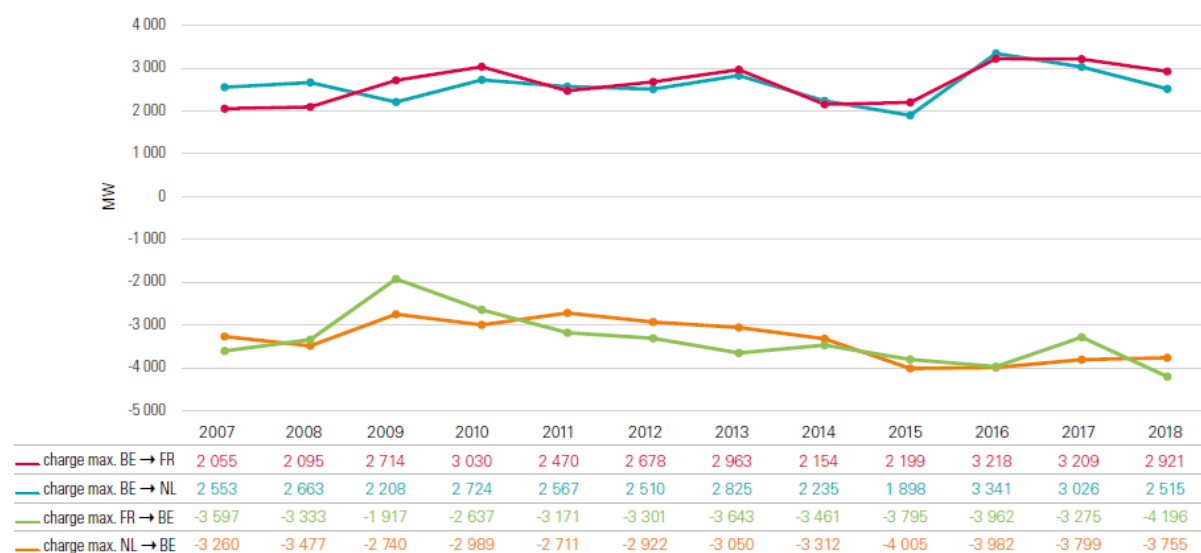
2 Source : Synergrid, données provisoires

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

Sécurité opérationnelle du réseau :

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas. Cette charge physique est une combinaison de flux résultant des importations et des exportations commerciales avec la Belgique et de flux de transit sur le réseau belge.

Figure 33 : Évolution entre 2007 et 2018 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



Le pic de flux maximal à la frontière néerlandaise en direction des Pays-Bas (exportations) est de 2.515 MW en 2018, contre 3.104 MW en 2017. Ce pic a été enregistré le 12 mars, jour où la France a exporté 5.255 MW vers la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne. La Belgique avait alors exporté 973 MW.

Le pic de flux maximal de 3.755 MW à la frontière néerlandaise en direction de la Belgique (importations) a eu lieu le 5 février 2018, jour où la Belgique et la France ont conjointement importé 7.815 MW depuis l'Allemagne et les Pays-Bas. La part de la Belgique s'élève à 1.701 MW.

Le pic de flux maximal de 2.921 MW à la frontière française en direction de la France (exportations) a eu lieu le 19 mars 2018, jour où la France a importé 7.493 MW depuis la Belgique (436 MW), les Pays-Bas (82 MW) et l'Allemagne/le Luxembourg/l'Autriche (6.975 MW). Le pic de flux à la frontière française en direction de la Belgique (importations) a été enregistré le 23 décembre, avec un niveau maximal de 3.275 MW, soit légèrement inférieur à celui de 2016. À cette même heure, la France a exporté 4.196 MW, soit légèrement supérieur à celui de 2017. À cette même heure, la France et l'Allemagne ont exporté au total 9 731 MW, dont 4.252 MW vers la Belgique, 2.946 MW vers les Pays-Bas et 2.532 MW vers l'Autriche.

Ces valeurs maximales coïncident avec les heures durant lesquelles les flux de bouclage pris en compte par Elia dans les calculs de la capacité journalière (voir le site web d'Elia) étaient relativement faibles, ne dépassant pas les 466 MW alors que la moyenne annuelle était de 812 MW. En d'autres termes, le taux d'utilisation physique des interconnexions est maximal lorsque les flux de bouclage sont faibles.

2.7.2. Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Le 15 janvier 2018, la ministre de l'Énergie a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport (Elia) de constituer une réserve stratégique d'un volume de 500 MW pour une période hivernale 2018-2019⁷⁶. Comme la loi le prescrit, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019. La CREG a organisé une consultation publique sur son projet de décision. La décision d'approbation d'une version adaptée des règles de fonctionnement a été prise le 9 février 2018 par la CREG⁷⁷.

Elia doit également définir les modalités de la procédure de constitution de la réserve stratégique après consultation des utilisateurs de réseau, de la CREG et de la direction générale de l'Énergie. La CREG a formulé un certain nombre de remarques sur la proposition de procédure de constitution de réserves stratégiques pour la période hivernale 2018-2019 qui a été soumise par Elia pour consultation⁷⁸.

Le 28 juin 2018, la CREG a rendu son avis sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia pour la fourniture de la réserve stratégique en réponse à l'appel d'offres de 2018⁷⁹.

Suite à l'annonce le 29 mars 2018 du retour de l'unité TGV de Seraing sur le marché, la ministre de l'Énergie a demandé à Elia de revoir son analyse du besoin de réserve stratégique. Tenant également compte d'une demande des régulateurs européens aux gestionnaires des réseaux de transport d'allouer 20 % minimum des capacités d'interconnexions au marché, Elia a recommandé de ne pas constituer de réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019. Le 29 août 2018, la ministre de l'Énergie a ainsi donné instruction à Elia de ne pas constituer de réserve stratégique pour la période hivernale 2018-2019⁸⁰.

⁷⁶ Arrêté ministériel du 15 janvier 2018 donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique complémentaire à partir du 1^{er} novembre 2018 (Moniteur belge du 6 février 2018).

⁷⁷ Décision (B)1716 du 9 février 2018 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter de l'adjudication en 2018.

⁷⁸ Note (Z)1721 du 25 janvier 2018 relative à la proposition de procédure de constitution de la réserve stratégique applicable à l'appel d'offres 2018 soumise à consultation par la SA Elia System Operator.

⁷⁹ Avis (A)1772 du 28 juin 2018 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 de 2018.

⁸⁰ Arrêté ministériel du 29 août 2018 révisant l'instruction à constituer une réserve stratégique 2018-2019 et retirant l'arrêté ministériel du 15 janvier 2018 donnant l'instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique à partir du 1^{er} novembre 2018 (Moniteur belge du 3 septembre 2018) et arrêté ministériel du 29 août 2018 révisant l'instruction à constituer une réserve stratégique 2018-2019 (Moniteur belge du 6 septembre 2018).

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élevait, en 2018, à 0,4298 €/MWh, prélevé net. Par sa décision du 6 décembre 2018⁸¹, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif. Le nouveau tarif (0 €/MWh) sera applicable à partir du 1^{er} janvier 2019.

Dans le cadre de la consultation publique organisée par Elia au sujet de la méthodologie, des hypothèses et des sources de données pour le dimensionnement des volumes de la réserve stratégique pour l'hiver 2019-2020, la CREG a formulé, dans une note du 17 mai 2018, ses remarques relatives à la proposition d'Elia⁸².

La sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2018-2019 :

Suite aux annonces relatives à l'indisponibilité des centrales nucléaires, la CREG a proposé, dans une note du 28 septembre 2018, des mesures qui peuvent contribuer à court terme à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en électricité au cours de l'hiver 2018-2019. Ces mesures ont été mises en œuvre ou sont en cours de discussion avec nos pays voisins⁸³.

En outre, en raison du risque que cette situation faisait peser sur la sécurité d'approvisionnement du pays, des mesures ont été décidées en application de l'article 32 de la loi électricité qui autorise le Roi à prendre les mesures de sauvegarde nécessaires en cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie.

Dans ce cadre, conformément à l'article 32 précité, la CREG a été sollicitée pour remettre un avis sur quatre projets d'arrêtés royaux portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays⁸⁴. Ces arrêtés royaux contenaient des mesures dérogatoires à la loi électricité ou à ses arrêtés d'exécution, permettant notamment à certaines installations de production à l'arrêt de revenir rapidement dans le marché, ainsi que l'augmentation temporaire de la puissance nette développable de certaines unités. Dans ses avis, la CREG a essentiellement fait valoir la nécessité de motiver davantage la nécessité de recourir à l'article 32 de la loi électricité.

La CREG a également apporté son support à la conclusion d'accords bilatéraux et multilatéraux au sujet de mesures de gestion opérationnelle de solidarité en vue d'assurer l'adéquation de la Belgique pour l'hiver 2018-2019.

Enfin, la CREG a aussi pris une décision d'approbation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires en vue de permettre la mise en place d'un produit permettant la remise d'offres libres de R3 par des unités non-CIPU nécessitant un temps d'activation supérieur au quart d'heure en réponse à un signal donné par Elia.

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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

⁸¹ Décision (B)658E/59 du 6 décembre 2018 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er janvier 2019 du tarif pour le financement de l'obligation de service public de la réserve stratégique, introduite par la SA Elia System Operator.

⁸² Note (Z)1752 du 17 mai 2018 sur la réaction à la consultation publique organisée par la SA Elia System Operator au sujet de la méthodologie, des hypothèses et des sources de données pour le dimensionnement des volumes de la réserve stratégique pour l'hiver 2019-2020.

⁸³ Note (Z)1835 du 28 septembre 2018 sur les mesures à prendre à court terme concernant le fonctionnement du marché aux fins de la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2018-2019.

⁸⁴ Avis (A)1836 du 27 septembre 2018 relatif à un projet d'arrêté royal portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays ; avis (A)1853 du 18 octobre 2018 relatif à deux projets d'arrêté royaux portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays ; avis (A)1868 du 19 novembre 2018 relatif à un projet d'arrêté royal portant des mesures de sauvegarder en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays ; avis (A)1886 du 19 décembre 2018 relatif à un projet d'arrêté royal portant des mesures de sauvegarde en cas de crise d'approvisionnement en électricité du pays.

3. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

3.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

3.1.1.1. Fluxys Belgium

Conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation (*unbundling*) par le GRT, la CREG a conclu que les modifications apportées en 2018 dans les participations des filiales de la société mère Fluxys étaient conformes au prescrit de la loi gaz du 12 avril 1965.

Les participations des filiales de la société mère Fluxys ont subi les modifications suivantes en 2018 :

- dans le cadre du plan de restructuration de la Grèce, les autorités grecques ont lancé en avril 2018 une procédure d'adjudication afin de vendre 66 % du capital social du GRT(GRT) grec DESFA. Certifié en 2014 sous le modèle ITO, DESFA est le seul GRT de gaz naturel en Grèce. Le consortium européen sélectionné pour reprendre 66 % des parts se nomme SENFLUGA *Energy Infrastructure Holdings SA* et est composé des entreprises Snam SpA (à raison de 60 %), Fluxys Europe BV (à raison de 20 %) et *Enagás Internacional S.L.U.* (à raison de 20 %). À la demande du régulateur grec chargé de la certification de DESFA, la CREG a signalé en novembre 2018 que sa décision de 2012 relative à la certification de Fluxys Belgium était toujours valable et que Fluxys Europe BV ne détenait pas de participations dans des entreprises de production et/ou de fourniture de gaz et d'électricité qui pourraient avoir une incidence sur le marché grec de l'énergie.
- Fluxys Europe BV a décidé, avec ses partenaires de consortium *AXA Investment Managers – Real Assets*, agissant pour le compte de ses clients, et Crédit Agricole Assurances, de racheter à EDF et Total une participation de 35,76 % dans Dunkerque LNG, propriétaire du terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) à Dunkerque. Cette participation de 35,76 % vient s'ajouter aux 25 % de parts déjà en possession de Fluxys Europe BV, ce qui fait monter à 60,76 % la participation totale de l'entreprise et de ses partenaires de consortium. Via le consortium, Fluxys Europe BV détient 30,39 % du capital du terminal, tandis qu'*AXA Investment Managers - Real Assets*, agissant pour le compte de ses clients, et Crédit Agricole Assurances possèdent chacun 15,19 % du capital. La participation de Fluxys Europe BV dans Gaz-Opale, l'entreprise chargée de l'exploitation du terminal, reste de 49 %, les 51 % restants étant détenus par Dunkerque LNG. En plus de la part de 35,76 % cédée à Fluxys Europe BV et à ses partenaires de consortium, EDF et Total ont vendu la part restante de 39,24 % qu'ils détenaient dans l'installation à un consortium d'investisseurs coréens dirigé par IPM Group en collaboration avec *Samsung Asset Management*.
- en novembre 2018, Fluxys Europe BV et *Enagás Internacional S.L.U.* ont vendu conjointement à FS Gas Transport AB leur participation totale dans Swedegas, propriétaire et gestionnaire du réseau de gaz naturel suédois. FS Gas Transport AB est indirectement une filiale à 100 % du fonds *European Diversified Infrastructure Fund II de First State Investment (First State)*.
- en octobre 2018, Rostock LNG GmbH, une joint-venture de Novatek et Fluxys Europe BV ont signé un bail foncier avec le port de Rostock en vue de construire et d'exploiter un terminal de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL) à moyenne échelle. La joint-venture de Novatek (49 %) et de Fluxys Europe BV (51 %) est axée sur la construction et l'exploitation d'un terminal GNL qui pourra recevoir et décharger des méthaniers de taille moyenne, stockera du GNL et permettra d'offrir des services permettant la distribution du GNL, tels que le chargement de camions-citernes (et, éventuellement, de convois ferroviaires) pour acheminer le GNL vers

les industries ou les stations-services pour les camions utilisant le GNL comme carburant, et le chargement pour fournir du GNL comme carburant maritime, notamment pour les bateaux opérant en mer Baltique.

3.1.1.2. Interconnector (UK) Limited

À l'origine, IUK a été fondée par dix sociétés d'énergie en amont sous la forme d'une entreprise spécialement créée pour financer la construction et l'exploitation de la première interconnexion bidirectionnelle à haute pression entre le Royaume-Uni et le continent européen. Au fil du temps, les producteurs en amont ont quitté la *joint-venture*. Fluxys et Snam ont consolidé leur contrôle d'IUK en mars 2018 lorsqu'elles ont acquis la totalité de la participation de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec et de CDPQ Groupe Infrastructure Inc dans l'entreprise. Suite à cette acquisition, 76,32 % de la participation dans IUK est contrôlée par des entreprises du groupe Fluxys, le solde de 23,68 % étant détenu par Snam International B.V. (une filiale à 100 % de Snam S.p.A.).

À l'origine, les statuts et la convention d'actionnaires d'IUK ont été rédigés pour assurer le financement et la construction d'un projet d'infrastructure majeur. Les procédures de gouvernance étaient très complexes, avec un accent sur la création de la société et son financement au cours de la période précédant la mise en service de l'interconnexion. Dès lors, certaines dispositions étaient redondantes et nombre de celles qui restaient pertinentes étaient trop compliquées lorsqu'elles s'appliquaient à une société consolidée dans un groupe plus large. Il a donc été décidé de simplifier le cadre de gouvernance d'IUK, d'en rationaliser la gouvernance et de permettre à IUK d'accéder aux synergies disponibles grâce à son appartenance au groupe Fluxys. IUK ne considère pas que l'un ou l'autre de ces changements aura une incidence sur son statut de dissociation de la propriété ou sur son admissibilité à la certification.

Le contrôle d'IUK sur IZT et la station de compression située à Zeebrugge n'est pas affecté par les modifications apportées à la convention d'actionnaires d'IUK.

Figure 34 : Organigramme parts et participations d'IUK dans d'autres entités

Actionnaires	
Fluxys UK Limited	76.32%
Snam International B.V.	23.68%

3.1.2. Réseaux fermés industriels

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

3.1.3.1. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.1 du présent rapport.

En 2018, 11 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz⁸⁵.

3.1.3.2. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.2 du présent rapport.

3.1.3.3. Région Bruxelles-Capitale

Sibelga a été désigné seul GRD d'électricité et de gaz naturel pour la Région de Bruxelles-Capitale. Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

3.1.4. Réseaux fermés professionnels

3.1.4.1. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.1 du présent rapport.

En Flandre, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz a été reconnu en 2018.

3.1.4.2. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.1 du présent rapport.

En 2018, la CWaPE a confirmé le statut réseau fermé professionnel de gaz dans 1 dossier.

3.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Le concept de réseau fermé professionnel n'a pas été transposé dans la législation qui encadre le marché du gaz (ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale).

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

3.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

3.2.1. 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 2016 reste d'actualité en 2018.

⁸⁵ GASELWEST (*Intercommunale Maatschappij voor Gas en Elektriciteit van het Westen*), IMEA (*Intercommunale Maatschappij voor Energievoorziening Antwerpen*), IMEWO (*Intercommunale Maatschappij voor Elektriciteitsvoorziening in West- en Oost-Vlaanderen*), INFRA WEST, INTER-ENERGA, INTERGAS ENERGIE BV, INTERGEM (*Intercommunale Vereniging voor Energieleveringen in Midden-Vlaanderen*), IVEG (*Intercommunale voor Energie*), IVEKA (*Intercommunale Vereniging voor de Elektriciteitsdistributie in de Kempen en het Antwerpse*), IVERLEK et SIBELGAS.

Services auxiliaires :

Comme le modèle « *Market Based Balancing* » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2018.

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

3.2.2.1. Niveau fédéral

En exécution de l'article 133, du code de bonne conduite, le GRT de gaz naturel met en œuvre 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 de remède pour ces interruptions et/ou réductions ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2018, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

3.2.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.2.2 du présent rapport.

Interruptions en raison de travaux planifiés :

En vertu de l'article IV.4.2.1 du Règlement technique de distribution de gaz, le gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel a le droit, après concertation avec l'utilisateur de réseau de distribution concerné, d'interrompre l'accès au réseau de distribution de gaz naturel si la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement exigent que des travaux soient effectués au niveau du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement. Les travaux prévus pour le raccordement comprennent les travaux au niveau de la conduite de raccordement (assainissement, transfert) ou le renouvellement du compteur à gaz. Comme à l'accoutumée, les gestionnaires de réseau font rapport à le VREG du nombre de travaux réalisés et de la durée standard de l'indisponibilité.

Tableau 44 : interruptions suite aux travaux planifiés en 2017 (en néerlandais)

Onderbreking aardgastoevoer geplande werken	Werken aan de dienstleiding		Werken aan de gasmeter	
	Distributienetbeheerder	Gem. duur (h:min)	Aantal afnemers	Gem. duur (h:min)
Gaselwest	04:00	1.259	02:00	443
Imea	04:00	2.365	02:00	1.857
Imewo	04:00	3.436	02:00	1.653
Infrac West	02:00	170	-	0
Inter-energa	02:00	1.464	-	0
Intergem	04:00	665	02:00	605
Iveg	02:00	492	-	0
Iveka	04:00	4.214	02:00	1.018
Iverlek	04:00	3.543	02:00	1.983
Sibelgas	04:00	294	02:00	387
Totaal		17.902		7.946

Le nombre de travaux effectués sur des conduites de raccordement et sur des compteurs a diminué par rapport aux cinq années précédentes. Pour les conduites de raccordement, Eandis explique cela par un nombre moins important de travaux de voirie et de projets d'électricité pouvant être réalisés en synergie avec le gaz, et par la fin du programme de remplacement de la fonte grise. Les effets d'un programme de maîtrise des coûts chez Eandis en sont une raison supplémentaire.

Le nombre de travaux effectués sur des compteurs à gaz est fortement influencé par d'éventuelles campagnes de remplacement obligatoire de compteurs à gaz, à la demande du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie (autrefois, les compteurs à gaz de plus de 30 ans étaient automatiquement remplacés mais aujourd'hui ils ne le sont plus que s'il ressort d'échantillons qu'ils ne sont pas assez précis).

Les interruptions résultant de travaux prévus ont un impact limité sur le confort des utilisateurs, vu que les utilisateurs concernés sont avertis au préalable par le gestionnaire de réseau du moment et de la durée probable de l'interruption.

Interruptions en raison de travaux non planifiés

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel suite à des signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une coupure de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur. Conformément à l'article IV.4.3.1 du TRDG, le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel prévoit un numéro de téléphone disponible en permanence, où des coupures peuvent être signalées et où des informations sur des interruptions peuvent être fournies. En vertu de l'article III. 5.3.3 § 1^{er} du TRDG, le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel doit, dans les deux heures suivant le signalement d'une panne sur un raccordement, se trouver sur place pour débiter les travaux qui permettront de résoudre la panne.

Tableau 45 : interruptions suite aux travaux non-planifiés en 2017 (en néerlandais)

Onderbreking aardgastoevoer niet-geplande werken	Lagedruknet (LD)		Middendruknet (MD)	
	Distributienetbeheerder	Gem. duur (h:min)	Aantal afnemers	Gem. duur (h:min)
Gaselwest	1:43	431	1:46	9
Imea	1:54	416	-	-
Imewo	1:31	736	1:31	42
Infrac West	2:02	40	-	-
Inter-energa	2:49	30	-	-
Intergem	1:40	378	1:27	1
Iveg	2:00	31	-	-
Iveka	1:43	323	2:39	2
Iverlek	1:33	475	1:53	35
Sibelgas	1:31	76	1:56	2

La durée de l'interruption mentionnée dans le tableau ci-dessus correspond à la durée d'interruption moyenne par client touché. Le nombre de clients concernés a peut-être été légèrement sous-estimé. Ainsi, lorsqu'une panne survient sur un seul raccordement avec plusieurs utilisateurs du réseau (par ex. un immeuble à appartements), le gestionnaire de réseau de distribution n'enregistre habituellement que les clients qui ont signalé la panne. En 2017, Infrac n'a enregistré aucun signalement d'interruptions à moyenne pression. Le nombre d'interventions réalisées sur le réseau basse pression et moyenne pression en 2017 est comparable à celui des années précédentes.

Incidents

Un incident peut s'assimiler, par exemple, à une fuite de gaz résultant de travaux d'excavation, à la suite de laquelle l'alimentation en gaz naturel de plusieurs clients a dû être coupée. En fonction de la configuration du réseau de distribution de gaz naturel et de la gravité de la situation, le gestionnaire de réseau essaiera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés. En 2017, on a dénombré 10 incidents où l'alimentation en gaz de plus d'un client a dû être coupée. Ce nombre est comparable aux deux années précédentes.

Figure 35 : Nombre d'incidents en 2017 (en néerlandais)

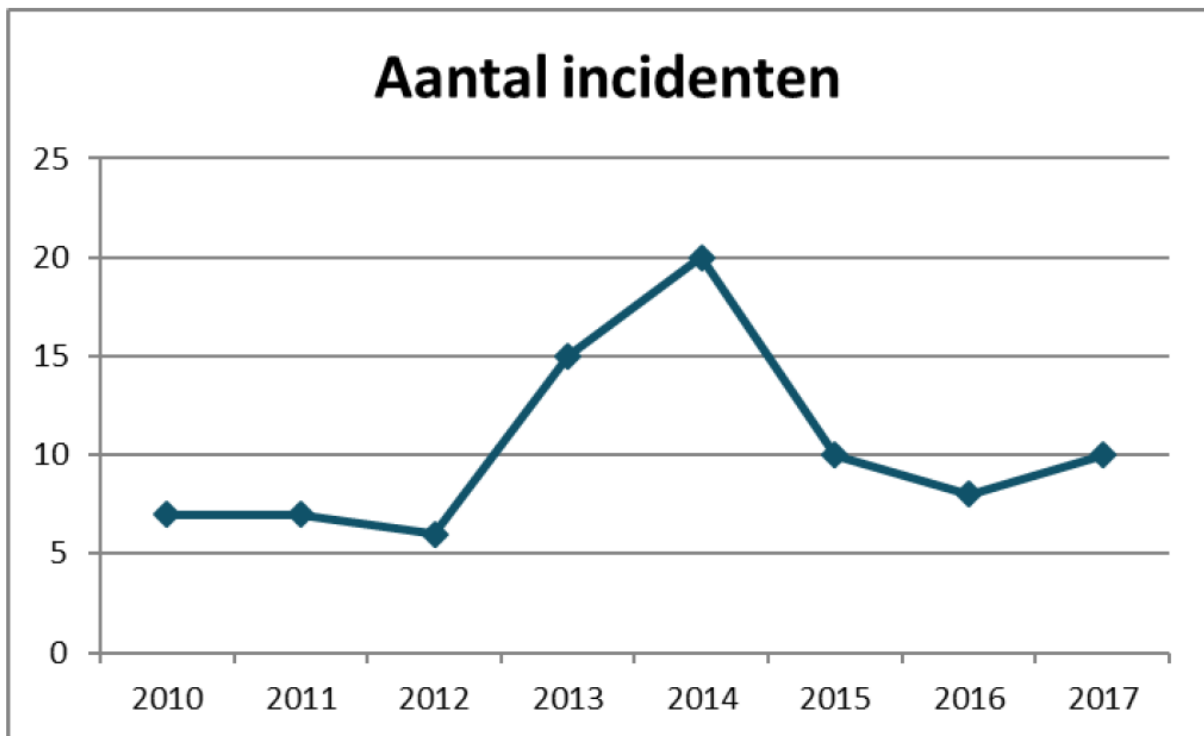


Figure 36 : Incidenten per cause (en néerlandais)

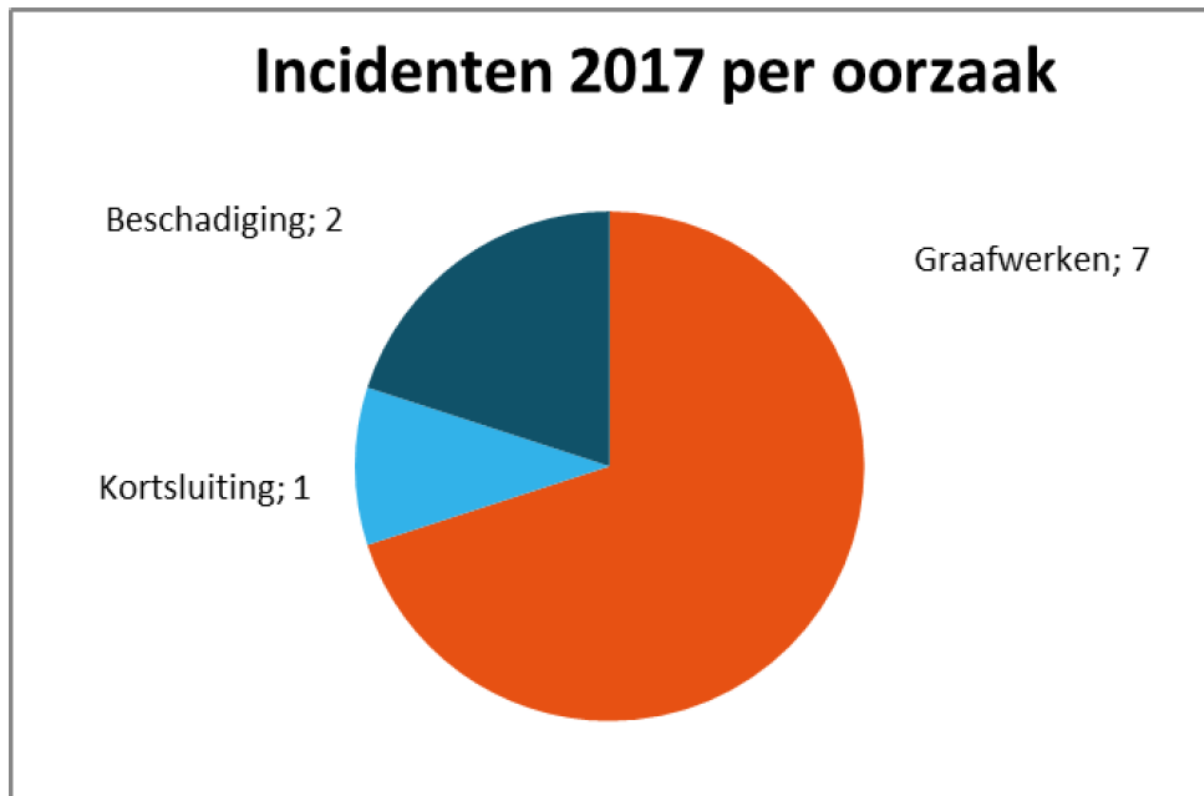


Tableau 46 : Durée moyenne des interruptions à la suite d'incidents en 2017 (en néerlandais)

Onderbreking aardgastoevoer	Incidenten		
	Distributienetbeheerder	Gem. duur (h:min)	Aantal afname- punten
Gaselwest	4:32	15	4
Imea	-	-	-
Imewo	1:23	23	4
Infrax West	-	-	-
Inter-energa	-	-	-
Intergem	-	-	-
Iveg	-	-	-
Iveka	-	-	-
Iverlek	23:34	255	2
Sibelgas	-	-	-

Tableau 47: Durée moyenne de l'indisponibilité pour le gaz naturel par consommateur en 2017 (en néerlandais)

Gemiddelde onbeschikbaarheid per afnemer (berekening VREG)	Geplande werken	Niet-geplande werken	Incidenten	
	minuten	minuten	minuten	
Gaselwest	1	0,2	0,0	
Imea	3	0,2	0,0	
Imewo	3	0,2	0,0	
Infrax West	0,4	0,1	0,0	
Inter-energa	0,7	0,0	0,0	
Intergem	1	0,2	0,0	
Iveg	0,8	0,0	0,0	
Iveka	4	0,1	0,0	
Iverlek	3	0,1	1,1	
Sibelgas	3	0,2	0,0	
Gemiddelde 2017	2,3	0,14	0,2	2 min 40 sec
Gemiddelde 2016	3,4	0,15	1,0	4 min 31 sec
Gemiddelde 2015	3,3	0,1	0,6	4 min 4 sec
Gemiddelde 2014	5,0	0,2	0,0	5 min 14 sec

3.2.2.3. Région wallonne

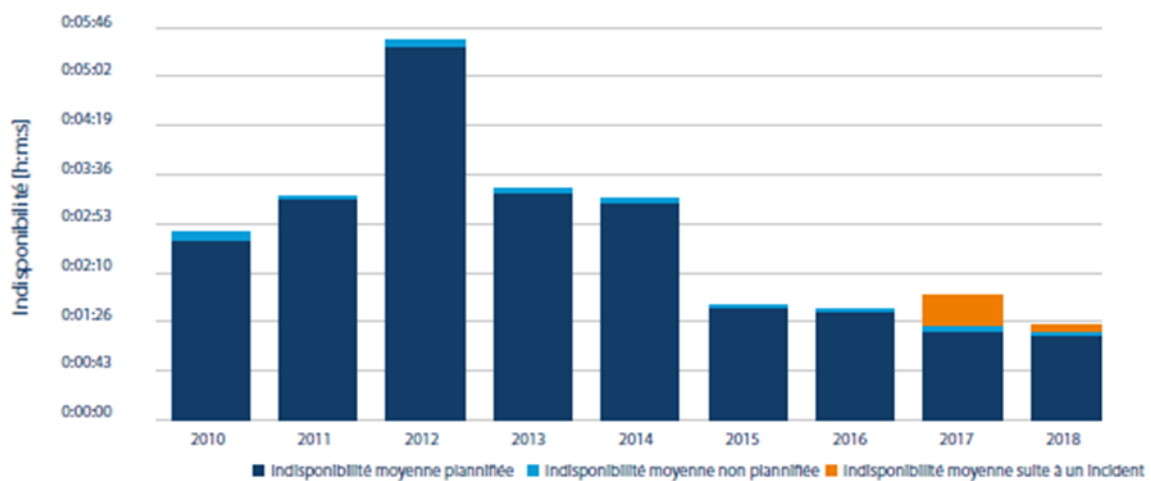
Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.2.3 du présent rapport.

Pour 2018, les données sur la sécurité et la fiabilité du réseau ainsi qu'en matière de qualité de service et de fourniture ne sont pas encore disponibles.

3.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le suivi des indicateurs de qualité est également réalisé pour l'alimentation en gaz des utilisateurs du réseau. L'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident) est illustrée à la figure ci-après.

Figure 37 : Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz



Il ressort ainsi que l'indisponibilité que peu connaitre un utilisateur du réseau de gaz bruxellois est bien inférieure à celle d'un utilisateur du réseau de distribution électrique.

L'évolution annuelle illustre également une diminution de l'indisponibilité moyenne depuis quelques années qui s'explique par la fin d'un programme d'investissement important de Sibelga qui visait le remplacement de l'ensemble des canalisations en fonte et fibrociment. Le remplacement de ces canalisations s'est achevé en 2014 et était justifié par leur taux de fuite important par rapport à des canalisations en acier ou en polyéthylène.

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

3.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

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.

En 2018, deux nouveaux raccordements ont été réalisés pour des clients finals et deux pour la distribution publique. Les réalisations de ces quatre nouveaux raccordements ont duré respectivement 80 et 124 mois pour les clients finals et 57 et 84 mois pour la distribution publique.

Réparations :

Il y a eu, en 2018, cinq réparations suite à des accidents ou des incidents et vingt réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Quatre des cinq réparations non planifiées ont été réalisées en un jour, après concertation avec - et sans impact sur - les *shippers* ou les clients finals. Les vingt réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour ou quelques jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

En 2018, Fluxys Belgium n'a à aucun moment procédé à une diminution ou interruption non planifiée des capacités fixes aux points d'interconnexion situés aux frontières ou aux points de prélèvement de la distribution, de l'industrie et des centrales électriques.

En 2018, Fluxys Belgium n'a pas non plus dû procéder à une diminution ou interruption des capacités interruptibles aux points d'interconnexion situés aux frontières ou aux points de prélèvement de la distribution et de l'industrie.

3.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

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

- 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.

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

Réparations :

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

Indemnisations :

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

3.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière de raccordement gaz en Wallonie, les délais de raccordement prévus au règlement technique sont les suivants :

- 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 ouvrables après réception par le GRD de toutes les autorisations administratives nécessaires. A cet effet, ce dernier entreprend les

démarches nécessaires dans les 5 jours ouvrables suivant réception d'une commande ferme de la part du demandeur. Le délai de réalisation peut être étendu si des travaux en voirie et/ou une extension du réseau sont nécessaires ou pour des raisons techniques ou administratives se justifient ;

- raccordement 'non simple': le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. L'offre de raccordement précise le délai.

Un monitoring des délais de raccordement est fait chaque année au travers du rapport qualité du gestionnaire de réseau. Les données suivantes sont entre autre collectées : nombre de dossier, nombre de cas de dépassement de délais, nombre de dépassement de délais pour les demandes d'autorisation, nombre de plaintes justifiées pour dépassement de délais.

Pour 2018 aucune donnée est disponible concernant le nombre de réparations effectué par les GRD sur le réseau de distribution du gaz naturel en Wallonie.

Par ailleurs, il est à noter qu'en gaz, RESA n'a pas rapporté un dossier traité par le Service régional de médiation pour l'énergie qui concernait autant le gaz que l'électricité. Il est donc possible que ce dossier doive également s'ajouter aux chiffres ci-dessus, ce qui augmenterait de 545,60 EUR le montant des indemnités versées par RESA.

Réparations :

Dans le cadre du rapport qualité que le gestionnaire de réseau transmet annuellement au régulateur, sont rapportés :

- les demandes d'intervention par cause et par objet en distinguant les demandes qui se sont avérées justifiées et non justifiées ;
- les temps moyens d'intervention par niveau d'urgence et par type de panne (délai moyen d'arrivée sur site et durée moyenne d'intervention).

Toutefois, aucun indicateur de performance n'est appliqué à la durée moyenne d'intervention, la sécurité des biens et personnes étant prioritaire sur ce délai.

Pour 2018 aucune donnée est disponible concernant le nombre de réparations effectué par les GRD sur le réseau de distribution du gaz naturel en Wallonie.

Indemnisations :

En 2018, 13 demandes d'indemnisation pour retard de raccordement ont été introduites auprès des gestionnaires de réseau, dont 12 auprès de RESA.

Ce GRD a accepté de versé des indemnités dans 6 dossiers, ce qui représente des indemnités à hauteur de 11.984, 44 EUR. Cinq demandes étaient toujours en cours de traitement au moment du *reporting* et pourraient donner lieu à des indemnisations ultérieures. Le Service régional de médiation pour l'énergie tient également à préciser que ses services sont intervenus dans le cadre d'une même contestation introduite à l'encontre de RESA concernant 5 demandes de raccordement au gaz, ce qui correspond potentiellement à ces demandes en cours. Ces dossiers ont finalement débouché sur une indemnisation de 26.461,60 EUR. Cela porterait donc le montant total d'indemnités versées par RESA à 38.446, 04 EUR.

Par ailleurs, il est à noter qu'en gaz, RESA n'a pas rapporté un dossier traité par le Service régional de médiation pour l'énergie qui concernait autant le gaz que l'électricité. Il est donc possible que ce dossier doive également s'ajouter aux chiffres ci-dessus, ce qui augmenterait de 545,60 EUR le montant des indemnités versées par RESA.

3.2.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En ce qui concerne le gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les raccordements standards, le raccordement est réalisé dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement de l'offre, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau de distribution ait réalisé les travaux à sa charge ;
- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

En 2018 SIBELGA n'a reçue aucune plainte pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

Réparations :

Pour 2018 aucune donnée est disponible concernant le nombre de réparations effectué par les gestionnaires de réseau de distribution sur le réseau de distribution du gaz naturel à Bruxelles.

Indemnisations :

L'année 2018 a été marquée par le dépôt de 9 plaintes pour le gaz :

Tableau 48 : Nombre de plaintes

GAZ	Raison	Nombre de plaintes	Plainte fondées	Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	5	1	4
	retard de raccordement	0	0	0
	dommage suite à une faute	4	3	1

3.2.4. Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Les développements relatifs aux conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires repris dans le Rapport National de la Belgique 2017 restent d'actualité en 2018.

3.2.5. Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

3.2.6. Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2018, l'Etat belge n'a pas pris des mesures de sauvegarde nécessaires suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

3.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

3.3.1. Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited

Méthodologie tarifaire transport, stockage de Fluxys Belgium et GNL de Fluxys LNG :

Le 24 janvier 2018, la CREG, Fluxys Belgium et Fluxys LNG ont signé l'accord de procédure qui forme la base du processus de méthodologie tarifaire et détermine la procédure à suivre en vue de la détermination de la méthodologie tarifaire 2020-2023 pour la gestion du réseau de transport de gaz naturel, la gestion de l'installation de stockage de gaz naturel et la gestion de l'installation de GNL, ou de la modification de la méthodologie tarifaire en vigueur au moment de la signature de l'accord. L'accord définit également la procédure d'approbation des propositions tarifaires et des modifications tarifaires.

Le 12 mars 2018, a eu lieu une réunion de concertation entre la CREG, Fluxys Belgium et Fluxys LNG en préparation de la consultation publique sur la nouvelle méthodologie tarifaire. Ladite consultation publique de la CREG sur le projet d'arrêté fixant la méthodologie tarifaire s'est déroulée du 19 avril au 17 mai 2018. La CREG a reçu trois réponses (de FEBEG, FEBELIEC et AVERE BELGIUM) qui ont été résumées et analysées dans le rapport de la consultation.

La CREG a sur cette base transmis son projet d'arrêté adapté fixant la méthodologie tarifaire à la Chambre des représentants qui n'a pas émis d'observations.

La CREG a approuvé l'arrêté définitif fixant la méthodologie de détermination des tarifs de transport, de stockage et de GNL pour la période 2020-2023 le 28 juin 2018⁸⁶. Cette méthodologie se fonde sur des principes éprouvés, qui ont été affinés et complétés. La régulation vise ainsi à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés, d'une part, et les prix supportés par les clients finals et les utilisateurs du réseau, d'autre part. Fluxys Belgium se basera sur cette méthodologie pour soumettre sa proposition tarifaire. Les tarifs seront connus dans le courant de l'année 2019.

Du 23 octobre au 22 novembre 2018, Fluxys Belgium a organisé une consultation de marché relative aux tarifs de stockage pour la période 2020-2023. Il en est ressorti qu'une révision approfondie du modèle de stockage était inévitable et devait être effectuée sans délai. Par conséquent, la CREG et Fluxys Belgium ont convenu de reporter la date d'introduction de la proposition tarifaire au 15 octobre 2019 au plus tard.

Méthodologie tarifaire d'Interconnector (UK) Limited :

Le lecteur est invité de se référer à la page 103/185 du Rapport National de la Belgique 2018.

⁸⁶ Arrêté (Z)1110/11 du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2020-2023.

Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium :

Tarifs de transport 2018

Comme mentionné dans le Rapport National de la Belgique 2018, page 103-104/185, en mai 2017, la CREG a approuvé les tarifs de transport de gaz naturel qui ont été d'application en 2018. Ils présentaient une baisse de 7,5 % par rapport à l'année 2017 (saut d'index compris).

Tarifs de stockage 2018

Les tarifs de stockage approuvés en 2015 restent inchangés, mis à part l'indexation prévue et approuvée anticipativement par la CREG.

Tarifs d'équilibrage 2019

Suite à une consultation de marché tenue en juillet 2018, Fluxys Belgium et Balansys ont soumis à la CREG une proposition d'approbation des tarifs d'équilibrage. La CREG a accepté cette proposition le 25 octobre 2018. La redevance de déséquilibre journalier et infra-journalier, qui sera d'application en 2019, est ainsi maintenue à son niveau actuel et la redevance à des fins de neutralité a été diminuée, passant de 0 €/MWh à - 0,013 €/MWh⁸⁷.

Tarifs du terminal GNL

Le 28 juin 2018, la CREG a approuvé la proposition tarifaire actualisée de Fluxys LNG. Cette proposition tarifaire actualisée avait été introduite dans le but :

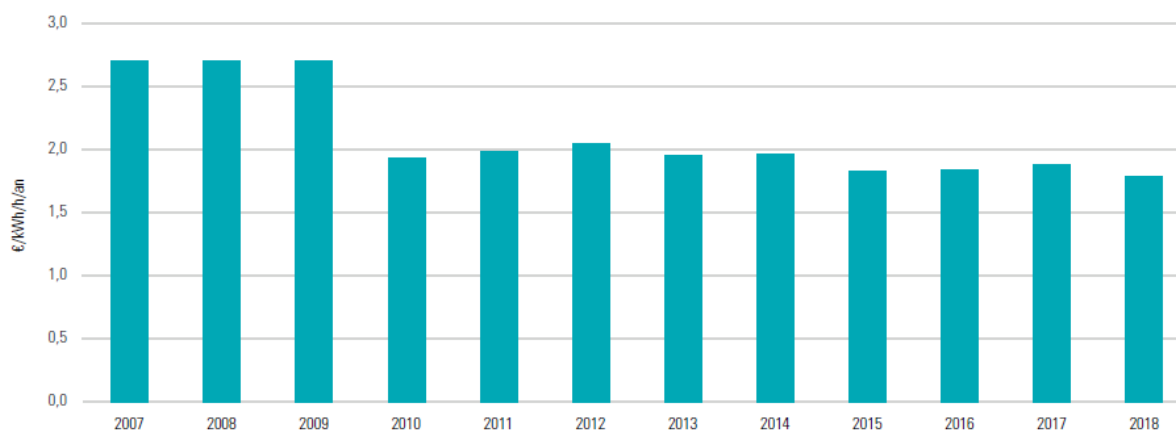
- de confirmer le montant d'investissement final de la seconde jetée ;
- de donner une estimation plus avancée du budget d'investissement pour l'extension nécessaire pour la fourniture des services de « *transshipment* », à savoir le cinquième tank et les compresseurs supplémentaires ;
- d'introduire des tarifs pour les nouveaux services de « *smallscale berthing right* » et de « *residual storage service* » ; et
- de mettre à jour les paramètres financiers comme demandé par la CREG dans sa décision d'approbation des tarifs en 2014.

Les tarifs des services existants restent ainsi inchangés par rapport aux tarifs approuvés par la CREG le 2 octobre 2014, sauf le tarif du service d'approbation des camions citernes et le tarif de chargement de camions citernes en GNL dans le cas où ils sont souscrits pendant la fenêtre de souscription annuelle, qui diminuent tous les deux. Dans sa décision, la CREG a demandé à Fluxys LNG d'introduire une nouvelle proposition tarifaire au plus tard six mois après la mise en service du cinquième réservoir prévue pour le 1^{er} avril 2019⁸⁸.

⁸⁷ Décision (B)656G/38 du 25 octobre 2018 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

⁸⁸ Décision (B)657G/15 du 28 juin 2018 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge.

Figure 38 : Évolution des tarifs de transport de gaz naturel (tarifs d'entrée et de sortie pour le gaz H) de Fluxys Belgium entre 2007 et 2018 (Source : CREG)



Soldes de Fluxys Belgium et Fluxys LNG :

Par décisions du 12 juillet 2018, la CREG a approuvé les rapports tarifaires adaptés incluant les soldes introduits par la SA Fluxys Belgium et la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2017⁸⁹. La CREG a dans ce cadre contrôlé le revenu total et les soldes d'exploitation des deux entreprises. Ces soldes résultent des différences entre les estimations tarifaires et les chiffres et quantités réellement constatés.

3.3.2. Tarifs de distribution

3.3.2.1. Niveau fédéral

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.1 du présent rapport.

3.3.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

⁸⁹ Décision (B)656G/36 du 12 juillet 2018 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2017 et décision (B)657G/14 du 12 juillet 2018 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2017.

Tableau 49 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (en néerlandais)

GAS Vanaf 01.01.18 t.e.m. 31.12.18	Distributietarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	Distributie						Huur meter (€/jaar)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)
	T1		T2		T3				
	0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar				
Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)				
GASELWEST	14,77	2,17	65,07	1,16	635,20	0,78	4,51	0,09978	0,05758
IMEA	11,76	1,75	73,52	0,52	294,07	0,37	4,51	0,09978	0,05758
IMEWO	15,86	2,31	88,99	0,85	439,46	0,61	4,51	0,09978	0,05758
INFRA WEST	8,00	2,56	79,00	1,14	801,16	0,66	4,33	0,09978	0,05758
INTER-ENERGA	10,64	1,91	56,88	0,99	636,05	0,60	4,33	0,09978	0,05758
INTERGEM	12,44	1,84	60,08	0,89	483,47	0,61	4,51	0,09978	0,05758
IVEG	15,04	1,80	68,50	0,73	148,82	0,68	4,33	0,09978	0,05758
IVEKA	12,32	1,80	66,18	0,72	413,65	0,49	4,51	0,09978	0,05758
IVERLEK	14,61	2,13	72,82	0,97	545,83	0,65	4,51	0,09978	0,05758
SIBELGAS	16,52	2,47	91,63	0,97	202,67	0,89	4,51	0,09978	0,05758

¹Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

²Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt

³De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §§1 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

- 1 Loi du 26 décembre 2015 (art. 130) relative aux mesures concernant le renforcement de la création d'emplois et du pouvoir d'achat.
- 2 Arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.
- 3 La cotisation fédérale est augmentée deux fois forfaitairement de 0,1 % étant donné que cette augmentation forfaitaire est appliquée à toute refacturation de la cotisation fédérale, sauf lorsque la surcharge est facturée au client final (A.R. du 2 avril 2014, art. 5, § 2). La cotisation fédérale facturée aux clients finals est ensuite augmentée de 1,1 % pour couvrir les frais administratifs et financiers et pour compenser la partie de la cotisation fédérale facturée qui n'aurait pas été totalement versée par les clients finals (A.R. du 2 avril 2014, art.6, §§ 1^{er} et 2). Cette liste tarifaire tient également compte de cette dernière augmentation de 1,1 %.

Tableau 50 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (en néerlandais)

GAS Vanaf 01.01.18 t.e.m. 31.12.18	Distributietarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	Distributie						Huur meter (€/jaar)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ² (c€/kWh)
	T1		T2		T3				
	0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar				
Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)				
GASELWEST	14,77	2,17	65,07	1,16	635,20	0,78	4,51	0,09978	0,05758
IMEA	11,76	1,75	73,52	0,52	294,07	0,37	4,51	0,09978	0,05758
IMEWO	15,86	2,31	88,99	0,85	439,46	0,61	4,51	0,09978	0,05758
INFRA WEST	8,00	2,56	79,00	1,14	801,16	0,66	4,33	0,09978	0,05758
INTER-ENERGA	10,64	1,91	56,88	0,99	636,05	0,60	4,33	0,09978	0,05758
INTERGEM	12,44	1,84	60,08	0,89	483,47	0,61	4,51	0,09978	0,05758
IVEG	15,04	1,80	68,50	0,73	148,82	0,68	4,33	0,09978	0,05758
IVEKA	12,32	1,80	66,18	0,72	413,65	0,49	4,51	0,09978	0,05758
IVERLEK	14,61	2,13	72,82	0,97	545,83	0,65	4,51	0,09978	0,05758
SIBELGAS	16,52	2,47	91,63	0,97	202,67	0,89	4,51	0,09978	0,05758

¹Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

²Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende een federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt

³De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §§1 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

Soldes 2017 :

Pour les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel, on constate globalement un excédent d'1 % sur un budget total d'environ 0,5 milliard d'euros.

Tableau 51: soldes réglementaires 2018

Soldes réglementaires	Gaz naturel (€)
Coûts exogènes	- 1,0 million
Différences de volume	- 8,3 million
Réindexation	+ 1,8 million
Impôt des sociétés	+ 0,2 million
+ = déficit et - = excédent	

3.3.2.3. Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.3 du présent rapport.

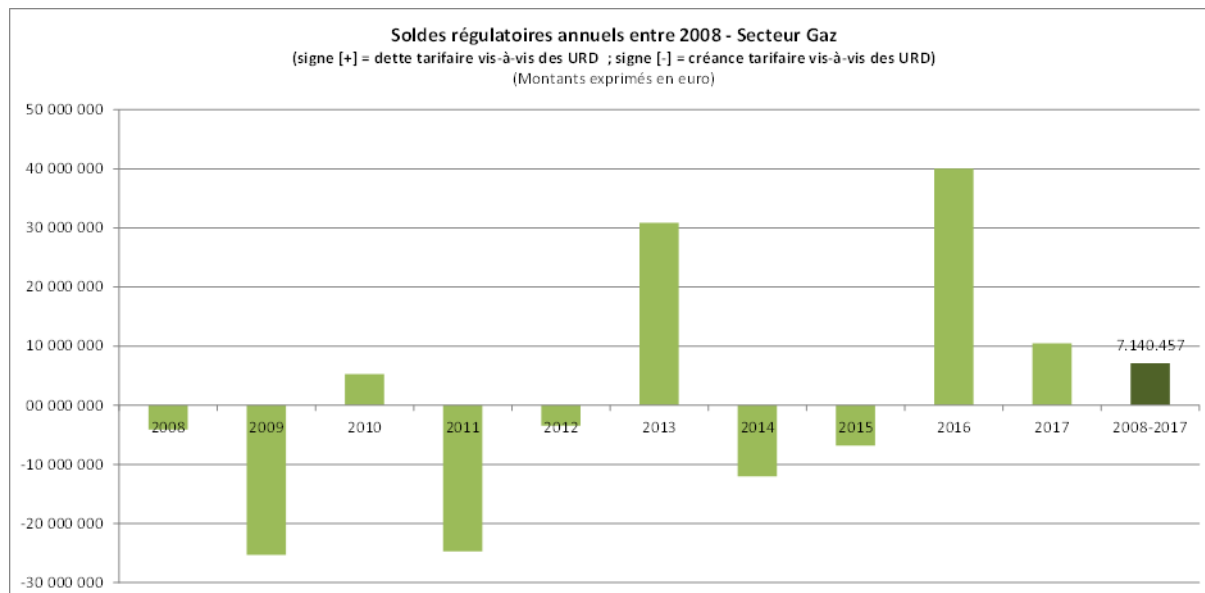
Tableau 52 : Tarifs de distribution gaz applicables en Région wallonne à partir du 1^{er} janvier 2018, hors TVA 21%

TARIFS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL EN WALLONIE			
Relevé annuel Consommation annuelle : 4.652kWh			
T1			
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution de gaz des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type T1 à partir du 1er janvier 2018	
ORES Luxembourg	144		
ORES Mouscron	150		
RESA	153		
ORES Brabant wallon	161		
GASELWEST	170		
ORES Namur	176		
ORES Hainaut	184		
Moyenne pondérée	€ 165		
Relevé annuel Consommation annuelle : 34.890kWh			
T2			
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution de gaz des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type T2 à partir du 1er janvier 2018	
ORES Luxembourg	537		
RESA	612		
ORES Brabant wallon	612		
ORES Mouscron	638		
ORES Namur	702		
GASELWEST	781		
ORES Hainaut	790		
Moyenne pondérée	€ 694		
Relevé annuel Consommation annuelle : 290.750kWh			
T3			
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution de gaz des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type T3 à partir du 1er janvier 2018	
ORES Luxembourg	3.395		
ORES BW	3.857		
ORES Mouscron	4.343		
RESA	4.362		
ORES Namur	4.539		
GASELWEST	5.332		
ORES Hainaut	5.335		
Moyenne pondérée	€ 4.645		
Relevé mensuel Consommation annuelle : 2.300.000kWh			
T4			
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution de gaz des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type T4 à partir du 1er janvier 2018	
ORES Mouscron	8.454		
ORES Hainaut	10.955		
ORES Brabant wallon	11.199		
ORES Namur	11.532		
RESA	11.745		
GASELWEST	12.403		
ORES Luxembourg	13.232		
Moyenne pondérée	€ 11.256		
Relevé horaire automatique Consommation annuelle : 5.000.000kWh			
T40-T5			
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution de gaz des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type T40-T5 à partir du 1er janvier 2018	
ORES Mouscron	13.871		
ORES Hainaut	16.817		
ORES Brabant wallon	16.979		
ORES Namur	17.545		
GASELWEST	17.878		
ORES Luxembourg	18.765		
Moyenne pondérée	€ 16.917		
Relevé horaire automatique Consommation annuelle : 36.000.000kWh			
T6			
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2018 (en EUR/an, hors TVA)	Comparaison des tarifs de distribution de gaz des gestionnaires de réseau de distribution pour un client type T6 à partir du 1er janvier 2018	
ORES Brabant Wallon	24.170		
RESA	25.564		
ORES Hainaut	27.237		
ORES Luxembourg	28.223		
ORES Namur	28.716		
GASELWEST	28.805		
ORES Mouscron	31.045		
Moyenne pondérée	€ 27.663		

Les soldes :

Au 31 décembre 2018, le solde régulateur cumulé rapporté (non entièrement approuvé) 2008-2017 s'élève, pour la Région wallonne, à 7 Mios EUR pour le secteur gaz (dette tarifaire).

Figure 39 : soldes régulateurs annuels rapportés entre 2008 et 2017



3.3.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.4 du présent rapport.

Tableau 53 : Tarif de distribution – gaz 2018

e

Sibelga
Distribution Gaz

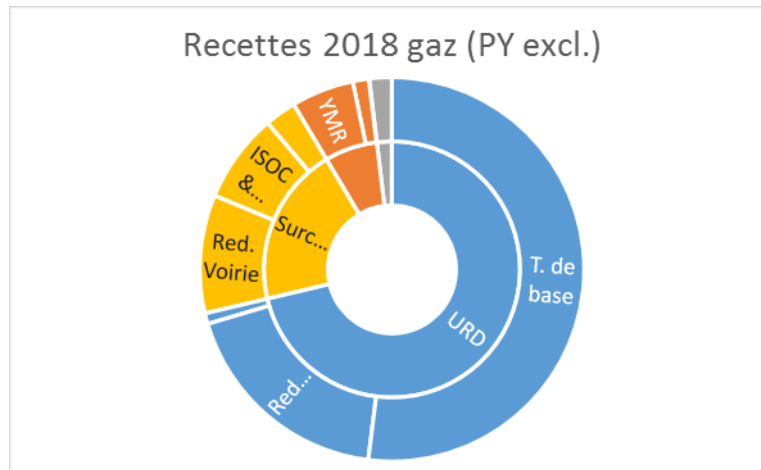
prix hors TVA

	MMR & YMR				AMR
	T1	T2	T3	T4	T5
Consommation annuelle (en kWh)	0 - 5.000	5.001 - 150.000	150.001 - 1.000.000	> 1.000.000	
1. Tarif d'utilisation du réseau [X * G1] EUR / kW / an + Y * EUR / kWh + W * EUR / an où G1 = 0,5 + 4000 / (1750 + kW)					
avec X = EUR / kW / an	-	-	-	-	2.506572
X/12 = EUR / kW / mois	-	-	-	-	0.208881
Y = EUR / kWh	0,018656	0,008848	0,003554	0,001894	-
W = EUR / an	3,36	54,36	877,08	2.638,68	5.406,36
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage					
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an	-	-	-	-	784,26
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensuel EUR / an	601,31	601,31	601,31	601,31	-
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	15,86	15,86	15,86	15,86	-
3. Surcharges					
3.1. Charges de pensions EUR / kWh	0,000473	0,000378	0,000331	0,000238	0,000073
3.2. Impôts & prélèvements					
- Redevance de voirie (*) EUR / kWh	0,001217	0,001217	0,001217	0,001217	0,001217
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh	0,001191	0,001034	0,000962	0,000852	0,000139

(*) Le tarif définitif sera publié dès que l'indice des prix de décembre de l'année précédente sera connu (conformément à l'article 28 de l'Ordonnance de la Région de Bruxelles-Capitale du 1er avril 2004)

Le graphique ci-dessous donne la décomposition des tarifs de distribution gaz.

Figure 40 : Décomposition tarif de distribution - Gaz - 2018



Comme pour l'électricité, le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution (71 % en 2018). L'activité de mesure et de comptage représente également 7 %. Le poste « comptage » n'est pas le seul poste fixe des tarifs de distribution gaz. En effet, un poste fixe existe également au niveau de l'utilisation du réseau (54,36EUR HTVA pour une consommation annuelle entre 5.001 et 150.000 kWh en 2018). La partie fixe totale d'un consommateur médian bruxellois est de l'ordre de 30 % du montant total de la partie distribution.

Pour le gaz, la redevance de voirie s'élève à environ 12 millions EUR en 2018. La marge équitable pour ce fluide s'élève en 2017 à environ 15 millions EUR. Électricité et gaz confondus, le montant total de la marge équitable et de la redevance de voirie s'élève pour 2018 à plus de 73 millions EUR.

Contrôle des soldes régulateurs de SIBELGA :

En ce qui concerne le gaz, le fonds de régulation s'élève à 90 millions EUR, dont 50 millions EUR encore non affectés. La conversion gaz pauvre / gaz riche mobilisera probablement en partie ces ressources disponibles.

Méthodologie tarifaire 2020 – 2024 :

En plus de certains éléments mentionnés au point 2.3.2.4 du présent rapport qui s'appliquent tant à la méthodologie électricité qu'à la méthodologie gaz, l'aspect *tariff design* gaz a été spécifiquement abordé en 2018 dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2020-2024.

Globalement, le *tariff design* pour le gaz restera inchangé, avec toutefois deux modifications spécifiques pour les gros consommateurs :

- indépendance de l'infrastructure de comptage dans la fixation du tarif de distribution ;
- suppression du tarif basé sur la pointe et du terme dégressif lié.

Tableau 54 : Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

En euro HTVA	2015	2016	2017	2018	2019
Utilisation du réseau	149	156	163	167	168
Pensions non capitalisées	15	14	5	5	5
OSP	6	6	5	4	3
Comptage	16	15	16	16	16
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	25	26	28	29	28
	211	218	216	221	220

Révision de la méthodologie :

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le gestionnaire de réseau a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2019.

Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12.000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera moins élevée en 2019 (0,0272 c€/kWh) par rapport au tarif 2018 initialement fixé (0,0310 c€/kWh). La surcharge liée à l'impôt des sociétés enregistre une baisse plus relative. Le tarif pour l'année 2019 s'élève en effet pour un client résidentiel à 0,0987 c€/kWh contre 0,1034 c€/kWh initialement prévu en 2018.

Mécanismes de régulation incitative :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

3.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.3 du présent rapport.

3.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

3.4.1. 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 2018, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2018, conformément au règlement d'accès.

3.4.2. Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

3.4.3. 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 :

Investissement réalisés :

En 2018, environ 60 % des investissements de Fluxys Belgium ont été consacrés à la croissance des activités GNL, en particulier dans le cadre de l'avancement de la construction du cinquième réservoir et des installations de traitement supplémentaires au Terminal GNL de Zeebrugge.

Concernant le réseau de transport domestique, les investissements ont été axés sur le renforcement ponctuel du réseau pour la distribution publique -qui enregistrent chaque année 55 à 60 000 nouveaux clients-, sur le raccordement de nouveaux clients industriels, et sur le maintien en bon état et la sécurité du réseau.

Concernant les infrastructures de transport aux points frontières, le réseau belge est devenu totalement bidirectionnel après la mise en service fin 2015 de la liaison Dunkerque-Zeebrugge et peut dès lors jouer pleinement son rôle de plaque tournante sur le marché du Nord-Ouest de l'Europe. L'utilisation intensive de la capacité aux frontières à la fin du mois de février 2018 - lors des pointes de froid combinées à des exportations importantes vers le Royaume-Uni - a confirmé que ces capacités étaient adaptées aux besoins du marché.

Au-delà de la finalisation des investissements en cours dans l'activité GNL, les principaux enjeux d'infrastructure identifiés à l'horizon 2030 pour Fluxys Belgium sont les suivants :

- la conversion du marché de gaz L vers le gaz H nécessite une adaptation coordonnée du réseau de Fluxys Belgium avec les Gestionnaires de réseau de distribution belge⁹⁰ et les Gestionnaires de réseau de transport français et néerlandais. Le processus de conversion a démarré et les investissements nécessaires pour poursuivre la réalisation du planning indicatif sont détaillés dans ce plan ;
- toujours dans le cadre de la conversion L/H, mais au niveau transfrontalier cette fois, les besoin de remplacement du gaz L par le gaz H en Allemagne - en particulier le projet de nouvelle conduite Zeelink - offrent l'opportunité de développer de la capacité d'exportation vers l'Allemagne. En fonction des besoins et de la demande du marché, un renforcement du réseau de transport de Fluxys Belgium pourrait être nécessaire. Etant donné que les concertations

⁹⁰ Coordonnés au sein de Synergrid, la fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique (www.synergrid.be)

sont en cours et que ces investissements ne sont pas confirmés, ils ne sont pas repris dans ce plan indicatif 2019-2028 ;

- Concernant la production d'électricité, le réseau actuel de Fluxys Belgium dispose globalement de capacités suffisantes pour accueillir de nouvelles centrales électriques en vue de la sortie du nucléaire en 2025. Cependant, le choix de leur implantation peut générer un besoin de renforcement du réseau régional concerné. Des montants sont prévus à cet effet ainsi que pour les raccordements locaux des nouvelles unités de production.

En 2018, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2019-2028).

Conversion du réseau de transport de gaz L vers H :

Le défi majeur qui se présente actuellement et dans les années à venir est la conversion du réseau de transport de gaz L vers un marché belge du gaz naturel exclusivement approvisionné en gaz H. Cette conversion s'impose car aucun nouveau contrat à long terme n'est conclu avec les Pays-Bas pour la fourniture de gaz L. L'objectif est de suivre le planning de conversion L/H indicatif tel que proposé par Synergrid en vue d'une sortie complète du gaz L à l'été 2029. Ce planning de conversion L/H indicatif est basé sur la réutilisation maximales des infrastructures existantes afin d'éviter des investissements uniquement nécessaires pour la période de conversion.

➤ Période 2017-2019 (partiellement réalisée) :

Durant cette période, l'injection de gaz H a été réalisée (2017 et 2018) ou est prévue (2019) depuis des interconnexions existantes ne nécessitant que des adaptations limitées du réseau. Il s'agit des nœuds d'interconnexion de Warnant Dreye, de Beuzet et d'Antwerpen CGA. Seule la conversion de la région de Brasschaat-Wuustwezel nécessite un nouveau poste de détente à Kalmthout.

➤ Période 2020-2024 : « Sud de l'axe Zeebrugge-Eynatten » :

Entre 2020 et 2024, le besoin en capacité de gaz H pour la zone à convertir devient plus important. Fluxys Belgium doit adapter son réseau et construire de nouvelles infrastructures permettant la connexion entre le RTR, les réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales. À cet effet, des adaptations sont prévues à la station de compression de Winksele.

➤ Période 2025-2029 : « Nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten » :

Dès 2025, la conversion du marché belge se poursuit en remontant progressivement du gaz H en direction du point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek. La Campine et la région d'Anvers seront converties par la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele.

➤ Capacité d'entrée pour le « nouveau marché H » :

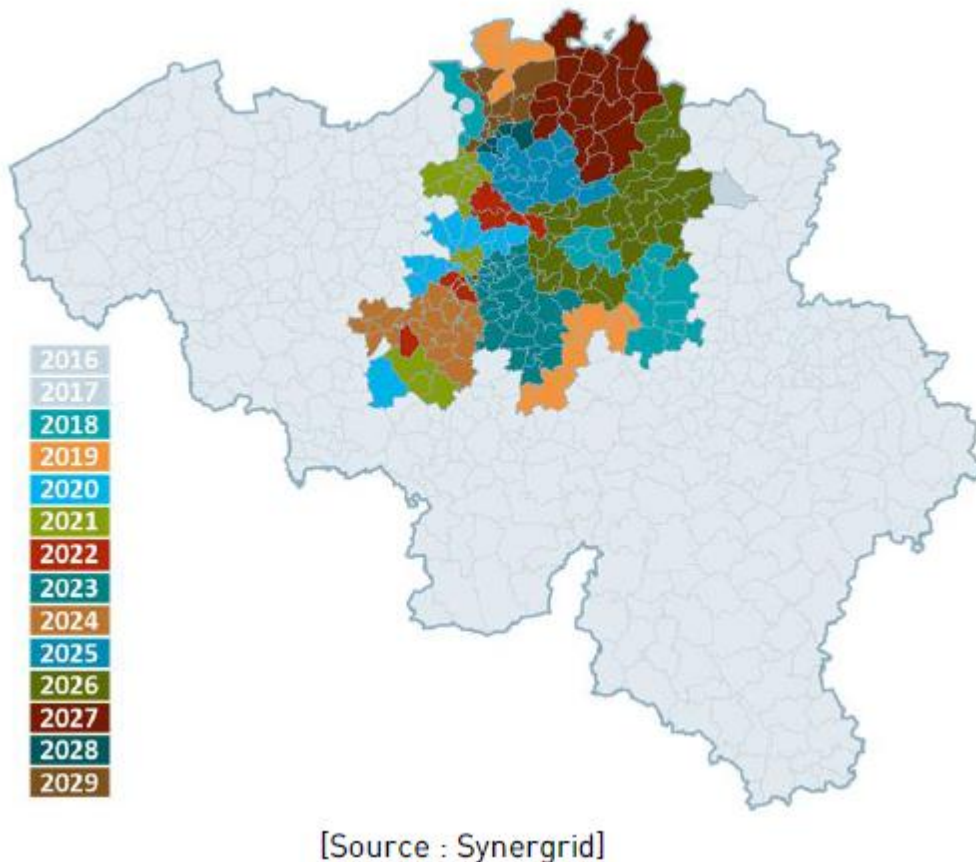
Le plan indicatif 2019-2028 n'inclut donc pas de nouveaux investissements visant à renforcer la capacité d'entrée en gaz H. Ces évaluations seront revues en fonction des signaux et indications du marché, en particulier dans le cadre des besoins de remplacement du gaz L en France et en Allemagne.

Les principaux investissements attendus pour couvrir les adaptations liées à la conversion L-H sont :

- interconnexions entre les canalisations RTR et les Dorsales (à Winksele) afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020 ;
- adaptation de certaines stations de détente pour permettre un fonctionnement optimal du marché de gaz H après conversion ;
- 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.

Il n'est pas tenu compte ici des inspections des appareils à gaz sur les sites des clients industriels ou particuliers, ni des adaptations des infrastructures des gestionnaires de réseau de distribution.

Figure 41 : Planning indicatif de conversion du marché gaz-L



Extension terminal GNL Zeebrugge :

Le terminal GNL de Zeebrugge poursuit son extension en réponse au développement du marché du GNL à petite échelle et à de nouveaux flux. Après la mise en service début 2017 d'un deuxième appontement permettant d'accueillir des méthaniers d'une capacité de 1 000 à 210 000 m³ de GNL, les installations de chargement de camions et de containers GNL ont également fait l'objet d'un dédoublement portant au 1er janvier 2019 la capacité maximale du terminal de 4.000 à 8.000 chargements de camions par an. Ces infrastructures répondent ainsi parfaitement au développement de l'utilisation du GNL comme carburant pour le transport routier ou maritime, ou pour l'alimentation de zones non desservies par les réseaux de canalisations. Par ailleurs, la construction en cours d'un cinquième réservoir d'une capacité de 180 000 m³ de GNL (2015-2019) portera la capacité maximale de stockage du terminal de 386 à 566 000 m³ de GNL. Il est nécessaire pour accueillir les navires GNL brise-glace en provenance de la péninsule de Sabetta (nord-est de la Sibérie - Yamal LNG) lorsque la route Est reliant directement Sabetta à l'Asie est bloquée par les glaces. Le terminal GNL permettra de décharger les navires GNL brise-glace et de les charger directement (*ship-to-ship transshipment*) ou ultérieurement (*shipstorage- ship transshipment*) sur des navires GNL traditionnels afin de poursuivre l'acheminement du GNL vers les marchés finaux. Le développement d'un troisième appontement à Zeebrugge, un temps envisagé, a été postposé tenant compte du niveau actuel de la demande du marché et des capacités opérationnelles du terminal équipé de ses deux jetées. En fonction des signaux envoyés par les marchés, le développement d'infrastructures additionnelles reste envisageable au terminal de Zeebrugge (appontements complémentaires, réservoirs de stockage additionnels, ...).

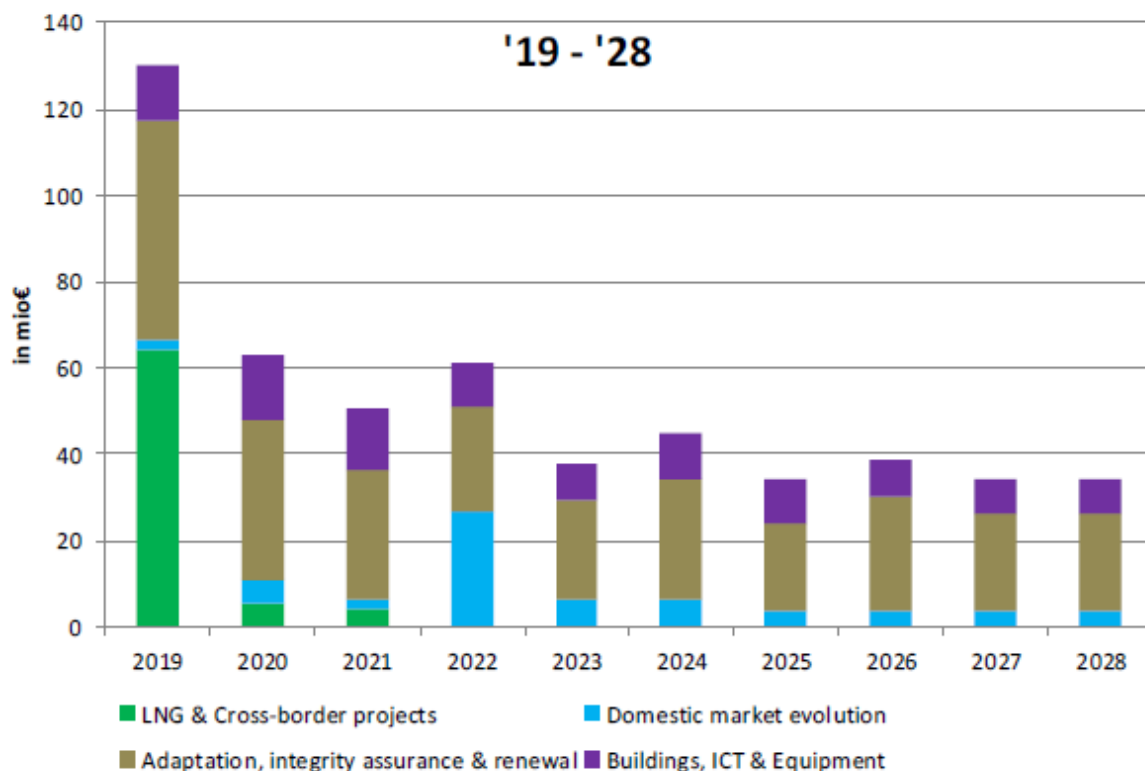
Réseaux de distribution :

Une croissance annuelle limitée sur les réseaux de distribution et l'évolution attendue du côté des clients industriels et des centrales électriques entraînent certains renforcements ponctuels. En outre, la réalisation de ces investissements continue de dépendre d'une rémunération suffisante de la capacité par les utilisateurs finals.

Chiffrage du plan indicatif 2019-2028 :

Le total des investissements prévus pour Fluxys Belgium SA et Fluxys LNG au cours de la période 2019-2028 s'élève à 529 millions d'euros.

Figure 42 : Chiffrage du plan indicatif 2019-2028 (en anglais)



On distingue trois catégories :

- les initiatives LNG et projets transfrontaliers : 74 millions EUR.
Deux projets composent l'essentiel de cette catégorie :
 - finalisation de la construction du 5^e réservoir au Terminal GNL de Zeebrugge
 - l'extension de la capacité du poste frontière d'Eynatten, à la frontière entre la Belgique et l'Allemagne dans le cadre du projet Zeelink
- l'évolution de la capacité mise à disposition des utilisateurs finaux : 63 millions EUR.
Ce montant concerne principalement l'adaptation et l'ajustement des capacités mises à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution, le raccordement de nouveaux clients industriels et le renforcement régional du réseau pour l'alimentation des nouvelles centrales électriques.
- maintien de l'intégrité, l'adaptation et le renouvellement des infrastructures : 392 millions EUR.

Cette catégorie concerne le renouvellement et les adaptations des infrastructures existantes ainsi que les adaptations nécessaires à la conversion L/H. Les investissements dans les infrastructures ICT sont également repris dans cette catégorie.

Description des PCIs acceptés :

2017 :

La conversion au gaz H des zones alimentées en gaz L a été reconnue comme une priorité pour le Corridor des interconnexions gazières au Nord-Ouest de l'Europe. Les investissements nécessaires à ce projet sur les réseaux de transport ont été inscrits au Plan décennal de développement du réseau à l'échelle européenne (*Ten-Year Network Development Plan – TYNDP14*) préparé par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSOG) en 2017. Ils font partie du plan d'investissement régional pour le gaz dans la région du Nord-Ouest publié en 2017 (*GRIP North-West15*), qui montre notamment que la conversion progressive au gaz H des zones aujourd'hui approvisionnées en gaz L, en Allemagne, en Belgique et en France, est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs concernés. Le projet de conversion en France et en Belgique s'est donc vu accorder le statut de Projet d'intérêt commun (PIC) en 2017.

2019

Le programme indicatif d'investissement de Fluxys Belgium 2019-2028 a servi de source d'information pour le *Ten Years Network Development Plan* (TYNDP) élaboré au niveau européen par l'ensemble des gestionnaires de réseau regroupé au sein de l'ENTSOG.

Le tableau suivant reprend les projets de transport que Fluxys Belgium a soumis au TYNDP 2018.

Tableau 55: PCIs soumis au TYNDP 2018 (en anglais)

TYNDP code	Project name	Country	Promoter	Commissioning	Status
LNG-F-229	Zeebrugge LNG Terminal - 5th Tank	Belgium	Fluxys LNG	2019	FID
TRA-N-500	L/H Conversion Belgium	Belgium	Fluxys Belgium	2022	Advanced
LNG-N-742	Zeebrugge LNG Terminal - 3rd Jetty	Belgium	Fluxys LNG	2023	Less-Advanced

Fluxys Belgium a établi un dossier de demande pour le cofinancement européen du PCI de conversion au gaz H de la zone actuellement approvisionnée en gaz L. Tant Fluxys Belgium que GRTgaz, le GRT de gaz français, sont les promoteurs de ce projet vu que la conversion en France est également reprise de manière conjointe dans le PCI.

La CREG et la CRE, le régulateur français de l'énergie, se sont accordées le 4 octobre 2018 sur la répartition transfrontalière des coûts selon qu'ils sont encourus par la Belgique ou par la France, cela sans compensation transfrontalière. Cette décision est un préalable nécessaire pour pouvoir prétendre au financement européen au sein du programme CEF (« *Connection European Facility* »). L'agence européenne INEA (« *Innovation and Networks Executive Agency* »), qui a traité cette demande de financement, devrait se prononcer sur la demande de financement début 2019. La liste des projets PCI européens est actualisée tous les deux ans et contrôlée au sein des groupes de travail régionaux

européens respectifs. Fin 2018, les travaux ont à nouveau repris pour l'établissement d'une nouvelle et quatrième liste de PCI pour fin 2019.

3.4.4. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

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 2018.

3.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRDs et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

3.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

3.5.2.2. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.5.2.2 du présent rapport.

3.5.2.3. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.5.2.3 du présent rapport.

3.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité de se référer au point 2.5.2.4 du présent rapport.

3.6. CONCURRENCE

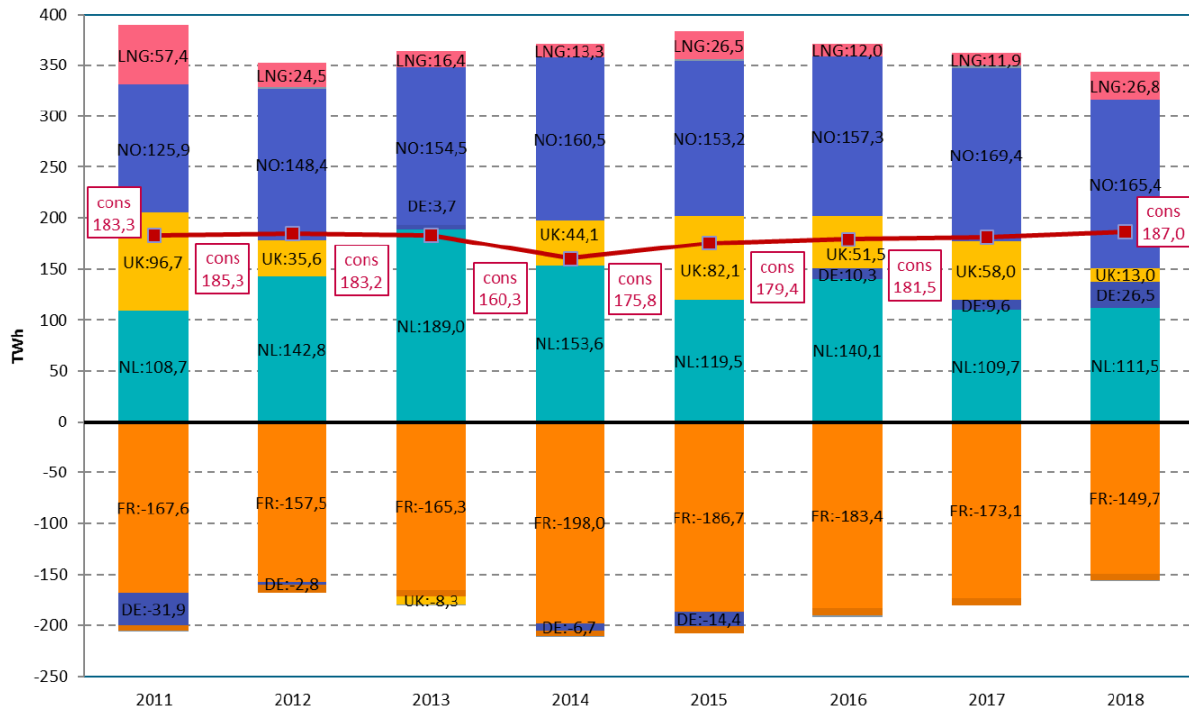
3.6.1. Marché de gros

En 2018, la consommation de gaz naturel en Belgique a connu une croissance, qui est principalement attribuable à la consommation accrue des grands consommateurs (+5,9 % de consommation industrielle et +4,2 % de consommation pour les centrales électriques alimentées au gaz naturel) et à la consommation sur les réseaux de distribution (+1,0 %). Il ressort des variations de température en 2018 que le besoin en chauffage a diminué de 3% par rapport à 2017.

Le graphique ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou pour le GNL, tant pour l'entry (positif) que pour l'exit (négatif), durant la période 2011-2018. La ligne rouge représente la différence entre les flux entry et exit transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique. En 2018, la consommation de gaz naturel était de 187 TWh, soit une hausse de 3 % par rapport à 2017.

Les prix du gaz naturel ont également grimpé entre 2017 et 2018, tant sur le marché à court qu'à long terme (soit de 33 % et 22 % en moyenne), jusqu'à respectivement 23,0 €/MWh et 20,8 €/MWh en moyenne.

Figure 43 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)



Les prix du gaz naturel ont également grimpé entre 2017 et 2018, tant sur le marché à court qu'à long terme (soit de 33 % et 22 % en moyenne), jusqu'à respectivement 23,0 €/MWh et 20,8 €/MWh en moyenne.

Les flux de gaz naturel transfrontaliers pour 2018 sont les suivants :

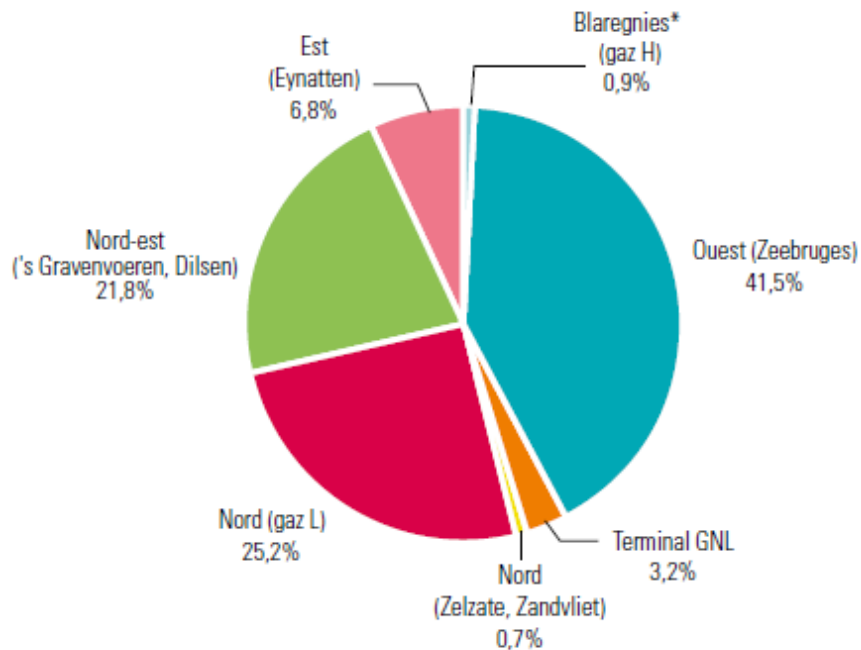
- depuis le Royaume-Uni : 13 TWh (58 TWh en 2017);
- depuis les Pays-Bas : 111,5 TWh (110 TWh en 2017) ;
- en provenance directe des champs gaziers norvégiens : 165,4 TWh (169,4 TWh en 2017).

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. En 2018, les flux de gaz naturel en direction de la France est de 150 TWh (173 TWh en 2017), soit l'équivalent de 80 % de la consommation belge de gaz naturel.

Le flux de gaz naturel net vers l'Allemagne en 2018 s'est accru d'un facteur de presque 2,8 pour atteindre 26,5 TWh (9,6 TWh en 2017).

Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg représentent 6 TWh en 2018, soit une diminution de 17,5 % par rapport à 2017 (7,3 TWh).

Figure 44 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2018 (Source : CREG)



* Le point d'entrée de Blaregnies est utilisé « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de frontière à frontière dominants sur ce point d'interconnexion.

Pour le stockage le taux de remplissage de la saison 2017-2018, qui était de 84% pour la Belgique (Loenhout) et de 89% pour l'UE28, reste au même niveau que celui de la saison 2016-2017 (87 % pour la Belgique et 91 % pour l'UE28). Le taux de remplissage pour la saison 2018-2019 est faible (54 %), tandis que le taux de remplissage pour l'UE28 reste relativement stable (87 %). Bien que le spread entre les prix en été et en hiver pour le gaz naturel en 2017 et 2018 soit resté bas (< 2 €/MWh, bien en deçà du coût moyen de stockage (>3,5 €/MWh)), l'indisponibilité de la plus grande installation de stockage au Royaume-Uni a conduit à une réservation plus élevée de la capacité de stockage sur le marché de l'Europe du Nord-Ouest.

En 2018, l'activité GNL à Zeebruges s'est fortement développée : 42 méthaniers et 42 TWh pour le déchargement de GNL et 34 méthaniers et 14 TWh pour le chargement de GNL. Sur ces 42 méthaniers, 9 y ont effectué un déchargement dans le cadre de services de transbordement (pour un volume de 10 TWh) et 34 y ont effectué un chargement, dont 9 (volume de 9 TWh) dans le cadre de services de transbordement.

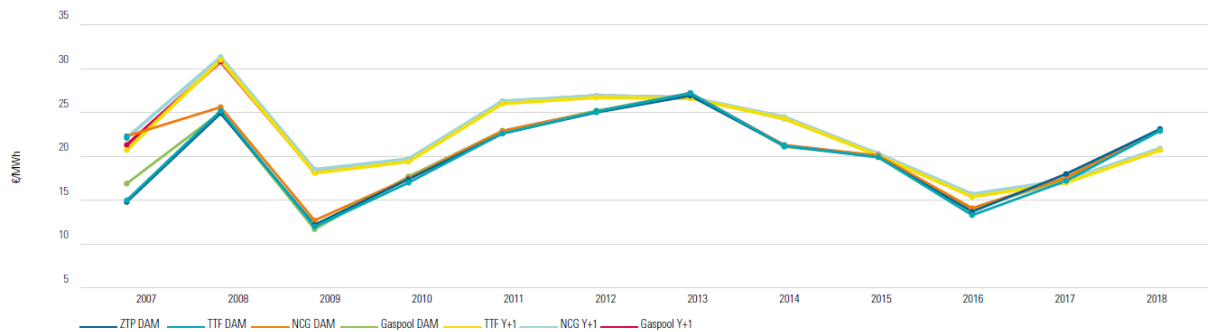
3.6.2. Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

Niveau prix de gros :

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a augmenté à environ 23,0 €/MWh en 2018 et celui sur le marché à long terme à environ 20,8 €/MWh, ce qui représente pour les deux produits une nette hausse, mais qui n'atteint pas encore le niveau de 2013 où ils dépassaient en moyenne les 26 €/MWh. En 2017, ces prix étaient respectivement de 17,3 €/MWh et de 17,0 €/MWh.

En 2018, les prix sur le marché à court terme ont été supérieurs à ceux du marché à long terme. Les prix moyens du gaz sur le marché à court terme en Belgique et à l'étranger étaient d'un niveau comparable, avec une différence de 0,8% entre NCG et ZTP.

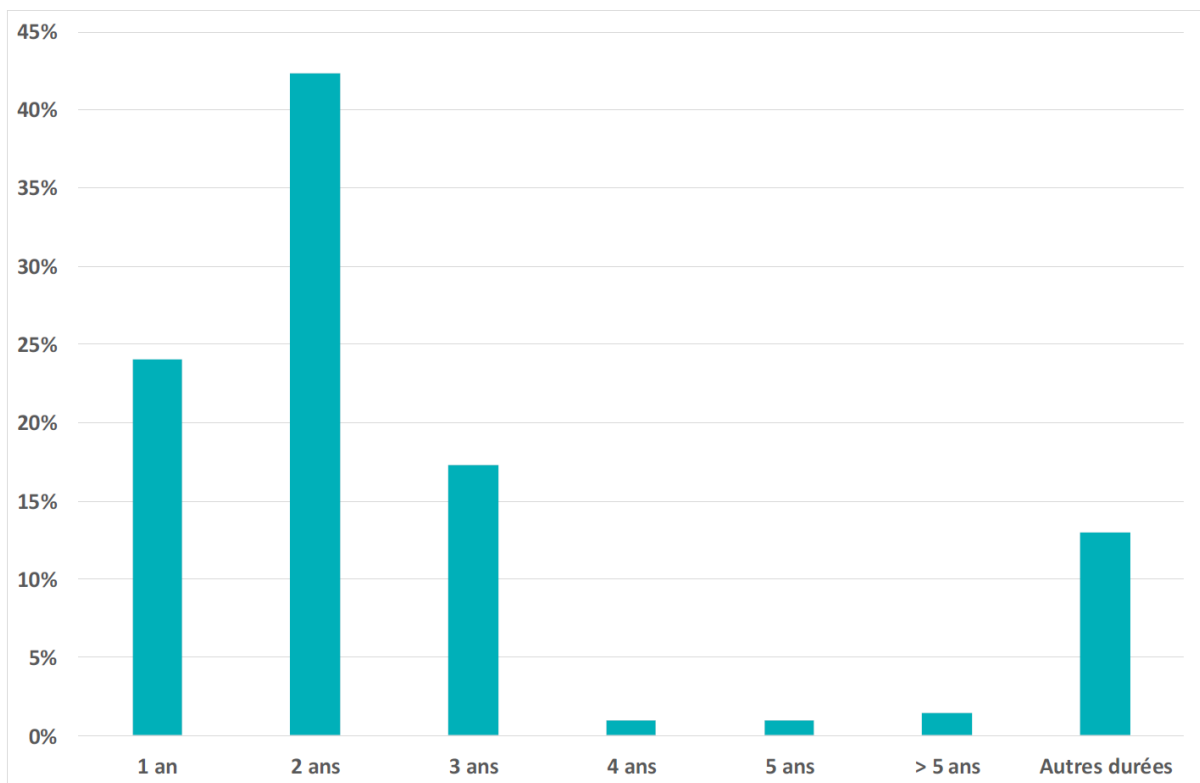
Figure 45 : Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés *day-ahead* et *year-ahead* (Sources : CREG, données traitées issues de icis.com, ice.com, eex.com et powernext.com)



Degré de transparence :

L'analyse des contrats de fourniture démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1 ou 2 ans). En effet, en 2017, les contrats de fourniture d'une durée de deux années sont les plus courants avec 42 % des cas, devant les contrats d'une année qui représentent 24 %. Les contrats à prix variables sur base de cotations gazières représentent plus de 90 % des clients, quelque 8 % des clients disposent d'un contrat à prix fixe et environ 1 % ont un contrat indexé sur les prix de cotations pétrolières. La CREG constate une généralisation du recours aux cotations gazières tant en amont (contrats d'approvisionnement) qu'en aval (contrats de vente)⁹¹.

Figure 46 : - Contrats de vente de gaz naturel aux industries étudiés en fonction de leur durée (en années)



En ce qui concerne les types d'indexation, la CREG a calculé qu'en 2017 :

- 1 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières (contre 3 % en 2016) ;

⁹¹ Etude (F) 1776 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique.

- 91 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (contre 84 % en 2016) ;
- 8 % des clients ont un prix fixe dans son contrat (contre 13 % en 2016).

Ces proportions évoluent chaque année. D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation graduelle du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (Zeebrugge, TTF) corrélée à une diminution voire une quasi disparition de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO, Brent).

Un élément notable en 2017 concerne les évolutions respectives des cotations gazières Zeebrugge et TTF. La part de la cotation TTF a triplé et est désormais utilisé dans 66 % des contrats sur le marché belge (contre 52 % un an auparavant). La part de la cotation Zeebrugge a diminué et n'est plus utilisé que dans un contrat sur quatre (contre 33 % un an auparavant).

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros :

En 2018, la CREG a rendu huit avis relatifs à des demandes d'autorisation de fourniture de gaz naturel. Ces demandes ont émané d'Eneco Belgium, Gazprom Marketing & Trading Limited, Ineos Energy Trading Ltd, EDF Luminus SA, Direct Energie SA, Direct Energie Belgium SA, Getec Energie AG et European Energy Pooling bvba.

Au cours de l'année 2018, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à six entreprises, à savoir Eneco Belgium SA, Gazprom Marketing & Trading Ltd, Ineos Energy Trading Ltd, EDF Luminus S, Direct Energie SA et Direct Energie Belgium SA.

Tableau 56 : Entreprises actives en 2018 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2017 (Source : CREG)

VOLUME ACHÉMINÉ EN BELGIQUE (en TWh)* PARTS DE MARCHÉ EN BELGIQUE (en %)	2017		2018		Δ2018/2017	
	TWh	%	TWh	%	(%)**	(%-point)***
ANTARGAZ FINAGAZ	1,16	0,64	1,44	0,77	24	0,1
ARCELORMITTAL ENERGY SCA	4,61	2,54	4,87	2,60	6	0,1
AXPO SOLUTIONS AG	0,20	0,11	0,12	0,06	-40	-0,1
BELGIAN ECO ENERGY NV	0,10	0,06	0,11	0,06	10	0,0
DIRECT ENERGIE	3,55	1,95	2,84	1,52	-20	-0,4
EDF LUMINUS	19,20	10,55	20,16	10,78	5	0,2
ENECO ENERGY TRADE BV	5,99	3,29	9,63	5,15	61	1,9
ENERGY GLOBAL HANDEL BV			0,34	0,18		
ENGIE	58,27	32,02	61,18	32,70	5	0,7
ENI S.P.A.	31,81	17,48	21,09	11,27	-34	-6,2
ENOVOS LUXEMBOURG SA	0,62	0,34	1,74	0,93	181	0,6
EQUINOR ASA	5,44	2,99	5,77	3,08	8	0,1
ESSENT SALES PORTFOLIO MANAGEMENT BV			4,09	2,18		
EUROPEAN ENERGY POOLING	1,87	1,03	3,35	1,79	79	0,8
GAS NATURAL EUROPE SAS	7,08	3,89	6,64	3,55	-6	-0,3
GETEC ENERGIE AG	0,35	0,19	0,25	0,14	-29	-0,1
LAMPIRIS SA	4,19	2,30	0,001	0,00	-100	-2,3
NATGAS AKTIENGESELLSCHAFT	1,41	0,77	1,29	0,69	-9	-0,1
PROGRESS ENERGY SERVICES	1,80	0,99	0,98	0,52	-46	-0,5
RWE SUPPLY & TRADING GMBH	9,05	4,98	6,38	3,41	-30	-1,6
SOC. EUROP. DE GESTION DE L'ENERGIE SA	2,42	1,33	1,76	0,94	-27	-0,4
TOTAL GAS & POWER LTD	5,29	2,91	14,56	7,78	175	4,9
UNIPER GLOBAL COMMODITIES SE	0,46	0,25	0,50	0,27	9	0,0
VATTENFALL ENERGY TRADING NETHERLANDS SA	6,32	3,47	6,45	3,44	2	0,0
WINGAS GMBH	10,80	5,93	11,57	6,18	7	0,3
TOTAL FINAL	182	100	187	100	3	

* Ces chiffres ne concernent que les fournitures aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes sur la fourniture aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution, le lecteur est invité à consulter la publication conjointe des quatre régulateurs énergétiques sur le site web de la CREG (www.creg.be).

** Évolution relative 2018 par rapport à 2017 (la base est 2017).

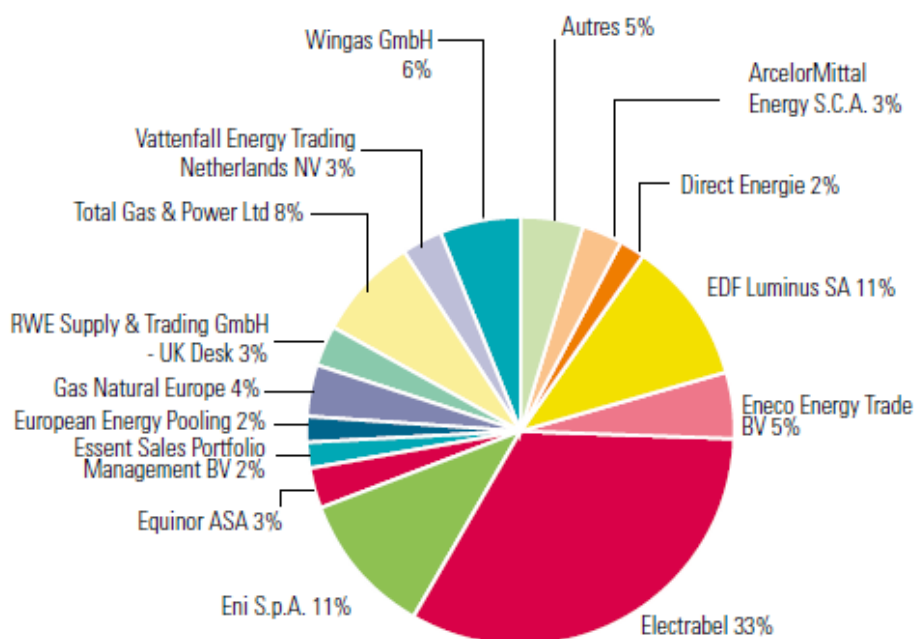
*** Évolution absolue de la part de marché.

Au 31 décembre 2018, trente-six utilisateurs du réseau détenaient une autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel. Courant 2018, vingt-cinq d'entre eux ont exercé, sur le réseau de transport, des activités de fourniture de gaz naturel au profit de clients finals belges. À titre de comparaison, seuls six utilisateurs du réseau étaient actifs sur le réseau de transport de Fluxys Belgium à la fin 2007 pour l'approvisionnement des clients finals belges.

Deux nouvelles entreprises ont exercé des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel en 2018. Si l'on tient compte de la fusion d'activités de transport au sein d'une entreprise du même groupe, vingt-cinq entreprises étaient ainsi actives sur le marché belge du transport.

Le top 3 des entreprises actives sur le réseau de transport – qui détiennent conjointement une part de marché de 55 %, soit une diminution de 5 % par rapport à 2017 – reste inchangé. Engie conserve la première place et voit sa part de marché augmenter légèrement de 32,0 % à 32,7 %. Eni S.p.A. se maintient en deuxième position mais voit sa part de marché à nouveau chuter de 6,2 %, à 11,3 %. La part de EDF Luminus augmente de 0,2 %, atteignant les 10,8 %. Total Gas & power Ltd, dont la part augmente de 4,9 % (atteignant 7,8 %) ravit la quatrième place du tableau à Wingas GmbH, qui occupe la cinquième place, avec 6,2 %. Eneco Energy Trade BV détient, elle, une part de marché de 5,2 %. Seuls ces six acteurs du marché détiennent une part de marché supérieure à 5 %. Les parts de marché de Gas Natural Europe SAS diminuent légèrement (- 0,3 %), passant à 3,6 %. Vattenfall Energy Trading Netherlands SA est stable à 3,4 %. RWE Supply and Trading GmbH affiche une chute (- 1,6 %), passant à 3,4 %. Equinor ASA (Statoil) maintient sa part de marché à 3,1 %. La part de marché d'ArcelorMittal Energy SCA se stabilise à 2,6 %. Essent Sales Portfolio Management BV représente une part de marché de 2,2 %. Les autres utilisateurs du réseau actifs détiennent chacun une part de marché inférieure à 2 %.

Figure 47 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2018 (Source : CREG)

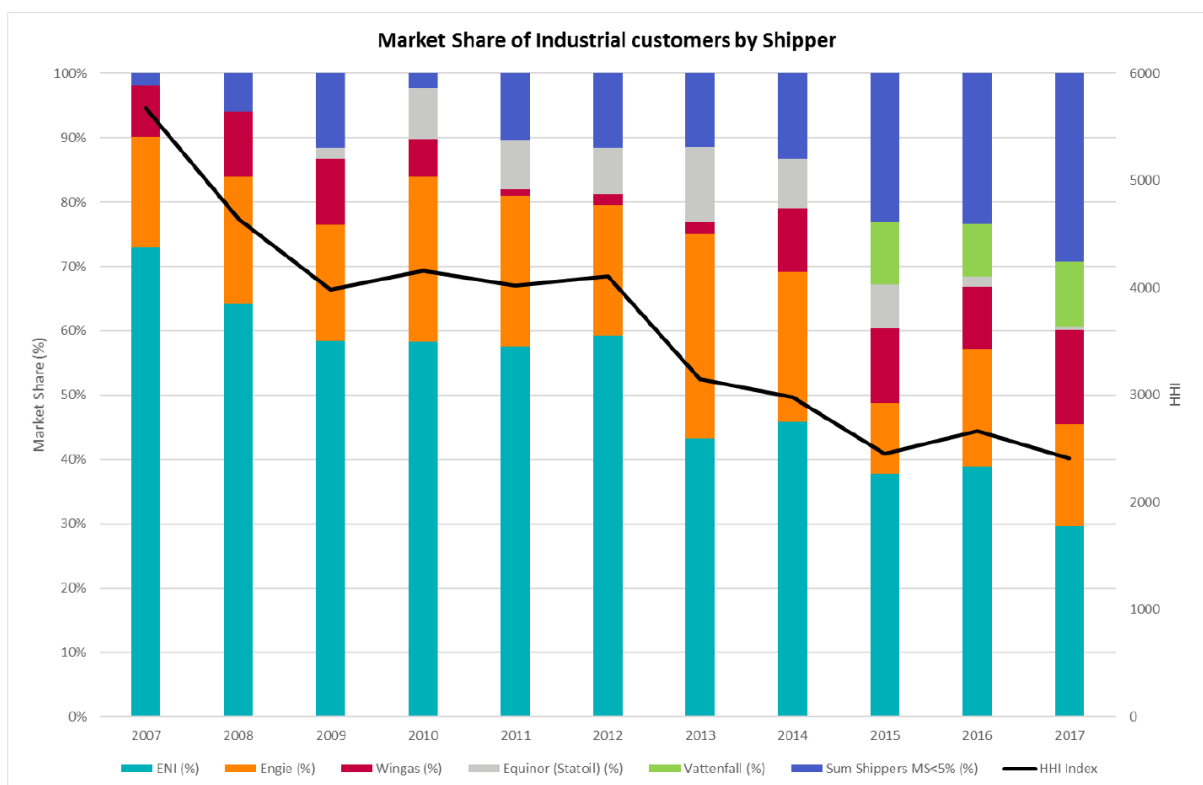


* Entreprises de fourniture actives sur le réseau de transport présentant chacune une part de marché inférieure à 1 % : Antargaz Finagaz, Axpo Solutions AG, Belgian Eco Energy SA, Energy Global Handel BV, Enovos Luxembourg SA, GETEC Energie AG, Lampiris SA, natGAS Aktiengesellschaft, Progress Energy Services, Soc. Europ. de Gestion de l'Énergie SA, Uniper Global Commodities SE.

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est (toutefois de moins en moins) majoritairement dominée par le groupe ENI. Ce fournisseur a fourni en 2017 quelque 29,6 % des volumes consommés par les grands clients industriels belges. Il est à noter que l'on se base ici sur les données issues du shipping et non de la fourniture. Un *shipper* peut parfois acheminer le gaz pour le compte d'un tiers.

Toutefois, la Figure 48 montre que la part de marché du groupe ENI – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse presque constante de 2007 (72,9 %) à 2015 (37,8 %). Au cours des premières années de la libéralisation, ce sont essentiellement les groupes Engie et Wingas qui ont pris des parts de marché au groupe ENI, avec en 2016 une légère augmentation de la part de marché du groupe ENI (de 37,8 % à 38,9 %) qui baisse à nouveau en 2017 (29,6 %). La part de marché du groupe Engie passe de 11 % en 2015 à 18,3 % en 2016 pour redescendre à 16 % en 2017.

Figure 48 - Part de marché des fournisseurs sur le segment des grands clients industriels de gaz naturel, par an (en anglais)



Par ailleurs, nous observons l'arrivée d'un producteur de gaz naturel (Statoil, devenu entretemps Equinor) en 2009. Ce fournisseur a acquis une part de marché qui oscille entre 11,6 % en 2013 et 6,9 % en 2015. En 2016, cette part de marché chute à 1,5% et continue de baisser en 2017 pour atteindre 0,5 %.

Vattenfall est présent pour la première fois en 2015 avec une part de marché au-delà de 5 % (9,7 %) ; elle passe à 8,3 % en 2016 et continue de croître pour arriver à 10,1 % en 2017.

La part de marché des plus petits fournisseurs de gaz naturel aux clients industriels représente 29,1 % des fournitures de gaz naturel en 2017, elle était de 23,1 % en 2015 et 23,4 % en 2016.

La part de marché cumulée des trois plus grands fournisseurs de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique est passée de 98,1 % en 2007 à 60,3 % en 2015 pour remonter à 66,9 % en 2016 et redescendre à 60,3 % en 2017.

Avec l'indice HHI qui est reparti à la baisse en 2017 pour atteindre 2 411, soit le niveau le plus bas sur la période observée (2007-2017), le marché des clients industriels directement raccordés au réseau de Fluxys Belgium reste un marché dynamique où la concurrence est bien présente. Toutefois, vu la baisse sensible des volumes ayant fait l'objet de changements de fournisseurs en 2017, il convient de continuer à assurer le suivi des taux de switch.

3.6.3. Marché de détail

Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. Dès lors, cette étude annuelle rend compte de l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. A l'évolution du prix de base de l'énergie qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

L'étude⁹² annuelle de 2018 décrit l'évolution des prix retail pour la période janvier 2007 - décembre 2017. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

Concernant le gaz naturel, le prix moyen facturé au client résidentiel entre 2007 et 2018 a augmenté de 26,54%. Il s'agit d'une hausse moyenne de 221,62 €/période en Flandre, de 222,49 €/période à Bruxelles et de 442,86 €/période en Wallonie. Le prix moyen facturé aux clients professionnels en Belgique a augmenté également de 17,60%.

Par rapport à 2017, on constate une hausse de 10,64% pour les clients résidentiels en Belgique. Il s'agit d'une hausse moyenne de 135,70 €/période en Flandre, de 140,14 €/période à Bruxelles et de 130,92 €/période en Wallonie. Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 17,61%.

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

3.6.4.1. Niveau fédéral

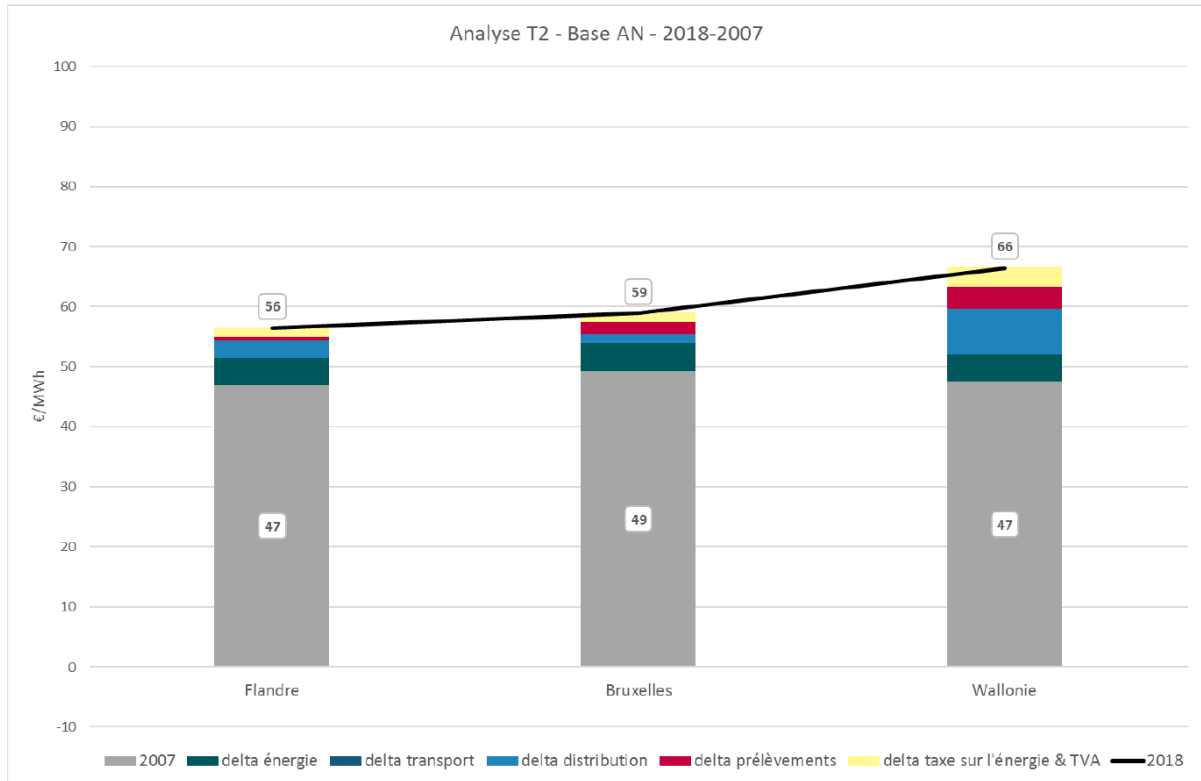
Niveau des prix :

Client résidentiel (T2)

Entre 2007 et 2018, le prix total moyen a augmenté de 26,54 %. La dernière année, la CREG a noté une augmentation de 10,64 %. L'évolution est différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, la figure ci-dessous se fonde sur un client-type T2 par région. Cette figure montre les évolutions moyennes par région. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2018.

⁹² Etude (F) 1914 du 21 mars 2019 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Figure 49 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T2, période 2018-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 9,53 €/MWh en Flandre, de 9,57 €/MWh à Bruxelles et de 19,04 €/MWh en Wallonie⁹³. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 4,59 €/MWh. Lors de la dernière année, il a augmenté de 4,74 €/MWh.

L'évolution diffère par fournisseur

Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La forte hausse de l'an dernier est principalement observée au 4e trimestre 2017 et peut s'expliquer par la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO2.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 2,89 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une augmentation de 0,20 €/MWh.

Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Chez les GRD flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à

⁹³ Etant donné qu'un client T2 a une consommation annuelle de 23 260 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 221,62 €/an en Flandre, de 222,49 €/an à Bruxelles et de 442,86 €/an en Wallonie.

l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des GRD, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

À Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 1,57 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une hausse de 0,24 €/MWh.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 7,60 €/MWh. Les tarifs 2017 ont été maintenus en 2018 et aucune modification n'est à noter. Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des GRD, qui est imputé à Bruxelles et en Wallonie via les prélèvements locaux). En outre, les obligations de service public ont fortement augmenté en Wallonie.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 0,57 €/MWh. Lors de la dernière année, ils ont diminué de 0,03 €/MWh.

Cette évolution historique s'explique principalement par la hausse de la cotisation fédérale et la surcharge clients protégés.

À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 1,93 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une augmentation de 0,09 €/MWh.

Cette évolution s'explique par la hausse de la cotisation fédérale, de la surcharge clients protégés et les prélèvements locaux, provinciaux et autres dans le tarif de réseau de distribution. En outre, une surcharge est facturée depuis 2012 pour le financement des obligations de service public. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution est facturée via les prélèvements locaux.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 3,72 €/MWh. Les tarifs 2017 ont été maintenus en 2018 et aucune modification n'est à noter.

Cette hausse est due non seulement à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés mais également à une nouvelle surcharge en Wallonie. Depuis 2011, la taxe de voirie s'applique également au gaz naturel. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution est facturée via les prélèvements locaux.

Évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de 1,56 €/MWh en Flandre, de 1,57 €/MWh à Bruxelles et de 3,21 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une augmentation de 1,01 € en Flandre, de 1,05 €/MWh à Bruxelles et de 0,98 €/MWh en Wallonie.

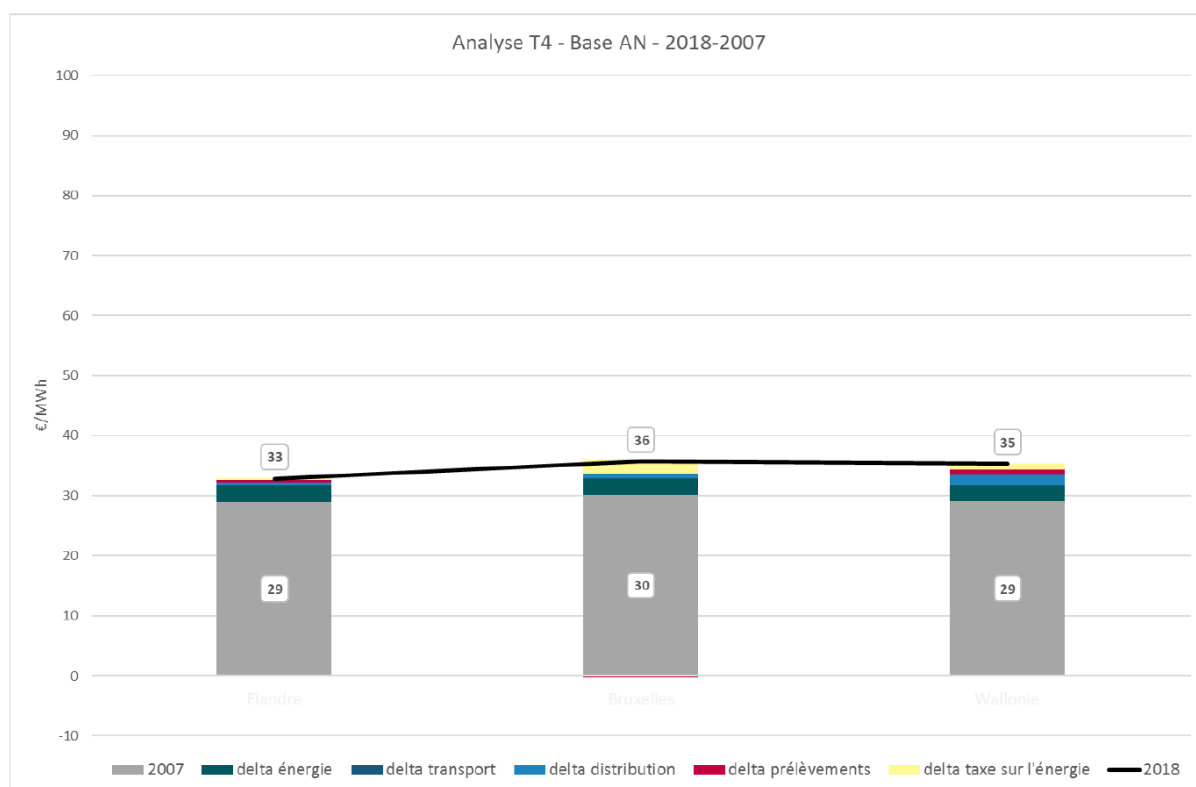
Client professionnel (T4)

Entre 2007 et 2018, le prix total moyen a augmenté de 17,60 %. Lors de la dernière année, il a augmenté de 17,61 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, la figure ci-dessous se fonde sur un client-type T4 par région. Cette figure montre les évolutions moyennes par région⁹⁴. Le prix total de 2007 est

⁹⁴ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (anciennement IGH) et de RESA Tecteo Gaz (ALG).

la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2018.

Figure 50 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T4, période 2017-2007



Le prix total a augmenté en moyenne de 3,87 €/MWh en Flandre, de 5,48 €/MWh à Bruxelles et de 6,19 €/MWh en Wallonie⁹⁵. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Évolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 2,69 €/MWh. Lors de la dernière année, il a augmenté de 5,19 €/MWh.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La forte hausse de l'an dernier est principalement observée au 4^e trimestre et peut s'expliquer par la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂.

Évolution du tarif de réseau de distribution

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 0,48 €/MWh en Flandre, de 0,81 €/MWh à Bruxelles et de 1,72 €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ce tarif a augmenté de 0,08 €/MWh en Flandre, de 0,11 €/MWh à Bruxelles et est resté stable en Wallonie.

L'évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que les coûts des obligations de service public sont surtout attribués aux clients résidentiels.

⁹⁵ Etant donné qu'un client T4 a une consommation annuelle de 2 300 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 8 891,97 €/MWh en Flandre, de 12 609,11 €/an à Bruxelles et de 14 242,25 €/an en Wallonie.

Évolution des prélèvements publics

Les prélèvements publics ont augmenté de 0,45 €/MWh en Flandre, diminué de 0,22 €/MWh à Bruxelles et augmenté de 0,81 €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ils ont augmenté de 0,09 €/MWh en Flandre et baissé de 1,60 €/MWh à Bruxelles et de 0,21 €/MWh en Wallonie.

En Wallonie, cette évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que le prélèvement de rétribution est dégressif.

Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2018

Figure 51 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2018 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

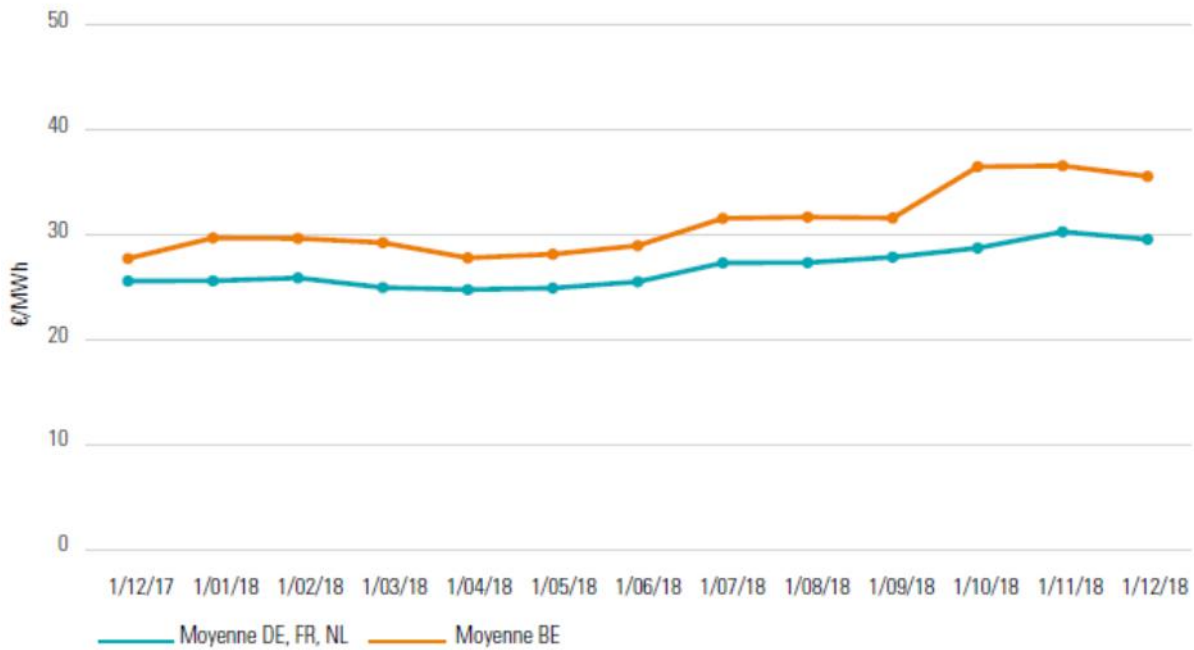
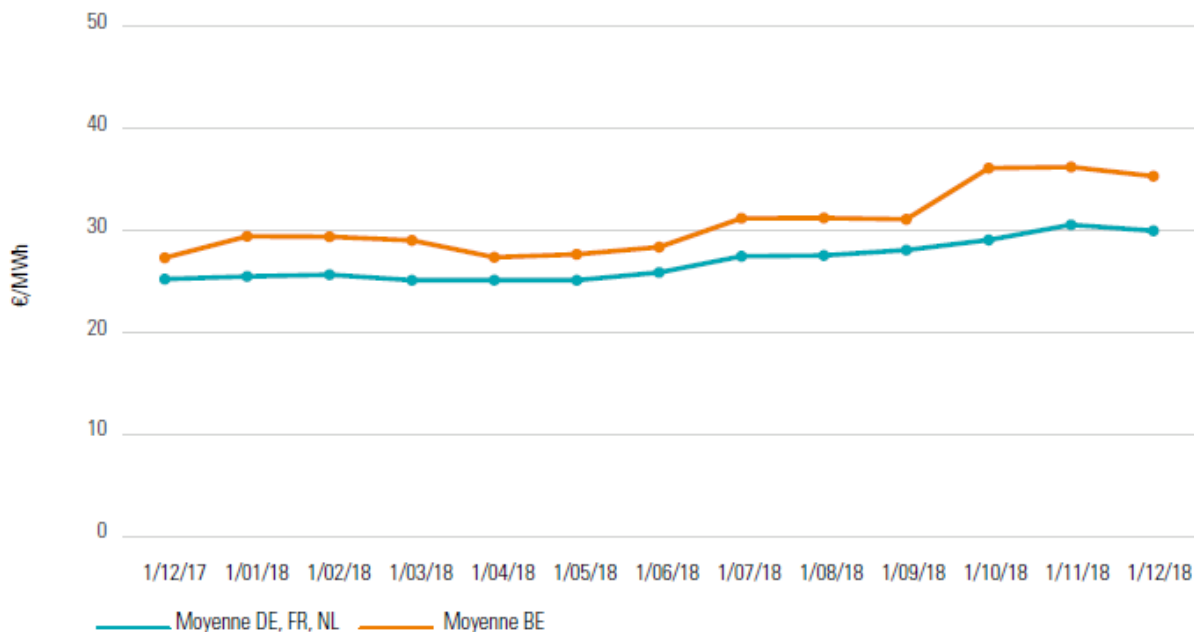


Figure 52 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2018 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



Niveau de transparence :

Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)

Près de 60 % des contrats sur le marché résidentiel du gaz naturel étaient à prix fixes à la fin de l'année 2017. Les contrats à prix variables représentent donc 40 % du marché. Pour la première fois, le nombre de contrats à prix fixe dépasse celui des contrats à prix variables pour l'ensemble du marché. Ceci peut cependant varier d'un fournisseur à l'autre, certains fournisseurs ne proposant d'ailleurs que des contrats à prix variables.

La plupart des fournisseurs proposent plusieurs formules à prix variable et/ou à prix fixe.

Les prix sont composés d'une redevance fixe en €/an et d'un terme proportionnel en c€/kWh. L'année 2017 constitue la seconde année lors de laquelle la facturation séparée du transport a été effective pour la clientèle résidentielle et PME.

Pour ce qui concerne les tarifs variables, tous les fournisseurs sur le marché résidentiel ont utilisé une indexation uniquement gazière. L'arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation des prix du gaz naturel par les fournisseurs, requiert d'utiliser une indexation gazière intégrale depuis 2015.

Les formules indexées sur les cotations gazières des fournisseurs en 2017 se basent le plus souvent sur la cotation TTF. Un certain nombre de fournisseurs utilisent cependant la cotation ZTP *day ahead* et deux fournisseurs utilisent la cotation HUB.

Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

Les principaux fournisseurs présents sur ce segment sont les mêmes que ceux présents sur le marché résidentiel (T1, T2 et T3), à savoir Engie Electrabel, Luminus, Lampiris (via Total Gas & Power) et Eni Gas & Power (repris depuis par Eneco). On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme VEB, Gas Natural, Scholt et Wingas.

Le volume de consommation moyen est situé entre 2 et 3 GWh par an aussi bien pour un T4 qu'un T5.

Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)

La fourniture à la clientèle industrielle de plus de 10 GWh sur le réseau de distribution représente 21 TWh.

Les offres sur le segment T6 se répartissent comme suit :

- prix variable indexé sur les cotations pétrolières : 0 % (0,5% un an auparavant)
- prix variable indexé sur les cotations gazières : 89 % (94 % un an auparavant)
- prix fixe : 11 % (6 % un an auparavant)

Dans certains cas, la formule de vente est une formule hybride (mixte prix fixe / prix indexé). Il n'y a plus d'indexation pétrolière pour ce segment.

Les indexations gazières Zeebrugge et TTF sont principalement utilisées dans les contrats de vente à la clientèle T6.

La plupart des contrats ont une durée de 12, 24 ou 36 mois (comme pour les particuliers et les entreprises < 10 GWh/an). La durée moyenne des contrats tous fournisseurs confondus demeure de 2,5 ans pour les clients T6. Les contrats de deux ans et de trois ans restent les plus fréquents. Le contrat le plus long a même une durée de 20 ans (2010 - 2030).

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

Le marché belge du gaz naturel se caractérise, année après année, par une concurrence croissante. En effet, le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et/ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel est supérieur à quarante. Pour l'année 2017, 41 sociétés sont actives sur le marché alors qu'elles n'étaient que 13 en 2010.

Sur le segment de la fourniture aux clients résidentiels et aux PME le marché est dominé par un autre duo constitué d'Engie Electrabel et d'EDF Luminus. Le marché s'ouvre certes chaque année davantage à la concurrence même si les parts de marché des fournisseurs historiques (qui ont ensemble 59 % sur ce segment) reculent relativement peu sur ce segment.

Sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (58 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente 40 % des ventes en volume. Luminus a un peu moins de 20 % de ce marché. On retrouve ensuite Eni Gas & Power (repris depuis par Eneco), Lampiris et Essent Belgium.

Sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (13 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est de 41 % en 2017. On retrouve également Luminus, Lampiris et Eni Gas & Power (Eneco) avec des parts de marché situées entre 10 et 15 %.

Figure 53: Parts de marché en 2017 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (58 TWh)

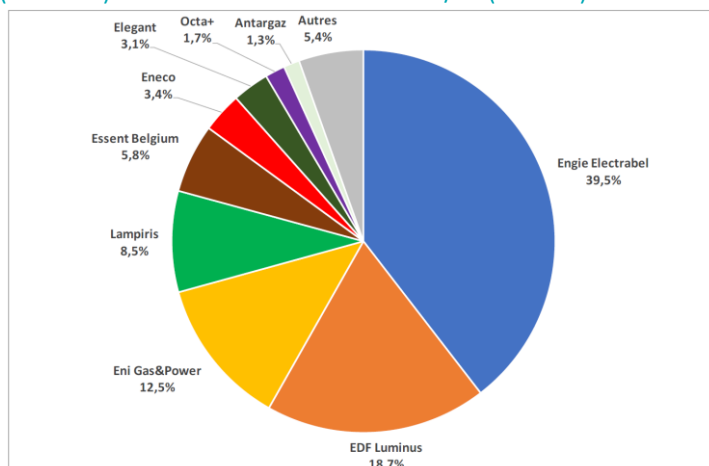


Figure 54: Parts de marché en 2017 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (13 TWh)

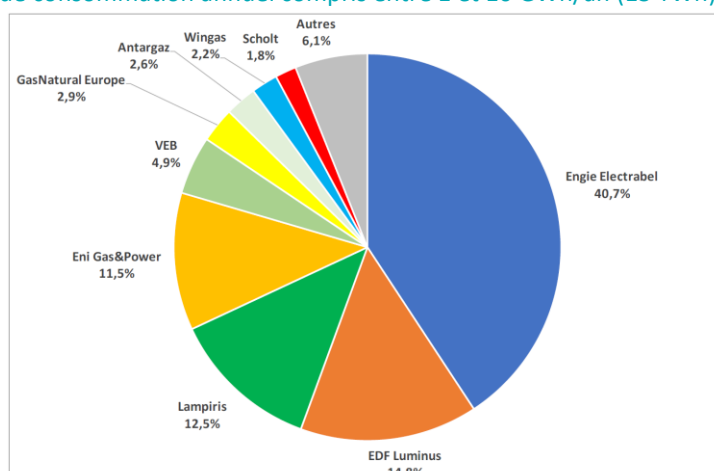
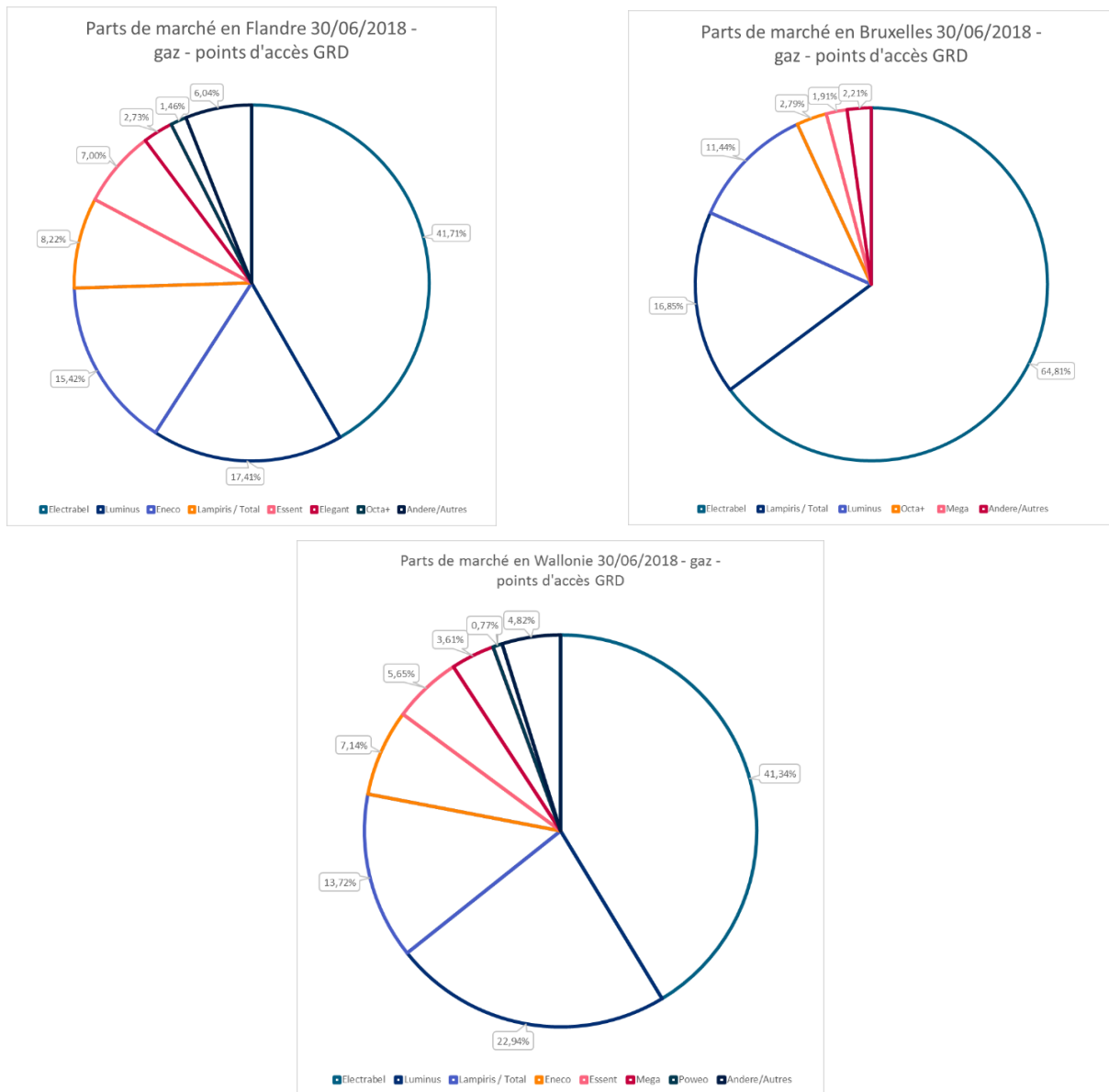


Figure 55 - Parts de marché fournisseurs (3 régions)



3.6.4.2. Région flamande

Niveau de transparence :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.2 du présent rapport.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3 :

Comme dans le cas de l'électricité, l'évolution à la baisse positive de ces dernières années ne se poursuit pas. Malgré une baisse du HHI dans les segments de marché AMR, MMR et des clients professionnels relevés annuellement, le HHI du marché total augmente à la suite d'une forte augmentation du HHI chez les clients résidentiels relevés annuellement.

Tableau 57 : Valeurs HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

GAZ NATUREL	HHI 31/12/2015	HHI 31/12/2016	HHI 31/12/2017	HHI 31/12/2018
AMR	2.947	2.962	2.723	2.426
MMR	2.269	2.330	2.162	1.950
Télémesurés professionnels	2.716	2.457	2.423	2.407
télémesuré résidentiels	2.136	2.069	2.017	2.421
Total du marché	2.201	2.114	2.059	2.404

Pour le gaz naturel, l'indice C3 sur la base du nombre de points d'accès a également augmenté par rapport à 2017, notamment de 5,71 %. Dans ce cas aussi, cette augmentation est due à une augmentation du segment de marché des clients résidentiels relevés annuellement. Comme pour l'électricité, les fournisseurs de gaz naturel détenant la plus grande part de marché étaient ENGIE Electrabel, EDF Luminus et Eneco Belgium.

Tableau 58 : C3 gaz naturel sur la base du nombre de points d'accès

GAZ NATUREL	C3 31/12/2015	C3 31/12/2016	C3 31/12/2017	C3 31/12/2018
AMR	81,55%	79,97%	70,16%	64,15%
MMR	75,38%	75,64%	72,01%	64,12%
Télémesurés professionnels	78,18%	73,40%	72,45%	72,09%
télémesuré résidentiels	68,41%	69,32%	67,78%	74,56%
Total du marché	69,77%	69,92%	68,45%	74,16%

- Switch :

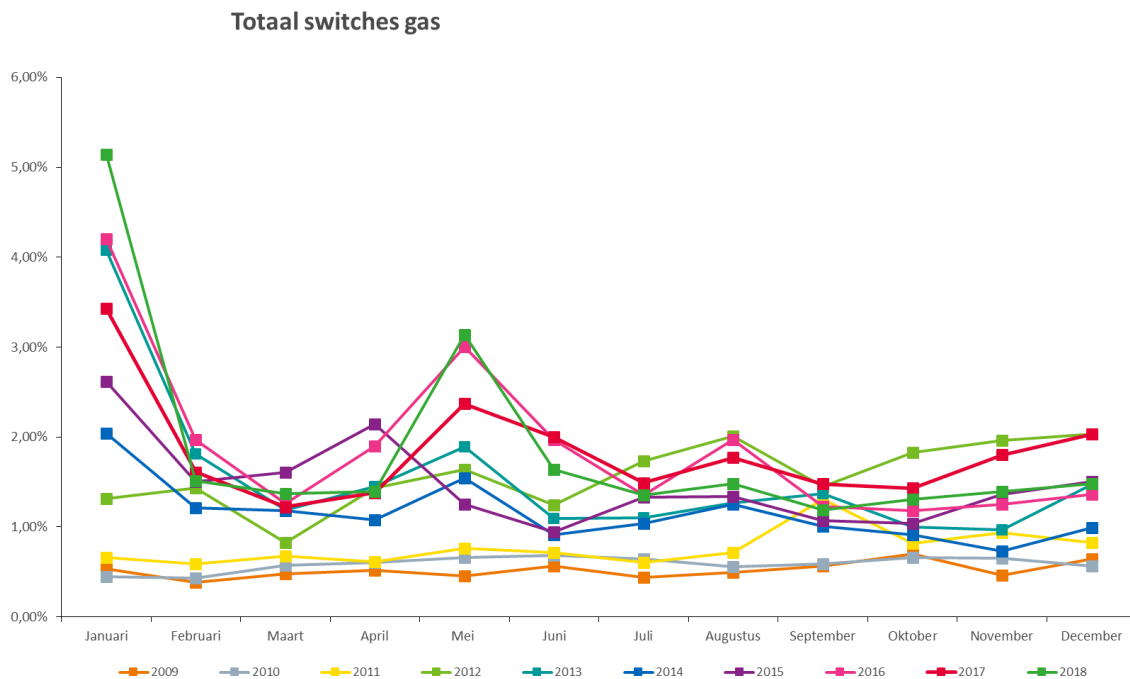
L'indicateur ci-dessous reflète, par analogie avec l'indicateur existant pour l'électricité, le changement relatif annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix délibéré du client. Ici aussi, cet indicateur est calculé pour illustrer la mobilité du marché.

Tableau 59 : Indicateur annuel gaz naturel (%) - Nombre relatif de points d'accès passés à un autre fournisseur de gaz naturel

	TOTAL
2011	9,22
2012	18,89
2013	18,69
2014	13,89
2015	17,70
2016	22,64
2017	22,01
2018	22,39

Le taux de changement pour le marché du gaz naturel était, comme d'habitude, un peu plus élevé que l'indicateur pour le marché de l'électricité, mais suit cette même tendance positive. Il ressort de ce taux d'activité que 22,39 % des clients de gaz naturel ont changé de fournisseur en 2018, soit juste un peu moins que le pourcentage de l'année record 2016. Cette augmentation est surtout due à une augmentation du taux de changement chez les consommateurs résidentiels.

Figure 56 : Evolution de la dynamique de marché du gaz naturel par mois (En néerlandais)



Comme indiqué à la figure 56, le plus haut pic du taux d'activité s'observe, comme dans le cas de l'électricité, en janvier, où un taux de changement de 5,14 % a été atteint, soit un record par rapport aux années précédentes. De ce fait, le cap de 5 % a également été franchi pour la première fois. Par ailleurs, comme dans le cas de l'électricité, le taux d'activité en 2018 a été supérieur à celui de 2017 pendant les premiers mois de l'année, sauf au mois de février. De juin à fin 2018, le taux d'activité sur le marché du gaz naturel était inférieur à celui de 2017.

3.6.4.3. Région wallonne

Niveau de transparence :

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site Internet : <https://www.cwape.be/?dir=2&news=788>, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés. Le rapport englobant l'année 2018 est accessible via ce lien direct : <https://www.cwape.be/docs/?doc=4022>

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix

Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3 :

Tableau 60 : Valeurs HHI-index

Type	Valeurs HHI							
	2015		2016		2017		2018	
	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients professionnels	1988	2828	1948	2789	1609	2471	1692	2444
Clients résidentiels	3004	2991	2885	2883	2586	2556	2454	2473
Total	2396	2971	2307	2866	1970	2541	1968	2462

Tableau 61 : Valeurs C3

Type	Valeurs C3							
	2015		2016		2017		2018	
	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients AMR	80,30%	69,50%	72,00%	72,87%	70,46%	58,59%	67,20%	58,02%
Autres clients professionnels	75,20%	83,20%	63,55%	82,30%	73,20%	79,14%	76,70%	79,17%
Clients résidentiels	86,70%	86,50%	84,39%	84,12%	79,19%	78,68%	76,93%	76,91%
Total	75,10%	86,20%	62,04%	83,9%	67,78%	78,72%	68,71%	77,14%

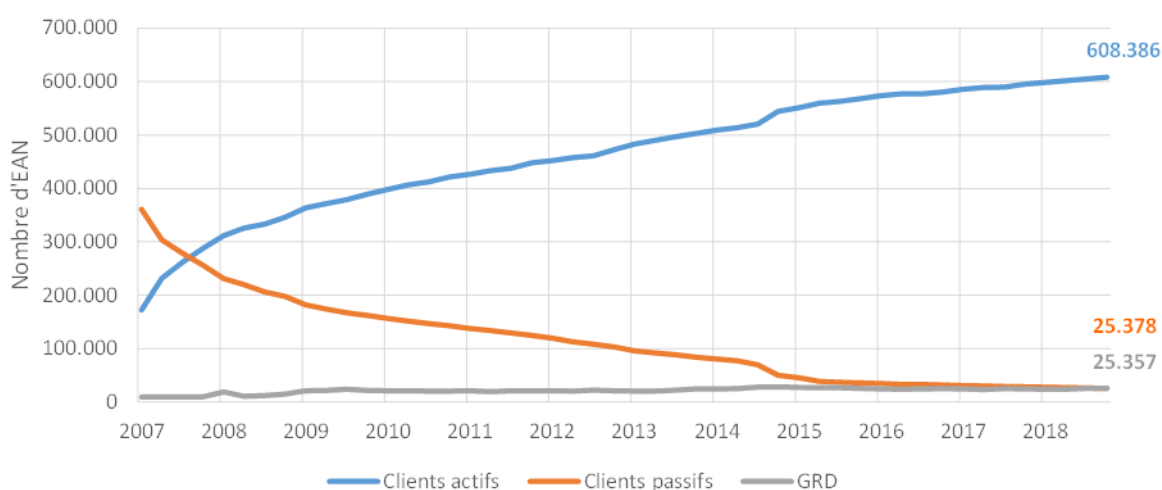
- Switch :

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 stabilisation 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).

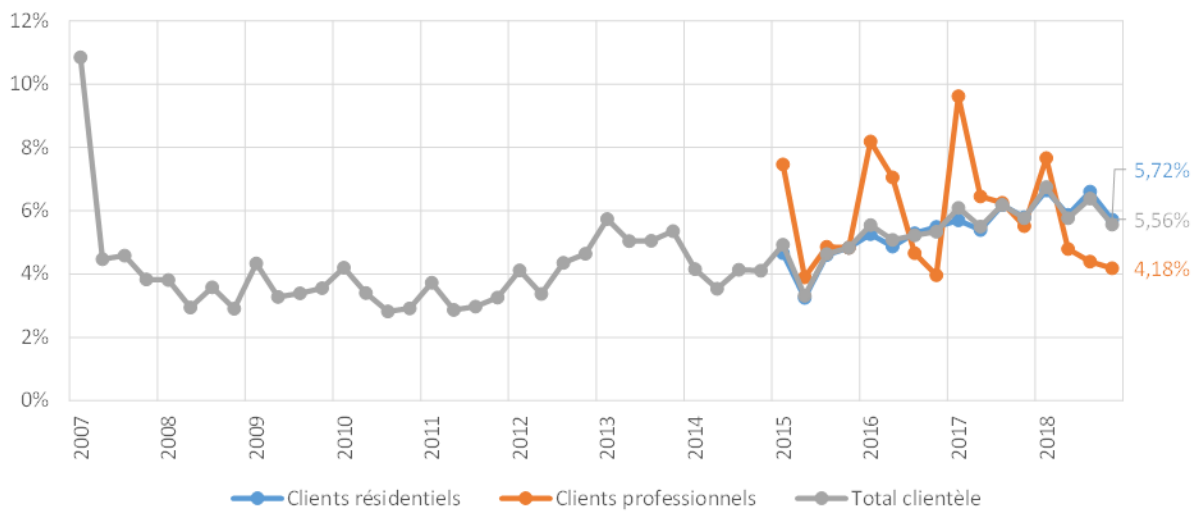
Figure 57 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 24,7% en 2018 contre 23,4% en 2017.

Le taux de switch enregistré par trimestre se maintient aux alentours de 6% depuis 2017.

Figure 58 : Marché de gaz naturel – Taux de switch



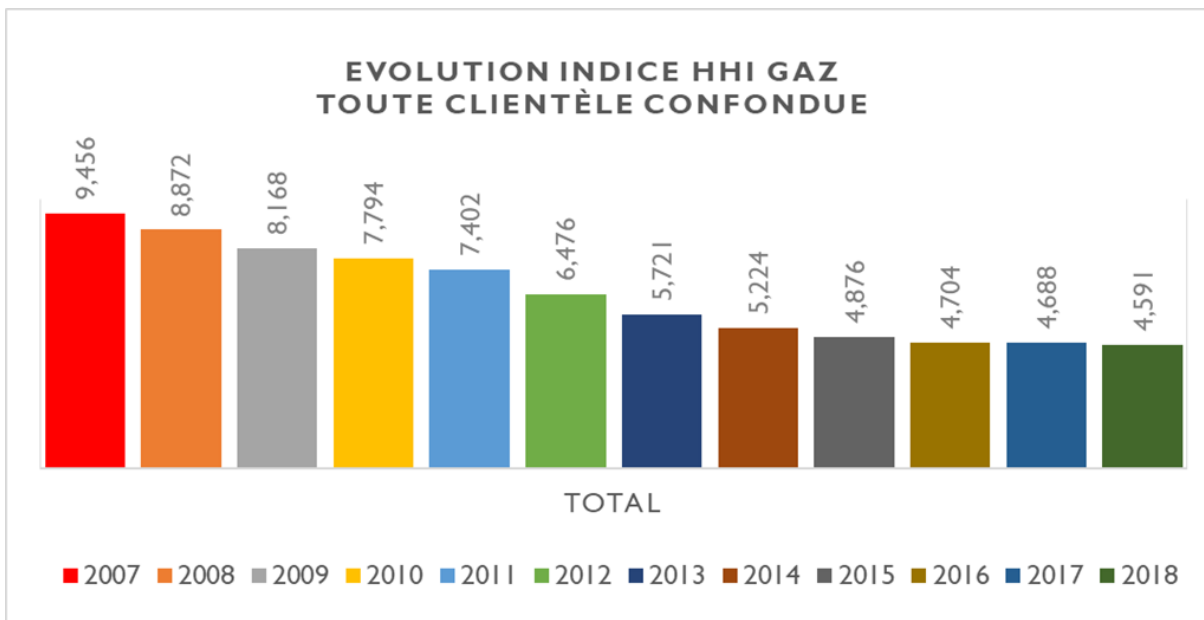
3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3 :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Tableau 62 : HHI-index et valeurs C3



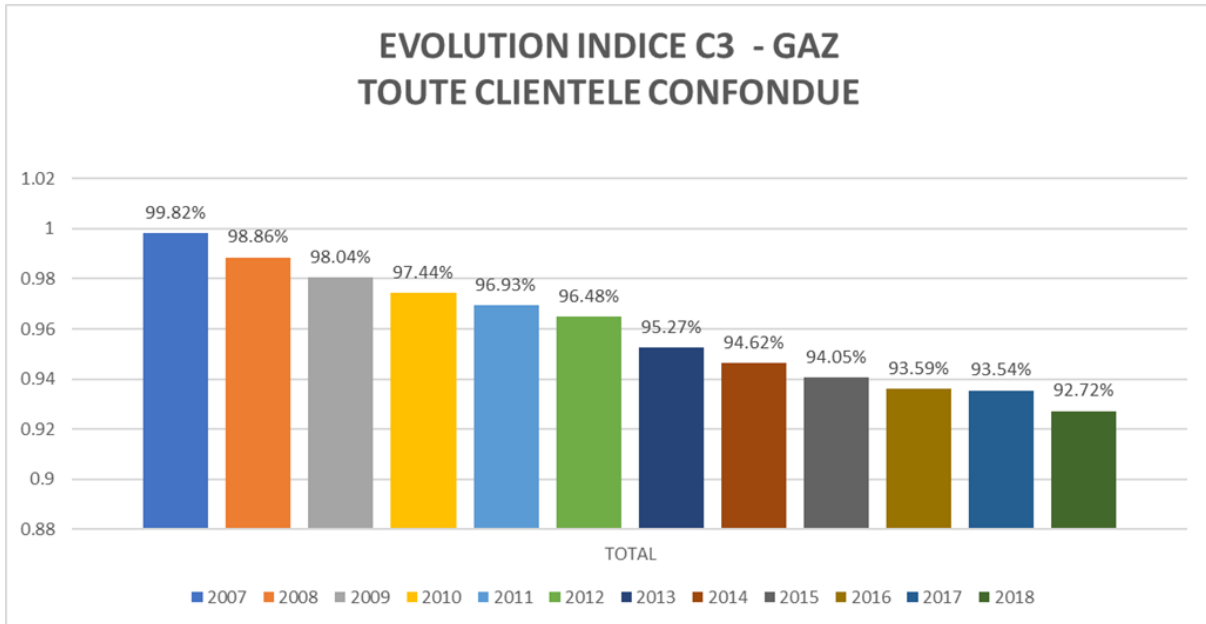
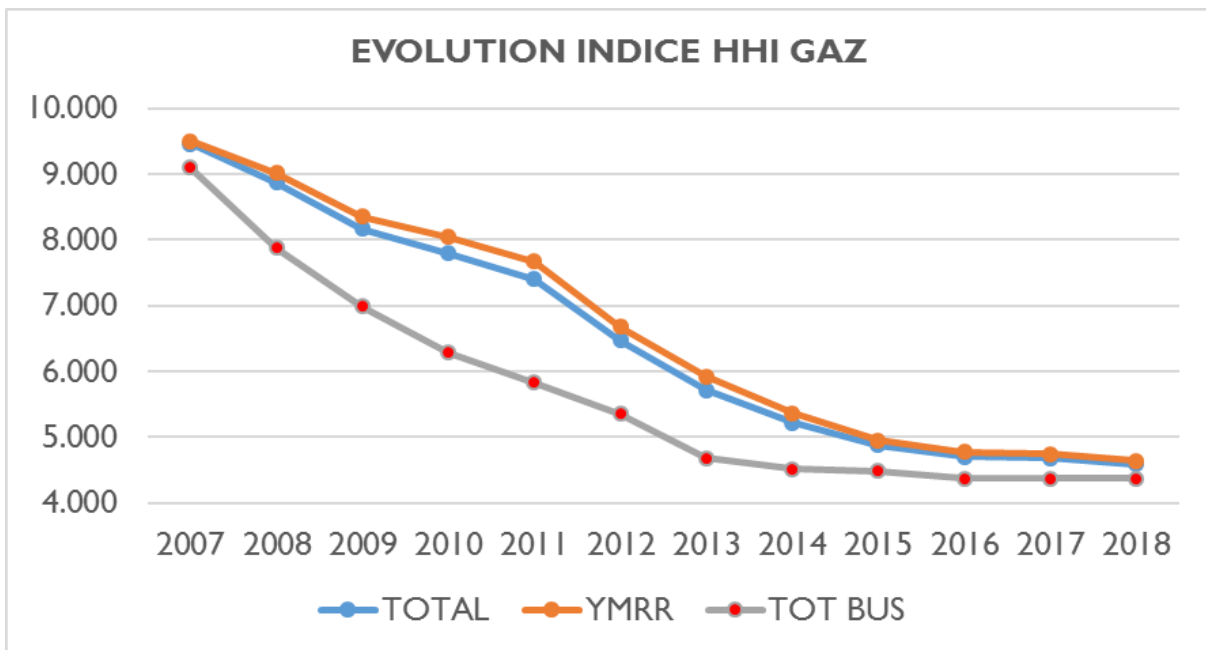
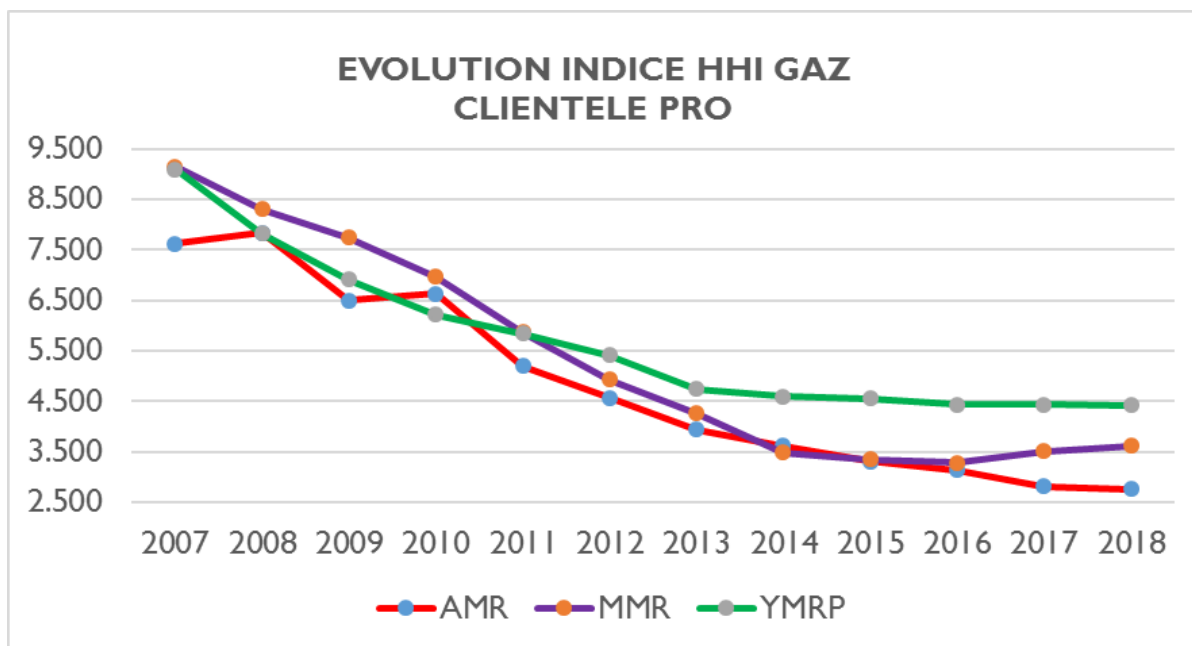


Figure 59 : Évolution indice HHI



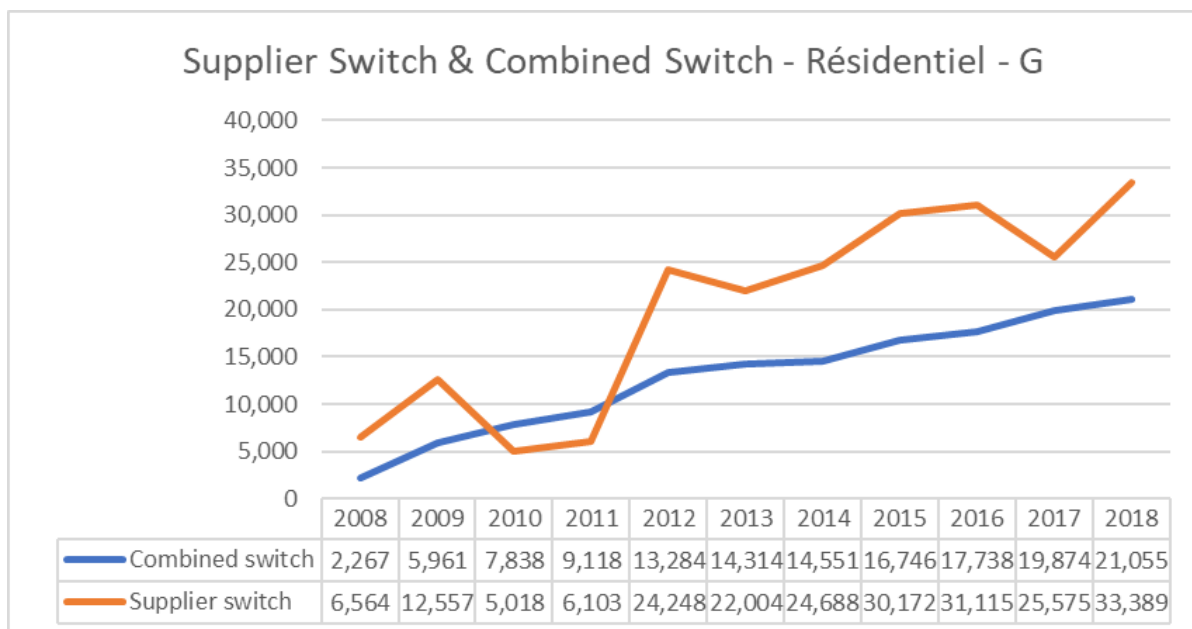


Switch :

- Clientèle résidentielle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

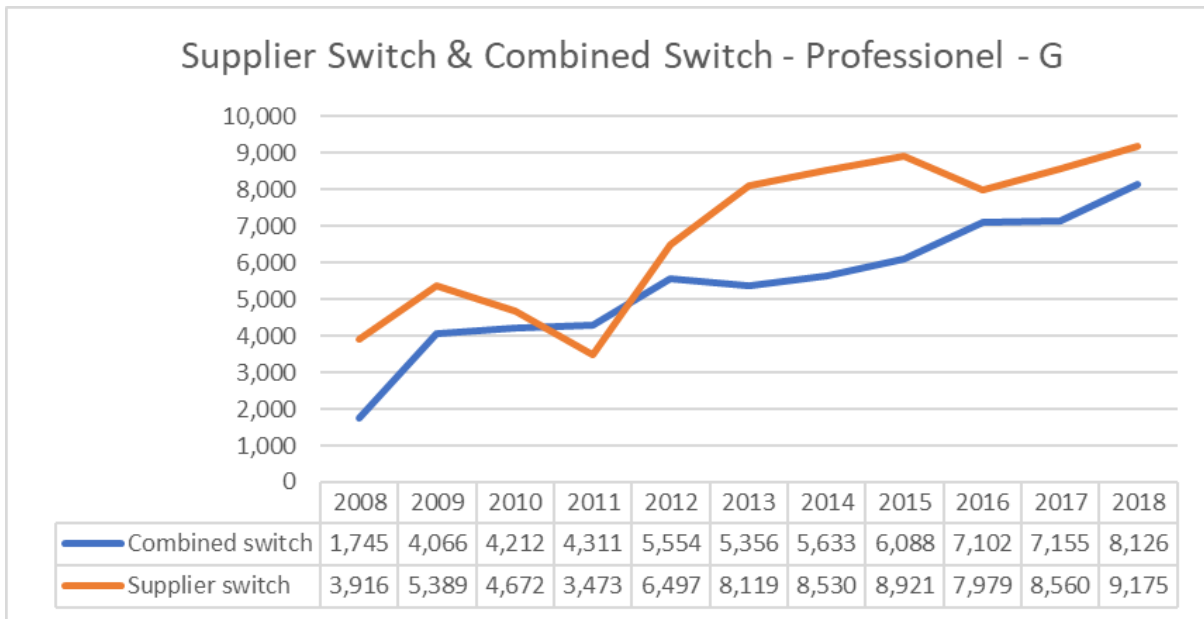
Figure 60 : Supplier Switch & Combined Switch Gaz – RES



- Clientèle professionnelle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

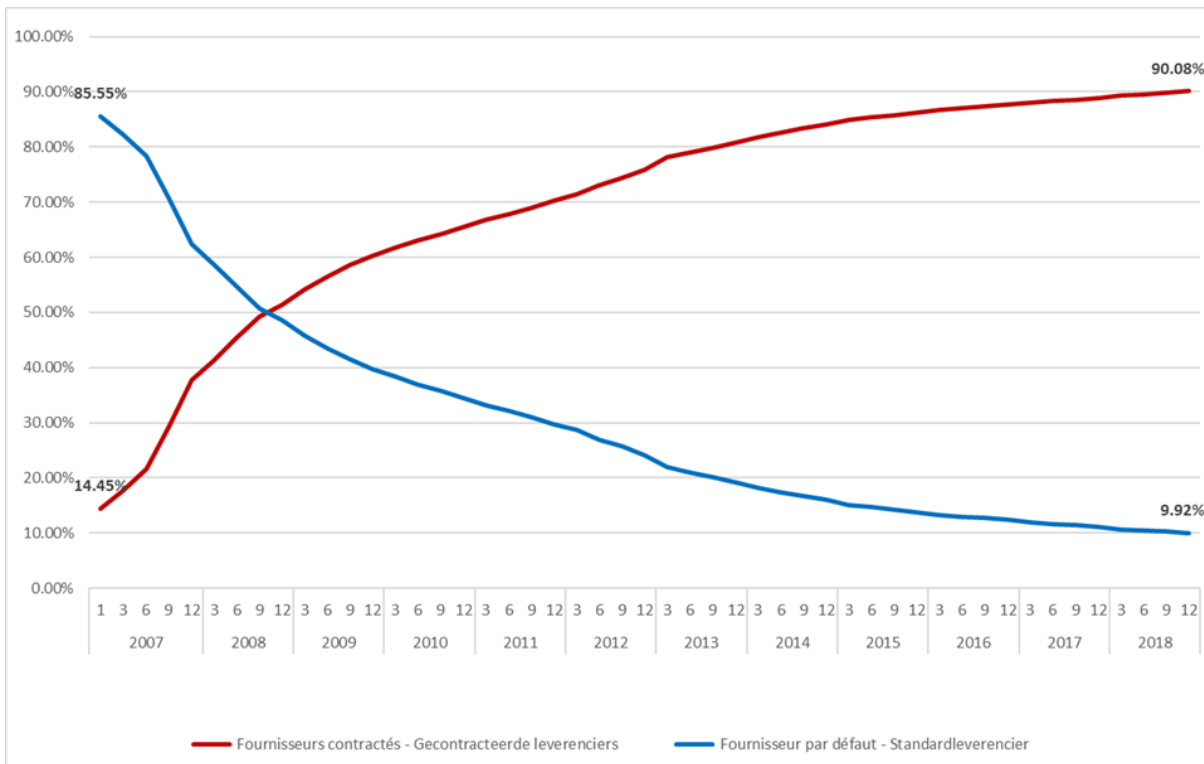
Figure 61 : Supplier Switch & Combined Switch Gaz – BUS



- Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 62 : Evolution des parts de marché du fournisseur historique



3.6.5. 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

3.6.5.1. Niveau fédéral

Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

En 2018, la CREG n'a pas formulé des recommandations sur la conformité des prix de fourniture.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.1 du présent rapport.

Publications des mesures promouvant une concurrence effective :

Pour 2018, la CREG n'a publié aucune mesure promouvant une concurrence effective.

3.6.5.2. Région flamande

Le prix moyen pondéré des contrats de gaz naturel a augmenté de 12,94 %.

3.6.5.3. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.3 du présent rapport.

3.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.4 du présent rapport.

3.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

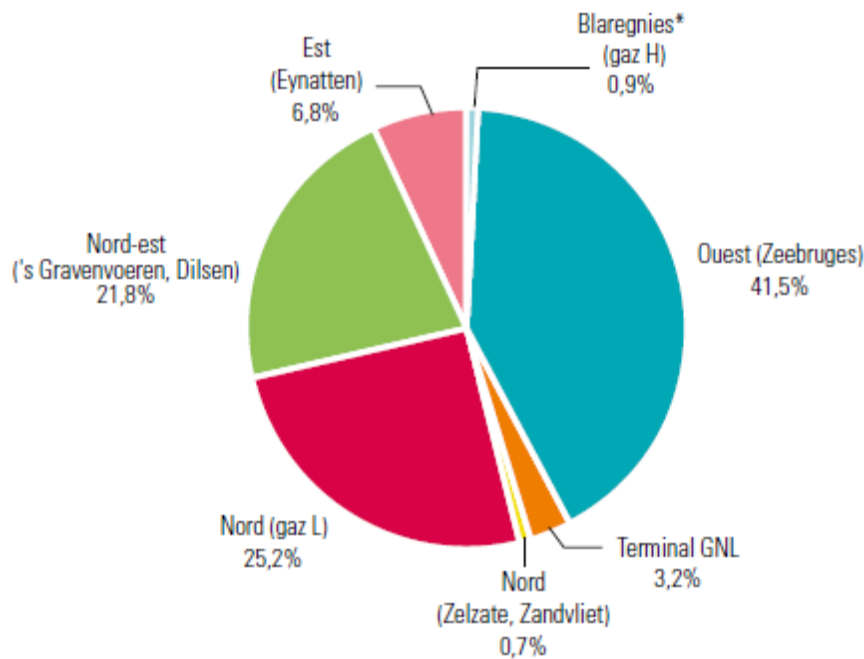
Offre :

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au 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 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 Zeebruges, représente en 2018 une part de 3,2% du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges constitue le principal point d'approvisionnement pour les consommateurs de gaz naturel belges et représentait en 2018 une part de 44,7%. 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 s'est élevée à 39,7% (43,8% en 2017, 43,7% en 2016, 48,2% en 2015, 51,1% en 2014 et 55,5% en 2013) et demeure la principale composante de ces portefeuilles. L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 47,0% (52,9% en 2017). L'approvisionnement net sur le marché de gros a enregistré une hausse en 2018 à 53,0% (47,1% en 2017, 42,1 % en 2016). 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 les fournisseurs s'approvisionnent toujours plus sur le marché de gros (hubs).

Figure 63 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2018 (Source : CREG)



* Le point d'entrée de Blaregnies est utilisé « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de frontière à frontière dominants sur ce point d'interconnexion.

Figure 64 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2018 (Source : CREG)

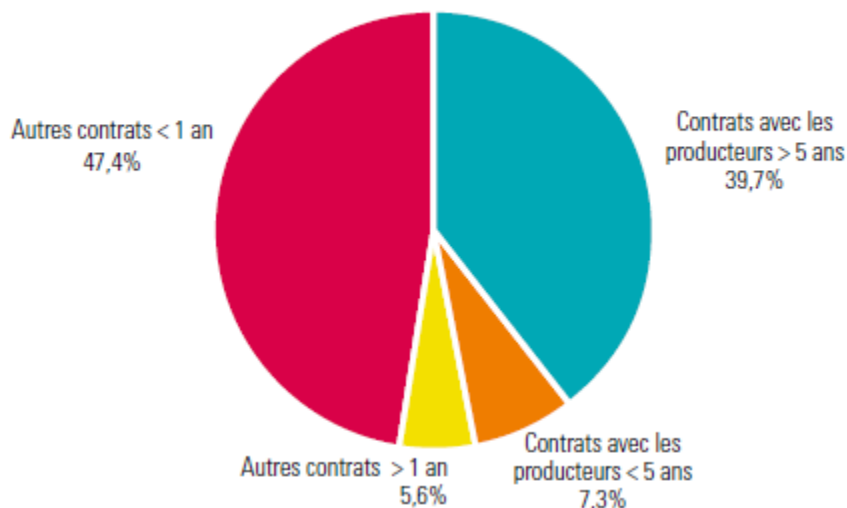
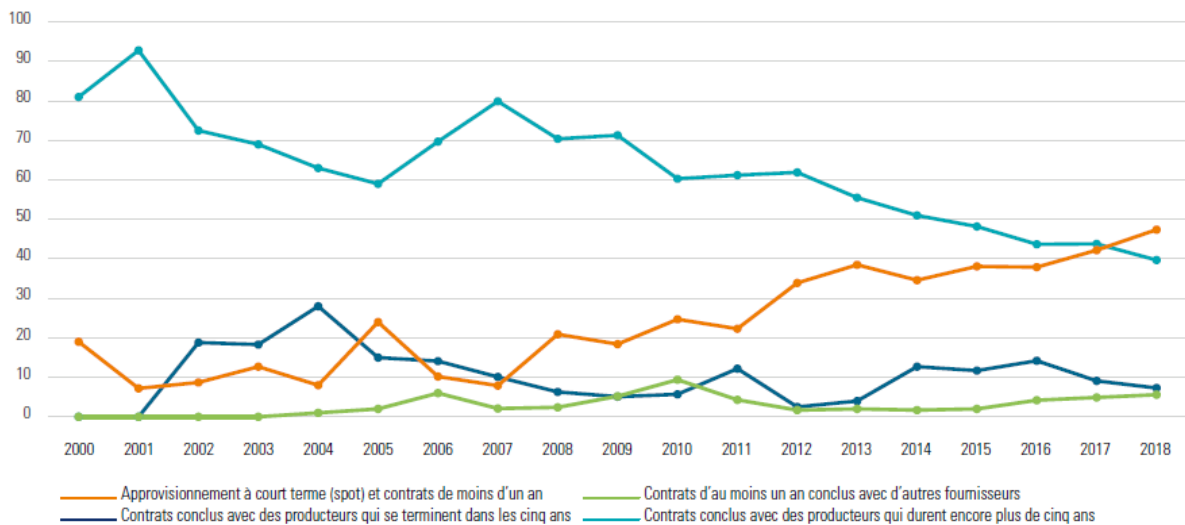


Figure 65 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2018 (parts en%) (Source : CREG)



Demande :

En 2018, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 186,97 TWh, ce qui représente une augmentation de 3,0 % par rapport à la consommation de 2017 (181,53 TWh). Cette hausse de la demande profite principalement à l'industrie (+ 5,9 %) et aux centrales électriques au gaz (+ 4,2 %). La croissance de la demande chez les gros consommateurs est frappante, d'autant que le prix moyen du gaz naturel sur le marché de gros en 2018 était de 23,0 €/MWh, soit 33 % de plus qu'en 2017 (17,3 €/MWh). Le choix du gaz par les petits consommateurs se reflète dans les chiffres. Les températures plus douces en 2018 qu'en 2017 ont engendré, selon les estimations, une baisse de 3,0 % des besoins en chauffage. Néanmoins, la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'accroît de 1,0 %. Compte tenu de ces circonstances, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'est élevée à 49,6 % (contre 50,6 % en 2017).

Figure 66 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2016 et 2017 (Source : CREG)

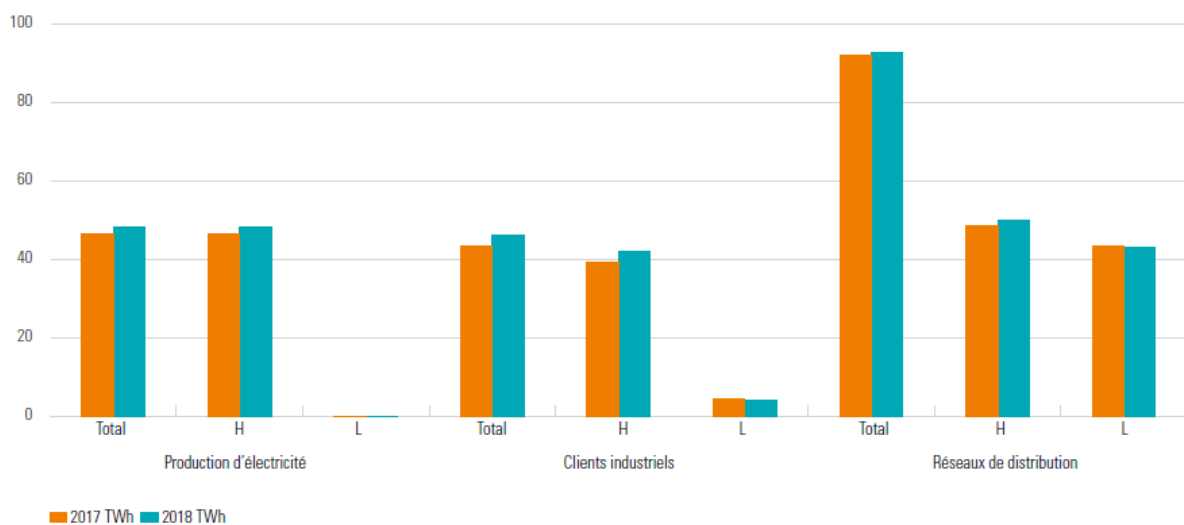
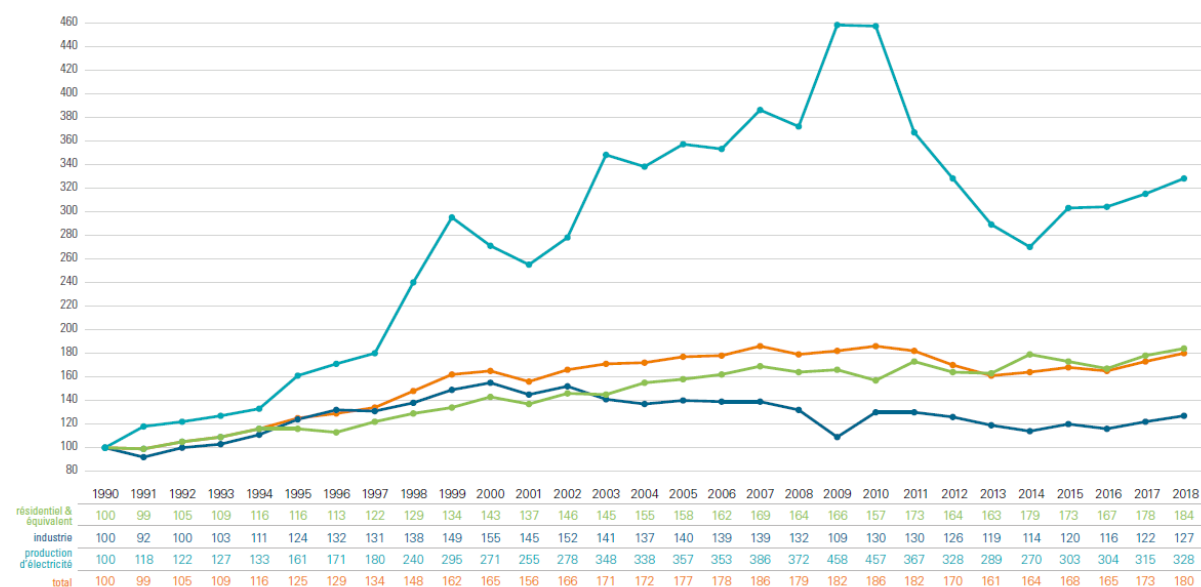


Tableau 63 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2008 et 2018 (en TWh) (Source : CREG)

Segments d'utilisateurs	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/2017
Distribution	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	79,6	88,1	93,0	91,9	92,8	+1,0%
Industrie (clients directs)	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,1	43,1	41,8	43,4	46,0	+5,9%
Production d'électricité (parc centralisé)	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	39,7	44,6	44,7	46,3	48,2	+4,2%
Total	190,9	194,2	215,3	183,4	185,6	183,2	160,4	175,8	179,4	181,5	187,0	+1,4%

Figure 67 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2018 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



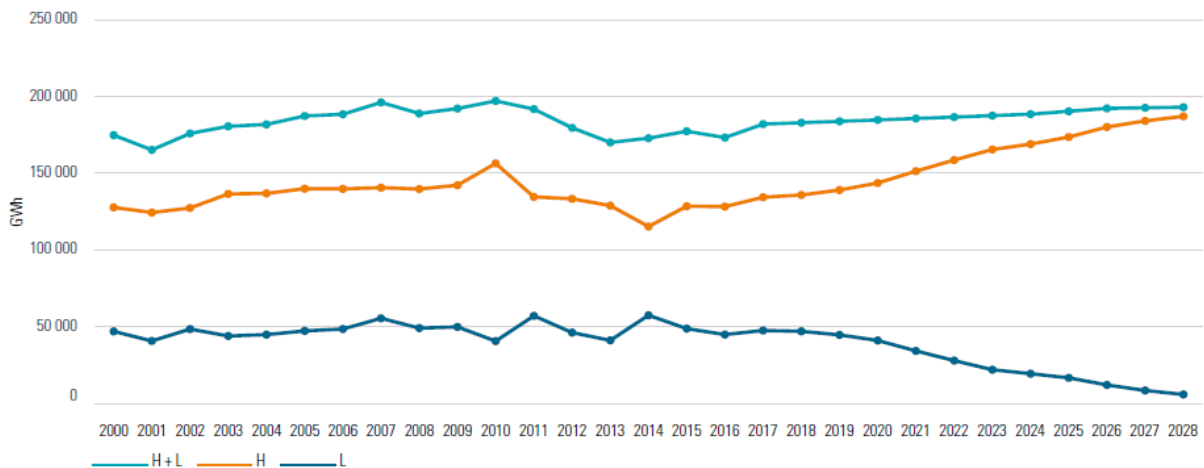
3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

Demande future :

La figure suivante 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 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.

Au vu des nombreuses incertitudes actuelles, ces prévisions sont très hypothétiques et peuvent être amenées à changer à court terme si les conditions du marché évoluent. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation des centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales de ce type, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique (en particulier pour les utilisateurs de gros), les perspectives économiques et le rôle du gaz naturel dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Les prévisions reprennent une estimation de la croissance de la demande de gaz H, en remplacement de la demande de gaz L, selon le plan de conversion L/H figurant dans le plan décennal indicatif pour le développement du réseau de Fluxys Belgium (voir le point 3.4.3 du présent rapport). On a établi une projection d'une convergence progressive vers un marché intégré du gaz H dans un contexte de stagnation de la demande en gaz naturel, hors changements de tendance ou de chocs imprévisibles à l'heure actuelle.

Figure 68 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2028 (GWh, t° normalisée, H+L)
(Source : CREG)



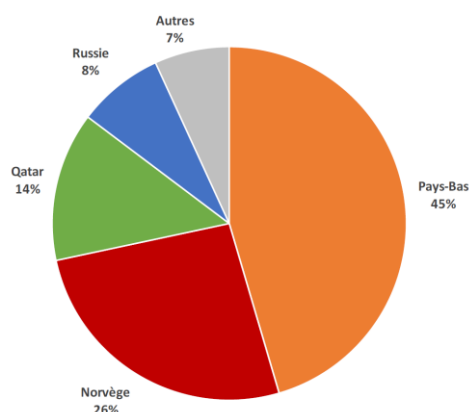
Approvisionnement :

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge s'élève actuellement à 23 (comme en 2017). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché au niveau européen, notamment, le marché du gaz naturel connaît toujours plus de transactions à court terme, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions sont favorables pour attirer et répartir les flux de gaz naturel et pourraient le devenir davantage au vu de la transition progressive vers un marché intégré de gaz H en 2029. Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement belge que pour celle d'autres marchés d'Europe du Nord-Ouest.

Concernant l'approvisionnement en gaz L, on dénombre actuellement 18 (comme en 2017) fournisseurs (également actifs sur le marché belge du gaz H) qui étaient exclusivement affectés au point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions du marché belge du gaz L sont fortement déterminées par la conversion progressive au gaz H des clients de gaz L.

En ce qui concerne les contrats à long terme (durée supérieure ou égale à un an), le portefeuille d'approvisionnement en volume (MWh), sur base du volume fourni (et non du volume transporté), des importateurs provient des pays suivants :

Figure 69: Provenance du gaz naturel acheté à long terme en 2017 (121 TWh)



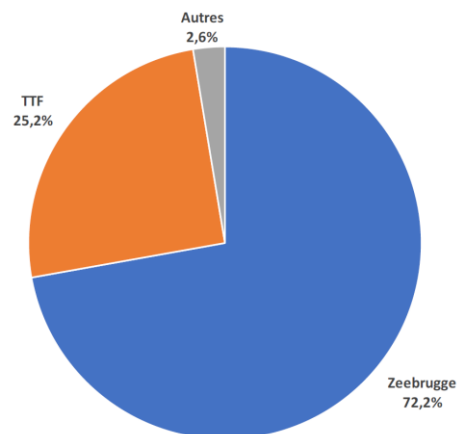
Les approvisionnements viennent principalement des Pays-Bas et de Norvège, suivi par le Qatar (GNL) et la Russie. Ces pourcentages sont issus des données de reporting fournies par les principaux fournisseurs actifs sur le marché belge, soit directement soit via leur filiale ou leur succursale.

Les approvisionnements à long terme assurent environ 2/3 (121 TWh) des besoins en gaz naturel du marché belge (182 TWh) en 2017. Il s'agit bien du volume destiné aux clients finals (clients résidentiels, entreprises, centrales électriques) en Belgique. Les volumes importés en Belgique en vue de la revente à l'étranger ont été neutralisés.

En 2017, les achats sur les bourses assurent 1/3 (61 TWh) des besoins du marché belge. En réalité, le volume acheté sur ce marché est nettement supérieur mais la majeure partie est revendue dans le cadre de l'arbitrage ou acheminée vers l'étranger.

72 % des volumes visés sont achetés via une cotation Zeebrugge, 25 % via une cotation TTF (Pays-Bas) et 3 % sur d'autres bourses (voir graphique ci-dessous). Les achats sur les bourses se font principalement via des transactions de gré à gré dites *over-the-counter* ou OTC.

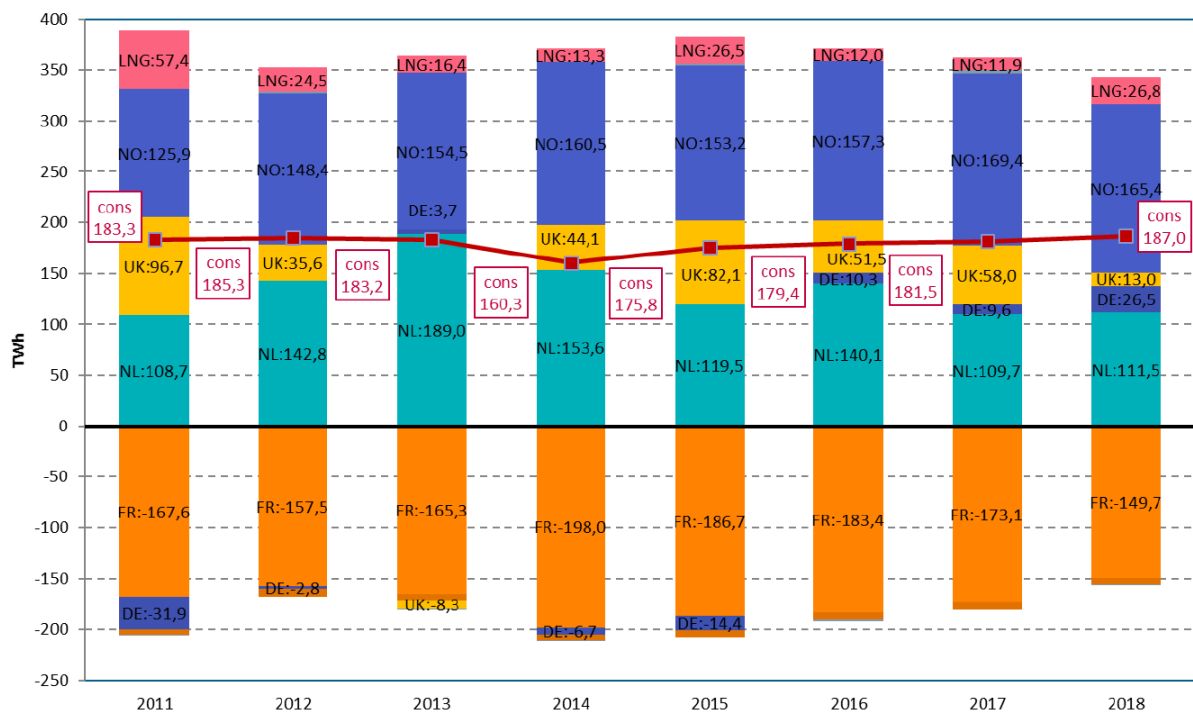
Figure 70: Provenance (cotations) du gaz naturel acheté à court terme en 2017 (61 TWh)



Le graphique ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou pour le GNL, tant pour l'entry (positif) que pour l'exit (négatif), durant la période 2011-2018. La ligne rouge représente la différence entre les flux entry et exit transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique⁹⁶. En 2018, la consommation de gaz naturel était de 187 TWh, soit une hausse de 3 % par rapport à 2017.

⁹⁶ Il ne s'agit pas exactement de la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh)

Figure 71 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)



Royaume-Uni (UK) : le flux de gaz naturel depuis le Royaume-Uni s'élevait à 97 TWh nets en 2011, alors qu'on observait en 2013 un flux de gaz naturel inverse de 8 TWh nets, soit un changement de 105 TWh en deux ans. En 2014, on retrouve un flux de gaz naturel net en provenance du Royaume-Uni de 44 TWh, lequel continue d'augmenter (+ 86 %) en 2015 pour atteindre 82 TWh, avant de retomber à 52 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis le Royaume-Uni a enregistré une augmentation de 12,7 % pour arriver à un volume net de 58 TWh qui est mis à disposition du marché du négoce belge. En 2018, l'approvisionnement en gaz naturel depuis le Royaume-Uni est retombé à 13 TWh. Ces fluctuations illustrent principalement la flexibilité du système de gaz naturel qui soutient un approvisionnement en gaz naturel efficace.

Pays-Bas (NL) : le flux de gaz naturel depuis les Pays-Bas s'élevait à 109 TWh nets en 2011 avant d'augmenter drastiquement à 189 TWh nets en 2013, soit une hausse de 80 TWh ou de 74 % sur deux ans. Ensuite, le flux de gaz naturel net en provenance des Pays-Bas a de nouveau diminué pour atteindre 154 TWh en 2014, puis 119 TWh en 2015 avant de remonter à 140 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis les Pays-Bas a diminué fortement (de 21,7 %) pour arriver à un flux de gaz naturel net de 110 TWh. Ce niveau est presque maintenu en 2018 (111,5 TWh). Le gaz naturel importé des Pays-Bas comprend non seulement le gaz naturel extrait aux Pays-Bas (voir par exemple le gaz L), mais aussi le gaz naturel provenant d'autres sources étrangères (telles que la Norvège ou la Russie) qui aboutit sur le marché belge après avoir été négocié ou non aux Pays-Bas.

Norvège (NO) : les flux de gaz naturel en provenance directe des champs gaziers norvégiens ont augmenté de 126 TWh en 2011 à 155 TWh en 2013, soit une hausse de 23 % en deux ans. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie en 2014 jusqu'à 160,5 TWh avant de retomber à 153 TWh en 2015 (-4,5 %). En 2016, on note une légère augmentation à 157 TWh (+2,7 %), qui s'est intensifiée en 2017 pour atteindre 169,4 TWh (+ 7,7 %). En 2018, le niveau était de 165,4 TWh, soit un volume correspondant à 88,4 % de la consommation belge de gaz naturel.

GNL : après avoir connu une baisse continue entre 2011 et 2014, le flux entrant de GNL a doublé en 2015 pour atteindre 26 TWh, un niveau qui reste toutefois inférieur à la moitié du flux entrant de GNL enregistré en 2011. En 2016, le flux entrant de GNL en Belgique a chuté à 12 TWh, soit 21 % du volume entrant de 2011. En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique est resté stable à 11,9 TWh pour ensuite augmenter jusque 26,8 TWh en 2018.

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

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. Les flux de gaz naturel vers la France s'élevaient à 165 TWh en 2013, soit environ le même niveau qu'en 2011, après une diminution en 2012. En 2014, ces flux ont grimpé à 198 TWh, avant de retomber à un niveau de 187 TWh en 2015 et de 183 TWh en 2016. En 2017, les flux de gaz naturel en direction de la France sont redescendus à 173 TWh (une diminution de 5,6 %). Cette baisse est encore plus prononcée en 2018, le volume étant désormais de 150 TWh, soit l'équivalent de 80 % de la consommation belge de gaz naturel. Il convient de préciser qu'il est possible depuis le 1er octobre 2015 de transporter physiquement du gaz naturel depuis la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem (Flandre occidentale). Le flux de gaz naturel net de 32 TWh vers l'Allemagne en 2011 s'est mué en un flux de gaz naturel net de 4 TWh vers la Belgique en 2013. En 2014, la direction du flux s'est à nouveau inversée, avec pour résultat un flux de gaz naturel net de 7 TWh de la Belgique vers l'Allemagne. En 2015, le flux de gaz naturel net de la Belgique vers l'Allemagne a même doublé. En 2016, le négoce de gaz naturel s'est soldé par un flux d'entrée net de 10 TWh net en provenance de l'Allemagne. En 2017 également, on enregistre un flux d'entrée net depuis l'Allemagne (9,6 TWh). Les flux de gaz naturel nets en provenance d'Allemagne se sont accrus d'un facteur de presque 2,8 pour atteindre 26,5 TWh. Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Afin de soutenir le négoce de gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, les marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois (gaz H) ont été fusionnés depuis le 1er octobre 2015 en une zone *entry/exit* unique, en une seule zone d'équilibrage et en une plateforme de négoce commune (la plateforme ZTP - *Zeebrugge Trading Platform* - existante). Cette réforme du marché est jugée bénéfique pour les flux de gaz naturel physiques entre la Belgique et le Luxembourg. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg ont augmenté de 19 % en 2015 (de 5,3 TWh à 6,2 TWh) et ont continué de croître de 4 % en 2016 pour atteindre un flux de sortie de 6,5 TWh. Cette croissance s'est poursuivie en 2017 (+ 11,8 %) pour représenter un volume de 7,3 TWh. En 2018, les flux de gaz naturel de la Belgique vers le Luxembourg se sont élevés à 6 TWh (soit une diminution de 17,5 % par rapport à 2017).

Stockage : Depuis 2016, le volume de stockage de gaz naturel total disponible dans l'UE28 reste plus ou moins au même niveau (1068 TWh). Pour Loenhout, le volume de stockage disponible est en principe constant (7,9 TWh). L'augmentation jusqu'à environ 9 TWh du volume technique offert depuis la période de stockage 2012-2013 est la conséquence d'une optimisation des services offerts par le gestionnaire de stockage : les utilisateurs de stockage peuvent souscrire de la capacité de stockage à court terme comme « capacité lente » et plus exclusivement à long terme comme SBU (*Standard Bundled Unit*).

Le taux de remplissage de la saison 2017-2018, qui était de 84% pour la Belgique (Loenhout) et de 89% pour l'UE28, reste au même niveau que celui de la saison 2016-2017 (87 % pour la Belgique et 91 % pour l'UE28).

Bien que le spread entre les prix en été et en hiver pour le gaz naturel en 2017 et 2018 soit resté bas (< 2 €/MWh, bien en deçà du coût moyen de stockage (>3,5 €/MWh)), l'indisponibilité de la plus grande installation de stockage au Royaume-Uni a conduit à une réservation plus élevée de la capacité de stockage sur le marché de l'Europe du Nord-Ouest.

La forte baisse du volume stocké à Loenhout au printemps 2018 est liée à la vague de froid du 27 février au 2 mars 2018.

Le taux de remplissage pour la saison 2018-2019 est faible (54 %), tandis que le taux de remplissage pour l'UE28 reste relativement stable (87 %). Dans ce contexte, on constate que le taux de remplissage du stockage en France est passé de 75 % pour la saison 2017-2018 à 94 % pour la saison 2018-2019. Cela peut expliquer en partie la baisse de l'utilisation de Loenhout. Le rôle de Loenhout en tant que source de flexibilité peut être partiellement repris par les installations de stockage françaises, qui peuvent bénéficier de tarifs plus bas (environ 1 euro/MWh) grâce à un nouveau cadre de soutien réglementaire.

GNL : Entre 2011 et 2014, la quantité de GNL déchargée au terminal GNL de Zeebruges a diminué pour ensuite repartir à la hausse en 2015. En 2016, la quantité de GNL déchargée a fortement diminué, tant en volume (32 %) qu'en nombre de navires (22 %). Concernant le chargement des méthaniers, une baisse relative en 2013 a succédé à la hausse observée entre 2009 et 2012 (stable depuis 2014). En 2015, le niveau de rechargement des méthaniers a fortement augmenté en nombre de méthaniers, alors que le volume a diminué. Cette tendance s'est poursuivie en 2016 avec une augmentation de près de 10% du nombre de chargements et un volume chargé qui a presque doublé. En 2017, on constate que tant la quantité de GNL déchargée que la quantité de GNL chargée ont continué à diminuer fortement, tant en volume qu'en nombre de méthaniers. En 2018, l'activité GNL à Zeebruges s'est fortement développée : 42 méthaniers et 42 TWh pour le déchargement de GNL et 34 méthaniers et 14 TWh pour le chargement de GNL. Sur ces 42 méthaniers, 9 y ont effectué un déchargement dans le cadre de services de transbordement¹³ (pour un volume de 10 TWh) et 34 y ont effectué un chargement, dont 9 (volume de 9 TWh) dans le cadre de services de transbordement.

3.7.3. Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour 2018.

3.7.4. 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 2018 a été enregistré le mercredi 28 février. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 1 030 GWh (988 GWh en 2017), soit deux fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 70 % du prélèvement de pointe, 15 % étaient destinés à la production d'électricité et les 15 % restants ont été prélevés par l'industrie.

La consommation journalière de pointe de 1 030 GWh du mercredi 28 février 2018 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'apport net de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 60 % de la demande de pointe (31 % gaz H et 29 % gaz L). Quelques 22 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu'à Zeebrugge par le Zeepipe. Les flux de gaz naturel arrivés sur le marché belge en transitant par l'Allemagne ont couvert 12 % de la demande de pointe. En outre, 4 % de cette demande de pointe provenaient du stockage souterrain de Loenhout et 2 % du terminal de GNL à Zeebrugge.

Figure 72 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2018 (Source : CREG)

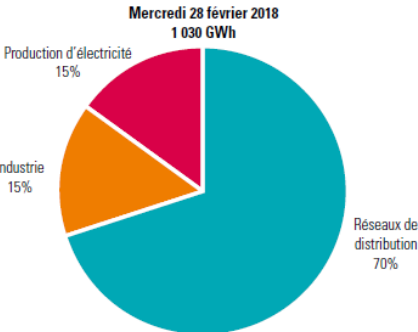
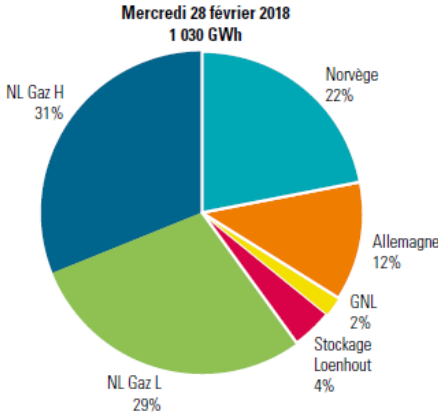


Figure 73 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2018 (source : CREG)



4. PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ELECTRICITE ET GAZ NATUREL

4.1. PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1.1. Obligations de service universel et de service publique

4.1.1.1. Niveau fédéral

L'arrêté royal du 24 mars 2007 fixe les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité. Cette cotisation est prélevée sous la forme d'une surcharge sur les kWh prélevés du réseau de transport ou de transport local ou régional ou de distribution, par site de consommation, par les clients finaux, y compris dans les factures d'acompte, proportionnellement au prélèvement annuel estimé et régularisé lors de la facture de régularisation.

Concrètement, le montant (légal) destiné à l'alimentation des fonds OSP électricité et gaz naturel est gelé depuis 2011.

Mais comme mentionné chaque année dans le rapport annuel de la CREG, ces montants sont complétés avec des éléments « techniques » divers.

La CREG rappelle notamment que le fonds unique « OSP » est alimenté par deux sources différentes (électricité et gaz naturel). Il faut donc respecter un équilibre des alimentations entre les secteurs électricité et gaz naturel, ce qui peut aussi conduire à des « corrections techniques » indépendantes du montant légal, ces corrections n'ayant aucun impact sur la dotation des CPAS.

Tableau 64 : Montants alloués pour la période 2016-2018

Étiquettes de lignes	ART 4	ART 6	TOTAL
Flandre	21.812.632,20	2.791.416,19	24.604.048,39
Bruxelles	5.108.813,82	2.937.308,14	8.046.121,96
Wallonie	16.653.732,11	5.051.462,61	21.705.194,72
Total général	43.575.178,13	10.780.186,94	54.355.365,07

4.1.1.2. Région flamande

Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 146-147/185.

Fournisseur de dernier recours :

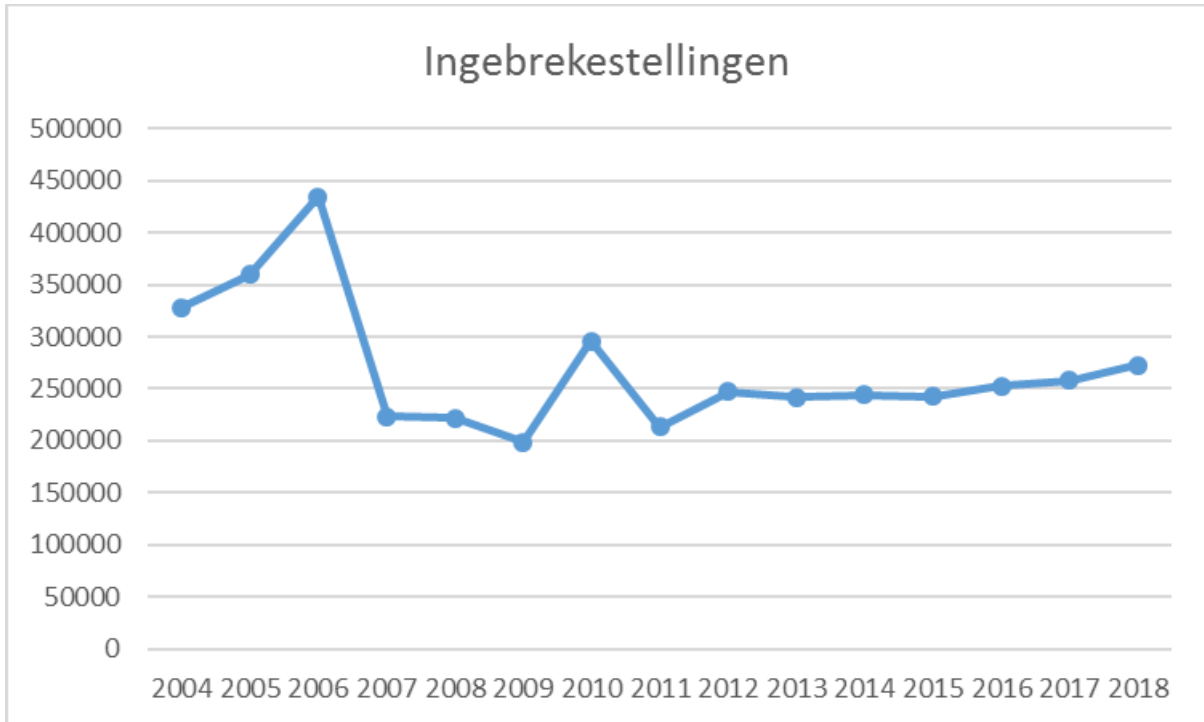
Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 147/185.

Mise en demeure :

En 2018, 272.336 consommateurs, soit 10,04 % des points d'accès approvisionnés à des fins commerciales au 31 décembre 2018, ont reçu de leur fournisseur d'énergie au moins une mise en demeure pour retard de paiement. Cela représente, tant en termes nominaux qu'en pourcentage,

une augmentation par rapport à 2017 (258.090 et 9,59 %). 8,48 % des consommateurs ayant reçu au moins une mise en demeure étaient protégés. Ce pourcentage dépasse la proportion de consommateurs protégés sur le marché commercial dans son ensemble (7,59 % pour l'électricité et 7,25 % pour le gaz naturel).

Figure 74: Evolution mise en demeure (en néerlandais)



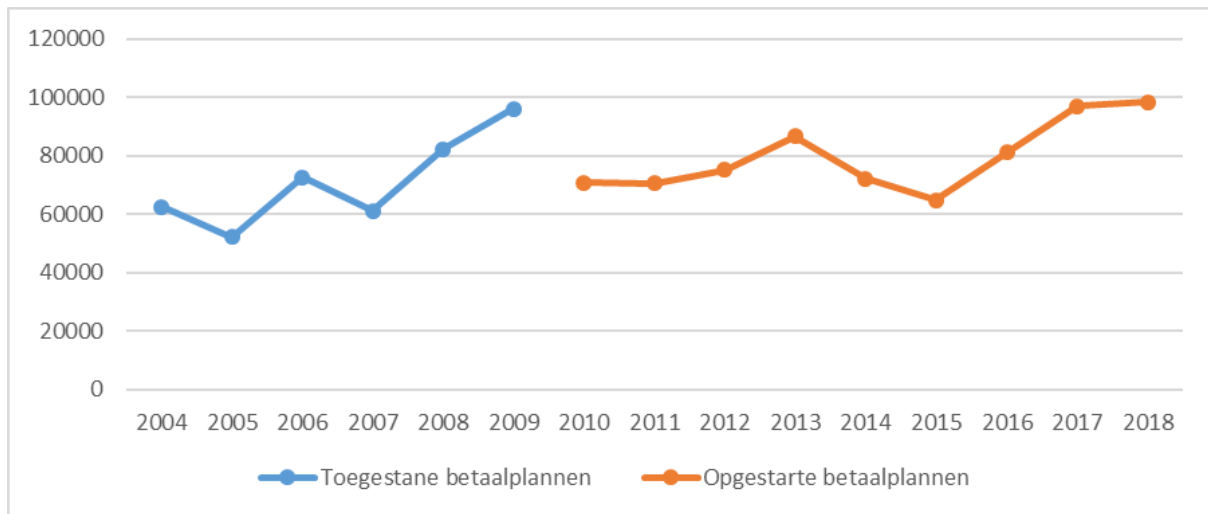
Plans de paiements :

La hausse du nombre de problèmes de paiement sur le marché se manifeste également par le nombre de plans de paiement souscrits. En 2018, 125.423 plans de paiement, dont au moins un paiement était planifié en 2018, étaient en cours. 98.331 de ces plans de paiement ont connu un premier versement en 2018 et ont donc démarré en 2018. Après des augmentations notables en 2016 et 2017 du nombre de nouveaux plans de remboursement, la tendance à la hausse a continué en 2018 mais dans une moindre mesure.

Les plans de paiement peuvent témoigner d'un problème temporaire pour régler par exemple une facture de décompte élevée ou d'un problème structurel à s'acquitter de ces paiements. La figure 75 rend compte du nombre de plans de paiement démarrés au cours d'une année donnée.

Avant 2010, le nombre de plans de paiement autorisés a été demandé, tandis que ultérieurement, le nombre de plans de paiement démarrés a été demandé, ceci à des fins de clarté. Après deux années de baisse, on observe une forte hausse du nombre de plans de paiement démarrés de 2015 à 2017. . En 2018, la tendance à la hausse a continué, mais moins fortement qu'avant. Le nombre de nouveaux plans de remboursement par rapport au nombre total de points d'accès reste cependant plutôt stable par rapport à 2017, passant de 3,60 % en 2017 à 3,63 % en 2018. Grâce à cette faible augmentation, le nombre de nouveaux plans de remboursement atteint un maximum, comme l'an dernier. En comparaison avec les années précédentes, on peut constater que le nombre de nouveaux plans de remboursement se maintient à un niveau anormalement élevé.

Figure 75 : Nombre de plans de paiement autorisés et démarrés au cours d'une année donnée (en néerlandais)



Résiliation du contrat de fourniture :

Lorsqu'un client ne donne pas suite à une mise en demeure, qu'aucun plan de paiement n'a été conclu ou que le plan de paiement convenu n'a pas été respecté, le fournisseur peut mettre fin au contrat du client⁹⁷. Sur l'ensemble des fournisseurs d'énergie, les contrats de 91.016 clients d'électricité et ceux de 69.634 clients de gaz naturel ont été résiliés. Il s'agit de respectivement 3,36 % et 3,80 % du nombre de points d'accès résidentiels pour l'électricité et le gaz naturel. L'immense majorité des résiliations concerne des clients suivant cette procédure pour défaut de paiement. Il est toutefois possible qu'un fournisseur résilie le contrat de fourniture d'un client pour une autre raison, comme dans le cas de 1.093 contrats d'électricité et de 1.133 contrats de gaz naturel. En l'attente d'un retour sur le marché commercial, ces clients sont également fournis provisoirement par le gestionnaire de réseau de distribution.

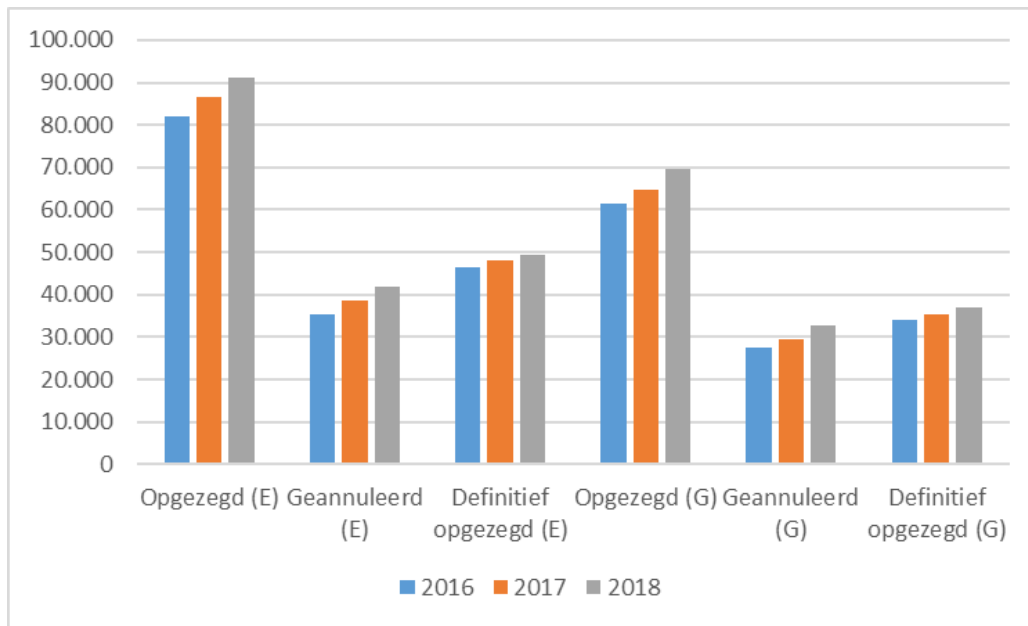
Dans 45,90 % des cas pour l'électricité et dans 46,75 % des cas pour le gaz naturel, la résiliation du contrat est annulée durant la période de préavis, ce qui signifie que le fournisseur a trouvé une solution pour ce client (par exemple : un plan de paiement ou un remboursement de la dette) et continue de l'approvisionner. Il convient néanmoins de souligner qu'on ne peut pas totalement mettre en regard le nombre d'annulations et le nombre de résiliations. Ainsi, pour un contrat résilié en 2017 mais dont la résiliation a été annulée en 2018, il peut arriver que seule l'annulation apparaisse dans les statistiques de 2018.

49.323 contrats d'électricité et 37.875 contrats de gaz naturel ont ainsi été définitivement résiliés en raison de problèmes de paiement. Dans le cas où ces clients n'ont pas pu trouver d'autre fournisseur sur le marché commercial, le gestionnaire de réseau de distribution a pris en charge leur approvisionnement.

Respectivement 7,66 % et 8,05 % de contrats électricité et gaz naturel définitivement résiliés appartenaient à des clients protégés. Contrairement aux années précédentes, cela reflète fidèlement le marché. La proportion de clients protégés ayant été « dropés » n'est donc pas énorme.

⁹⁷ Dans de rares cas, le fournisseur résilie le contrat d'un client pour d'autres raisons. Celles-ci sont expliquées ci-dessous.

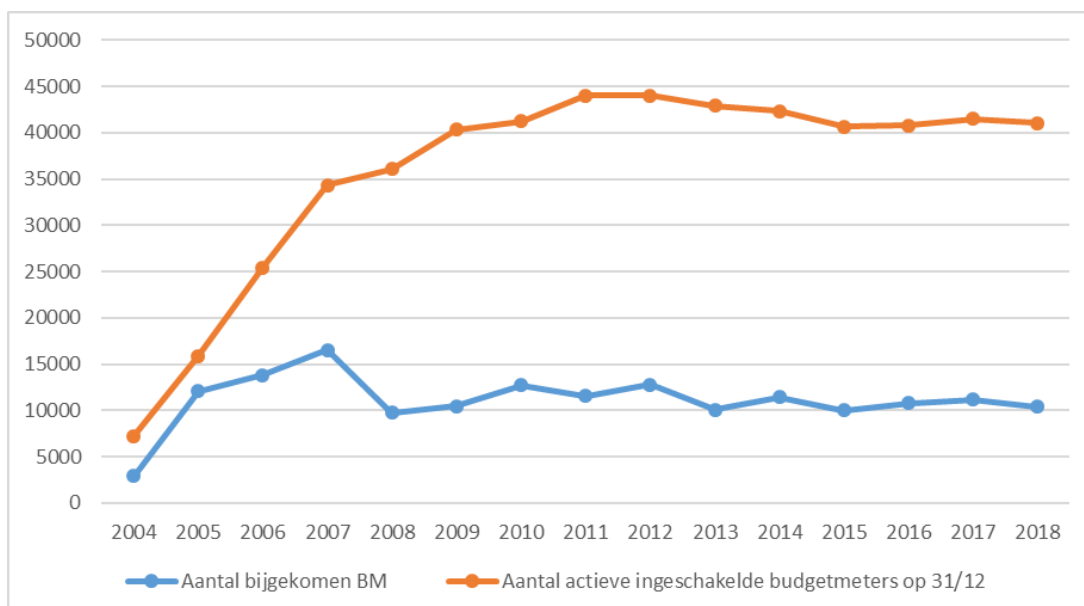
Figure 76 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés (en néerlandais)



Compteur à budget :

La figure 77 montre le nombre de compteurs à prépaiement nouvellement installés ou remis en marche par rapport au nombre total de compteurs à budget en fonctionnement à la fin de l'année pour l'électricité. L'installation de compteurs à budget s'est faite par phases, en commençant par Eandis en 2009, puis Infrac en 2010 seulement, ce qui explique la forte hausse du nombre d'installations en 2010. Depuis lors, le nombre de nouveaux compteurs à budget poursuit sa diminution. En 2016, le nombre de compteurs à budget nouveaux ou activés était tout juste inférieur à celui de 2015. Le nombre total de compteurs à budget actifs est resté relativement constant depuis 2012. En 2018, on note une légère baisse du nombre de compteurs à budget actifs au 31 décembre (-1,45%).

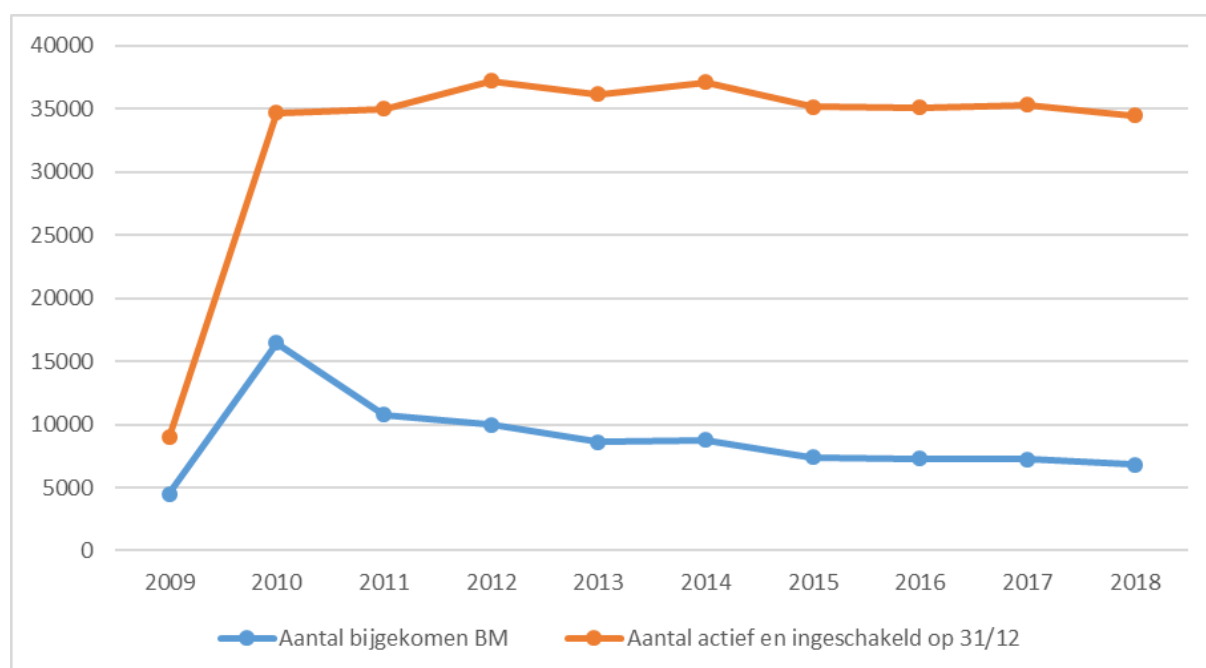
Figure 77 : Evolution du nombre de compteurs à budget électricité nouveaux et existants au 31/12 de 2004 à 2018 (en néerlandais)



Il est possible qu'en raison de la crise économique des années suivantes, le nombre de nouveaux compteurs à budget a légèrement augmenté entre 2009 et 2012. Ensuite, ce chiffre a diminué à nouveau, avec une légère cassure de la tendance en 2014. A partir de 2012, le nombre total de compteurs à budget actifs pour l'électricité diminue de manière constante. A partir de 2016, le graphique fait néanmoins apparaître une nouvelle hausse, due au nombre de nouveaux compteurs à budget. Cette hausse reste cependant limitée à 2 % au cours de 2017. En 2018, le nombre de compteurs à budget additionnels et le nombre de compteurs à budget actifs ont diminué légèrement par rapport à l'année précédente. Selon le gestionnaire de réseau Fluvius, il s'agirait plutôt d'une coïncidence.

La figure 78 montre l'évolution du nombre de compteurs à budget pour le gaz naturel, qu'il s'agisse de nouveaux compteurs à budget ou de compteurs à budget actifs à la fin de l'année. L'installation de compteurs à budget s'est faite par phases, en commençant par Eandis en 2009, puis Infrac en 2010 seulement, ce qui explique la forte hausse du nombre d'installations en 2010. Depuis lors, le nombre de nouveaux compteurs à budget poursuit sa diminution. En 2016, le nombre de compteurs à budget nouveaux ou mis actifs était tout juste inférieur à celui de 2015. Le nombre total de compteurs à budget actifs est resté relativement constant depuis 2012. En 2018, on note une légère baisse du nombre de compteurs à budget actifs au 31 décembre (-1,45%).

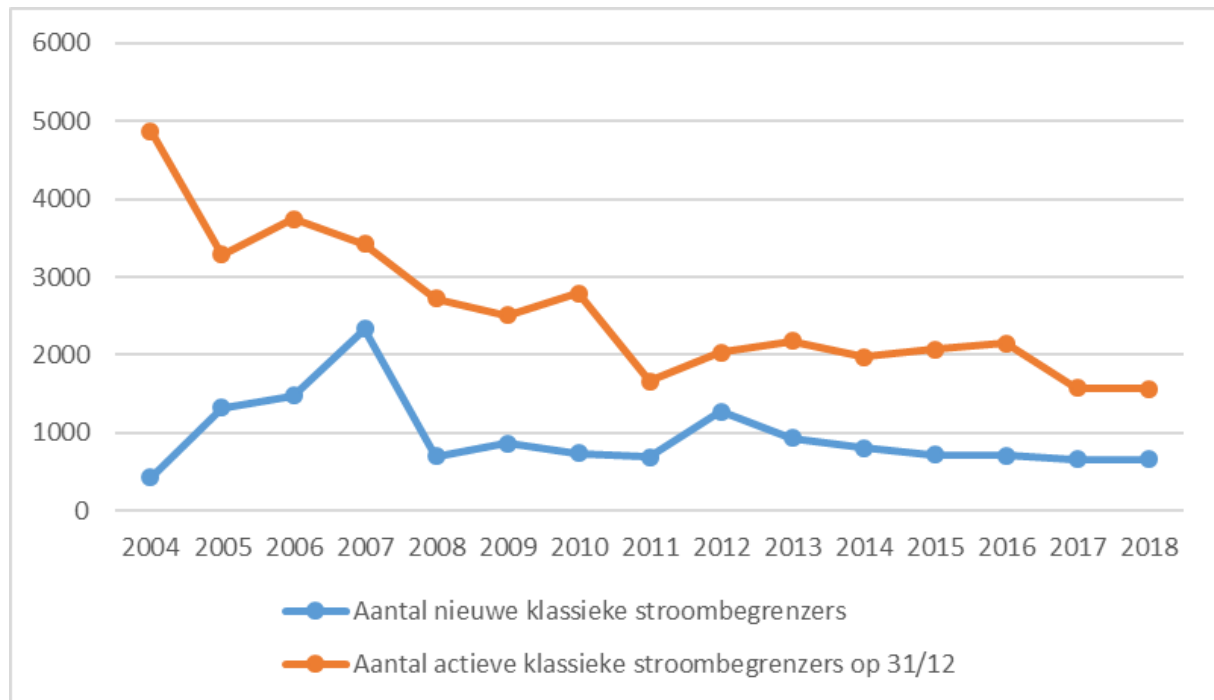
Figure 78 : Evolution du nombre de compteurs à budget gaz naturel nouveaux et existants au 31/12 de 2004 à 2018 (en néerlandais)



Limiteurs de puissance :

La figure 79 montre l'évolution du nombre de limiteurs de puissance classiques entre 2004 et 2018. Depuis 2007, les limiteurs de puissance sont installés uniquement en cas d'absolue nécessité, lorsque l'installation d'un compteur à budget est techniquement impossible. Cela explique également pourquoi le nombre de limiteurs de puissance classiques diminue constamment depuis 2007. Entre 2012 et 2016, l'évolution s'est limitée à des fluctuations annuelles. On observe un net changement de tendance en 2017, lequel est toutefois intégralement attribuable à la correction de situations historiques sur le marché commercial. Le nombre de limiteurs de puissance installés en tant qu'alternative au compteur à budget est resté stable. En 2018, on observe une évolution relativement stable, à savoir une faible diminution de 0,44% du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs.

Figure 79 : Evolution du nombre de limiteurs de puissance classiques entre 2004 et 2018 (en néerlandais)



Coupures :

La figure 80 montre l'évolution du nombre de coupures après avis de la Commission locale d'avis de coupure (CLAC). Il en ressort d'abord que le nombre de coupures pour non-paiement de gaz naturel continue de baisser au fil du temps. Cette baisse était d'abord forte entre 2010 et 2013, principalement en raison de l'introduction du compteur à prépaiement de gaz naturel, puis légère au cours des dernières années, probablement en raison de faibles baisses de prix, de la fourniture minimale de gaz naturel et de l'interdiction de coupure durant tout l'hiver. Ces dernières années, le nombre de fermetures reste plutôt stable, comme ce fut le cas en 2018.

L'évolution est moins univoque pour l'électricité. Depuis 2015, le nombre de coupures pour l'électricité a en tout cas augmenté. Cela s'explique probablement par des mesures politiques défavorables aux clients résidentiels vulnérables pendant cette période, comme la suppression de la quantité gratuite d'électricité et la hausse temporaire⁹⁸ de la contribution au fonds Énergie. D'autres évolutions ont fait sensiblement augmenter le prix pour les utilisateurs finals (résidentiels). En 2018, on constate à nouveau une augmentation notable du nombre de fermetures en électricité. Comme mentionné précédemment, cette situation est due à un renforcement de la procédure de recouvrement chez ce qui s'appelait encore Eandis.

⁹⁸ En 2017, la Cour constitutionnelle a décidé d'annuler cette contribution majorée au fonds énergie. Ce paiement est toutefois resté exigible jusqu'à fin 2017.

Figure 80 : Evolution du nombre de coupures après avis de la CLAC pour le gaz et l'électricité 2006-2018 (en néerlandais)

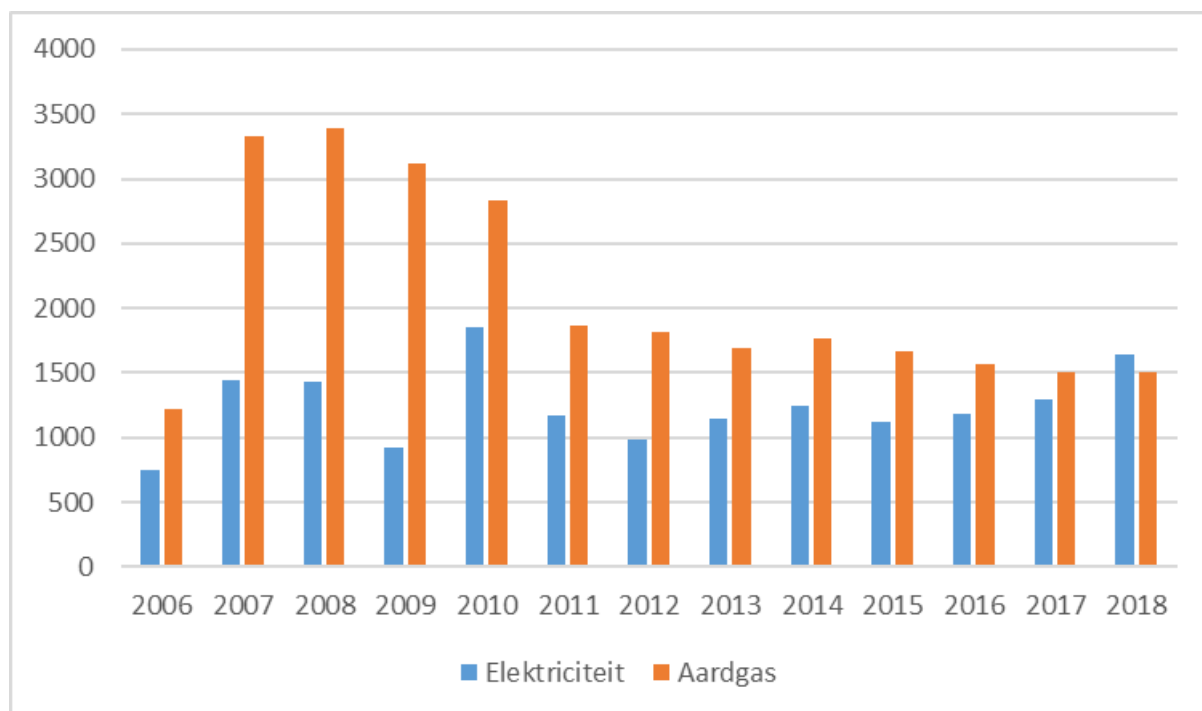


Tableau 65 : Nombre de coupures d'électricité après avis de la CLAC

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.169	981	1.150	1.247	1.115	1.184	1.298	1.642

Le nombre de contrats de gaz naturel résiliés après avis de la CLAC a légèrement diminué par rapport à 2017, à l'inverse de ce qui s'est passé pour l'électricité.

Tableau 66 : Nombre de coupures de gaz naturel après avis de la CLAC

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.865	1.809	1.695	1.763	1.668	1.567	1.508	1.504

4.1.1.3. Région wallonne

Cadre légal des OSP sociale :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018, à la page 153/185.

Les années 2014 à 2016 ont été marquées par l'introduction de diverses modifications et évolutions législatives notables au niveau des mesures sociales et obligations de service notamment en vue d'améliorer et de renforcer les mécanismes de protection de la clientèle précarisée et d'améliorer la procédure de défaut de paiement. Toutefois, une majorité des nouvelles mesures prévues n'étaient pas encore entrées en vigueur au terme de l'année 2017, à défaut d'avoir un arrêté du Gouvernement encadrant et précisant celles-ci. Sur ces entrefaites, un décret-programme adopté par le Parlement

wallon le 17 juillet 2018 a modifié quelque peu les mesures sociales et les adaptations prévues en 2014 et 2015, la principale modification au niveau des OSP sociales étant la suppression de l'extension des catégories de clients protégés.

Un AGW modifiant les AGW OSP électricité et gaz ainsi que l'AGW CLE a également été adopté le 19 juillet 2018 (ci-après AGW modificatif). Cet AGW modificatif modalise les adaptations des mesures sociales prévues dans les décrets électricité et gaz et ajoute des mesures sociales supplémentaires, en cohérence avec les nouvelles orientations politiques prises.

Cet AGW modificatif apporte des modifications et précisions complémentaires aux OSP. Soulignons notamment qu'il encadre les dispositions suivantes :

Concernant la procédure de défaut de paiement et le placement du compteur à budget, l'AGW modificatif se prononce sur l'encadrement de la date d'échéance des factures. Il introduit également la limitation des frais de recouvrement et la définition d'un montant minimum de dette pour pouvoir demander le placement du compteur à budget. Il propose également d'élargir les situations où le placement du compteur à budget serait gratuit, notamment afin de permettre aux clients protégés qui le souhaitent ou aux CPAS de demander le placement d'un compteur à budget avant qu'une situation de dette soit créée.

Il apporte des précisions relatives au caractère raisonnable du plan de paiement en précisant que celui-ci doit tenir compte des intérêts et situations des deux parties et permettre concrètement au client d'apurer entièrement sa dette.

Il réduit l'application des OSP au domicile du client uniquement, notamment afin d'éviter de mettre en place des mesures sociales pour des secondes résidences.

Concernant les Commissions Locales pour l'Énergie (les CLE), l'AGW modificatif propose de modifier les articles relatifs à la fourniture minimale garantie (FMG) afin que la législation tienne compte de la ligne directrice établie par la CWaPE quant à la détermination de la qualification de défaut récurrent de paiement pour les clients protégés ayant bénéficié de la FMG. Il précise que la FMG ne pourra être activée qu'à la demande du CPAS. Il ajoute également la possibilité, en cas d'accord des parties, de réaliser les CLE sous forme de téléconférence.

Afin de minimiser le nombre de coupures suite à une perte de statut du client protégé, l'AGW modificatif encadre le suivi de ces situations et propose de s'aligner avec la procédure de régularisation dans le cadre d'un MOZA.

La majorité des modifications prévues par cet AGW sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2019.

Différentes catégories de « clients protégés » :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018, à la page 154/185.

Le décret du 11 avril 2014 modifiant le décret électricité et le décret du 21 mai 2015 modifiant le décret gaz avaient introduit une nouvelle catégorie de clients protégés exclusivement régionaux sur base du maximum à facturer (ou MAF). Cette nouvelle disposition n'avait jamais vu le jour car elle nécessitait l'adoption de procédures et modalités d'octroi par le Gouvernement, procédures et modalités qui n'avaient pas été définies au terme de l'année 2017. L'élargissement des catégories de clients protégés exclusivement régionaux aux personnes bénéficiant du MAF a été supprimée par le décret-programme adopté par le Parlement wallon le 17 juillet 2018.

Nombre de clients protégés :

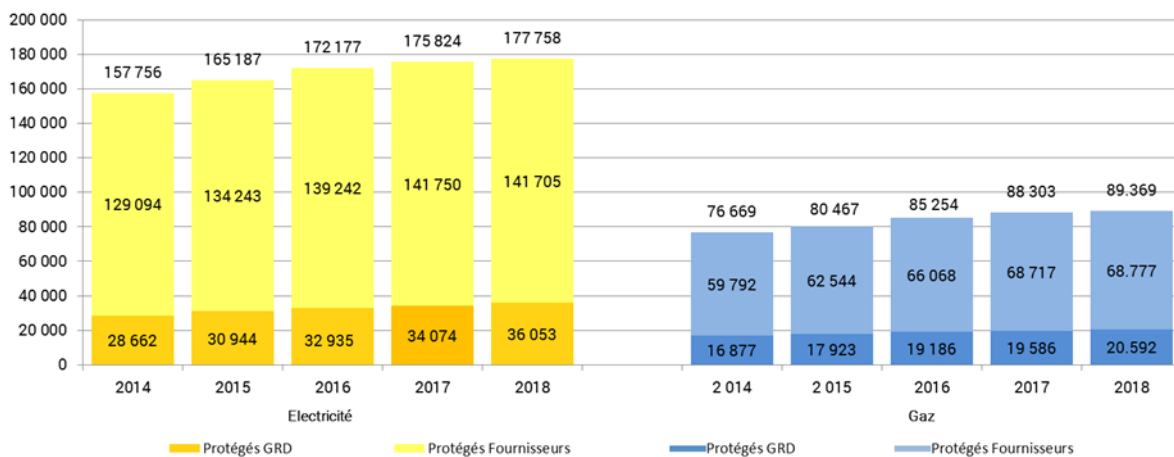
Au terme de l'année 2018, en Région wallonne, 177.758 clients en électricité, soit 10 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients

protégés. Parmi ceux-ci, 90,8 % faisaient partie des catégories fédérales de clients protégés et 9,2 % relevaient des catégories de clients protégés exclusivement régionales.

En gaz, 89.369 clients, soit 13,5% du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 89,6% % appartenait à une catégorie fédérale de clients protégés et 10,4% % appartenait à une catégorie exclusivement régionale.

Le graphique ci-dessous présente une évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne en les répartissant en fonction de l'acteur qui les alimente (fournisseurs commerciaux ou gestionnaires de réseau de distribution).

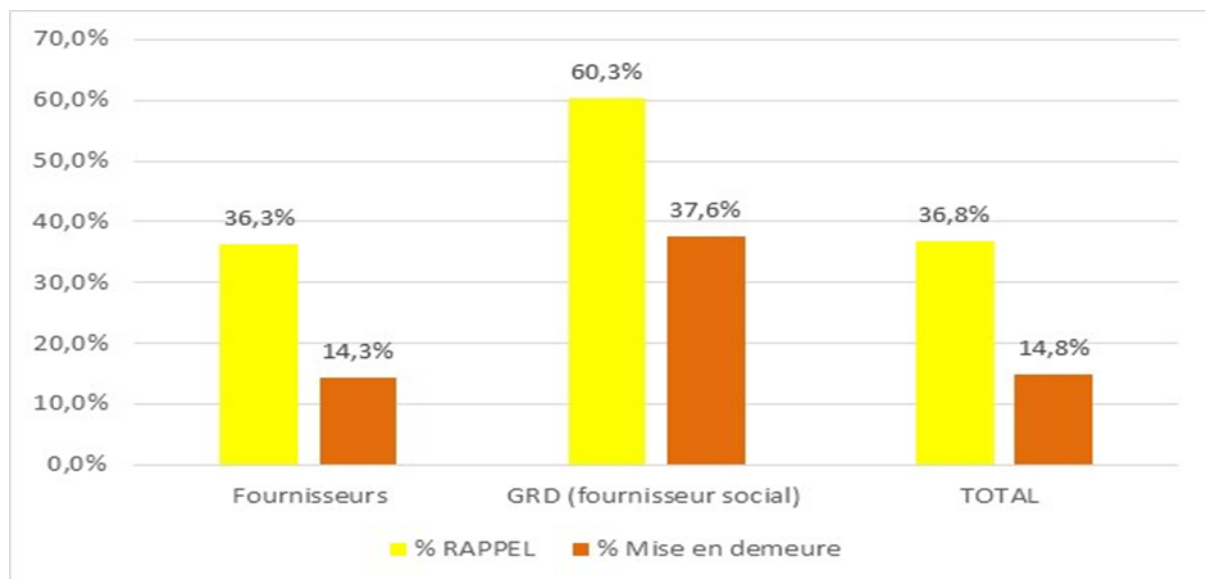
Figure 81: évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne en fonction de l'acteur qui les alimente



Mise en demeure :

Dans le courant de l'année 2018, 36,8 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 14,8 % de la clientèle avait reçu au moins une mise en demeure. Ces pourcentages sont légèrement inférieurs à ceux observés pour l'année 2017.

Figure 82 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en électricité



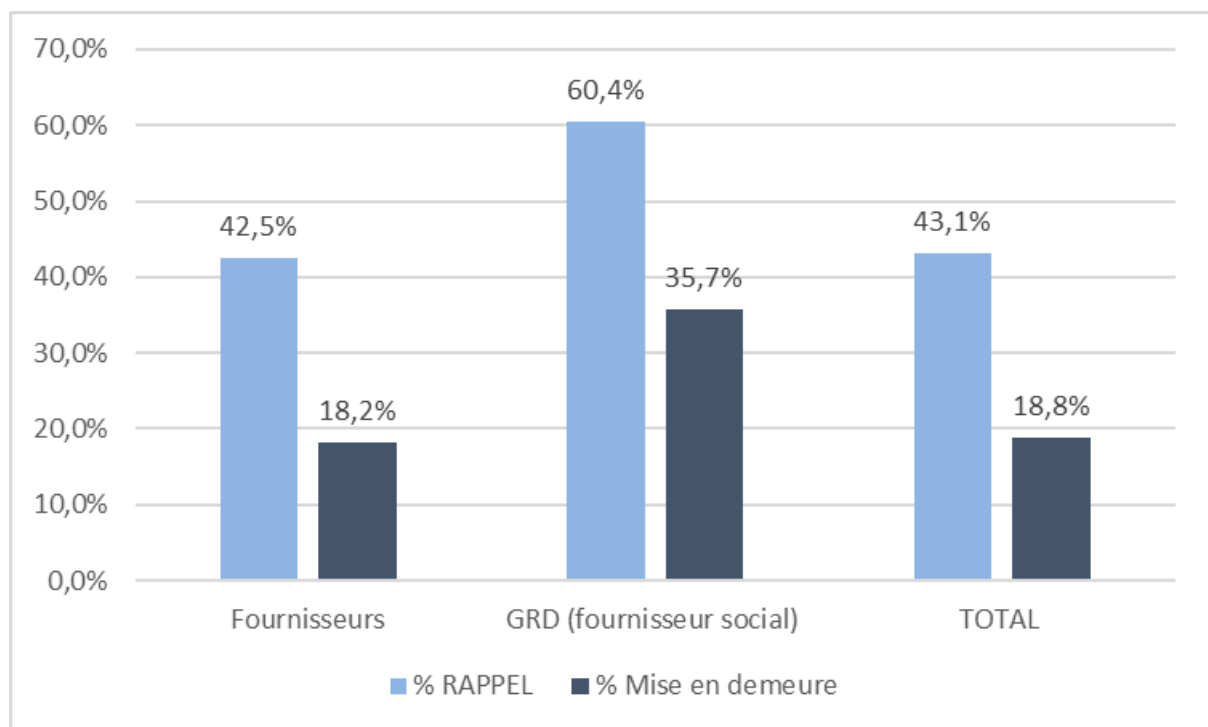
Étant donné que les clients gaz sont également clients pour l'électricité, et pour la plupart auprès du même fournisseur, la procédure de recouvrement est alors initiée pour les deux énergies, sans pouvoir distinguer de manière précise les situations de non-paiement spécifiques à l'un des deux vecteurs énergétiques. La CWaPE observe toutefois qu'au total les pourcentages de clients ayant reçu au moins un rappel ou au moins une mise en demeure en gaz en 2017 sont plus élevés que ceux constatés pour l'électricité. Ainsi, en 2018 près de 43,1 % du total de la clientèle résidentielle a reçu au moins un courrier de rappel en gaz.

Sur la même période, près de 18,7 % du total des clients résidentiels en gaz ont reçu un courrier de mise en demeure.

Ces pourcentages sont quasi similaires à ceux observés pour l'année 2017.

Le graphique ci-dessous illustre ces informations.

Figure 83 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en gaz



Plan de paiement :

Comme précisé aux articles 29, 30 et 37 de l'AGW OSP électricité et 32, 33 et 39 de l'AGW OSP gaz, le client a la possibilité de se voir octroyer par son fournisseur un plan de paiement pour le règlement de ses factures.

Les fournisseurs sont généralement favorables à l'établissement de plans de paiement dont les conditions d'octroi dépendent principalement de l'historique de paiement du client auprès du fournisseur, du montant de la dette ou du stade de la procédure de défaut de paiement auquel il se trouve. Dans les cas où le plan de paiement a été négocié par l'intermédiaire du CPAS, les fournisseurs ont tendance à faire preuve de davantage de souplesse.

Soulignons que le décret-programme adopté par le Parlement wallon le 17 juillet 2018 et modifiant le décret électricité et le décret gaz impose aux fournisseurs d'inviter tout client mis en demeure suite à des difficultés de paiement à le contacter afin de lui proposer un plan de paiement raisonnable à et à l'informer de la possibilité de bénéficier d'un service de médiation de dettes ou d'un CPAS dans sa négociation.

Ces nouvelles dispositions sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2019.

Au cours de l'année 2018, les fournisseurs et GRD (en tant que fournisseur social) ont octroyé au moins un plan de paiement à 77.194 clients actifs en électricité soit pour près de 4,8% de l'ensemble de clients actifs en électricité.

Figure 84 : Pourcentage de plans de paiements admis en électricité (fournisseur commerciale)

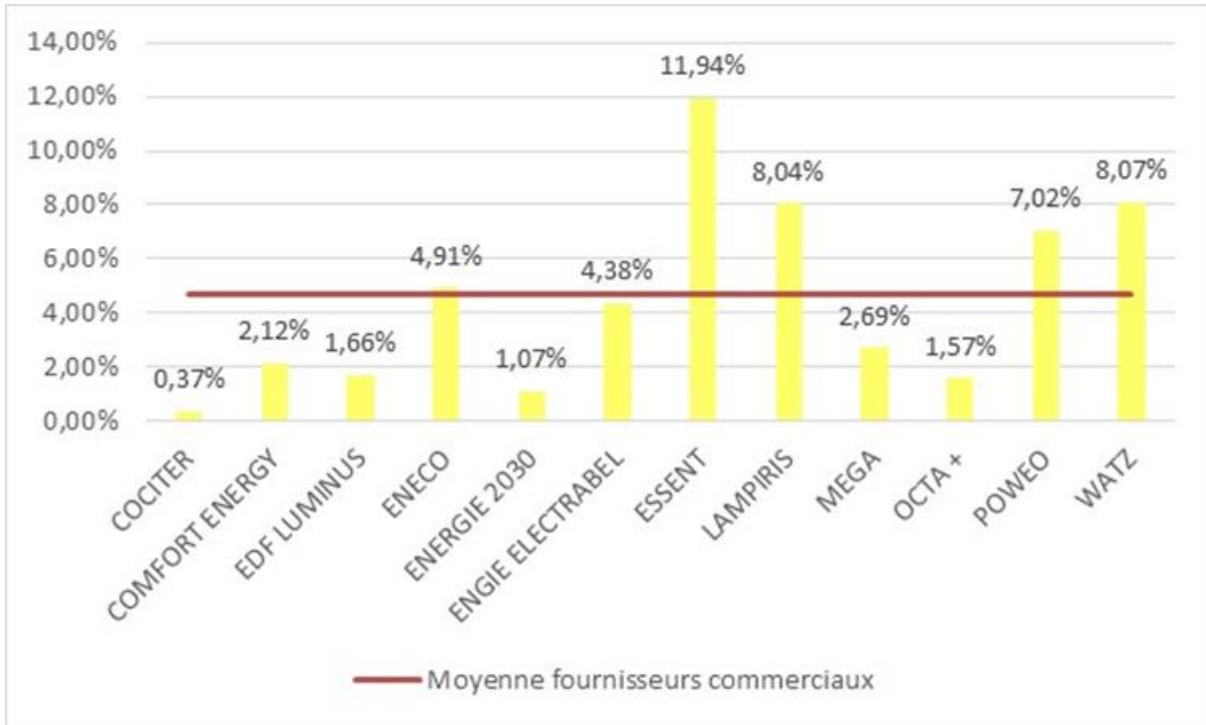
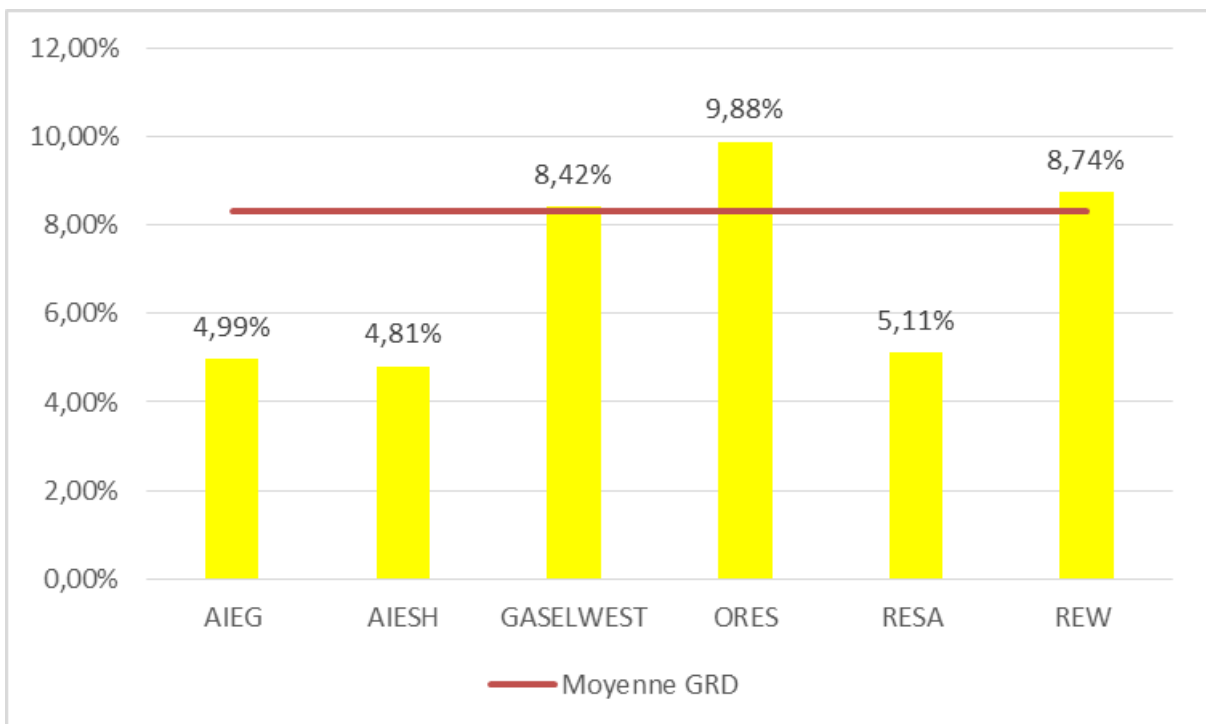


Figure 85 : Pourcentage de clients actifs en électricité ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2018 (GRD)



En gaz, 46.078 clients actifs se sont vus octroyer au moins un plan de paiement au cours de l'année 2018, soit près de 6,9% du total des clients actifs en gaz.

Comme pour l'électricité, on pourra constater que les politiques distinctes appliquées par les acteurs au niveau de l'octroi des plans de paiement font apparaître des résultats fort différents entre les acteurs.

Figure 86 : Pourcentage de clients actifs en gaz ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2018 (fournisseurs commerciaux)

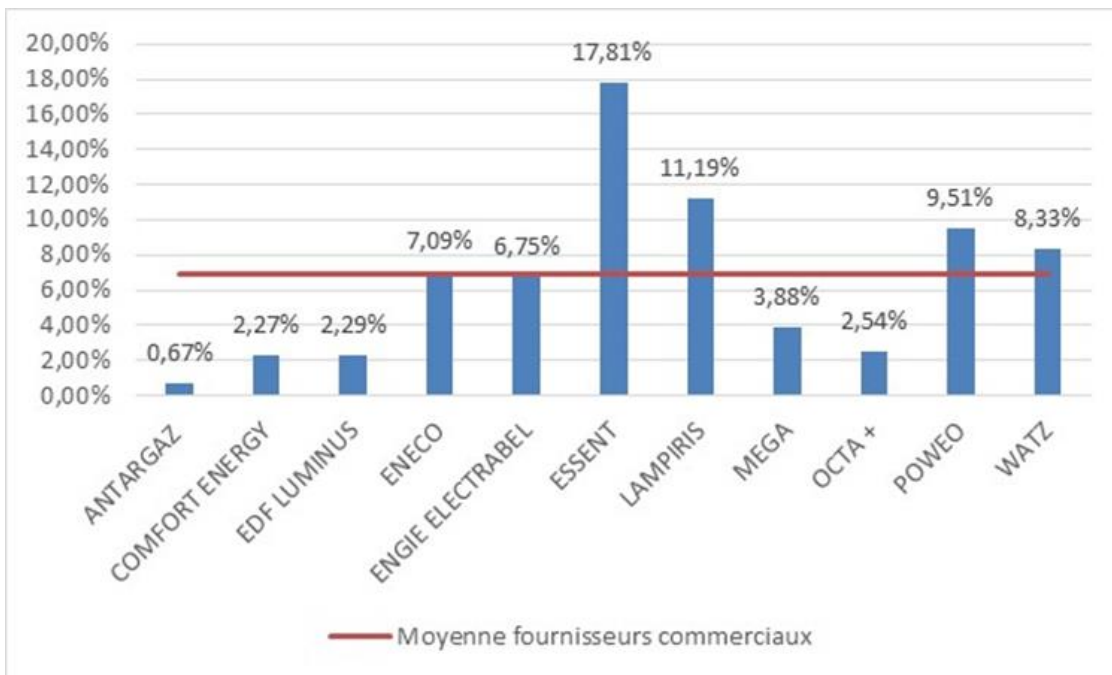
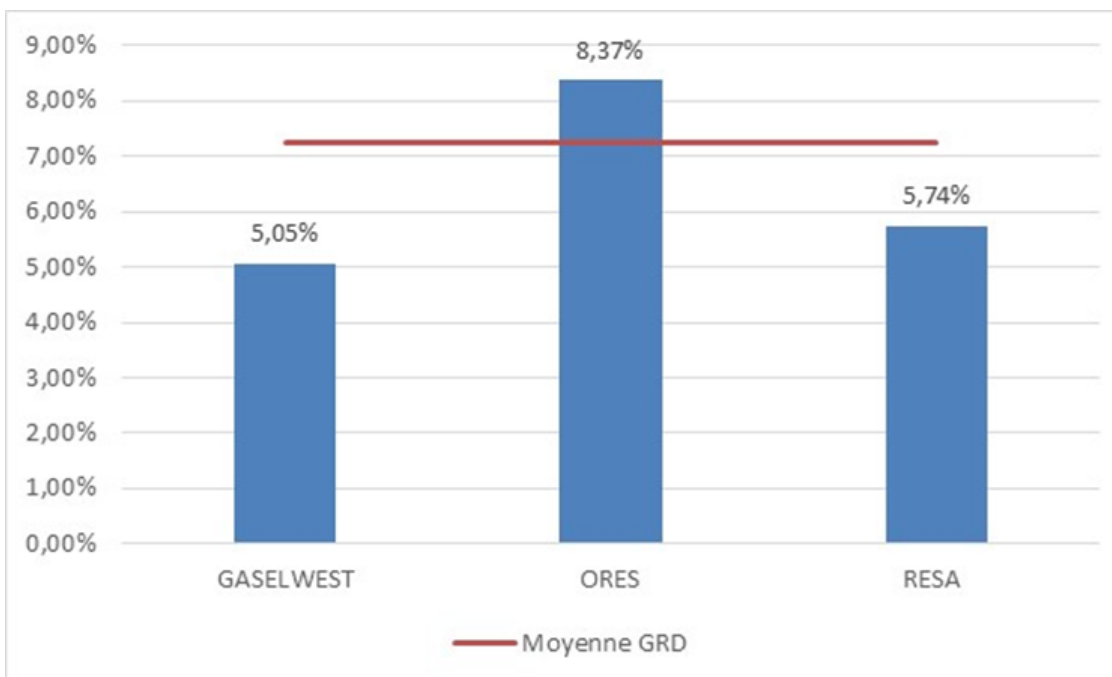


Figure 87 : Pourcentage de clients actifs en gaz ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2018

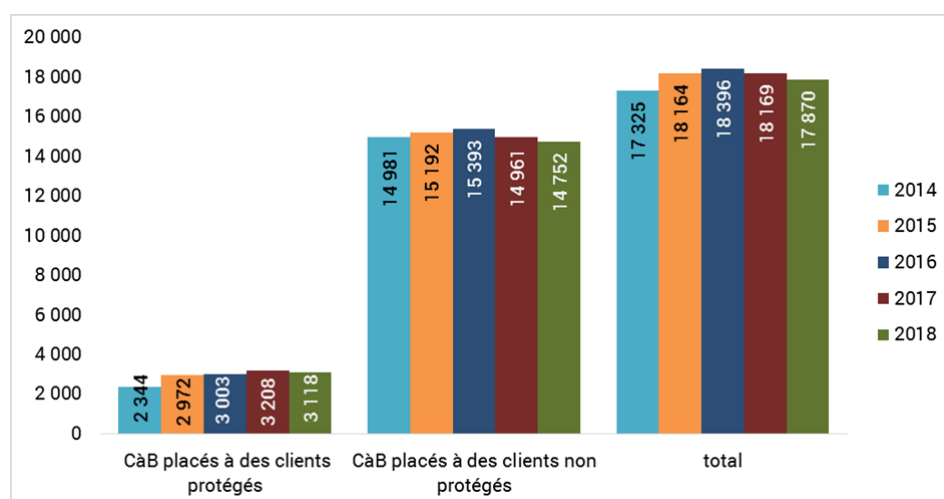


Compteur à budget :

Le nombre total de demandes de placement de compteurs à budget introduites par les fournisseurs et les GRD en tant que fournisseur social s'est élevé à 95.148 en 2018, chiffre quasi similaire à celui de 2017 où il s'élevait à 95.160.

Le nombre total de placements effectifs de compteur à budget en électricité durant l'année s'élève à 17.870, soit une diminution de 1,6% par rapport à l'année 2017.

Figure 88 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (électricité)



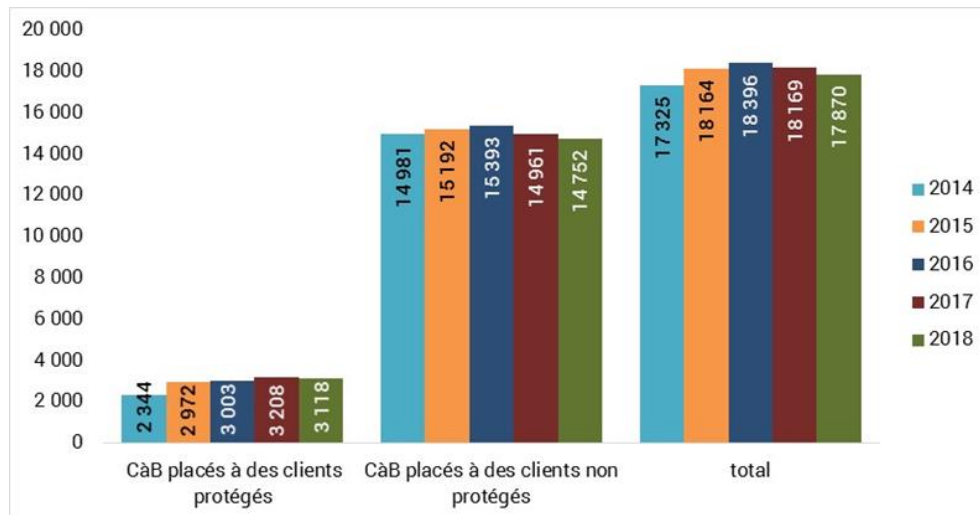
Fin 2018, le nombre de compteurs à budget pour l'électricité placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 174.282. Parmi ceux-ci, 70.368, soit 40,4 % d'entre eux étaient effectivement actifs.

Le montant de la dette moyenne en électricité au moment du placement du compteur à budget pour l'ensemble des clients résidentiels en 2018, soit 464,2 EUR. Ce montant moyen est plus élevé pour les clients alimentés par un fournisseur commercial où il s'élève à 468 EUR que celui constaté pour les clients protégés alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution, soit 346,3 EUR.

Le nombre de demandes de placement de compteurs à budget gaz introduites par les fournisseurs et les GRD diminue légèrement en 2017 avec un total de 46.426 demandes.

Le nombre de compteurs à budget gaz effectivement placés durant l'année diminue de 8,2 % en 2018 pour arriver à un total de 8.312 compteurs à budget gaz placés ou réactivés. Parmi ceux-ci, 6.754 ont été placés auprès de client non protégés et 1.558 auprès de clients protégés.

Figure 89 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (gaz)



En conclusion, fin 2018, le nombre de compteurs à budget gaz placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 63.994. Parmi ceux-ci, 49,85 % d'entre eux, étaient effectivement actifs.

Le montant de la dette moyenne au moment du placement du compteur à budget en gaz en 2018 pour un client résidentiel était de 460,8 EUR. Ce montant moyen est nettement moins élevé chez les GRD (287 EUR) que chez les fournisseurs commerciaux (468 EUR).

Coupures :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2018, à la page 161/185.

En 2018, les GRD ont procédé à un total de 7 086 suspensions de la fourniture d'électricité.

- 65,3% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité ont eu lieu suite à un refus de placement d'un compteur à budget, ou l'absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget ;
- 25,8% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'une demande de MOZA⁹⁹ ;
- 3,7% des cas font suite à la décision de la CLE de suspendre l'alimentation d'un client suite à la perte de statut protégé du client et à l'absence de réaction de ce dernier aux différentes sollicitations du GRD et du CPAS de trouver un nouveau fournisseur d'énergie (le GRD ne pouvant plus rester le fournisseur du client dans ce cas.) ;
- 3,6% des cas de suspension de l'alimentation font suite à l'absence de réaction du client dont le contrat est venu à échéance avec un fournisseur commercial et qui n'a entamé aucune démarche pour trouver un nouveau fournisseur d'énergie (hors cas présenté au point précédent) ;
- 1,6% des situations de coupures en électricité ont eu lieu suite à une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution.

Le nombre total de coupures en gaz pour l'année 2018 s'élève à 4 199 :

- 67,2% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité ont eu lieu suite à un refus de placement d'un compteur à budget, ou l'absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget ;

⁹⁹ MOZA, du néerlandais : « Move Out Zonder Afspraak », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

- 24,5 % des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'une demande de MOZA¹⁰⁰ ;
- 3,9% des cas font suite à la décision de la CLE de suspendre l'alimentation d'un client suite à la perte de statut protégé du client et à l'absence de réaction de ce dernier aux différentes sollicitations du GRD et du CPAS de trouver un nouveau fournisseur d'énergie (le GRD ne pouvant plus rester le fournisseur du client dans ce cas.) ;
- 3,2% des cas de suspension de l'alimentation font suite à l'absence de réaction du client dont le contrat est venu à échéance avec un fournisseur commercial et qui n'a entamé aucune démarche pour trouver un nouveau fournisseur d'énergie (hors cas précisés au point précédent) ;
- 1,2% des situations de coupures en électricité ont eu lieu suite à une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution.

4.1.1.4. Région Bruxelles-Capitale

Cadre légal des OSP :

Seuls les fournisseurs ayant reçu une autorisation régionale peuvent fournir aux clients bruxellois du gaz et de l'électricité. Ces fournisseurs agréés par la Région de Bruxelles-Capitale doivent respecter certaines obligations légales vis-à-vis de leurs clients.

Des dispositions particulières pour les ménages en situation d'endettement et de précarité sont également prévues. Concrètement les fournisseurs sont tenus de :

- faire offre à tout client bruxellois qui le demande (sauf si le client a déjà une dette historique auprès du fournisseur sollicité) ;
- appliquer des tarifs clairs et transparents et ainsi permettre la comparaison entre fournisseurs, mais aussi entre l'offre et le prix réellement payé ;
- proposer des contrats d'une durée minimale de 3 ans, mais auxquels le client peut mettre fin à tout moment, après 1 mois de préavis ;
- disposer d'un service à la clientèle et d'un service de traitement des plaintes.

Tout client résidentiel en Région Bruxelloise en situation d'endettement vis-à-vis de son fournisseur peut bénéficier, à sa demande, du statut de client protégé s'il :

- bénéficie du tarif social spécifique ;
- est en médiation de dettes avec un centre de médiation agréé ou un centre de règlement collectif de dettes.

La protection du client protégé consiste en :

- une suspension du contrat du client avec son fournisseur de base ;
- le transfert du client vers le fournisseur de dernier ressort (Sibelga) qui est obligé de fournir temporairement le client en gaz et/ou en électricité au tarif social.

Il est à noter que la fourniture de dernier ressort agit comme une bouée de sauvetage et non pas comme une solution permanente.

¹⁰⁰ MOZA, du néerlandais : « *Move Out Zonder Afspraak* », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

Si le client n'apure pas ses dettes vis-à-vis de son fournisseur de base et qu'il ne paie pas non plus le fournisseur de dernier ressort, ses fournitures peuvent être coupées sur base d'une décision du Juge de Paix.

Si le client éteint ses dettes auprès de son fournisseur de base, il retourne chez ce dernier et son contrat de base reprend ses effets.

Les OSP à caractère social sont imputées sur le tarif de réseau. Le prélèvement se fait par kilowattheure à charge des consommateurs basse tension. Les recettes générées sont mises en équilibre avec les coûts, de sorte que ce soit neutre pour le gestionnaire de réseau.

Tableau 67 : Récapitulatif des charges « Électricité »

	Charges		Financement
	Budget 2018	Réalisé 2018	Tarif Gridfee
Pose et enlèvement de limiteurs	3.114.112 €	3.082.546 €	3.082.546 €
Activité clients protégés	1.206.577 €	1.226.515 €	1.226.515 €
Éclairage public	25.094.628 €	23.777.037 €	23.777.037 €
Construction	13.282.131 €	12.275.276 €	12.275.276 €
Entretien & dépannage	5.455.759 €	5.337.401 €	5.337.401 €
Consommation d'électricité	6.356.739 €	6.164.360 €	6.164.360 €
Suivi / Ombudsman	369.909 €	290.246 €	290.246 €
Foires & festivités	282.121 €	94.985 €	94.985 €
TOTAL programme	30.067.347 €	28.471.328 €	28.471.328 €
		95%	100%

Tableau 68 : Récapitulatif des charges « Gaz »

	Charges		Financement
	Budget 2018	Réalisé 2018	Tarif Gridfee
Activité clients protégés	985.230 €	900.589 €	900.589 €
Sécurité installations intérieures	689.283 €	722.944 €	722.944 €
Pose pastille gaz	106.720 €	54.920 €	54.920 €
Suivi / Ombudsman	226.719 €	177.892 €	177.892 €
Conversion gaz pauvre > gaz riche	0 €	68.137 €	68.137 €
TOTAL programme	2.007.953 €	1.924.482 €	1.924.482 €
		96%	100%

Mise en demeure :

Par rapport à 2017, les tendances enregistrées en 2018 restent relativement stables, mais confirment que la précarité énergétique s'installe en Région Bruxelles-Capitale. Les chiffres indiquent que 44 % des ménages bruxellois ont reçu un rappel tandis que 18 % ont reçu de leur facture d'électricité et 18 % ont reçu une mise en demeure. Concernant le gaz, 47% des ménages ont reçu un rappel de leur facture et 21% une mise en demeure. Une analyse détaillée de ces données confirme que les petites dettes et celles des clients inactifs augmentent..

Clients protégés et limiteurs de puissance :

« À défaut de paiement sept jours après réception de la mise en demeure, le fournisseur peut entamer la procédure de placement du limiteur de puissance. » Art. 25sexies § 1er de l'ordonnance électricité.

L'alimentation minimale ininterrompue est fixée à une puissance à 2.300 W. Un dépassement de cette limite entraîne le déclenchement du disjoncteur.

Nombre de limiteurs :

Un constat peut rapidement être établi : le nombre de ménages placés sous limiteur de puissance a régulièrement augmenté jusqu'en 2012, puis s'est stabilisé pour atteindre un plafond autour des

21.085 jusqu'à la fin 2015 suivi d'une brusque augmentation à 24.829 en 2016, à 27.884 en 2017 et 27.628 à la fin de 2018. Cela signifie qu'environ 5,5 % des ménages résidentiels se retrouvent sous limiteur de puissance au 31 décembre 2018.

Figure 90 : Nombre de limiteurs de puissance couvrant la période 2011 – 2018 (photo au 31/12 de chaque année)

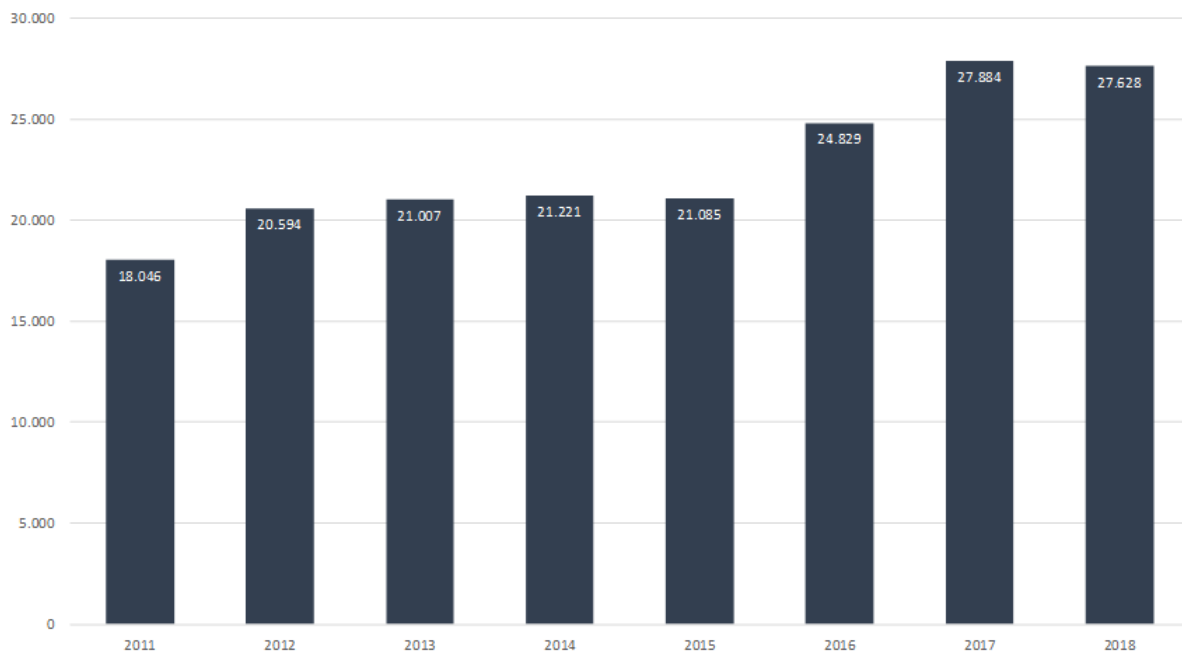


Tableau 69 : Enlèvement des limiteurs – délais et pourcentages

Année	Nbre de demandes de placement par les fournisseurs	Nbre de limiteurs branchés au cours de l'année	Nbre de limiteurs débranchés au cours de l'année	Nbre d'augmentation de puissance de limiteurs	Nbre de limiteurs rebranchés après plus de 30 jours
2018	20.887	15.442	15.576	460	2.812

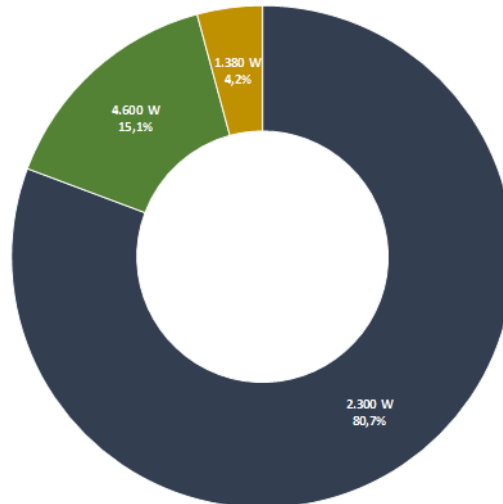
BRUGEL constate que 81 % des limiteurs placés ont une capacité de 2.300 W. Quelque 15 % des ménages ont un limiteur de puissance supérieure, de 4.600 W. Rappelons que seuls les CPAS, suite à enquête sociale, peuvent demander l'augmentation de la puissance et ce, pour une période limitée selon l'ordonnance électricité à six mois. Un client protégé sur deux bénéficie d'un limiteur de 4.600 W. Ceci peut s'expliquer, comme évoqué dans les rapports précédents, d'une part, par une proximité plus importante de ménages protégés avec les CPAS, et donc une connaissance des dispositions de l'ordonnance plus répandue que chez les clients résidentiels non protégés ; rappelons que 50 % des clients protégés obtiennent la protection via le CPAS ; d'autre part, l'augmentation de puissance est demandée suite à une enquête sociale, déjà effectuée pour les clients protégés par le CPAS. Les clients non protégés peuvent percevoir négativement cette « intrusion » dans leur intimité familiale et renoncer à cette procédure.

Par ailleurs, 4,2 % des ménages résidentiels se contentent d'un limiteur de 1.380 W, contre 5,5 % en 2017, 6,4% en 2016, 8,3 % en 2015, et 10 % en 2014 et ce, malgré l'information diffusée par SIBELGA et le droit à un limiteur plus puissant consacré par la modification de l'ordonnance en 2011. La durée moyenne de placement pour ces ménages est de 1.965 jours contre 442 jours pour les 2.300 W et de 642 jours pour les 4.600 W.

Toute demande de placement d'un limiteur effectuée par le fournisseur doit être accompagnée d'une communication au CPAS de la commune du ménage. Le CPAS peut effectuer une enquête sociale et présenter un plan de paiement au fournisseur. Concrètement, les CPAS n'ont ni les ressources, ni le temps nécessaire pour effectuer une enquête auprès de toutes les personnes reprises sur ces listings. Néanmoins, ces données sont rapidement analysées et répertoriées. Elles permettent aux travailleurs

sociaux de porter leur attention, en premier lieu, sur les ménages « connus », car déjà pris en charge par leurs services. Seuls cinq à dix pour cent des ménages repris dans les listings communiqués par les fournisseurs seront suivis par les cellules Énergie des CPAS.

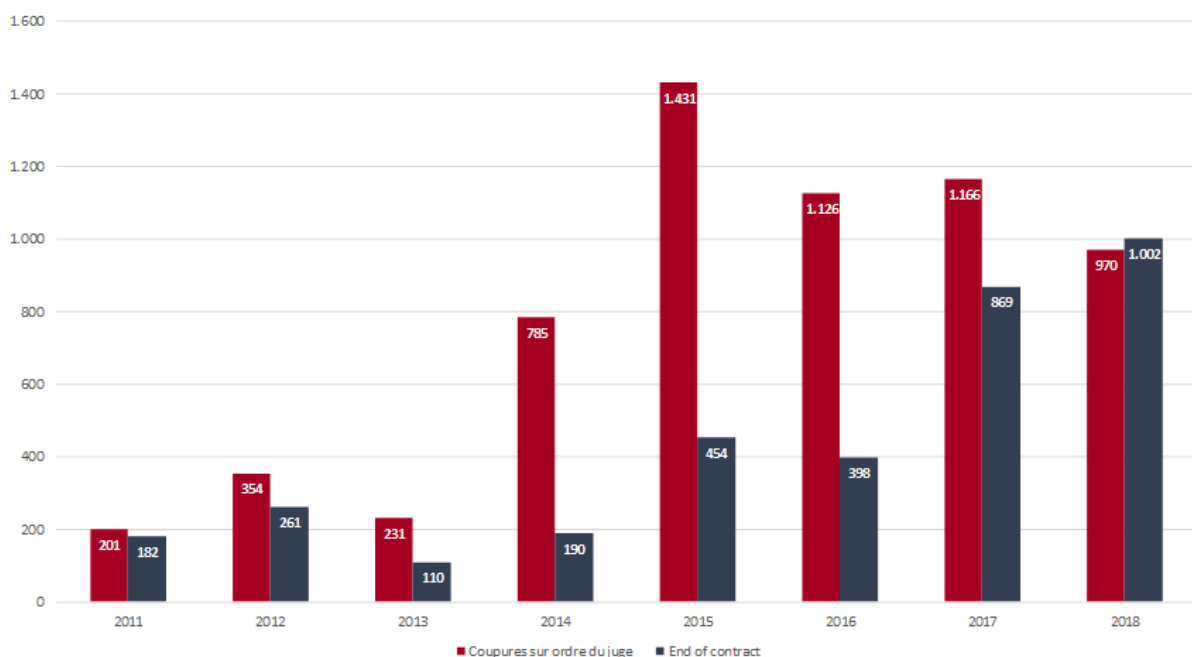
Figure 91 : Répartition du nombre de limiteurs de puissance au 31 décembre 2017



Coupure suite aux décisions de la Justice de Paix :

Le nombre de coupures de clients résidentiels demandées par les fournisseurs à SIBELGA et faisant suite à une décision du juge de paix ainsi qu'à un *End of Contract* (EOC) est de 1.972, nombre encore jamais atteint. La différence entre le nombre de demandes de coupure auprès du GRD et la coupure effective est en nette augmentation. Cette différence pourrait s'expliquer par une meilleure connaissance du système par les clients et l'entreprise, dès signification du jugement, des démarches auprès d'un nouveau fournisseur pour conclure un contrat d'énergie.

Figure 92 : Nombre de coupures sur décision du juge de paix et nombre de coupures dans le cadre d'une fin de contrat de 2011 à 2018



Mise en œuvre de la procédure de fournisseur de secours :

Il existe déjà diverses dispositions applicables en la matière. L'ordonnance électricité et son équivalent pour le gaz prévoient, par exemple, qu'en cas de faillite d'un fournisseur, le fournisseur par défaut assure l'alimentation des clients du fournisseur défaillant. Néanmoins, cet article ne semble plus s'inscrire dans la réalité des règles de marché.

4.1.2. Consommateurs vulnérables

4.1.2.1. Définition du « consommateur vulnérable »

4.1.2.1.1. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2017, page 136/152.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

4.1.2.1.2. Région flamande

Dans la région flamande la notion « client protégé/consommateur vulnérable » est la même qu'au niveau fédéral.

4.1.2.1.3. 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) bénéficiaires :

- 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).

Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

4.1.2.1.4. Région Bruxelles-Capitale

Les ordonnances gaz et électricité prévoient un élargissement du statut de client protégé fédéral (bénéficiaire du TSS) pour les clients en défaut de paiement qui répondent à certaines conditions. Cette protection peut être obtenue dès la mise en demeure. Les ménages peuvent introduire leur demande immédiatement au fournisseur de dernier ressort en incluant à celle-ci la preuve qu'ils répondent à une des conditions suivantes :

- bénéficiaire du tarif social spécifique (TSS) ;
- en procédure de médiation de dette ;
- en procédure de règlement collectif de dette ;
- bénéficiaire du statut OMNIO¹⁰¹.

¹⁰¹ En matière d'assurance maladie-invalidité, le statut OMNIO est accordé aux personnes vivant dans un ménage à faibles revenus, mais qui ne remplissent pas les conditions pour bénéficier du statut BIM encore plus avantageux. Ce statut leur permet d'obtenir un plus grand remboursement de leurs frais de soins de santé (consultations chez le médecin, médicaments, etc.), ainsi que divers avantages (tarif réduit pour les transports en commun, exonération pour la redevance TV, etc.).

4.1.2.2. Tarif social

4.1.2.2.1. Niveau fédéral

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.

Tableau 70 : Tarif social électricité pour la période de février 2018 à juillet 2018 inclus

TARIF SOCIAL MONOORAIRE	hors TVA	TVA 21% comprise
	Composante énergie (c€/kWh)	4,846
Composante distribution (c€/kWh)	7,851	9,500
Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920
Total (c€/kWh)	14,284	17,284

TARIF SOCIAL BIHOAIRE		hors TVA	TVA 21% comprise
		Composante énergie (c€/kWh)	5,664
Composante distribution (c€/kWh)	7,851	9,500	
Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920	
Total (c€/kWh)		15,102	18,273
Nuit	Composante énergie (c€/kWh)	3,956	4,787
	Composante distribution (c€/kWh)	5,644	6,829
	Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920
	Total (c€/kWh)	11,187	13,536

TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		hors TVA	TVA 21% comprise
		Composante énergie (c€/kWh)	4,024
Composante distribution (c€/kWh)	2,603	3,150	
Composante transport (c€/kWh)	1,661	2,010	
Total (c€/kWh)		8,288	10,029

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.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est d'ailleurs recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 71 : Tarif social électricité pour la période d'août 2018 à janvier 2019 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOHOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	5,025	6,080
Composante distribution (c€/kWh)	7,852	9,501
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	14,579	17,640

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	5,809	7,029
Composante distribution (c€/kWh)	7,852	9,501
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	15,363	18,589
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	4,203	5,086
Composante distribution (c€/kWh)	5,645	6,830
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	11,550	13,976

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	4,489	5,432
Composante distribution (c€/kWh)	2,603	3,150
Composante transport (c€/kWh)	1,661	2,010
Total (c€/kWh)	8,753	10,592

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.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est d'ailleurs recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 72 : Tarif social gaz pour la période de février 2018 au juillet 2018 inclus

	hors TVA	TVA 21 % comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	1,928	2,333
Composante transport (c€/kWh)	0,151	0,183
Composante distribution (c€/kWh)	0,516	0,624
Total (c€/kWh)	2,595	3,140

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.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est d'ailleurs recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 73 : Tarif social gaz pour la période d'août 2018 à janvier 2019 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 21 % comprise
Composante énergie (c€/kWh)	1,969	2,382
Composante transport (c€/kWh)	0,151	0,183
Composante distribution (c€/kWh)	0,516	0,624
Total (c€/kWh)	2,636	3,189

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.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est d'ailleurs recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

4.1.2.2.2. Région flamande

Au total, 7,59 % des clients d'électricité et 7,25 % des clients de gaz naturel avaient au 31 décembre 2018 le statut de client protégé. Cela signifie qu'ils ont droit au prix maximal social chez chaque fournisseur. Il s'agissait de 205.728 clients résidentiels pour l'électricité et de 133.048 clients résidentiels pour le gaz naturel.

4.1.2.2.3. Région wallonne

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Seuls les clients protégés régionaux qui ont fait le choix de rester chez un fournisseur commercial ne peuvent pas bénéficier du tarif social. Leur nombre est très restreint.

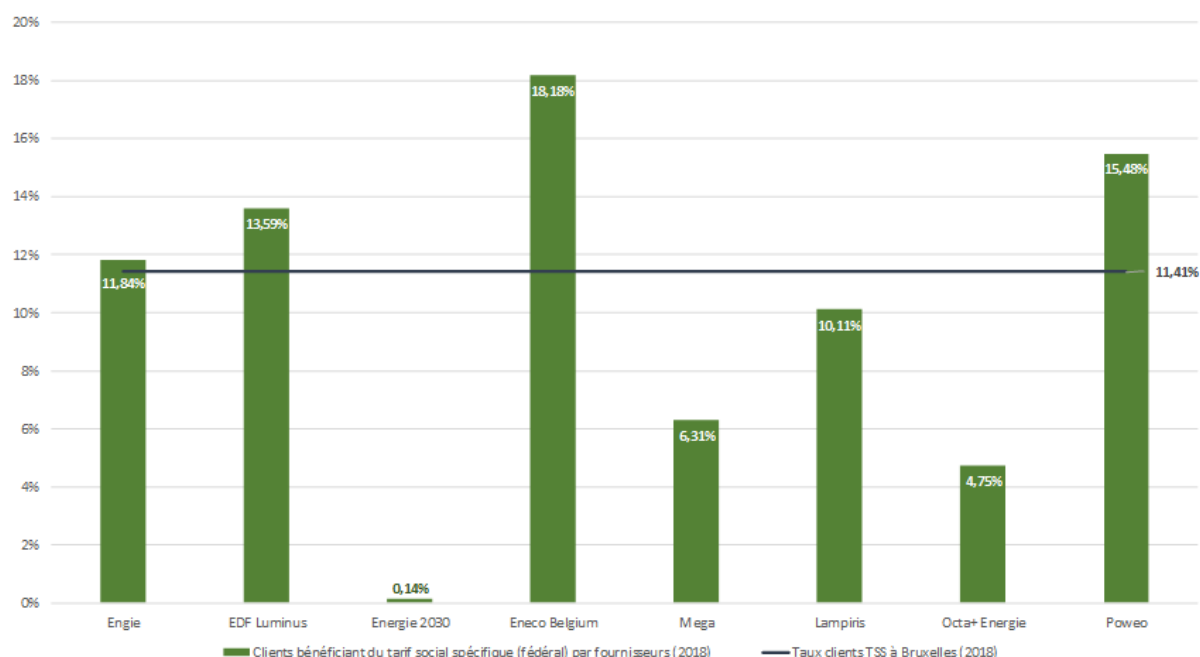
Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

Au terme de l'année 2018, 177.606 clients en électricité (soit 10,9% du total des clients résidentiels en électricité) et 89 291 clients en gaz (soit 13,5% du total des clients résidentiels en gaz) bénéficiaient du tarif social.

4.1.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

En 2018, plus de 11,41 % de la population bénéficie du tarif social fédéral, soit d'environ 57.000 ménages.

Figure 93 : Répartition de la clientèle bénéficiant du tarif social par fournisseurs en % en Région Bruxelles-Capitale(E)



4.1.3. Informations aux consommateurs

4.1.3.1. Niveau fédéral

L'accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » a été conclu suite à des négociations menées entre des fournisseurs (actifs sur le marché libéralisé de l'électricité et du gaz), des représentants des organisations de consommateurs et de l'autorité ainsi que le ministre qui a la consommation dans ses attributions.

Cet accord vise à protéger les consommateurs contre d'éventuelles pratiques abusives ou informations trompeuses dans leurs relations avec ces fournisseurs¹⁰².

4.1.3.2. 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 de l'Arrêté, il se les fait communiquer par le GRD d'électricité.

¹⁰² <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/accord-electricity-fr.pdf>

4.1.3.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

4.1.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2018.

4.1.4. **Changement de fournisseur**

Le lecteur est renvoyé aux points 2.6.4.2 et 3.6.4.2 du présent rapport.

4.1.5. **Smart metering**

4.1.5.1. Région flamande

Le 3 février 2018, le gouvernement flamand a approuvé la note conceptuelle relative au déploiement de compteurs numériques en Flandre. Afin de permettre ce déploiement, un avis positif de la Commission de la protection de la vie privée sur le projet de décret était nécessaire. Après avis et analyse coûts-bénéfices par le VREG, l'avis des partenaires sociaux (SERV) et test d'impact sur la pauvreté, un avis positif a été rendu par la Commission de la protection de la vie privée et les éclaircissements demandés ont été ajoutés et approuvés par le gouvernement flamand. Le 1^{er} juillet 2019, Fluvius débute l'installation des nouveaux compteurs numériques pour l'électricité et le gaz naturel. Avant la fin de 2022, 1,8 million de nouveaux compteurs seront installés. Dans les quinze prochaines années, 6,1 millions de compteurs seront installés et l'ensemble des ménages et petites entreprises flamands recevront le nouvel appareil.

4.1.5.2. Région wallonne

La première partie de l'année 2018 a encore été marquée par d'intenses débats autour de la question du déploiement des compteurs intelligents. L'étude de la CWaPE (CD-17121-CWaPE-0038), finalisée fin décembre 2017 a été publiée début 2018, afin d'apporter des éléments à la discussion.

La CWaPE a ensuite été sollicitée à plusieurs reprises pour remettre son avis (CD-18c01-CWaPE-1771) sur le projet de texte de décret modificatif du décret électricité, dit « décret smart et flex », ainsi que pour participer aux groupes de travail mis sur pieds par le Cabinet du Ministre de l'Énergie.

Ceci a débouché sur le décret du 19 juillet 2018, qui détermine une trajectoire et un objectif pour le déploiement des compteurs intelligents. Ainsi, le législateur prévoit qu'au plus tard le 1^{er} janvier 2023, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur intelligent ait lieu systématiquement dans les cas suivants, à moins que cela soit « techniquement impossible ou non économiquement raisonnable » : lorsque l'utilisateur du réseau est un client résidentiel déclaré en défaut de paiement, lorsqu'un compteur est remplacé, lorsqu'il est procédé à un nouveau raccordement, lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande. Par ailleurs, il établit pour 2030 un objectif de quatre-vingt pour cent de compteurs intelligents installés pour les utilisateurs de réseaux dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 6.000 kWh, ou dont l'unité de production à une puissance électrique nette développable supérieure ou égale à 5 kWe, ainsi que les points de recharge ouverts au public.

Le nouveau texte a considérablement rebattu les cartes, et les GRD réévaluent leur positionnement technologique afin de proposer un plan compatible avec les nouvelles dispositions légales, tout en prenant en compte les contraintes que sont, d'une part, l'entrée en vigueur du tarif prosumer, d'autre part, la fin programmée des compteurs à budget dans leur version actuelle. En effet, la production des compteurs à budget actuel sera prochainement arrêtée et la maintenance de la plateforme gérant les transactions sera quant à elle arrêtée fin 2023. Dans ce cadre, ORES et Resa ont déclaré vouloir développer des synergies et retiennent à ce stade une technologie équivalente à celle qui sera déployée en Flandre et en Région de Bruxelles-Capitale. Ce qui permettrait d'avoir une technologie quasi uniforme sur le territoire belge facilitant ainsi le développement d'offres de services pour les utilisateurs.

4.1.5.3. Région Bruxelles-Capitale

L'article 24ter, de la nouvelle ordonnance électricité, fait référence à un ensemble de mesures protectrices (respect du choix, vie privée et santé) pour les utilisateurs du réseau, des obligations dans le chef du GRD et de la mise en œuvre de plusieurs évaluations préalables au déploiement des compteurs intelligents. Il réserve le déploiement progressif des compteurs intelligents à certaines niches et des évaluations technico-économiques préalables. Il existe trois niches visées par l'ordonnance :

Niches obligatoires :

Tout en tenant compte de l'intérêt général et dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, le gestionnaire du réseau de distribution installe progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches obligatoires suivantes :

1° lorsqu'un compteur est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme ;

2° lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la directive 2010/31/UE.

Niches prioritaires :

Tout en tenant compte de l'intérêt général et dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, le gestionnaire du réseau de distribution peut installer également progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches prioritaires suivantes et précisées dans le plan d'investissement :

1° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'un véhicule électrique et le signale au gestionnaire du réseau de distribution ; en ce cas, un compteur intelligent est installé dans l'immeuble dans lequel il a son domicile ;

2° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle dépassant les 6.000 kWh par an ;

3° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'une unité de stockage susceptible de réinjecter de l'électricité sur le réseau de distribution ou d'une pompe à chaleur ;

4° lorsque les clients finals offrent leur flexibilité via un opérateur de flexibilité ;

5° lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles ;

6° lorsque l'utilisateur du réseau de distribution est *prosumer* ou peut réinjecter de l'électricité sur le réseau.

Projet Pilote :

SIBELGA compte installer – sous la forme d'un projet pilote grande nature – des compteurs électriques intelligents qui utiliseront toutes les fonctionnalités propres à ce type d'équipement. Le gestionnaire de réseau a ainsi prévu le déploiement de 5.000 compteurs intelligents dès 2019 afin de tester les fonctionnalités (prévues dans le MIG6) et de valider le processus de déploiement.

4.2. TRAITEMENT DES PLAINTES

4.2.1. Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l'énergie et les régulateurs

4.2.1.1. Niveau fédéral

La CREG a continué en 2018 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 ressortent pas de la compétence du service qui les reçoit.

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 2018. D'autre part, la Chambre des litiges, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2018, faute d'un arrêté de nomination de ses membres.

4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie

En 2018, le Service de Médiation de l'Énergie a reçu au total 6 713 plaintes (15 % de plus qu'en 2017 et 21 % de plus qu'en 2016), dont 64,5 % de plaintes néerlandophones, 35,3 % de plaintes francophones et 0,2 % de plaintes germanophones.

Le Service de Médiation a reçu 2 650 plaintes recevables en 2018. Cela correspond aux 45 % de plaintes qui relevaient de la compétence du Service de Médiation. Les 3.257 plaintes restantes (55 %) qui ne relevaient pas de la compétence du Service de Médiation, n'étaient pas recevables. Pour 806 plaintes (12 %), le Service de Médiation n'était pas compétent.

Au total, le Service de Médiation a pu mener à bien et clôturer 2.385 dossiers de plaintes recevables, en 2018:

- 2 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2014 ;
- 23 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2015 ;
- 75 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2016 ;
- 818 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2017 ;
- 1.467 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2018.

Sur les 2.385 plaintes recevables clôturées en 2018, le Service de Médiation en a considéré :

- 1.379 comme fondées (57,8 %) ;
- 261 comme partiellement fondées (10,9 %) ;
- 745 comme non fondées (31,2 %).

Pour 2018, cela signifie que le résultat de clôture des plaintes recevables est de plus de 64 % si l'on considère le nombre de plaintes clôturées en 2018 (2.385) par rapport au nombre de plaintes ouvertes recevables à la fin de 2017 (1.080) et le nombre de plaintes recevables, reçues en 2018 (2.650). Ainsi, 1.349 dossiers devaient encore être traités au 31 décembre 2018. Sur le nombre total de plaintes recevables (21.545) reçues depuis la mise en place du Service de Médiation, cela signifie que 6,3 % des plaintes recevables doivent encore être finalisées.

4.108 plaintes (61,2 %) avaient trait au domaine de compétence fédérale et 649 (9,7 %) au domaine de compétence régionale. 1.889 plaintes (28,1 %) concernaient à la fois le domaine de compétence fédérale et le domaine de compétence régionale. Pour 67 plaintes (1 %), aucun domaine de compétence spécifique concernant le fonctionnement du marché de l'électricité ou du gaz naturel n'a été identifié, car les plaintes n'avaient pas trait à ce marché de l'énergie, mais à d'autres types d'énergie, tels que les produits pétroliers, et à d'autres produits ou services (eau, télédistribution, assainissement, etc.).

La compétence du Service de Médiation n'est pas limitée aux clients résidentiels ou aux particuliers. Les clients professionnels des entreprises d'énergie peuvent également déposer plainte au Service de Médiation. En 2018, 9,9 % des plaintes (soit 662 au total) avaient trait à des clients finals professionnels, tels que des entreprises unipersonnelles, des sociétés et des associations.

4.2.1.3. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018, à la page 175/185.

En 2018, le VREG a reçu 10 demandes d'avis de la part du service de médiation de l'Énergie. Le service de médiation lui a également envoyé 4 plainte à traiter.

Par ailleurs, le VREG a reçu des plaintes émanant directement de clients (32 en 2018). Le nombre de plaintes qu'il a reçu a fortement diminué ces dernières années.

Nombre total de plaintes

En 2018, le VREG a reçu 28 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et de gestionnaires de réseau.

Ci-dessous, 19 plaintes ont été reçues à l'encontre d'Eandis et 9 à l'encontre d'Infrax. Les chiffres relatifs aux plaintes reçues à l'encontre des gestionnaires de réseau en 2018 ne sont pas encore disponibles.

En 2018, 7 plaintes ont été soumises à la VREG contre les fournisseurs.

Plaintes transférées

Lorsque le VREG reçoit des plaintes de citoyens et d'entreprises flamands qui relèvent de la compétence du service fédéral de médiation de l'Énergie, elle les lui transfère conformément aux accords en vigueur.

4.2.1.4. Région wallonne

Au cours de l'année 2018, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 1.378 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 773 demandes de médiation « classique » ;
- 62 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 516 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 27 dossiers de contestation en matière d'indemnisation ;
- 0 conciliation.

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 énumère¹⁰³ 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 2018, les gestionnaires de réseau ont rapporté à la CWaPE 2.146 demandes d'indemnisations en électricité et 41 demandes en gaz. Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 18 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.

4.2.1.5. Région Bruxelles-Capitale

En 2018, BRUGEL a reçu 92 plaintes contre 89 en 2017, 79 en 2016 et 101 en 2015. Ce nombre porte sur l'ensemble des plaintes reçues, qu'elles soient traitées par le service des Litiges, instruites par le conseil d'administration de BRUGEL ou renvoyées à d'autres autorités compétentes. Le nombre de plaintes reçues en 2018 est en légère augmentation par rapport au nombre de plaintes traitées en 2017.

4.2.2. Classification des plaintes

4.2.2.1. 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) et par les membres du réseau de médiateur indépendants de l'énergie NEON (*National Energy Ombudsmen Network*). 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 des plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

¹⁰³ 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.

Figure 94 : Type de plaintes 2018 (en nombre)

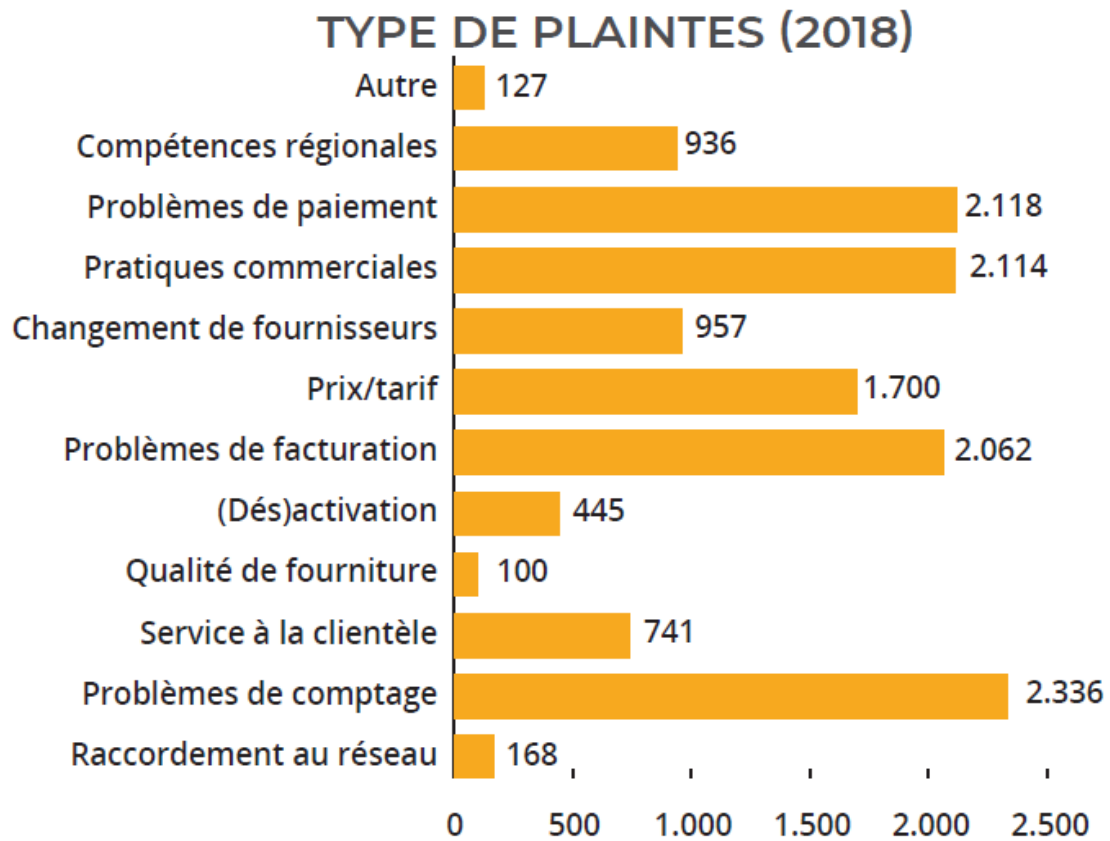
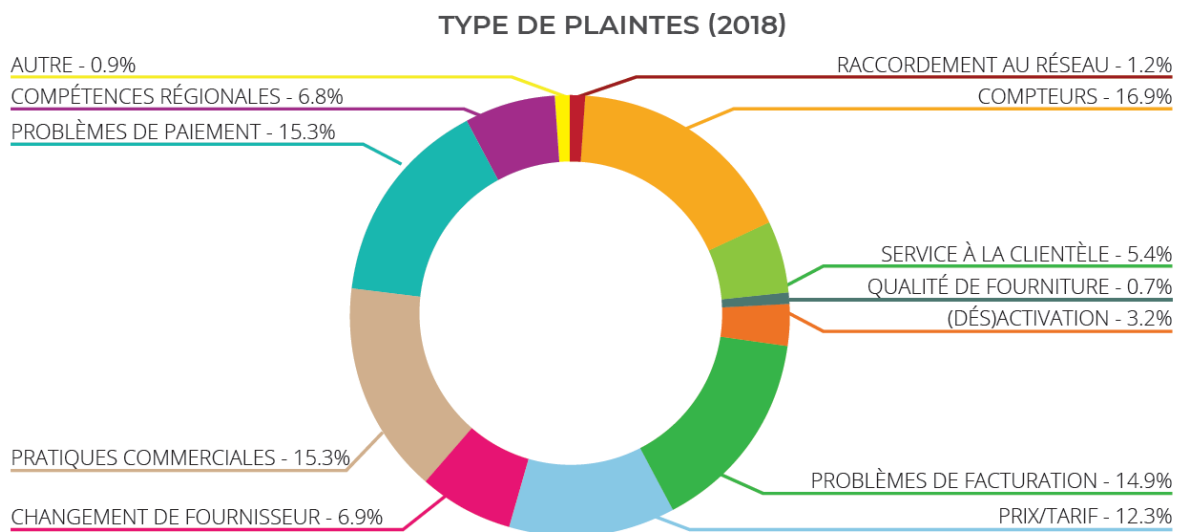


Figure 95 : Type de plainte 2016 (en pourcentage)

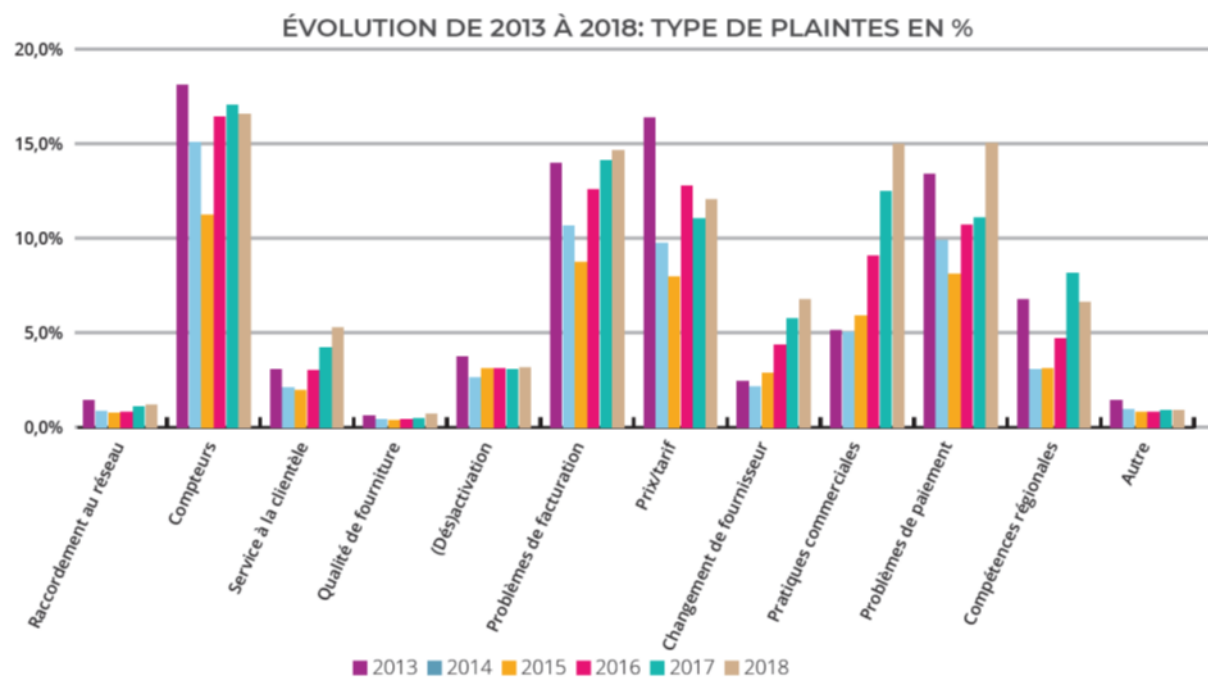


Les types de plaintes rencontrées en 2018 avaient principalement trait à des litiges concernant:

- des problèmes de comptage, tels que le traitement et la correction des données de comptage, notamment lors des relevés annuels, en cas de compteur défectueux, en cas de déménagement ou d'inoccupation d'un immeuble, etc. (16,9 %) ;
- des problèmes de paiement liés au paiement des factures d'énergie, tels que les plans de remboursement, les (l'absence de) remboursements, les frais administratifs, les paiements par domiciliation, les systèmes de garantie, la (menace de) résiliation de contrats d'énergie ou de fermetures en cas de défaut de paiement (15,3 %) ;
- des pratiques de vente et commerciales des fournisseurs d'énergie (15,3 %) ;
- des problèmes de facturation, tels que l'élaboration (tardive) et la lisibilité des factures d'énergie (14,9 %) ;
- la transparence des prix ou la clarté des prix et des tarifs appliqués (12,3 %).

Les autres plaintes reçues avaient trait à des problèmes de changement de fournisseur (6,9 %), de qualité du service (5,4 %) et à des problèmes relevant de compétences régionales (11,9 %), telles que les raccordements au réseau de distribution et les arrêts de raccordement, les pannes d'électricité, l'électricité verte, les obligations de Service public et les tarifs du réseau de distribution.

Figure 96 : type de plaintes de 2013 à 2018



4.2.2.2. Région wallonne

Les tableaux 64-65 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2018 :

Tableau 74 : Catégories de plainte (en pourcentage)

Problème d'index	36,4
Procédure de défaut de paiement	16,8
Photovoltaïque/compensation	8,8
Problème technique	11,2
Déménagement	2,1
Tarifification	8,0
Problème de compteur à budget	1,9
Divers	2,4
Code EAN	2,1
Client protégé	2,7
Contrat	2,4
Retard envoi facture de régul./clôture	2,7
Absence de réponse dans un délai de 10 jours ouvrables	0
Délai de remboursement (factures régul./clôture)	0,5
Réseaux privés	0,3
Faillite/cession	1,6

Tableau 75 : Catégories de contestations en matière d'indemnisations (en pourcentage)

Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	37
Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	19
Non-respect du délai de raccordement	33
Coupure suite à une erreur administrative	4
Erreur de facturation	0
Retard dans le changement de fournisseur	0
Irrecevables et non-encore recevables	4

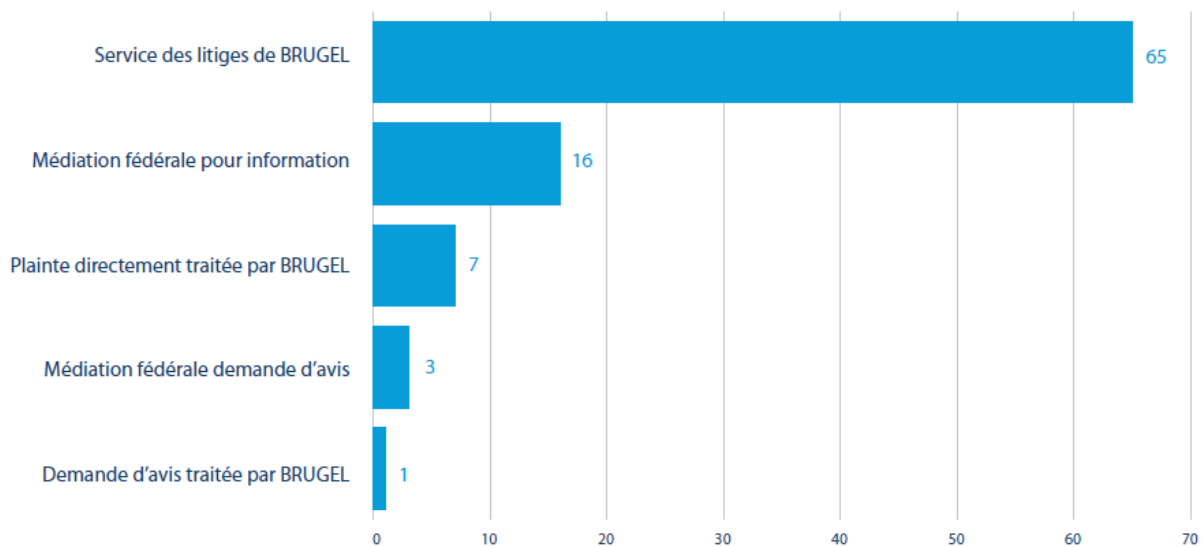
4.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Tableau 76 : Classification des plaintes selon leur objet

OBJET	DÉTAILS	nombre de plaintes recues				
		2014	2015	2016	2017	2018
Comptage	Rectification des index	9	10	3	4	4
	Fonctionnement compteur	4	2	1	1	4
	Consommation sans contrat	13	14	11	5	1
	Consommation sans contrat (bris de scellés de Sibelga)			4	10	3
	Inversion du compteur	3	1	3	1	
	Relevé du compteur/estimation	9	11	2	6	8
	Déménagement/décès/changement de client / combined switch	5	2		2	
	Changement de compteur			1	1	1
	Bris de scellés d'Etat		5		2	1
	Mystery switch		2	3	1	
	Switch fournisseur autres				1	4
	Autres	26	15	10	1	2
Total		69	62	38	35	28
Compétences régionales	Primes URE	27	4	2	2	6
	Electricité verte/cogénération	1	2	1	8	3
	Client protégé	10	3	3	4	1
	Limiteur de puissance	5	12	10	12	8
	Refus de faire offre	2	2		3	6
	Indemnisation pour tout dommage direct, corporel ou matériel subi du fait de l'interruption non planifiée/communiquée, de la non-conformité ou de l'irrégularité de la fourniture d'énergie	2	2	1	3	2
	Indemnisation pour absence de fourniture d'énergie à la suite d'une erreur administrative	1	1		1	
	Indemnisation pour interruption de fourniture non planifiée d'une durée supérieure à 6h consécutives		1			
	Indemnisation pour une erreur administrative donnant lieu à un retard de switch			1		
	Indemnisation pour une erreur administrative donnant lieu à une coupure	1			1	2
	Indemnisation - Divers	12	1	0	2	1
	Tarifs et facturation			1		
	Techniques et activités des GRD				1	
	Autres			2	2	3
Total		61	28	21	39	32

OBJET	DÉTAILS	nombre de plaintes recues				
		2014	2015	2016	2017	2018
Problèmes de facturation	Facture pas claire ou pas lisible ou pas réglementaire		1			
	Pas de facture ou avec retard		1			
	Garantie					
	Plan de paiement					
	Autres		2	2	2	2
Total		0	2	2	2	2
Problème de paiement	Frais administratifs				2	2
	Plan de paiement	1	1			
	Autres					
Total		1	1	0	2	0
(Dés)Activation	Activation après déménagement/move in	4	1	4		4
	Déconnexion par le gestionnaire de réseau à la suite d'une difficulté de paiement ou fraude	1				
	Procédure d'urgence	1	2	2		
	Reconnexion après déconnexion	3	3			
	Désactivation après non-paiement ou paiement tardif	1		1		
	Autres			1	7	11
Total		10	6	8	7	15
Prix / tarif	Tarifs de distribution ou de transport			6	2	1
	Changement de prix/tarif	1		1		
	Cotisation énergie, taxes, TVA					
	Facture intermédiaire	1				
	Autres			2	1	9
Total		2	0	9	3	10
Qualité de fourniture	Continuité de la fourniture		1		1	
	Autres					1
Total		0	1	0	1	1
Raccordement au réseau	Délai/retard					1
	Refus de raccordement		2			
	Tarif	1	1			
	Autres			1		
Total		3	1	1	0	2
Service à la clientèle mauvais ou déficient	Autres					
	Gestion électronique		1			
Total		1	0	0	0	0
Pratiques commerciales déloyales	Autres					2
	Conditions contractuelles		1			
Total		148	101	79	89	92

Figure 97 : Répartition des plaintes en fonction du type de procédure en 2018



Source : BRUGEL

4.2.3. Procédure des plaintes

4.2.3.1. 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.

Pour 2018, aucune plainte en réexamen a été introduite auprès de la CREG.

4.2.3.2. Service de Médiation de l'Énergie

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.

La plupart des plaintes ont été introduites par voie électronique (2.771 plaintes en 2018). 6 plaintes ont été introduites via la plateforme BELMED créée par le SPF Économie dans le cadre du Règlement en ligne des litiges.

Des plaintes ont également été introduites par d'autres biais, notamment :

- par lettre envoyée par la poste (529 plaintes) ;
- par fax (294 plaintes) ;
- un nombre restreint de dossiers ont été introduits sur place aux bureaux du Service de Médiation (18 plaintes).

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.

La durée moyenne de règlement des litiges pour les dossiers qui ont été introduits depuis le 01/01/2018 auprès du Service de Médiation est de 118 jours calendaires à compter du jour où une plainte est déclarée complète et recevable. Les 2.385 plaintes recevables clôturées en 2018 se sont soldées par les résultats suivants :

- 1.792 plaintes (75,2 %) ont été clôturées avec un résultat favorable grâce à un règlement à l'amiable. Le plaignant a, dans ces cas, obtenu entière satisfaction ;
- pour 18 plaintes (0,8 %), un accord partiel a été obtenu par le biais d'une proposition de règlement à l'amiable. Pour la plupart des plaintes, le fournisseur d'énergie a procédé aux rectifications et régularisations appropriées, mais sans attribuer aucune compensation ou indemnisation (financière) ni remboursement au plaignant pour le préjudice moral subi ;
- le Service de Médiation a formulé 62 recommandations en 2018 parce qu'il y avait, selon le Service de Médiation, suffisamment d'éléments juridiques et factuels dans le dossier. Dans 58 dossiers de plaintes, le Service de Médiation a reçu en 2018 une réponse des entreprises d'énergie à une recommandation formulée antérieurement. Seulement 4 recommandations ont été suivies par les entreprises d'énergie, tandis que 54 recommandations n'ont pas été suivies ;
- enfin, absolument aucun accord n'a été trouvé pour 510 plaintes (21,4 %).

Pour les 2.385 plaintes recevables clôturées en 2018, il s'agissait d'un montant total de 406.582 euros, équivalant à une compensation moyenne de 170 euros par plainte clôturée en 2018.

4.2.3.3. Région flamande

En vertu de l'article 3.1.4/3 du décret Energie, le 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 le 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. Le 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. Le VREG prend connaissance oralement ou par écrit de l'avis des parties intéressées. Le VREG fixe uniquement une date d'audition si les deux parties en font explicitement la demande ou si elle le décide. Ensuite, le 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 le VREG demande des informations complémentaires.

4.2.3.4. 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.

Aucune évolution législative n'est à signaler pour l'année 2018 dans cette matière.

4.2.3.5. Région Bruxelles-Capitale

Le Service tranche les plaintes introduites par les consommateurs bruxellois contre les fournisseurs d'énergie, le gestionnaire de réseau de distribution et Bruxelles Environnement.

Tout consommateur confronté à un litige relatif au marché de l'énergie bruxellois peut donc s'adresser au Service institué légalement au sein de BRUGEL.

Les compétences du Service sont circonscrites dans l'article 30*novies*, § 1er de l'ordonnance électricité qui prévoit que : « Il est créé, au sein de BRUGEL, un « service des Litiges » qui statue sur les plaintes : 1° concernant l'application de la présente ordonnance, de ses arrêtés d'exécution et du MIG en vigueur ; 2° concernant l'application de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, de ses arrêtés d'exécution et du MIG en vigueur ;

3° relatives au fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité ;

4° ayant trait aux activités d'un fournisseur, d'un fournisseur de service de flexibilité, d'un gestionnaire de réseau ou d'un intermédiaire ou de toute entreprise active dans le domaine de l'électricité et/ou du gaz « sont insérés après le mot » intermédiaire ;

5° relatives à l'octroi d'une aide financière dans le cadre du programme d'exécution visé à l'article 24, § 2 ;

6° concernant les plaintes relatives au réseau de traction ferroviaire régional et au réseau de gares.

Le service des Litiges n'est pas compétent pour statuer sur les plaintes contre les décisions de BRUGEL.»

Il ressort de ce qui précède que le Service est chargé de veiller à ce que les acteurs du marché de l'énergie respectent les règles prévues par la législation bruxelloise en matière d'électricité et de gaz

On peut remarquer que l'ordonnance du 23 juillet 2018 a modifié l'ancienne mouture de l'article 30*novies* § 1er de l'ordonnance électricité à plusieurs niveaux :

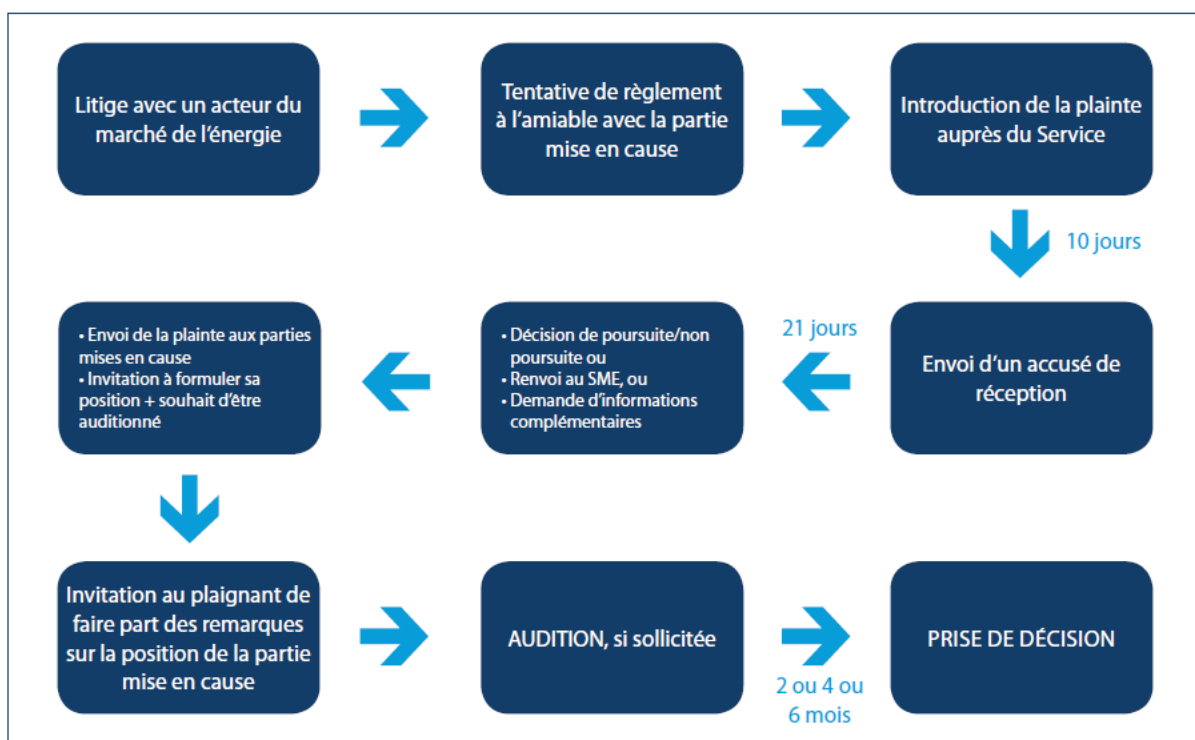
- en ajoutant le MIG dans la liste des textes législatifs soumis à l'appréciation du service des Litiges ;
- en supprimant la limitation de la compétence dudit service aux dossiers portant sur des droits civils.

L'ancienne limitation de compétence constituait, dans la pratique, un véritable obstacle au traitement efficace des plaintes. En effet, pour un consommateur, la plupart des violations des règles du marché de l'énergie se traduisent par la violation d'un droit civil. En étendant la compétence du Service aux Plaintes relatives au réseau de traction ferroviaire régional ou au réseau de gares. Le Service des Litiges ne peut que saluer les modifications législatives effectuées par le législateur au mois de juillet 2018. Le Service est convaincu qu'elles auront pour effet d'augmenter l'efficacité des traitements des plaintes et ce, dans l'intérêt des consommateurs bruxellois.

L'article 30*novies*, § 2, 4ème alinéa de l'ordonnance électricité prévoit qu'avant le dépôt d'une plainte devant le Service des Litiges, un plaignant doit d'abord avoir tenté d'obtenir satisfaction auprès de la partie mise en cause et, soit avoir accusé réception d'une réponse négative de la part de celle-ci, soit ne pas avoir reçu de réponse dans un délai raisonnable. Après le dépôt d'un dossier complet de plainte, le Service communique au plaignant et à la partie mise en cause un accusé de réception dans les dix jours de la réception de la plainte. Dans un délai de 21 jours à compter du dépôt de la plainte, le Service communique sa décision de poursuivre ou non le traitement de la plainte. Ce délai peut être prolongé dans le cas où le service des Litiges a besoin d'informations complémentaires pour prendre sa décision. Lorsque le Service décide de ne pas poursuivre le traitement de la plainte, il communique sa décision motivée par courrier au plaignant et par mail à la partie poursuivie. En cas de décision de poursuite de la plainte par le Service, la décision finale intervient en principe dans les deux mois suivant le dépôt de

la plainte. En cas de demande d'informations, ce délai est prolongé de deux mois. Ce délai peut être prolongé d'un délai de deux mois supplémentaires moyennant l'accord du plaignant.

Figure 98 : procédure schématisée



Le règlement d'ordre intérieur (ROI) de BRUGEL prévoit une procédure en deux étapes pour le traitement des plaintes :

- le Service vérifie dans un délai de 21 jours si la plainte peut être poursuivie ;
- il statue ensuite sur la plainte dans un délai de deux mois après sa saisine, délai qui peut être prolongé de deux mois lorsque le Service demande des informations complémentaires. Une nouvelle prolongation de ce délai est possible moyennant l'accord du plaignant.

Tableau 77 : Délai de traitement des plaintes en 2018

Accusé de réception (5 jours)		Date de recevabilité (21 jours)		Décision (60 – 120 ou 180 jours)	
Dans les délais	Hors délai	Dans les délais	Hors délai	Dans les délais	Hors délai
59	5	40	22	24	6
92%	8%	65%	35%	80%	20%

Source : BRUGEL

La procédure MOZA est une demande de fermeture de compteur introduite par un fournisseur d'énergie dont le client n'occupe plus les lieux. Elle est exécutée par le gestionnaire des réseaux de distribution Sibelga. L'objectif de cette procédure est de sceller le(s) compteur(s) à défaut de connaître l'identité du nouvel occupant des lieux.

Le Service a reçu un certain nombre de plaintes portant sur la procédure MOZA. Celui-ci est en léger recul par rapport à l'année dernière. Par le biais de ces plaintes, le Service a constaté que Sibelga avait suivi ses recommandations reprises dans les rapports annuels 2016 et 2017 ainsi que celles formulées en réunion de concertation. Notamment, Sibelga : ne scelle plus le(s) compteur(s) qu'après s'être assuré qu'il n'y avait pas de nouvel occupant sur place et effectue une enquête plus poussée avant de procéder à la fermeture du/des compteur(s).

4.2.4. Alternative Dispute Resolution

4.2.4.1. Service de Médiation de l'Énergie

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 de :

- 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 ;
- négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable ;
- formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint ;
- de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation ;
- rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Énergie.

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.

4.2.4.2. Région wallonne

Chambre des litiges

En date du 13 juillet 2017, le Gouvernement wallon a adopté le projet d'arrêté fixant les modalités de composition, de procédure et de fonctionnement de la chambre des litiges instituées par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Pour rappel, le décret du 12 avril 2001 instaure un système de règlement des différends basé sur deux instances distinctes : d'une part, le Service de régional de médiation pour l'énergie mis en place suite à l'adoption de l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie pris en exécution de l'article 48 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et, d'autre part, une Chambre des litiges créée par les articles 49 et 49bis du décret.

La chambre des litiges est compétente pour connaître tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations de nature civile, ainsi que pour tout différend relatif aux obligations des gestionnaires de réseaux en vertu des décrets gaz et électricité.

Le Service Régional de Médiation pour l'Énergie

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière au Rapport National de la Belgique de 2016.

ANNEXE

Indicateurs 2018

Electricity Wholesale market indicators	2015	2016	2017	2018
Electricity Production				
Number of active wholesale companies				
Total electricity demand	84 TWh	85TWh	85TWh	86TWh
Imports volume	20,;8	7,7	7,8	15,7
Exports volume	0	1,2	1,2	0,1
Market share of the largest entities producing electricity (CR3)				
HHI of electricity producers				
Number of traders active in the wholesale market				57
Traded volume in the spot electricity market	23,7	19,6	17,9	25,9
Traded volume in futures markets	NA	NA	NA	NA
Total Traded volume	NA	NA	NA	NA
Average spot electricity price	44,7	36,6	44,6	55,3
Generation fuel mix by source (GW) <ul style="list-style-type: none"> • Coal • Natural gas • Petroleum • Nuclear • Hydro • Wind (on- and offshore) • Solar • Other 				
Total installed generation capacity				

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018
Maximum electricity daily consumption (TWh/day).				
Number of TSOs	1	1	1	1
Extension of TSO grid (km)	8412	8432	8495	8461
Number of DSOs	27	21	26	20
Extension of DSO grid (km)	204265	204786	202959	204826
DSOs CR3				

Gas Wholesale market indicators	2015	2016	2017	2018
National Gas Production	0	0	0	0
Number of active wholesale companies	23	23	23	25
Biogas injected into the gas grid	0	0	0	0
Total gas demand	175,8	179,4	181,5	187,0
Gas demand for power generation	44,6	44,7	46,3	48,2
Imports volume (by pipeline and LNG)	407,6	391,8	423,2	392,2
Exports volume	233,6	210,6	245,0	204,7
Main Origin of gas imports	Norway	Norway	Norway	Norway
Number of origins of gas supplies	>5	>5	>5	>5
Market share of the largest entities bringing gas (CR3)	31,4	34,6	32,0	32,7

HHI for gas imports				
Gas import prices				
Number of traders active in the wholesale market				
Traded volume in the OTC gas market				
Traded volume in the gas exchange (spot)				
Traded volume in futures markets				
Total Traded volume				
Average spot gas price (Day Ahead product)	19,9	13,3	17,2	22,9

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018
Maximum gas daily consumption (TWh/day).	0,933	0,957	0,988	1,030
Pipeline entry capacity in TWh/y.	11388	11388	11388	11388
Pipeline exit capacity (exports) in TWh/y	8760	8760	8760	8760
LNG import capacity (maximum technical availability) in TWh/y	172,57	172,57	172,57	172,57
Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country (TWh/day)	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728
LNG Gas Storage Capacity	360000	360000	360000	360000
Underground gas storage-working gas volume in m ³ (n)	700000 000	7000000 00	700000 000	7000000 00
Underground gas storage- Maximum withdrawal capacity (TWh/day)	0,174	0,174	0,174	0,174
Number of TSOs	2	2	2	2
Extension of TSO grid (km)	0	0	0	0
Number of DSOs				
Extension of DSO grid (km)				
DSOs CR3				

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018
Electricity Consumption				
Number of electricity customers				
Number of registered electricity suppliers				
Number of active electricity suppliers				
Market share of the three largest suppliers by metering points				
Number of retailers with market shares >5%				
Number of retailers with customer shares > 5%				
External switching rate (switching companies)				
Internal switching rate (switching offers)				
Legal switching time				
Average switching time				
Consumers under regulated tariffs				
HHI in terms of sales				
HHI in terms of metering points				
Number of supply cuts by non-payment				
Evolution of the price of electricity for an average consumer (9000 kWh / year), tax included				

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018
Electricity Consumption				
Number of customers				
Number of registered suppliers				
Number of active suppliers				
Market share of the three largest suppliers <u>by volume</u>				
Number of retailers with market shares >5%				
Number of retailers with customer shares > 5%				
Switching rate				
Legal switching time				
Average switching time				
Customers under regulated tariff				
HHI in terms of sales				
HHI in terms of metering points				

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018
Gas Consumption				
Number of gas customers				
Number of registered gas suppliers				
Number of active gas suppliers				
Market share of the three largest gas suppliers <u>by metering points</u>				
Number of retailers with market shares >5%				
Number of retailers with customer shares > 5%				
External switching rate (switching companies)				
Internal switching rate (switching offers)				
Legal switching time				
Average switching time				
Customers under regulated tariffs				
HHI in terms of sales				
HHI in terms of metering points				
Number of supply cuts by non-payment				
Evolution of the price of gas for an average consumer (9000 kWh / year), tax included				

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018
Gas Consumption				
Number of gas customers				
Number of registered gas suppliers				
Number of active gas suppliers				
Market share of the three largest gas suppliers <u>by volume</u>				
Number of retailers with market shares >5%				
Number of retailers with customer shares > 5%				
Switching rate				
Legal switching time				
Average switching time				
Customers under regulated tariffs				
HHI in terms of sales				
HHI in terms of metering points				