

Rapport

12 juillet 2018

Rapport National 2018 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.....	8
1.3. Région wallonne	9
1.4. Région Bruxelles-Capitale.....	10
2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	12
2.1. Régulation du réseau.....	12
2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)	12
2.1.2. Réseaux fermés industriels.....	12
2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution	12
2.1.4. Réseaux fermés professionnels.....	14
2.2. Fonctionnement technique	15
2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires	15
2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	18
2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations	21
2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde	25
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	27
2.3. Tarifs de transport et de distribution	32
2.3.1. Tarifs de transport (ELIA).....	32
2.3.2. Tarif de distribution.....	34
2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	46
2.4. Questions transfrontalières.....	47
2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités.....	47
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	48
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).....	51
2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers	52

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	54
2.4.6.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER	57
2.5.	Conformité	58
2.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	58
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	58
2.6.	Concurrence	59
2.6.1.	Marché de gros.....	59
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	60
2.6.3.	Marché de détail	68
2.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence.....	70
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.....	87
2.7.	Sécurité d'approvisionnement	89
2.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	89
2.7.2.	Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	93
2.7.3.	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs.....	94
3.	LE MARCHE DU GAZ NATUREL	95
3.1.	Régulation du réseau.....	95
3.1.1.	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport	95
3.1.2.	Réseaux fermés industriels.....	96
3.1.3.	Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	96
3.1.4.	Réseaux fermés professionnels.....	96
3.2.	Fonctionnement technique	97
3.2.1.	Services d'équilibrage et les services auxiliaires	97
3.2.2.	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	97
3.2.3.	Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations	100

3.2.4.	Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires	102
3.2.5.	Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage	102
3.2.6.	Monitoring des mesures de sauvegarde	102
3.3.	Tarifs de transport et de distribution	103
3.3.1.	Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited	103
3.3.2.	Tarifs de distribution	105
3.3.3.	Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	109
3.4.	Questions transfrontalières.....	109
3.4.1.	Monitoring « Cross-border interconnection capacity »	109
3.4.2.	Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques	110
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	110
3.4.4.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER	114
3.5.	Conformité	114
3.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	114
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.....	114
3.6.	Concurrence	115
3.6.1.	Marché de gros.....	115
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	116
3.6.3.	Marché de détail	125
3.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence.....	126
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.....	138
3.7.	Sécurité d'approvisionnement	139
3.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande	139
3.7.2.	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire.....	142
3.7.3.	Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	144

3.7.4.	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs.....	144
4.	PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ELECTRICITE ET GAZ NATUREL	146
4.1.	Protection des consommateurs	146
4.1.1.	Obligations de service universel et de service publique	146
4.1.2.	Consommateurs vulnérables.....	168
4.1.3.	Informations aux consommateurs	172
4.1.4.	Changement de fournisseur	172
4.1.5.	Smart metering.....	172
4.2.	Traitement des plaintes.....	174
4.2.1.	Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l’énergie et les régulateurs.....	174
4.2.2.	Classification des plaintes.....	177
4.2.3.	Procédure des plaintes.....	181
4.2.4.	<i>Alternative Dispute Resolution</i>	183
ANNEXE	185

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

1.1. NIVEAU FÉDÉRAL

Les principales modifications législatives de l'année 2017 dans les matières de l'électricité et du gaz naturel en Belgique portent sur :

- l'instauration d'un cadre légal pour le Modular Offshore Grid ;
- la promotion de la flexibilité de la demande et du stockage d'électricité ;
- l'accès aux infrastructures physiques des gestionnaires de réseaux par les opérateurs de communications électroniques ;
- la modification du mécanisme fédéral de soutien à l'énergie renouvelable offshore ;
- l'adaptation des modalités de répercussion de la cotisation fédérale électricité ;
- la modification du règlement technique fédéral ;
- la collaboration entre la CREG et l'Autorité belge de la concurrence.

Les principaux aspects du marché électrique en 2017 peuvent se résumer comme suit.

La consommation électrique belge totale, telle que mesurée par le gestionnaire du réseau Elia, a atteint 77,4 TWh en 2017. De ce fait, le volume de prélèvement d'électricité était quasiment équivalent à celui de 2016. La puissance de pointe appelée était de 12 867 MW, dépassant de peu celle de 2016.

Les centrales nucléaires ont produit 40,2 TWh, contre 18,8 TWh pour les unités au gaz. 2017 fut la première année durant laquelle les grandes centrales à charbon n'ont pas produit d'électricité en Belgique. La concentration du marché au niveau de la production a augmenté légèrement en 2017. Cette concentration du marché demeure très importante en Belgique, Electrabel se taillant la part du lion avec 77 % de la production totale.

Les chiffres annuels relatifs aux importations et aux exportations en 2017 sont quasiment identiques à ceux de 2016. Les importations brutes en direction de la Belgique se sont élevées à 11,4 TWh (contre 11,8 TWh en 2016), tandis que les exportations brutes ont atteint 4,9 TWh (contre 5,2 TWh en 2016). Il en résulte une importation nette de 6,5 TWh en 2017 (chiffre quasi identique à celui de 6,6 TWh enregistré en 2016).

Le prix de l'électricité sur le marché à court terme s'élevait en moyenne à 44,7 €/MWh en 2017, soit une hausse d'environ 8,0 €/MWh par rapport à 2016. Les écarts de prix moyens sur le marché à court terme de l'électricité en Belgique, aux Pays-Bas, en France et en Allemagne étaient, avec 10,5 €/MWh, plus importants en 2017 qu'en 2016, l'Allemagne présentant les prix les plus bas, la Belgique et la France les prix les plus élevés et les Pays-Bas des prix intermédiaires. Durant l'été, les prix moyens du marché journalier en Belgique ont fortement baissé avant de remonter en flèche en septembre 2017.

Le prix year-ahead sur le marché à long terme de l'électricité a augmenté en 2017 pour atteindre 37,3 €/MWh en moyenne, ce qui représente 4 €/MWh de plus qu'en 2016. En 2017, le prix moyen du marché journalier dépassait le prix moyen du contrat year-ahead avec fourniture en 2017, ce qui est exceptionnel. La dernière fois où le prix moyen du marché journalier a dépassé le prix moyen du contrat year-ahead remontait à 2008.

En 2017, la CREG a calculé la rentabilité opérationnelle des centrales TGV existantes en Belgique. Il en ressort qu'en dépit de la baisse de la rentabilité opérationnelle depuis 2013, les centrales TGV peuvent toujours, dans les conditions de marché belges actuelles, se montrer suffisamment concurrentielles pour générer un bénéfice d'exploitation sur un marché energy-only.

Tout comme en 2016, les importations et exportations d'électricité en 2017 ont été fortement restreintes par les limitations de réseau imposées par les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE. L'analyse des données de 2016 a laissé apparaître qu'une part importante des congestions étaient localisées sur des lignes de transport intérieures, sur lesquelles quasi aucune capacité n'était mise à la disposition du négoce transfrontalier. Ce constat reste d'actualité en 2017. Ce sont surtout les lignes situées dans la zone de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg/Autriche qui mettent peu de capacité à disposition du négoce transfrontalier. Les lignes situées dans la zone de dépôt des offres belge disposaient en moyenne d'une capacité plus importante lorsqu'elles limitaient le négoce transfrontalier.

La convergence entre le prix moyen annuel sur le marché journalier et le prix de déséquilibre positif et négatif moyen se maintient en 2017, bien que les écarts de prix aient légèrement augmenté.

La CREG a continué en 2017 à mettre l'accent sur l'aspect de la protection des consommateurs dans le cadre de ses travaux. Ainsi, la CREG a lancé un nouvel outil en ligne pour les particuliers et les PME : le CREG Scan. Cet outil en ligne constitue une première européenne. Avec le CREG Scan, la Belgique devient le premier pays où le consommateur peut comparer son contrat d'électricité et de gaz naturel, même s'il n'est plus proposé sur le marché, avec tous les autres contrats. Le CREG Scan est facile d'utilisation et complémentaire des sites de comparaison des prix existants, qui comparent uniquement les produits d'électricité et de gaz naturel qui sont activement offerts sur le marché à ce moment-là.

La quatrième évaluation du mécanisme de filet de sécurité a conclu que la CREG n'a pas constaté d'effets de distorsion du marché imputables à ce mécanisme. Celui-ci a contribué à rendre l'information plus claire et plus transparente pour les différents acteurs de marché, notamment en imposant l'utilisation de paramètres d'indexation liés aux cotations boursières pour l'électricité et le gaz naturel.

Pour le marché du gaz les principaux aspects en 2017 se résument comme suit.

En 2017, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 182,0 TWh, ce qui représente une augmentation de 1,4 % par rapport à la consommation de 2016 (179,43 TWh). Cette hausse de la demande profite entièrement à l'industrie (+ 5,1 %) et aux centrales électriques au gaz (+ 3,4 %). La reprise de la demande chez les gros consommateurs est frappante, d'autant que le prix moyen du gaz naturel sur le marché de gros en 2017 était de 17,3 €/MWh, soit 25 % de plus qu'en 2016 (13,8 €/MWh). La situation est différente pour les petits consommateurs. Les températures plus douces en 2017 qu'en 2016 ont engendré, selon les estimations, une baisse de 7,5 % des besoins en chauffage. Cette constatation explique en partie le recul de 1,2 % de la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution.

En septembre 2017, la CREG a réalisé une nouvelle étude relative à la fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique. Ces clients, raccordés directement au réseau de Fluxys Belgium, représentent 23 % de la consommation des clients finals belges en 2016. Par rapport à ce qui a été fait par le passé, la CREG a adapté sa liste des clients industriels, d'une part, pour tenir compte de la catégorisation de Fluxys Belgium et, d'autre part, afin d'assurer la cohérence des données par rapport à celles publiées par Fluxys Belgium et Synergrid. En conséquence, tant les volumes que les pourcentages repris dans cette étude varient par rapport à l'édition précédente de cette étude. L'analyse des contrats de fourniture démontre que les clients industriels concluent surtout des contrats de courte durée (1 ou 2 ans). Ils font également de plus en plus usage des cotations gazières tant en amont (contrats d'approvisionnement) qu'en aval (contrats de vente). Par ailleurs, la CREG observe des différences notables des prix de l'énergie facturés aux grands clients industriels. En 2016, les prix contractuels se situaient entre 12 et 28 €/MWh. Au vu du nombre total de clients industriels, entre 12 % et 19 % de ceux-ci changent de fournisseur au moins une fois par an. En conclusion, le marché des grands clients industriels est un marché dynamique où la concurrence est bien présente. Toutefois, vu la baisse du switching rate enregistrée en 2016, il convient certainement de continuer à assurer le suivi de son évolution.

Lorsqu'on compare le prix moyen day-ahead annuel du gaz naturel (DAM) pour le marché belge du gaz naturel ZTP (depuis le 1er octobre 2015, ZTP couvre également le marché gazier luxembourgeois), le néerlandais TTF et les deux marchés allemands Gaspool et NCG, la CREG observe que ces courbes de prix qui coïncident illustrent la possibilité de négocier facilement du gaz naturel entre ces marchés. Compte tenu de la convergence et de la corrélation des prix sur le marché à court terme, le prix à long terme aux Pays-Bas et en Allemagne peut également être utilisé comme prix de référence pour le marché belgo-luxembourgeois.

La CREG a réalisé une étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel, dans laquelle elle a analysé les parts de marché, la formation des prix, le niveau de prix, la décomposition du prix et la facturation dans les différents segments du marché belge du gaz naturel en 2016.

La CREG a imposé aux gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel certaines obligations relatives à la consultation et à la publication des données tarifaires. Cette décision fait suite à l'entrée en vigueur du règlement de la Commission européenne établissant le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz naturel.

Enfin, la CREG a continué en 2017 à mettre l'accent sur l'amélioration du fonctionnement du marché du gaz naturel visant à protéger les intérêts de tous les consommateurs.

1.2. RÉGION FLAMANDE

La VREG régule le marché flamand de l'électricité et du gaz naturel et en assure la transparence. Le 1^{er} juillet 2018, cela fera 15 ans que le marché est 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 du groupe de fournisseurs dont la part est de taille plus réduite augmente progressivement : de 9,08 % en 2015 à 14,51 % en 2016 pour atteindre 15,22 % en 2017. Ces chiffres montrent clairement les effets de la libéralisation sur les petits fournisseurs, qui grappillent des parts de marché aux fournisseurs principaux ;

- 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 ;
- 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. La 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.

Tous ces facteurs, ainsi que d’autres, ont modifié totalement le paysage du marché résidentiel en Flandre, comme il ressort entre autres des parts de marché. La baisse des indices de concentration HHI et C3 témoigne d’un marché sensiblement moins concentré, c’est-à-dire plus concurrentiel. Malheureusement, du côté des évolutions des prix, nous constatons que l’effet positif que la pression concurrentielle exerce sur ces prix est souvent annihilé par l’augmentation d’autres rubriques de la facture finale. Cette évolution est particulièrement importante pour l’électricité, où le coût de l’énergie ne représentait plus, en décembre 2017, qu’un tiers de la facture d’électricité d’un ménage moyen. La recherche constante et assidue de transparence et la sensibilisation des consommateurs d’énergie ont contribué aux évolutions positives constatées sur le marché de l’énergie et encouragent la participation active des clients. Toutefois, malgré ces efforts, on ne peut empêcher dans de telles circonstances, qu’à juste titre, des clients électricité posent souvent des questions. Ainsi, des investissements écologiquement intéressants, tels que le remplacement d’une chaudière au mazout par une pompe à chaleur, sont découragés au lieu d’être encouragés.

1.3. RÉGION WALLONNE

Désignation du nouveau Président de la CWaPE et feuille de route à l’horizon 2022 :

Le 31 mai 2017, le Gouvernement wallon a désigné Monsieur Stéphane RENIER comme nouveau Président du comité de direction de la CWaPE.

Le décret du 12 avril 2001 relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité prévoit que, «dans les six mois de la nomination du président, le comité de direction de la CWaPE soumet au Gouvernement une feuille de route établissant les objectifs que la CWaPE se fixe et les actions qu’elle s’engage à réaliser pendant la durée du mandat en cours ».

Conformément à cette exigence, les grandes lignes d'action de la CWaPE et ses objectifs pour les cinq années du mandat concerné ont été rendus publics. Quatre axes prioritaires ont été dégagés :

- renforcer le cadre réglementaire de la transition énergétique et des évolutions du marché ;
- protéger les consommateurs et construire un marché de l'énergie juste, équitable et accessible à tous ;
- faire œuvre de pédagogie pour valoriser et améliorer la compréhension des acteurs de l'énergie et du modèle de marché ;
- renforcer la performance de la CWaPE à travers la mesure et la visibilité de ses activités, la motivation de ses équipes et le bien-être au travail.

La Feuille de route à l'horizon 2022 est disponible sur le site de la CWaPE.

Publication d'une vaste étude sur les compteurs à budget et la précarité énergétique :

La CWaPE a publié en 2017 les résultats d'une vaste étude menée en 2016 afin d'évaluer la politique des compteurs à budget ou *prepayment meters* (applicables en Région wallonne) au regard d'autres politiques d'apurement de dettes d'énergie. 1200 ménages équipés d'un compteur à budget ont été contactés dans ce cadre afin d'apporter à l'étude une approche qualitative basée sur l'expérience, le vécu de ces ménages. Le travail effectué pour mener cette étude est particulièrement riche d'enseignements en matière de précarité énergétique. Cette étude est publiée sur le site Internet de la CWaPE.

Adoption du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD et calendrier d'adoption de la méthodologie tarifaire 2019-2023

En date du 18 janvier 2017, le Parlement wallon a adopté le décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité. Ces dispositions décrétales sont applicables pour l'approbation des tarifs de distribution de gaz et d'électricité entrant en vigueur après le 31 décembre 2017.

Contrôle unbundling et propositions en vue d'une simplification des structures des GRD :

En 2017, une Commission d'enquête parlementaire a été chargée d'examiner la transparence et le fonctionnement du Groupe Publifin, dont fait partie le gestionnaire de réseau de distribution RESA.

Parrallèlement, la CWaPE a effectué un contrôle approfondi du respect par les GRD des règles applicables en matière d'unbundling et a remis des propositions en matière de simplification des structures des gestionnaires de réseau de distribution, dans l'objectif de clarifier leurs métiers et de simplifier le contrôle de la CWaPE et du Gouvernement sur leurs activités.

Ces propositions, de même que les recommandations formulées dans le rapport du 6 juillet 2017 de la Commission d'enquête parlementaire chargée d'examiner la transparence et le fonctionnement du Groupe Publifin, ont donné lieu à un projet de décret du 26 octobre 2017 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Le projet vise donc à réformer la structure, la gouvernance ainsi que le rôle des gestionnaires de réseau de distribution wallons.

1.4. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE

Conversion des réseaux du gaz pauvre au gaz riche : BRUGEL a formulé un avis relatif à la problématique de la conversion des réseaux, du gaz pauvre au gaz riche, suite aux résultats d'une étude commanditée portant sur les rôles et les responsabilités des acteurs intervenant dans la cadre de cette conversion. Cet avis recommande de renforcer le cadre légal et réglementaire existant pour pallier les manques identifiés. Cet avis recommande également un contrôle préalable, sûr et obligatoire des installations intérieures des usagers est nécessaire.

Par ailleurs, cet avis conclut à la nécessité de mener une étude complémentaire avec un focus sur les aspects liés au coût et à la gestion opérationnelle de la conversion.

Vision stratégique de BRUGEL : en 2016, un processus de réflexion important était mis en place au sein de BRUGEL et de son conseil d'administration afin de définir la vision que l'institution défendra dans les prochaines années. Cette réflexion a abouti en 2017 à l'identification des enjeux et à la définition des objectifs stratégiques et opérationnels de BRUGEL. Ces derniers ont été formulés dans une brochure dénommée « Vision stratégique » et envoyée aux stakeholders de BRUGEL.

Etude relative à l'analyse quantitative et qualitative des décisions de justice de paix en matière de résiliation de contrat : par le biais de cette étude BRUGEL a voulu, dans un premier temps établir une photo précise et objective de la procédure de coupure en justice de paix des contrats en matière d'énergie, en Région de Bruxelles-Capitale. Les constats établis montrent le peu d'efficacité du système et permettent de mettre en avant le coût annuel important pour la collectivité (ce coût étant aussi bien humain que financier) ainsi que les effets non désirés, tels que :

- l'emballage de la dette conduisant le client à se distancier de celle-ci ;
- la très faible utilisation du client de son droit de défense en justice ;
- des frais de justice s'ajoutant aux impayés ;
- le faible recours à l'aide sociale ainsi qu'aux mesures de protection régionale ;
- l'utilisation de moyens alternatifs pour éviter la coupure ;
- la lourdeur de la procédure pour les greffes ;
- la détérioration de la dynamique concurrentielle du marché.

Ces constats ont permis d'établir que la procédure en justice de paix n'est pas vue à l'heure actuelle comme une protection, mais comme une sanction pour les plus démunis et, fait marquant, n'enraye en rien la précarité énergétique.

Suite à ces constats, des pistes de solutions ont été envisagées dans l'étude et dans son avis BRUGEL a clarifié son point de vue sur ces pistes de solution.

Publication de l'étude sur le parc photovoltaïque 2015 et marché des certificats verts : BRUGEL a procédé à une analyse détaillée portant sur le type de matériel installé, la productivité, le prix, le dimensionnement ainsi que la répartition communale des installations présentes en Région de Bruxelles-Capital, image étant prise au 31 décembre 2015. Grâce à la présence de compteurs bidirectionnels sur le réseau bruxellois, il a été possible de faire également une analyse détaillée du taux d'autoconsommation, qui se situe à une moyenne de plus de 50 %.

S'agissant du marché des CV, la période 2016-2017 avait déjà été marquée par une hausse importante du prix des CV, ce qui avait créé une certaine tension sur les marchés. À l'époque, ces prix record contrastaient avec ceux des autres Régions qui avaient tendance à fléchir. Pour la période 2017-2018, la tension sur les prix a persisté, dépassant le seuil psychologique de 100 euros tout en culminant à un niveau record de 118,5 €. Dans ce contexte, certains fournisseurs ont éprouvé des difficultés à trouver les CV dont ils avaient besoin pour leur « retour quota ». Ce marché semble ainsi être marqué par un manque de liquidité nécessaire pour créer un brassage continu. Un nombre plus élevé de CV sur le marché, assorti d'une simplification administrative lors de leur vente, permettrait une fluidité accrue.

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)

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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, le 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 une 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, le 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.

La qualité de gestionnaire de réseau de traction ferroviaire à la personne propriétaire ou disposant d'un droit d'usage du réseau concerné est également conférée par le ministre de l'Énergie sur proposition de la direction générale de l'Énergie, après avis de la CREG et du gestionnaire du réseau, ainsi qu'après avoir donné la possibilité aux régions concernées de remettre un avis dans un délai de soixante jours.

En 2017, la CREG a rendu dans ce cadre, un avis relatif à la demande par la SA Infrabel de reconnaissance en tant que gestionnaire de réseau de traction ferroviaire¹.

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 la 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).

Infrac est la filiale à laquelle font appel les quatre GRD suivants : PBE, Infrac 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 5 mai 2017, il a été annoncé que les gestionnaires de réseau de distribution Eandis et Infrac fusionneraient en une nouvelle société dénommée « Fluvius », suite à une décision du gouvernement flamand. Cette nouvelle société doit permettre de faire des économies sur les frais de fonctionnement et de faire baisser la facture énergétique du consommateur. Fluvius est une nouvelle entreprise multi-services qui travaillera pour toute la Flandre. L'intégration complète du personnel s'achèvera en 2020 ; à partir du 1^{er} janvier 2018, les deux entreprises bénéficieront déjà d'un comité de gestion commun.

¹ Avis (A)1659 relatif à la demande de la SA Infrabel d'octroi de la qualité de gestionnaire de réseau de traction ferroviaire.

2.1.3.2. Région wallonne

Au niveau de la structure des GRD, le seul changement en 2017 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 PBE 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 Chastre, Incourt, Perwez et Villers-la-Ville.

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 concernées a été transféré, en date du 1er janvier 2018, 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 2017 a toutefois été marquée par diverses démarches dans le domaine de la dissociation des GRD.

Le Ministre wallon de l'Énergie a ainsi demandé à la CWaPE de lui faire part de ses propositions en matière de simplification des structures des GRD, dans l'objectif de clarifier leurs métiers et de simplifier le contrôle de la CWaPE et du Gouvernement sur leurs activités.

Ces propositions ont été publiées sur le site Internet de la CWaPE . En substance, les mesures suivantes ont été proposées:

- 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 actionariat composé à 100 p.c. de GRD ;
- interdiction de GRD constitués sous forme de personne morale de droit privé (uniquement intercommunales ou régies communales).

Ces propositions, de même que les recommandations formulées dans le rapport du 6 juillet 2017 de la Commission d'enquête parlementaire chargée d'examiner la transparence et le fonctionnement du Groupe Publifin, ont donné lieu à un projet de décret du 26 octobre 2017 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Le projet vise donc à réformer la structure, la gouvernance ainsi que le rôle des gestionnaires de réseau de distribution wallons.

Les modifications décrétales devraient être définitivement adoptées en 2018. Elles feront donc l'objet d'un descriptif dans le prochain rapport.

2.1.3.3. Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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 à la VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation de la VREG.

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

Les tâches et les obligations que le gestionnaire de réseau fermé de distribution doit accomplir sont énumérés dans la législation. En vertu de l'article 4.6.4, du Décret sur l'Energie le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution peut entreprendre des activités en matière de livraison ou de production d'électricité et de gaz naturel, à condition que son réseau serve moins de 100 000 clients sous-jacents (= exemption au niveau de dégroupage) et il bénéficie de quelques exemptions, entre autre au niveau de l'achat d'énergie pour compensation des pertes sur le réseau et comme capacité en réserve basé sur des procédures non-discriminatoires.

En 2017, aucune notification de gestion d'un réseau de distribution fermé n'a été publiée par la VREG.

2.1.4.2. Région wallonne

Aucune évolution législative n'est à signaler pour 2017 dans cette matière. La CWaPE a toutefois soumis à consultation publique une note relative aux prescriptions techniques et administratives qui seraient applicables aux réseaux fermés professionnels (ainsi qu'aux autres réseaux globalement dénommés « réseaux alternatifs »). Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité prévoit effectivement que les prescriptions techniques et administratives relatives aux réseaux alternatifs soient définies dans le Règlement technique distribution. De telles prescriptions n'existaient toutefois pas encore.

L'objectif de ce document est de formuler, par « type » de réseau alternatif, des propositions générales qui seront, dans un premier temps, discutées avec les parties concernées pour être finalement intégrées sous forme d'articles, dans un nouveau code du Règlement technique distribution consacré aux réseaux alternatifs.

Au 31 décembre 2017, 74 réseaux fermés professionnels électriques étaient reconnus comme tels en Région wallonne.

2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

2.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, pages 15-16/152.

En décembre 2016, 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 portaient principalement sur l'adaptation de la définition du prix de référence du marché *day-ahead* belge, l'ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies et l'ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU. Ces adaptations étaient proposées pour entrer en vigueur partiellement le 1er mai 2017 et entièrement le 1er juillet 2017. Par sa décision du 30 mars 2017², et après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé la proposition d'Elia.

En mai 2017, Elia a soumis à la CREG une nouvelle proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Les évolutions proposées portaient principalement sur l'ajout de conditions générales pour la participation au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge, l'introduction de deux périodes de transition pour la réserve primaire, et l'ajout de précisions relatives au contrôle d'activation de la réserve primaire. Après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé³ la proposition d'Elia.

En juillet 2017, Elia a également soumis à la CREG une nouvelle proposition concernant l'adaptation de ces règles. Les évolutions proposées portaient principalement sur la suppression du produit de réglage tertiaire via des prélèvements interruptibles, la généralisation du marché secondaire pour les produits de réserve primaire, secondaire et tertiaire contractés, les conditions relatives aux offres pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire standard et flex réservée via des unités techniques non-CIPU, ainsi que des précisions relatives aux activations de réserve tertiaire standard et flex. Après avoir consulté les acteurs du marché, la CREG a approuvé⁴ la proposition d'Elia. Les nouvelles règles sont applicables à partir du 1er janvier 2018.

Le 20 janvier 2017, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation de modifications aux conditions générales du contrat de responsable d'accès (contrat ARP).

Les modifications au contrat ARP proposées portaient principalement sur l'introduction du service des offres libres pour le réglage tertiaire de l'énergie par les unités techniques non-CIPU (projet BidLadder), la clarification des notions de CCP et de shipping agent, l'abrogation de l'article 7, § 3, de la loi électricité, la réorganisation des produits de R3 contractuelle et les spécificités du projet pilote R2 non-CIPU.

² Décision (B)1605 sur la proposition d'Elia concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur partiellement au 1er mai 2017 et entièrement au 1^{er} juillet 2017.

³ Décision (B)1632 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

⁴ Décision (B)1658 sur la proposition de la S.A. Elia System Operator concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 01/01/2018.

Le 16 février 2017, la CREG a approuvé⁵ les modifications au contrat ARP proposées, en accompagnant cette approbation de quelques demandes et suggestions complémentaires.

Sur la base des données de mesure et des nominations, Elia contrôle si tous les ARP respectent leur obligation d'équilibre quart-horaire. Si, dans le périmètre d'équilibre d'un ARP, un déséquilibre est constaté entre, d'une part, l'ensemble des injections, des importations et des achats physiques et, d'autre part, les exportations et les ventes, un prix pour déséquilibre sera facturé : "Tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès". Celui-ci se calcule au moyen du mécanisme de balancing en vigueur.

Si les nominations de l'ARP ne sont pas en équilibre, se produit alors une « inconsistance externe ». Le tarif de déséquilibre s'applique également à des cas d'incohérence externe acceptés par Elia, et ce selon les modalités du contrat d'ARP.

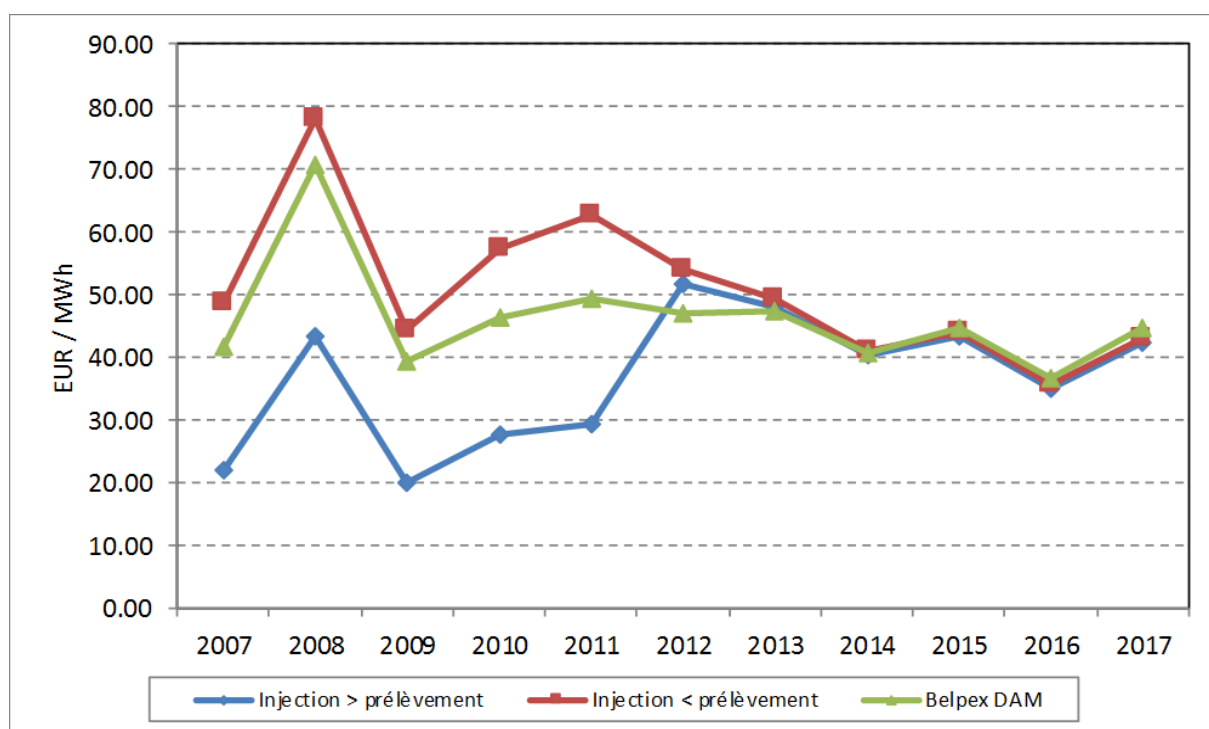
Le tarif de déséquilibre est basé sur le principe du prix marginal unique prenant en compte le déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage. Le tableau 1 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2007-2017.

Tableau 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2017 (Source : données Elia)

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Injection > prélèvement	22,09	43,24	19,86	27,76	29,22	51,84	47,91	40,33	43,48	34,91	42,23
Injection < prélèvement	48,64	77,92	44,25	57,24	62,70	54,05	49,36	41,07	44,18	35,73	43,04

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 même période.

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2017 (Sources : données Elia et Belpex/EPEX SPOT)



⁵ Décision (B)1610 sur les modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès proposées par le gestionnaire du réseau.

Les services auxiliaires :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, pages 18-19-20/152.

En avril 2017, 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 2018. Les évolutions proposées portent principalement sur la mise à jour des données utilisées dans les analyses, la réalisation d'analyses préliminaires sur l'impact potentiel du processus de foisonnement IGCC sur la détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire, l'absence – pour 2018 – du besoin de réserve à charge d'un seul ARP, le démarrage d'analyses supplémentaires en vue de déterminer tous les éléments influençant l'amélioration constatée de la qualité de l'ACE en 2016 et la fin du produit « ICH ». Après une consultation publique des acteurs du marché, la CREG a approuvé la proposition d'Elia⁶.

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 2017, 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 ses propres rapports⁷, la CREG a établi que, pour chacun de ces services, les prix de certaines offres sélectionnées étaient manifestement déraisonnables. Par conséquent, la ministre de l'Énergie a rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés. La CREG a remis des avis⁸ sur ces projets.

Sur la base d'hypothèses quant à la disponibilité et l'utilisation qui sera faite des services auxiliaires en 2017, la différence de coût entre les sélections d'offres réalisées par Elia et les sélections finales, adaptées suite aux arrêtés royaux susmentionnés, atteint un montant d'environ huit millions d'euros.

Les services de réglages primaire et secondaire font l'objet de rapports hebdomadaires de la part d'Elia. La CREG a constaté, à volume constant, une certaine stabilité du coût de ces réserves (-1,1 %). En 2017, le seul changement pour l'acquisition des réserves a été le passage en enchères mensuelles pour l'ensemble du réglage tertiaire, à l'exception du produit R3 ICH. Le coût unitaire du réglage tertiaire a baissé de 3,5 % par rapport à 2016.

Enfin, le 16 octobre 2017, la CREG a rendu deux avis relatifs à deux projets d'arrêtés royaux imposant une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service black-start du 1er novembre 2017 au 31 octobre 2019.

En 2017, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 3,7 % par rapport à 2016, pour s'élever à 1.091 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 46,2 % en 2017, contre 46,1 % en 2016 et 57,4 % en 2015. Cette stabilisation est

⁶ Décision (B)1631 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2018.

⁷ Rapport (RA)1682 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 2018 ; rapport (RA)1612 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 1^{er} novembre 2017 au 31 décembre 2020.

⁸ Avis (A)1708 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à EDF Luminus SA une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2018 inclus ; Avis (A)1709 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à Electrabel SA une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2018 inclus ; avis (A)1710 relatif à un projet d'arrêté royal imposant à RWE Supply & Trading GmbH une obligation de service public couvrant le volume et le prix du service réglage de la tension et de la puissance réactive du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2018 inclus.

principalement due à la stabilisation de la compensation des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC, qui se sont élevés à 427 GWh pour l'année 2017 par rapport à 428 GWh en 2016.

En 2017, il y a eu 3.050 MWh d'activation à la hausse et 2.950 MWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations étaient respectivement égales à 0 et 200 MWh en 2016⁹.

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'élevait à 3.896 en 2017 contre 4.107 en 2016 et 4.299 en 2015. Les activations relatives à ces ressources représentaient 99,8 % de l'énergie totale qui a été activée en 2017 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage (hors IGCC), pourcentage égal à celui de 2015, alors qu'elles représentaient 99,9 % en 2014. La diminution de l'indice HHI s'explique par la diminution de la participation relative d'Engie-Electrabel sur le marché des réserves de production, compensée principalement par l'augmentation de la participation relative d'EDF Luminus, complétée par l'augmentation de la participation relative des autres petits producteurs, quoique plus faible.

Tableau 2 : Types de réserves requis pour 2018

Volumes totaux requis pour 2018 [MW]	
Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s) : R1 – symétrique – 200mHz	81 MW
Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min) : R2 – symétrique	139 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15min) : R3 Standard + Flex	830 MW (min 300 MW R3 Standard)

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

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

Les perturbations du réseau d'Elia provoquées par les installations d'un utilisateur de réseau sont tolérées pour autant qu'elles ne dépassent pas certaines limites. Ces limites sont précisés dans le règlement technique fédéral et, dans les rapports techniques CEI 61000-3-6, IEC 61000-3-7 ainsi que dans la procédure Synergrid C10/17 « *Prescriptions Power Quality* » pour les utilisateurs raccordés aux réseaux haute tension¹⁰. Ces différents documents définissent aussi la procédure à suivre par Elia lors du raccordement d'installations pouvant provoquer des perturbations. Conformément aux dispositions des Règlements Techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement respecte les dispositions de la norme EN 50160.

Au cours de l'année 2017, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau. La CREG a notamment suivi les tests effectués par Elia et les fournisseurs du service auxiliaire de black

⁹ Source : données Elia.

¹⁰ http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=C10-17FR_090508corr.pdf.

start. En collaboration avec la direction Énergie du SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie et Elia, elle a également envisagé les pistes d'évolution des procédures d'acquisition des ressources relatives aux services auxiliaires de black start et de réglage de la tension.

2.2.2.2. Région flamande

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

Les GRDs sont tenus de remettre annuellement au VREG un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Le rapport concernant les réseaux d'électricité 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 2017, le niveau de qualité reste bon en Flandre, tant pour les interruptions que pour la qualité de la tension fournie.

En Flandre, la qualité du réseau de distribution d'électricité et du réseau de transport local est d'un haut niveau, comparable à celui des pays voisins. La VREG constate cependant que les utilisateurs de réseau ne sont pas suffisamment informés des causes et de la durée prévue des perturbations, ainsi que des mesures (maintenance et investissements) que les gestionnaires de réseau prennent pour garantir la qualité et la fiabilité des réseaux. La VREG étudie de quelle manière les gestionnaires de réseau de distribution en Flandre peuvent être stimulés à maintenir et à développer plus avant un service de qualité en intégrant un "incitant qualité" dans les tarifs du réseau de distribution.

Les chiffres de l'année 2017 ne sont pas encore disponibles. Ils pourront être consultés sur le site Internet de la VREG à compter de l'été 2018.

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 2017 dans cette matière.

La CWaPE a cependant poursuivi, en concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution, la mise en place d'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 est la victime potentielle de 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 du GRD ; par rapport au niveau de l'utilisateur final, les coupures ayant pour origine des incidents survenus en amont 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 par 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.

Sur demande du Ministre, la CWaPE a remis le 22 mars 2017 une analyse des réseaux de distribution d'électricité. Ce document fait le point sur la dernière version à cette date des plans d'adaptation introduits par les GRD, les derniers rapports qualités remis par les GRD et les dérogations accordées aux GRD en termes d'enfouissement.

2.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

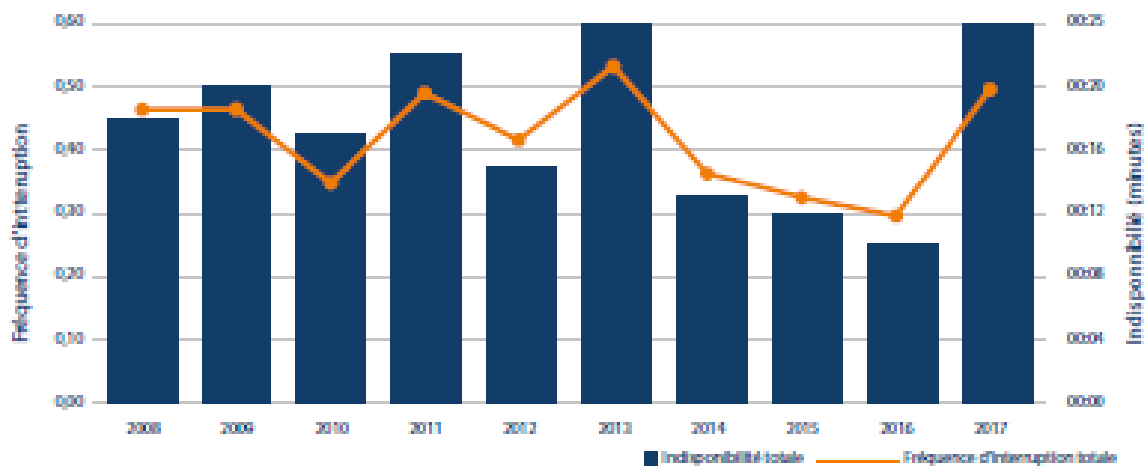
Les gestionnaires de réseau sont tenus de remettre chaque année un rapport sur la qualité de leurs services à BRUGEL. Ces rapports constituent un des éléments importants pris en considération dans le cadre de l'analyse des plans d'investissements puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels 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, les performances des réseaux d'électricité et de gaz relatives à la qualité d'alimentation des utilisateurs sont en amélioration ces dernières années. Toutefois, d'après le dernier rapport communiqué par SIBELGA (données provisoires), cette amélioration est stoppée en 2017 en ce qui concerne la continuité de l'alimentation d'électricité des utilisateurs raccordés au réseau de distribution. En effet, les indicateurs que sont 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) sont en nette hausse.

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.

La figure ci-après reprend l'évolution de ces indicateurs depuis 2008.

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 dans la figure 2 tiennent compte d'interruptions qui ne sont pas imputables à SIBELGA. En effet, certaines interruptions prennent en compte les interruptions liées à des tiers (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).

D'après les éléments fournis par SIBELGA, il semblerait que les interruptions trouvant leur origine sur d'autres réseaux pourraient expliquer la détérioration des indicateurs de continuité d'alimentation en 2017. Ces chiffres (pour 2017) étant encore provisoires, la prudence est requise dans la prise en considération des données présentées. L'analyse plus approfondie de l'ensemble des indicateurs de qualité des services fournis par SIBELGA fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2018.

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

2.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

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

Le demandeur peut opter pour une étude d'orientation avant de commander une étude détaillée. Cette étude fournit des informations sur les options techniques du raccordement ainsi qu'une estimation des coûts. Ensuite, les solutions techniques et les coûts qu'un nouveau raccordement ou une modification d'un raccordement existant entraîne est décrit dans une étude détaillée. Si le demandeur et Elia trouvent un accord sur les solutions techniques, Elia fait une proposition de contrat pour le raccordement ou la (les) modification(s).

Le raccordement ou la modification d'installations perturbatrices ou de compensation est en outre soumis à une étude « *Power Quality* ». Conformément aux dispositions des règlements techniques,

Elia veille à ce que la tension au point de raccordement réponde aux dispositions de la norme EN 50160.

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

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

Réparations :

Sur le réseau de transport fédéral, en 2017, l'AIT (Average Interruption Time) a été de 0 minute 44 secondes (contre 3 minutes 33 secondes en 2016) et l'AID (Average Interruption Duration) de 8 minutes 13 secondes (contre 20 minutes 56 secondes en 2016).

Il y a eu 42 incidents en 2017 sur le réseau de transport (56 en 2016). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 71 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans 77 % des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 53 % des cas sur le réseau 150 kV.

Dans quatre cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 26 heures et 962 heures.

Sur la base de ces indicateurs, la disponibilité du réseau de transport s'est à nouveau améliorée en 2017 comparée aux années précédentes.

2.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants¹¹:

- *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.

¹¹ Règlement technique, Section III.3.3.

Pour 2017, aucune donnée est actuellement disponible.

Réparations :

Pour 2017, aucune donnée est actuellement disponible.

2.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants¹² :

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

Réparations :

En ce qui concerne les réparations, les gestionnaires de réseau de distribution 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.

Il n'y a pas eu d'évolution législative dans cette matière en 2017.

En ce qui concerne des interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des gestionnaires de réseau de distribution relatifs à l'année 2017 ne font pas ressortir d'incident de la même ampleur que celui rencontré en 2016 (intempéries ayant impacté des milliers d'utilisateurs du réseau). Néanmoins, ce sont près de 155 demandes d'indemnisation qui ont été acceptées en 2017 pour près de 23.000 EUR. Il s'agit essentiellement de demandes consécutives aux intempéries (neige) survenues en janvier 2017 en région namuroise (121 indemnisations acceptées pour 19.000 EUR).

Ces chiffres s'expliquent également par six autres dossiers reçus en décembre 2016 qui ont été payés en janvier 2017 (environ 2.500 EUR). Ces demandes étaient toutes consécutives à un acte de vandalisme opéré sur les installations haute tension du GRD situées à proximité du poste de Jemappes (Hainaut).

En ce qui concerne les retards de raccordement, 23 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité en 2017. Dans seulement 7 dossiers, les gestionnaires de réseau de distribution ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 6.240,22 EUR. D'autres demandes pourraient donner lieu à une indemnisation, mais sont toujours en cours de traitement à ce jour.

¹² Article 25 quater du Décret du 12 avril 2001.

A noter qu'un gestionnaire de réseau de distribution a fait l'objet d'une attention particulière en ce qui concerne les retards de raccordement, en particulier pour les raccordements au gaz naturel (20 demandes reçues, 9 acceptées pour un montant total de 5156,54 EUR et 10 demandes toujours en cours de traitement). Un suivi a été initié par le Service régional de médiation pour l'énergie afin de pousser ce GRD à assurer de meilleurs services dans ce contexte.

2.2.3.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En 2017 Brugel n'a reçu aucune plainte concernant l'absence de raccordement ou d'ouverture de compteur dans les trois jours ouvrables au-delà du délai imparti.

Réparations :

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.

Ce fut notamment le cas suite à l'incident qui s'est produit le 1er septembre 2017 aux alentours du plateau du Heysel et qui a engendré une interruption de plus de 7 heures des utilisateurs raccordés au réseau électrique de SIBELGA. Pour ce type d'incident extrêmement rare, le cadre légal (régime d'indemnisation de l'ordonnance électricité) prévoit l'octroi d'une indemnisation aux utilisateurs ayant introduit une demande conformément à la procédure en vigueur. Quelques jours après cet incident, BRUGEL a par ailleurs réalisé une communication sur son site internet et sur les réseaux sociaux (Facebook) pour informer les Bruxellois qu'il existe un mécanisme d'indemnisation.

Indemnisation :

L'année 2017 a été marquée par le dépôt de 441 plaintes pour l'électricité.

Tableau 3 : Plaintes enregistrées (électricité)

<u>Matière</u>	<u>Raison</u>	<u>Nombre de plaintes</u>	<u>Plainte fondées</u>	<u>Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai</u>
<u>Electricité :</u>				
	interruption de plus de 6heures	326	284	42
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	10	2	8
	retard dans les délais de raccordement	0	0	10
	dommage suite à une faute du GRD	105	13	92

Sur les 441 plaintes totales enregistrées, pour l'électricité et le gaz, 301 ont donné lieu à indemnisation, soit 66,74 %, pour un montant total de 47.241,16 €.

2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

Fin avril 2016, Elia a publié son étude sur le besoin d'adequacy et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027¹³. Dans son analyse¹⁴, commandée par la ministre de l'Énergie, la CREG considère l'étude comme une bonne base pour un suivi ultérieur.

Toutefois, l'évaluation d'Elia relative à la capacité d'interconnexion utilisée (6.500 MW¹⁵ NTC (capacité nette d'échange commercial transfrontalier entre la Belgique et les pays voisins)) reste encore trop conservatrice. Les hypothèses retenues en matière de participation de la demande sont également très conservatrices. La CREG demande à Elia d'effectuer une mise à jour bisannuelle de l'étude afin de pouvoir évaluer la situation.

La CREG propose également une série de mesures afin de renforcer le fonctionnement du marché et la sécurité d'approvisionnement. Elle plaide pour la conscientisation des ARP par la possibilité d'un délestage sélectif, ainsi qu'une amélioration de la liquidité sur les marchés *intraday* et *forward*. L'adoption du *scarcity pricing*, une méthode permettant de rémunérer la capacité de pointe en fonction du marché, est une piste qui reste à étudier plus avant.

L'article 5 de la loi du 26 mars 2014 modifiant la loi électricité a prévu l'introduction d'un mécanisme de réserve stratégique¹⁶. La réserve stratégique est destinée à garantir, jusqu'à un certain niveau, la sécurité d'approvisionnement électrique pendant les périodes hivernales. Elle se compose en partie d'unités de production ayant notifié leur mise hors service et en partie de la gestion de la demande. Pour déterminer le volume de réserves stratégiques requis, le GRT réalise une analyse probabiliste des besoins en capacité de production, afin de pouvoir atteindre les critères LOLE (*Loss of load expectation*) fixés par la loi. Sur base de cette analyse, la Direction Générale de l'Énergie remet un avis au ministre, qui donne ensuite instruction à Elia de contracter un volume donné.

En exécution de la loi du 26 mars 2014, la ministre de l'énergie a décidé, en date du 15 janvier 2016, de ne pas constituer de réserve stratégique additionnelle pour l'hiver 2016-2017 par rapport aux 750 MW déjà contractés sur la base de l'arrêté ministériel du 16 juillet 2014 (période de trois ans à compter de 2014).

En janvier 2016, la CREG a rendu ses remarques sur les modalités de la procédure de constitution de la réserve stratégique proposées par Elia pour la période hivernale 2016-2017.

En octobre 2016, la CREG a rendu une décision sur les règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à partir du 1er novembre 2016. Celle-ci a été précédée d'une consultation organisée en janvier 2016 portant sur la proposition d'Elia de règles de fonctionnement de la réserve

¹³ http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_FR.pdf

¹⁴ Note (Z)160527-CDC-1532 relative à l'étude d'Elia portant sur le besoin d'« adequacy » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027.

¹⁵ Pour 2017, une capacité d'importation maximale de 4.500 MW est prise en compte. Pour 2021, la construction de l'interconnexion avec l'Allemagne (ALEGrO) de 1.000 MW et la construction de l'interconnexion avec la Grande-Bretagne (NEMO) de 1.000 MW ainsi que du projet avec le Luxembourg sont également prises en compte dans tous les scénarios. Par la suite, le renforcement de la frontière Nord (projets Brabo II et Brabo III) ainsi que de la frontière avec la France sont considérés pour 2023 et 2027. Pour 2021, 2023 et 2027, la capacité d'importation simultanée maximale est portée de 4.500 MW à 6.500 MW.

¹⁶ Le 29 avril 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête sectorielle dans 11 pays, dont la Belgique, sur des mécanismes visant à garantir l'approvisionnement en électricité. Le 13 avril 2016, le rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité dans le secteur de l'électricité a mis en lumière d'importantes lacunes.

stratégique et sur le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition et d'une seconde consultation organisée en septembre 2016 portant sur un addendum d'Elia à la proposition de règles de fonctionnement et sur le projet de décision adapté de la CREG tenant compte de cet addendum.

Le 13 janvier 2017, la ministre de l'Énergie a décidé que le GRT (Elia) était tenu de constituer une réserve stratégique pour la période 2017-2018 d'un volume de 900 MW pour une période de trois ans à compter du 1er novembre 2017. Suite à la prise en compte du retour sur le marché d'unités de production, les arrêtés royaux du 31 octobre 2017 imposant des conditions de prix et de volume pour la fourniture de la réserve stratégique à partir du 1er novembre 2017 pendant une durée d'un an ont ensuite réduit le volume contracté à 725 MW.

Comme le prévoit la loi électricité, le GRT (Elia) définit les modalités de procédure pour la constitution de la réserve stratégique après consultation des utilisateurs de réseau, de la CREG et de la Direction générale Énergie. La CREG a formulé un certain nombre de remarques sur la proposition de procédure de constitution de réserves stratégiques pour la période hivernale 2017-2018 qui a été soumise par Elia pour consultation.

La loi électricité prescrit en outre qu'Elia doit soumettre pour approbation à la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique. La CREG a organisé une consultation publique relative à la proposition de règles de fonctionnement et à son projet de décision. Dans sa décision du 9 février 2017, la CREG a approuvé la proposition d'Elia sous réserve de certaines adaptations.

Le 23 mars 2017, la CREG a organisé une consultation publique sur la proposition d'addenda aux règles de fonctionnement et sur son projet de décision. Elle a reçu sept réactions qui ont été intégralement ajoutées à la décision du 7 avril 2017 par laquelle la CREG a approuvé la proposition d'Elia moyennant certaines adaptations. Les règles de fonctionnement approuvées sont d'application depuis l'entrée en vigueur des arrêtés royaux du 31 octobre 2017.

Ensuite, le 13 juillet 2017, la CREG a rendu son avis 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 2017.

Enfin, pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élevait, en 2017, à 0,1902 €/MWh prélevé net. Par décision du 14 décembre 2017, la CREG a approuvé la proposition d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif. Le nouveau tarif (0,4298 €/MWh) sera applicable à partir du 1er janvier 2018.

Pour la période hivernale 2016-2017 la réserve stratégique n'a pas dû être activée.

Enfin, en Belgique, depuis la modification du plan de délestage d'Elia en 2015, il existe 8 tranches (contre 6 précédemment) représentant chacune une puissance entre 500 et 750 MW. Cela équivaut à environ 40 % de la pointe de consommation totale. Le nouveau plan de délestage est le résultat d'une adaptation récente et est opérationnel depuis le 1er novembre 2015.

En 2017, 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 d'énergie, correspondant à 20,9 % de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale belge d'électricité.

Les parcs existants C-Power, Belwind I et Northwind bénéficient d'un raccordement direct au réseau 150 kV du littoral et représentent une capacité de production d'éolienne offshore de 712 MW. Nobelwind (Belwind II) sera raccordé moyennant l'utilisation commune du câble de Northwind. Norther réalisera son propre câble vers le littoral pour faciliter son raccordement.

Le 21 novembre 2017, Elia a inauguré officiellement la liaison à haute tension Stevin. Le projet renforce le réseau à haute tension belge en Flandre occidentale et orientale et représente une étape clé permettant la poursuite de l'expansion des parcs éoliens offshore et l'intégration continue du réseau européen. Longue de 47 km, l'interconnexion Stevin 380 kV entre Zeebruges et Zomergem transportera l'énergie produite par les nouveaux parcs éoliens offshore vers l'intérieur du pays, encouragera les projets d'énergie verte dans la région, soutiendra la croissance de la zone portuaire de Zeebruges et facilitera l'échange d'énergie avec le Royaume-Uni via le câble sous-marin Nemo. L'interconnexion Stevin peut transporter jusqu'à 3.000 MW, une capacité équivalente à celle de trois grands réacteurs nucléaires.

D'autre part, le MOG est une plateforme offshore fournissant un raccordement aux nouveaux parcs éoliens. Cette plateforme sera située à 40 km environ au large de Zeebruges. Les câbles sous-marins de 220 kV relieront la plateforme au poste Stevin à Zeebruges pour permettre l'injection de l'énergie éolienne produite en mer sur le réseau onshore belge. Le choix d'un réseau modulaire offshore revêt un intérêt stratégique pour la Belgique si elle veut continuer à jouer un rôle dans le développement des énergies renouvelables en mer du Nord.

L'année 2017 a vu la finalisation du design détaillé de la plateforme et les outils et équipements électriques nécessaires au chantier de fabrication de la plateforme ont été commandés, de même que les navires destinés aux opérations de levage d'objets lourds en mer devant permettre l'installation de l'enveloppe et des installations de surface. Le contrat de fourniture, d'installation et de maintenance d'environ 85 km de câble sous-marin a été signé en août. La plateforme, ainsi que les premiers câbles du MOG, devraient être mis en service à la fin du troisième trimestre 2019.

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 165 MW en 2017, pour atteindre un total de 878,1 MW. Cette hausse résulte de la réalisation du parc éolien de Nobelwind sur le Bligh Bank.

En 2017, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 2.367 GWh dans le réseau de transport, ce qui correspond à une augmentation de 52 GWh par rapport à 2016. La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 2.864 GWh pour l'année 2017, ce qui représente une augmentation de près de 20 % par rapport à la production nette en 2016 (2.388 GWh). Cette hausse est due quasi intégralement à la mise en service du parc éolien de Nobelwind.

Figure 3 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2017 (Source : CREG)

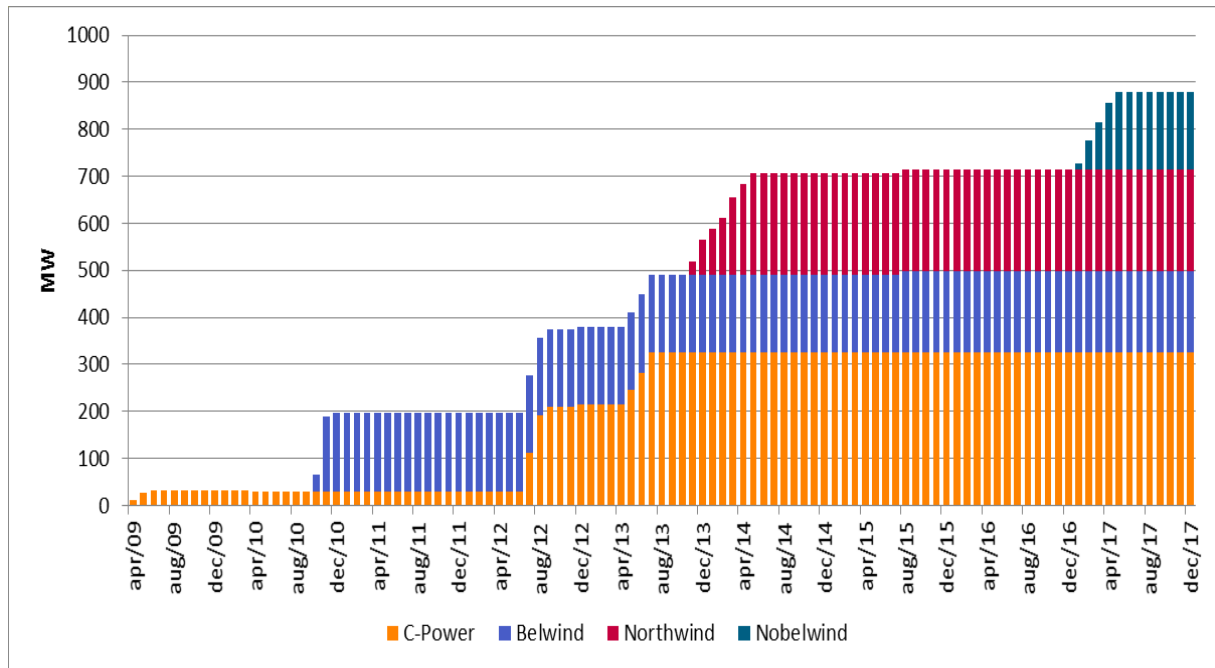
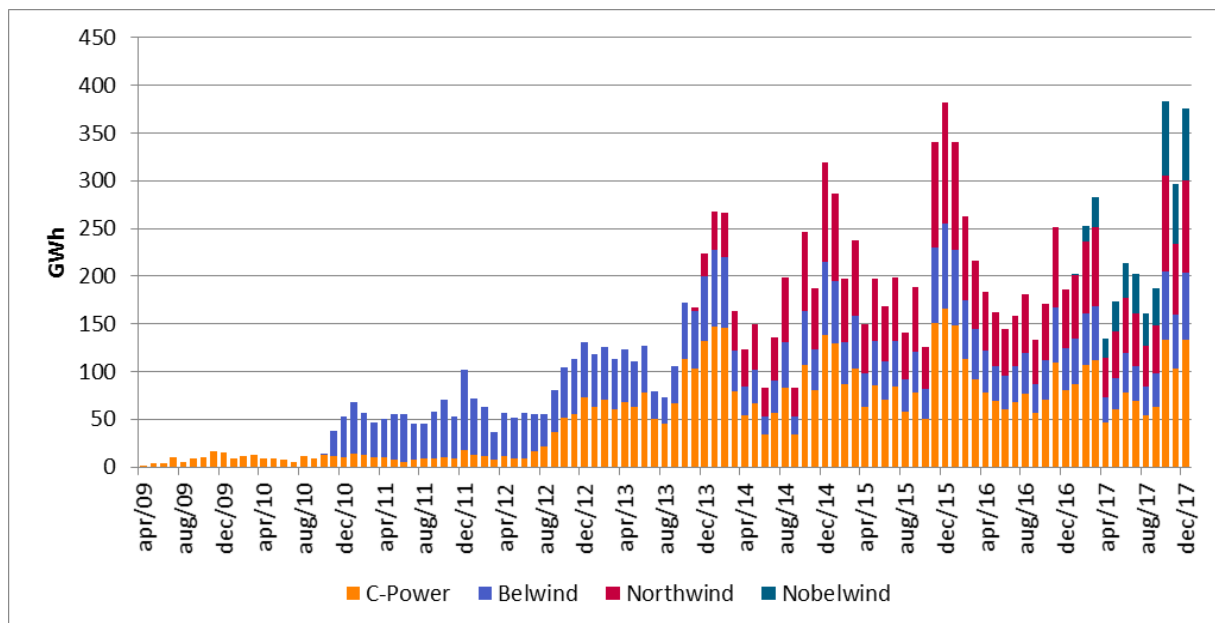


Figure 4 : Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2017 (Source : CREG)



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 2017.

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

Le tableau 4 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 4 : 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
Biomasse	545.125
Biogaz	151.919
Onshore	814.979
Energie hydraulique	5.562
Energie solaire	2.205.313
Total	3.722.899

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

Depuis 2014, l'énergie éolienne a le vent en poupe. En 2017, 71 grandes éoliennes, d'une puissance cumulée de 204 MW, ont été officiellement mises en service. Au total, 495 grandes éoliennes (en mer) étaient actives en région flamande en 2017, pour une puissance totale de 1.115 MW.

2.2.5.3. Région wallonne

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 5 : Raccordements planifiés et réalisés en 2017

New applications for connection received in 2017 (RES-E plants > 10 kVA)	
Number	301
Total capacity (MW)	193 MW
Connections completed in 2016 (RES-E plants > 10 kVA)	
Number	1197
Total capacity (MW)	84 MW
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 10 kVA)	
Number	16
Total capacity (MW)	222 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 a été adapté par le Décret du 11 avril 2014¹⁷. 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 6 : Connexion de RES-E

	2017	2016	2015	2014
Total	143.441	134 483	128 369	123 496

¹⁷ Articles 25 *decies* et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014.

Tableau 7 : Capacité (MW)

Technology	2017	2016	2015	2014
Biomass	302	303	304	300
Wind	789	725	674	630
Hydro	115	115	111	111
Solar	925	813	831	810
Total	2 001	1 956	1 890	1 821

Tableau 8 : Production (GWh)

Technology	2017	2016	2015	2014
Biomass	1 596	1 588	1 258	1 062
Wind	1 558	1 402	1 512	1 326
Hydro	255	391	327	287
Solar	859	786	796	727
Total	4 268	4 167	3 893	3 402

2.2.5.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 9 : "Number of new applications for connection in 2017"

Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)	234
Total capacity (MW)	8,456 MW
Number of connections completed in the year (RES-E plants)	234
Total capacity (MW)	8,456 MW
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2015 (RES-E plants > 0,4MVA)	
Number	0
Total capacity (MW)	0MW

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 :

Comme détaillé dans son rapport national de la Belgique 2017, la CREG a adopté, le 18 décembre 2014, sa méthodologie tarifaire pour le GRT électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport¹⁸, en vue d'une application pour la période régulatoire 2016-2019.

Le 29 juin 2017, la CREG a fixé les objectifs à atteindre par Elia en 2018 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé dans la méthodologie tarifaire 2016-2019, et ce en vue de notamment favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande¹⁹.

Le 21 décembre 2017, la CREG a en outre fixé les objectifs à atteindre par Elia en 2018 dans le cadre de l'incitant visé dans la méthodologie tarifaire 2016-2019 et destiné à stimuler l'intégration du marché via une augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché dans la zone de réglage belge²⁰.

¹⁸ La notion de réseaux ayant une fonction de transport vise, d'une part, le réseau de transport et, d'autre part, les réseaux de distribution, de transports locaux ou régionaux ayant un niveau de tension compris entre 30kV et 70kV servant principalement à l'acheminement d'électricité à destination des clients non résidentiels et d'autres réseaux établis en Belgique ainsi que l'interaction entre installations de production d'électricité et entre réseaux électriques qui ont une fonction de transport.

¹⁹ Décision (B)658E/45 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia System Operator en 2018 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

²⁰ Décision (B)658E/46 sur les objectifs à atteindre par Elia en 2018 dans le cadre de l'incitant à l'intégration du marché visé à l'article 24, §1er, 2) et §3 de la méthodologie tarifaire.

Le 21 décembre 2017, la CREG a défini les principes de valorisation des installations à céder au gestionnaire de réseau dans le cadre du Modular Offshore Grid²¹.

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.

Le 23 février 2017, la CREG a approuvé²² l'augmentation demandée par Elia, à partir du 1er octobre 2017, du premier terme du tarif pour obligation de service public pour le financement de mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie à 23,5394 €/MWh, sauf si la désignation des personnes chargées de cette opération de temporisation et la quantité maximale de certificats verts à acquérir par ces personnes sont publiées dans le Moniteur belge avant le 1er octobre 2017. Dans le cas où ces deux actes précités ont été adoptés par le gouvernement wallon avant le 1er octobre 2017, l'augmentation précitée n'entrera pas en vigueur et le tarif pour l'obligation de service public pour le financement de mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie restera au niveau de 2016, à savoir 13,8159 €/MWh.

La CREG a constaté lors de sa réunion du comité de direction du 28 septembre 2017, les publications du décret du 29 juin 2017 désignant les personnes chargées de la temporisation (Moniteur belge du 4 août 2017) et de l'arrêté du gouvernement wallon du 31 août 2017 relatif à la quantité maximale de certificats verts (Moniteur belge du 25 septembre 2017).

Par conséquent, le premier terme du tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie reste inchangé au niveau actuel.

Le 16 novembre 2017, la CREG a approuvé²³ les adaptations des valeurs de certains tarifs pour obligations de service public et les surcharges proposées par Elia. Par décision du 14 décembre 2017²⁴, la CREG a approuvé la proposition d'Elia concernant le tarif pour le financement de la réserve stratégique applicable au 1er janvier 2018.

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.

²¹ Décision (B)1695 relative aux principes de valorisation des installations à céder au gestionnaire du réseau dans le cadre du Modular Offshore Grid.

²² Décision (B)658E/43 relative à la partie de la proposition tarifaire actualisée adaptée introduite par Elia System Operator SA relative au tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Région wallonne.

²³ Décision (B)658E/47 sur la proposition tarifaire actualisée introduite par la SA Elia System Operator relative à un nombre de tarifs pour les obligations de service public et à un nombre de taxes et surcharges, d'application à partir du 1er janvier 2018.

²⁴ Décision (B)658E/48 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification à partir du 1er janvier 2018 du tarif pour le financement de l'obligation de service publique de la réserve stratégique, introduite par la SA Elia System Operator.

Tableau 10: Évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP, surcharges et TVA) pour les utilisateurs du réseau de transport sur la période 2013-2019 (Source : CREG)

COUT DE RESEAU UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES clients types (en €/MWh)	Tarif 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.	058E/26 16/05/2013	058E/26 16/05/2013	058E/36 3/12/2015	058E/36 3/12/2015	058E/36 3/12/2015	058E/36 3/12/2015		
CLIENT TYPE DANS RESEAUX 150-220-380 kV (45 MVA ; 30 MW/an ; 35 MW/mois ; 155 GWh)								
UTILISATION DU RESEAU	n.a.	n.a.	3,5643	3,4807	3,5120	3,6228	3,5450	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9105	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3670	0,3946	0,3728	
TOTAL	4,8400	5,4200	4,8300	4,9600	5,2700	5,5800	5,1600	95%
CLIENT TYPE DANS RESEAUX 70-90-30 kV (12 MVA ; 6 MW/an ; 7 MW/mois ; 32 GWh)								
UTILISATION DU RESEAU	n.a.	n.a.	6,0343	6,5607	6,5420	6,7028	6,6100	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9105	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3670	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 RESEAU	n.a.	n.a.	10,1343	10,0707	9,9620	10,0828	10,0625	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9105	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3670	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 CREG²⁵, un arrêté ministériel du 15 décembre 2017²⁶ a fixé la valeur pour 2018 de la surcharge offshore (ou « tarif pour obligations de service public pour le financement des certificats verts fédéraux ») à 5,1601 euros/MWh. Ce montant constitue une augmentation de la surcharge offshore de 18 % par rapport à celle appliquée en 2017. Cette augmentation résulte de la disponibilité complète du parc Nobelwind (contrairement à 2017) et de la mise en service du parc Rentel.

Soldes :

Conformément à la méthodologie tarifaire, le solde régulateur cumulé est reporté dans le calcul tarifaire de la prochaine période régulatoire (2020-2023). Le solde 2016 à reporter vers les futurs tarifs s'élève à 131.613.719 €.

Plaintes et jurisprudence:

La CREG n'a reçu en 2017 aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

En 2017 aucune procédure devant la Cour des marchés a été introduit contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

2.3.2. Tarif de distribution

2.3.2.1. Niveau fédéral

Evolution tarif de distribution :

²⁵ Proposition (C)1686 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 2018.

²⁶ M.B. du 22 décembre 2017.

Dans son étude annuelle sur les composantes des prix d'électricité et du gaz naturel²⁷, la CREG a analysé l'évolution des tarifs de distribution.

L'étude conclut que pour le *client résidentiel*, le tarif du réseau de distribution a augmenté de 65,11 €/MWh (227,89 €/an) en Flandre, de 18,78 €/MWh (65,73 €/an) en moyenne en Wallonie et de 15,38 €/MWh (53,84 €/an) à Bruxelles.

Pour le *client professionnel en moyenne tension*, le tarif du réseau de distribution a augmenté de 13,50 €/MWh en Flandre et de 10,26 €/MWh en moyenne en Wallonie et a baissé de 1,84 €/MWh à Bruxelles.

2.3.2.2. Région flamande

Méthodologie tarifaire :

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

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

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

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

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

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

Plus tard, en août 2016, la méthodologie tarifaire pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel flamands a été fixée pour la période 2017-2020.

Les principales différences par rapport à la méthodologie tarifaire de la période régulatoire 2015-2016 sont les suivantes :

- une période régulatoire de 4 ans, de 2017 à 2020 inclus. Une période plus longue permet une plus grande stabilité régulatoire pour les gestionnaires de réseau de distribution et facilite leur planning et leur financement.

²⁷ Étude (F)1616 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

- l'introduction d'un incitant portant sur la qualité du service presté par les gestionnaires de réseau. Durant les prochaines années, les prestations des gestionnaires de réseau de distribution, notamment en matière de coupures de courant et de raccordements tardifs, feront l'objet d'un suivi. Dans ce cadre, un bonus ou un malus sera attribué ultérieurement. L'attention prêté à la qualité du service permet une méthodologie tarifaire plus équilibrée. Avant, l'attention était principalement axée sur l'efficacité des coûts.

- un avis sur le montant de l'indemnité pour le coût de financement a entre autres été demandé au bureau The Brattle Group. S'agissant de l'indemnité pour le coût de financement :

- un coût de financement moyen pondéré du gestionnaire de réseau avant impôt des sociétés de 5,0 % est prévu. Ce montant est inférieur aux 6,1 % prévus dans la méthodologie tarifaire 2015-2016, suite à la baisse des taux d'intérêt du marché. Il est toutefois tenu compte des emprunts existants pour le financement des actifs du réseau, qui sont souvent contractés à long terme ;
- il est tenu compte de deux facteurs influençant le montant de l'impôt des sociétés à payer par le gestionnaire de réseau. Concrètement, il s'agit des amortissements sur les plus-values de revalorisation d'actifs du réseau, qui ne sont pas déductibles fiscalement, et de la déduction des intérêts notionnels appliquée par les gestionnaires de réseau ;
- sur recommandation de Brattle, une indemnité plus élevée, c'est-à-dire égale au coût de financement moyen pondéré, est prévue dans le fonds de roulement net autorisé dans la méthodologie tarifaire ;
- l'indemnité octroyée pour les capitaux que les gestionnaires de réseau ont recueillis pour leurs stocks de certificats de soutien et leurs nouveaux déficits réglementaires est réduite afin de mieux coller au risque financier. La méthodologie tarifaire garantit en effet la récupération complète de ces capitaux via les tarifs de réseau de distribution.

- l'introduction d'un système d'avance, où le montant des revenus du gestionnaire du réseau de distribution pour ses coûts endogènes peut être rectifié à certaines conditions. Le gestionnaire de réseau peut décider lui-même des coûts endogènes, tels que des coûts d'investissement ou opérationnels. Dorénavant, une avance pourra être octroyée au gestionnaire de réseau de distribution dans des circonstances imprévues ou exceptionnelles, sans toutefois que l'incitant efficacité ne soit levé pour le gestionnaire de réseau.

- le budget autorisé du gestionnaire de réseau de distribution est davantage aligné sur l'inflation des prix.

- il est indiqué comment les déficits et les surplus tarifaires disparaîtront à relativement court terme en les intégrant dans les prochains tarifs de réseau de distribution. Les règles offrent de la transparence et visent en outre à éviter des chocs tarifaires successifs inutiles à terme.

- la possibilité de fixer les tarifs de réseau de distribution périodiques sur la base des derniers volumes de vente connus dans le cas où ces volumes auraient fortement varié entre-temps, par exemple suite à l'installation de nombreux panneaux solaires, ce qui fait baisser le prélèvement et le transport d'électricité sur le réseau de distribution, ou suite à une forte baisse de la consommation de gaz naturel résultant d'une amélioration de l'isolation. On évite ainsi d'accumuler des déficits (ou surplus) résultant de modifications importantes des volumes.

- l'intégration dans la méthodologie tarifaire des clés de répartition pour la répercussion des coûts exogènes sur les différents groupes de clients dans la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau. Les coûts exogènes sont les coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau n'a pas d'influence, comme certains coûts liés aux obligations de service public, notamment les coûts des certificats de soutien. Cela garantit une approche transparente et uniforme entre les gestionnaires de réseau de distribution.

- indication dans la méthodologie tarifaire de l'évolution des tarifs maximaux sur les fiches tarifaires. Des tarifs maximaux ont été appliqués et le sont pour les tarifs périodiques du réseau de distribution et de transport d'électricité. Cette nouveauté dans la méthodologie tarifaire garantit également la transparence et l'uniformité des propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution.

Quelque 128 réactions de 14 parties intéressées ont été reçues lors de la consultation, dont 13 opinions ont donné lieu à une adaptation de la méthode. Les principales adaptations sont :

- le « tarif supplémentaire de gestion du système pour l'injection d'électricité » a été supprimé. La VREG a constaté que ce tarif n'était pas appliqué dans la pratique.

- la structure tarifaire a été clarifiée dans le sens que les coûts du gestionnaire de réseau de distribution relatifs aux obligations de service public sont répercutés sur les tarifs de prélèvement et non sur les tarifs d'injection.

- l'intégration des amortissements dans la méthodologie tarifaire au *pro rata temporis* et non uniquement sur base annuelle.

La VREG a également tenu compte dans la méthodologie tarifaire du résultat de la consultation parallèle qu'elle a organisée au sujet de l'instauration de l'obligation pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité de prévoir des bornes de rechargement pour les véhicules électriques (CONS-2016-03). Cette consultation a donné lieu à des modifications de la méthodologie tarifaire 2015-2016, qui ont maintenant également été intégrées dans la méthodologie tarifaire 2017-2020.

La VREG a encore apporté les modifications supplémentaires suivantes après la consultation :

- à des fins de clarification, la manière et l'ordre de liquidation des soldes réglementaires ont été ajoutés et la méthode de rapporter a été adaptée ;

- deux coûts exogènes des gestionnaires de réseau ont été mentionnés comme seuls coûts d'imposition reconnus : les rétributions aux villes et communes (les rétributions sont une sorte de prélèvement imposé par les communes aux gestionnaires de réseau pour les travaux effectués sur le territoire des communes) et le prélèvement au titre du Décret organisant la base de données des références à grande échelle (plus d'informations notamment à l'adresse <https://www.agiv.be/producten/grb/meer-over/algemeen/visie-wettelijk-kader/grb-decreet>) ;

- la disposition relative au rachat planifié par Iveg d'une partie de la valeur des réseaux de distribution de gaz naturel de Kampenhout et Steenokkerzeel de Sibelgas a été reformulée. Les effets du rachat sont traités conformément au procédé de la méthodologie tarifaire.

Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2017. Après une vérification détaillée, la VREG a approuvé le 20 décembre 2016 les tarifs de distribution pour 2017.

Tableau 11 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2017-28/02/2017)

Electriciteit Vanaf 01.01.17 t.e.m. 28.02.17	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)	Bijdrage Energiefonds ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,86	16,86	11,65	3,85	3,93	1,57	0,19261	0,34110	*
IMEA	11,85	11,85	9,04	3,05	3,93	1,43	0,19261	0,34110	*
IMEWO	13,27	13,27	9,16	3,13	3,93	1,59	0,19261	0,34110	*
INFRAX WEST	11,84	11,84	9,28	4,12	4,20	1,59	0,19261	0,34110	*
INTER-ENERGA	10,43	10,43	8,26	3,78	4,20	1,54	0,19261	0,34110	*
INTERGEM	11,72	11,72	8,09	2,80	3,93	1,58	0,19261	0,34110	*
IVEG	13,68	13,68	10,71	4,80	4,20	1,62	0,19261	0,34110	*
IVEKA	13,62	13,62	10,01	3,38	3,93	1,32	0,19261	0,34110	*
IVERLEK	13,49	13,49	9,57	3,24	3,93	1,46	0,19261	0,34110	*
PBE	11,78	11,78	8,97	4,59	4,20	1,60	0,19261	0,34110	*
SIBELGAS	14,20	14,20	10,47	3,75	3,93	1,53	0,19261	0,34110	*

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 elektriciteit

³De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders 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.

⁴Decreet van 3 juli 2015 houdende bepalingen tot begeleiding van de aanpassing van de begroting 2015 (B.S. 15-07-2015, art 38 en 61) (van toepassing vanaf 01.07.2015)

*: Voor meer informatie omtrent de Bijdrage Energiefonds die vanaf 1 maart 2016 van toepassing is, verwijzen we naar deze link.

Tableau 12 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2017-31/12/2017)

Electriciteit Vanaf 01.03.17 t.e.m. 31.12.17	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)	Bijdrage Energiefonds ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,86	16,86	11,65	3,85	3,93	1,70	0,19261	0,34110	*
IMEA	11,85	11,85	9,04	3,05	3,93	1,63	0,19261	0,34110	*
IMEWO	13,27	13,27	9,16	3,13	3,93	1,72	0,19261	0,34110	*
INFRAX WEST	11,84	11,84	9,28	4,12	4,20	1,63	0,19261	0,34110	*
INTER-ENERGA	10,43	10,43	8,26	3,78	4,20	1,61	0,19261	0,34110	*
INTERGEM	11,72	11,72	8,09	2,80	3,93	1,66	0,19261	0,34110	*
IVEG	13,68	13,68	10,71	4,80	4,20	2,14	0,19261	0,34110	*
IVEKA	13,62	13,62	10,01	3,38	3,93	1,44	0,19261	0,34110	*
IVERLEK	13,49	13,49	9,57	3,24	3,93	1,57	0,19261	0,34110	*
PBE	11,78	11,78	8,97	4,59	4,20	1,59	0,19261	0,34110	*
SIBELGAS	14,20	14,20	10,47	3,75	3,93	1,71	0,19261	0,34110	*

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 elektriciteit

³De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders 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.

⁴Decreet van 3 juli 2015 houdende bepalingen tot begeleiding van de aanpassing van de begroting 2015 (B.S. 15-07-2015, art 38 en 61) (van toepassing vanaf 01.07.2015)

*: Voor meer informatie omtrent de Bijdrage Energiefonds die vanaf 1 maart 2016 van toepassing is, verwijzen we naar deze link.

Tableau 13 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2017-28/02/2017)

Electriciteit Vanaf 01.01.17 t.e.m. 28.02.17	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)	Bijdrage Energiefonds ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,86	16,86	11,65	3,85	3,93	1,57	0,19261	0,34110	*
IMEA	11,85	11,85	9,04	3,05	3,93	1,43	0,19261	0,34110	*
IMEWO	13,27	13,27	9,16	3,13	3,93	1,59	0,19261	0,34110	*
INFRAX WEST	11,84	11,84	9,28	4,12	4,20	1,59	0,19261	0,34110	*
INTER-ENERGA	10,43	10,43	8,26	3,78	4,20	1,54	0,19261	0,34110	*
INTERGEM	11,72	11,72	8,09	2,80	3,93	1,58	0,19261	0,34110	*
IVEG	13,68	13,68	10,71	4,80	4,20	1,62	0,19261	0,34110	*
IVEKA	13,62	13,62	10,01	3,38	3,93	1,32	0,19261	0,34110	*
IVERLEK	13,49	13,49	9,57	3,24	3,93	1,46	0,19261	0,34110	*
PBE	11,78	11,78	8,97	4,59	4,20	1,60	0,19261	0,34110	*
SIBELGAS	14,20	14,20	10,47	3,75	3,93	1,53	0,19261	0,34110	*

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 elektriciteit

³De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders 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.

⁴Decreet van 3 juli 2015 houdende bepalingen tot begeleiding van de aanpassing van de begroting 2015 (B.S. 15-07-2015, art 38 en 61) (van toepassing vanaf 01.07.2015)

*: Voor meer informatie omtrent de Bijdrage Energiefonds die vanaf 1 maart 2016 van toepassing is, verwijzen we naar deze link.

Tableau 14: Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2017-31/12/2017)

Elektriciteit Vanaf 01.03.17 t.e.m. 31.12.17	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)	Bijdrage Energiefonds ⁴ (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
GASELWEST	16,86	16,86	11,65	3,85	3,93	1,70	0,19261	0,34110	*
IMEA	11,85	11,85	9,04	3,05	3,93	1,63	0,19261	0,34110	*
IMEWO	13,27	13,27	9,16	3,13	3,93	1,72	0,19261	0,34110	*
INFRA X WEST	11,84	11,84	9,28	4,12	4,20	1,63	0,19261	0,34110	*
INTER-ENERGA	10,43	10,43	8,26	3,78	4,20	1,61	0,19261	0,34110	*
INTERGEM	11,72	11,72	8,09	2,80	3,93	1,66	0,19261	0,34110	*
IVEG	13,68	13,68	10,71	4,80	4,20	2,14	0,19261	0,34110	*
IVEKA	13,62	13,62	10,01	3,38	3,93	1,44	0,19261	0,34110	*
IVERLEK	13,49	13,49	9,57	3,24	3,93	1,57	0,19261	0,34110	*
PBE	11,78	11,78	8,97	4,59	4,20	1,59	0,19261	0,34110	*
SIBELGAS	14,20	14,20	10,47	3,75	3,93	1,71	0,19261	0,34110	*

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 elektriciteit

³ De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders 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.

⁴ Decreet van 3 juli 2015 houdende bepalingen tot begeleiding van de aanpassing van de begroting 2015 (B.S. 15-07-2015, art 38 en 61) (van toepassing vanaf 01.07.2015)

* : Voor meer informatie omtrent de Bijdrage Energiefonds die vanaf 1 maart 2016 van toepassing is, verwijzen we naar deze link

Les soldes :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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 gestionnaires de réseau de distribution 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 gestionnaires de réseau de distribution 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 gestionnaires de réseau de distribution 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 2017, par la Direction socio-économique et tarifaire de la CWaPE en matière d'adoption de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023, d'approbation des tarifs de réseau pour l'année 2018 et de contrôle des soldes régulatoires pour les années 2015 et 2016.

Tarifs de réseau 2017 :

En décembre 2016, la CWaPE approuvait les nouveaux tarifs périodiques et non périodiques de distribution de gaz et d'électricité des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne d'application au 1er janvier 2017 et validait la prolongation des tarifs 2016 des gestionnaires de réseau

de distribution bi-régionaux GASELWEST et PBE. Faisant l'objet d'un calendrier d'approbation distinct, les tarifs 2017 de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sont entrés en vigueur à partir du 1er mars 2017; les tarifs en vigueur au 31 décembre 2016 sont restés, quant à eux, d'application jusqu'au 28 février 2017 inclus. Parmi les adaptations apportées en 2017 aux tarifs de distribution d'électricité, il y a lieu d'épingler l'application de tarifs d'injection d'électricité pour les différents niveaux de tension (à l'exception des installations bénéficiant de la compensation) et ce, par tous les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Région wallonne, à l'exception de RESA, et l'uniformisation des tarifs non périodiques d'ORES Assets sur ses différents secteurs.

Pour les tarifs 2017 de distribution de gaz naturel, l'application du tarif périodique T3 de distribution de gaz naturel pour les consommations facturées aux stations CNG, l'uniformisation des tarifs non périodiques d'ORES Assets sur ses différents secteurs et l'application de conditions tarifaires de raccordement encourageant le déploiement des stations de rechargement des véhicules roulant au CNG, constituent les adaptations majeures de ces tarifs.

Approbation des tarifs de réseau pour la période régulatoire 2018 :

En date du 19 octobre 2017, la CWaPE a transmis pour concertation, aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne, un calendrier inhérent à la procédure d'approbation de leurs tarifs périodiques et non périodiques pour l'année 2018. Ce calendrier devait permettre la prolongation des tarifs de distribution de gaz et d'électricité 2017 en Région wallonne au-delà du 1er janvier 2018 et ce, jusqu'au 31 décembre 2018 inclus.

Concernant les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, compte tenu du fait que les tarifs des obligations de service public, taxes et surcharges relatives au transport sont habituellement publiés en fin d'année, la CWaPE a proposé que le contrôle et la validation de ces tarifs soient réalisés début de l'année 2018 pour une entrée en vigueur au 1er mars 2018.

En décembre 2017, la CWaPE adoptait les décisions portant, d'une part, sur les principes tarifaires prévalant au cours de l'exercice d'exploitation 2018, 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.

Les prolongations de tarifs susvisées concernent l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution 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-17/01-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 1er 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 1er 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 15 : Tarifs de distribution d'électricité au 31 décembre 2017

TARIFS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE EN WALLONIE		Client type Dc Consommation HP : 1.600kWh Consommation HC : 1.900kWh
Basse tension		
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 le2 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	

Contrôle des soldes réglementaires rapportés des GRD :

Conformément aux dispositions des méthodologies tarifaires transitoires 2015-2016 applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et gaz actifs en Région wallonne, la CWaPE

contrôle annuellement les soldes rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution concernant l'exercice d'exploitation écoulé. Au cours de l'année 2017, la CWaPE a poursuivi le contrôle des soldes réglementaires 2015 initié courant de l'année 2016 et a entamé l'examen des rapports tarifaires ex-post relatifs à l'exercice d'exploitation 2016.

Méthodologie tarifaire 2019-2023 :

En date du 31 mars 2017, la CWaPE a publié la décision relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023. Cette publication a été accompagnée, à la même date, d'une séance d'information ouverte à tous les acteurs du marché.

La décision susvisée ainsi que les modèles de rapport y relatifs, publiés sur le site Internet de la CWaPE, ont été soumis à consultation publique.

Le 17 juillet 2017, la CWaPE adoptait la décision portant sur la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023 ainsi que les annexes y relatives.

Jurisprudence :

En date du 16 août 2017, les sociétés SCRL ORES Assets, ASBL Touche Pas à mes Certificats Verts (TPCV) et ASBL Groupement des petits producteurs d'énergies vertes (GPPEV) ont introduit individuellement, devant la Cour d'appel de Liège, une requête en annulation de l'intégralité de la décision de la CWaPE CD-17g17-CWaPE-0107 du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023. L'audience d'introduction de ces trois recours a eu lieu le 22 septembre 2017.

2.3.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Depuis le 1er 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 2017 :


En cours de période réglementaire, 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 gestionnaire du réseau de distribution.

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 oeuvre. 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 13 janvier 2017, 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 16 : Tarif de distribution - électricité 2017

Tableau 15 : Grille tarifaire
Année 2017



Distribution électricité prix hors TVA

	TRANS MT		25-1 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 d'utilisation du réseau de distribution							
$P = C1 \cdot \text{EUR/MW} + Y \cdot \text{EUR/MWh H} + Z \cdot \text{EUR/MWh L} + Z_n \cdot \text{EUR/MWh EX}$							
coefficient C1 =	0,1 + 796,5 / (885 + MW)		0,1 + 796,5 / (885 + MW)		0,1 + 796,5 / (885 + MW)	1	-
avec X = EUR / MW / an	62,75093	31,367580	43,206226	31,367580	43,206226	48,000798	-
Y12 = EUR / MW / mois	5,207893	2,613965	3,610966	2,613965	3,610966	4,052552	-
Y = EUR / MWh H	0,000984	0,002561	0,002561	0,002561	0,002561	0,002921	0,002062
Z = EUR/MWh L	0,000596	0,001527	0,001527	0,001527	0,001527	0,001875	0,001201
Zn = EUR/MWh EX	-	-	-	-	-	-	0,004961
maximum X + Y = EUR / MWh H	-	-	0,104004	-	0,104004	-	-
1.2. Tarif pour la répartition de la puissance / l'énergie inactive							
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie inactive	32,0%		48,4%	48,4%	48,4%	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire	-		-	-	-	-	-
tarif = "forfait" * MWh total	EUR / MWh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage							
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé	EUR / an	668,98	668,98	668,98	668,98	668,98	668,98
Comptage MMR (Monthly Manual Reading) - rel. mensuel	EUR / an	-	-	581,80	581,80	581,80	581,80
Comptage YMR - relevé à annuel	EUR / an	-	-	-	-	-	12,16
Sans comptage - forfaitaire	EUR / an	-	-	-	-	-	334,40
3. Surcharges							
3.1. Charges de pensions							
EUR / MWh T	0,000172	0,000172	0,000406	0,000406	0,001207	0,001646	0,001646
3.2. Impôts et redevances							
- Redevance de voirie (*)	EUR / MWh T	0,000332	0,000332	0,000332	0,000332	0,000664	0,000664
- Impôt des sociétés & autres prélèvements	EUR / MWh T	0,000304	0,000304	0,000691	0,000691	0,001131	0,004010

kWh T = kWh H + kWh L + kWh EX

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

(**) Le tarif dérivé sera publié dès que l'indice des prix de décembre de l'année précédente sera connu (conformément à l'article 26 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 les soldes régulateurs pour l'exercice 2015.

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 2016 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 2016, le solde régulateur cumulé en électricité s'élevait à environ 112 millions d'euros, dont 35 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, comme par exemple Atrias.

Un volet du contrôle a spécifiquement porté sur l'analyse du projet Atrias (développement de la plateforme d'échange d'informations entre les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires de réseau, et intégration avec les systèmes existants). Ce projet fédéral, dont le budget bruxellois avait été estimé par le gestionnaire de réseau une première fois en 2014, a de nouveau vu ses coûts fortement augmenter en 2017 (exercice 2016). Pour juguler ce phénomène, 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.

Sur bases 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.

Cette analyse a permis de montrer les limites de la méthodologie tarifaire actuelle et d'aboutir à une réflexion plus générale sur la gestion de tels projets 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 2017, BRUGEL a conclu un accord avec Sibelga pour définir la procédure de concertation et les principaux thèmes à aborder pour l'élaboration d'une nouvelle méthodologie tarifaire électricité - gaz.

Cette nouvelle méthodologie devrait être opérationnelle pour la deuxième période tarifaire 2020-2024. En 2017, BRUGEL a réfléchi aux différents objectifs que doit soutenir la prochaine méthodologie. Certains objectifs transversaux tel que la stabilité du cadre réglementaire, l'assurance d'une maîtrise des coûts du gestionnaire de réseau et la transparence sont identiques aux objectifs de la méthodologie 2015-2019.

Cette nouvelle méthodologie vise notamment à mettre en place une régulation incitative basée sur des indicateurs de performance pertinents, liés aux investissements, ainsi qu'à la qualité du réseau et du service du gestionnaire de réseau.

Le second point d'attention de cette méthodologie porte sur la prise en compte des différents aspects liés à la structure tarifaire. L'objectif de BRUGEL sera de définir le rôle que peuvent jouer les tarifs de distribution dans le cadre de la transition énergétique. Vu que des compteurs intelligents commenceront très probablement à être déployés durant la période 2020-2024, 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 tarifaires, BRUGEL veillera à ce que ces réflexions intègrent les préoccupations socioéconomiques et environnementales.

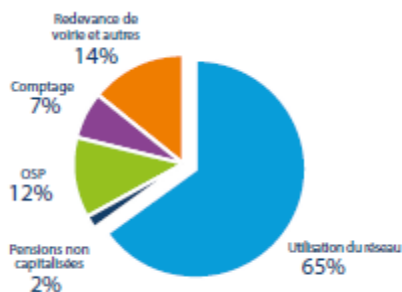
Décomposition des tarifs de distribution électricité :

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

Le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution et compte pour environ 65 % du tarif. L'activité de mesure et de comptage représente 7 % 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 22,5 millions d'euro pour 2017.

Figure 5 : Décomposition des tarifs de distribution d'électricité 2017



Suite aux modifications méthodologiques apportées en 2016, on constate une légère diminution des tarifs en 2017, principalement suite à une diminution du poste lié aux pensions non capitalisées (affectation d'un solde du passé). 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 17: Evolution tarifs de distribution – Electricité 2.036 kWh annuel

En euro HTVA - arrondi	12/2014	12/2015	12/2016	12/2017	01/2018
Utilisation du réseau	107	95	100	106	112
Pensions non capitalisées	11	9	9	3	3
OSP	22	22	23	19	22
Comptage	8	13	12	12	13
Redevance de voirie et autres (ISOC...)	13	21	21	22	22
	162	161	166	162	172

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. Entre 2017 (1 484 HTVA) et 2018, le montant total payé s'élèvera à environ 1.582 € HTVA. 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 18 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 1.600 kWh + 1.900 kWh annuel

En euro HTVA	12/2014	12/2015	12/2016	12/2017	01/2018
Utilisation du réseau	143	128	135	142	151
Pensions non capitalisées	19	16	15	6	6
OSP	38	39	40	33	37
Comptage	8	13	12	12	13
Redevance de voirie et autres (SOC...)	23	36	37	37	39
	231	231	239	230	245

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 2018.

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 2017, les nouveaux tarifs de distribution qui sont d'application depuis le 1er janvier 2018. 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 2018 (1,0784 c€/kWh) par rapport au tarif 2018 initialement fixé (1,2141 c€/kWh). Pour la surcharge « impôt des sociétés », elle passe de 0,4259 c€/kWh contre 0,4813 c€/kWh initialement prévu en 2014.

Mécanismes de régulation incitative :

Voir section précédente.

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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.

En 2017, au cours de son analyse, la CREG a relevé la présence de subsides croisés entre activités régulées et non régulées, ce qui l'a amenée à rejeter, le 13 juillet 2017, le rapport tarifaire adapté d'Elia portant sur l'exercice d'exploitation 2016. Dans pareil cas, la CREG fixe elle-même le solde régulateur de l'exercice d'exploitation (voir point 2.3.1 soldes du présent rapport).

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 :

- la proposition de modification des régions de calcul de la capacité, approuvée par la CREG le 28 septembre 2017²⁸. Avec cette proposition la nouvelle frontière de zone de dépôt des offres entre la Belgique et le Royaume-Uni dans la région de calcul de la capacité *Channel* est intégrée ;
- la proposition de conception régionale des droits de transport à long terme, approuvée par la CREG le 16 octobre 2017²⁹. Cette proposition entend déterminer, pour les frontières de zones de dépôt des offres pertinentes de la région de calcul de la capacité Core, quels droits à long terme sont proposés à quelles frontières ;
- la proposition d'exigences régionales relatives aux règles d'allocation harmonisées, approuvée par la CREG le 16 octobre 2017³⁰. Cette proposition sert à établir un plafond pour le paiement de l'indemnisation aux détenteurs de droits de transport à long terme réduits pour les zones de dépôt des offres dont les frontières font partie de la région de calcul de la capacité Core ;
- la demande d'approbation portant sur le plan relatif à l'exercice conjoint des fonctions d'opérateur de couplage du marché (le « plan OCM ») introduite par EPEX SPOT Belgium et Nord Pool. La CREG a approuvé le plan proposé³¹ ;
- la proposition commune d'exigences concernant la plateforme d'allocation unique et la méthodologie pour le partage des coûts de cette plateforme. La CREG a approuvé cette proposition³² ;
- la demande d'approbation portant sur une méthodologie de répartition des revenus de la congestion. En concertation avec les autres autorités de régulation européennes, la CREG a décidé de demander conjointement à l'ACER de prendre une décision concernant la méthodologie proposée ;

²⁸ Décision (B)1674 relative à la proposition commune de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport visant à modifier la détermination des régions pour le calcul de la capacité.

²⁹ Décision (B)1683 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, de conception régionale des droits de transport à long terme.

³⁰ Décision (B)1684 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'exigences régionales relatives aux règles d'allocation harmonisées.

³¹ Décision (B)1603 sur la demande commune d'EPEX SPOT Belgium SA, de Nord Pool AS et de tous les opérateurs désignés du marché de l'électricité d'approbation du plan modifié relatif à l'exercice conjoint des fonctions d'OCM.

³² Décision (B)1675 relative à la proposition commune de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport relative aux exigences concernant la plateforme d'allocation unique et à la méthodologie pour le partage des coûts de cette plateforme.

- la demande d'approbation de l'heure limite de fermeture journalière. La CREG a approuvé cette proposition³³ ;
- la demande d'approbation d'une méthodologie pour le modèle de réseau commun. La CREG a approuvé cette proposition³⁴ ;
- la demande d'approbation d'une méthodologie pour la fourniture des données sur la production et la consommation. La CREG a approuvé cette proposition³⁵.

Le *Dynamic Line Rating* est une méthode permettant de déterminer de manière dynamique l'ampacité de lignes de transport aériennes, c'est-à-dire le courant électrique maximum pouvant parcourir une ligne de transport, compte tenu de la conception, des critères de sécurité et des conditions météorologiques (température, vitesse du vent, ...) de cette ligne.

Le 5 octobre 2017, la CREG a décidé³⁶ de ne pas approuver la proposition d'Elia portant sur une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul de la capacité. Compte tenu de l'amélioration substantielle apportée au niveau des capacités de transport mises à la disposition du marché, la CREG a toutefois autorisé l'application de la méthode proposée dans l'attente de la demande d'approbation de la proposition modifiée et de la décision y relative.

Le 5 décembre 2017, Elia a soumis une méthodologie modifiée. La CREG rendra une nouvelle décision début 2018.

MRC market coupling :

Couplage multirégional day-ahead : le 24 janvier 2017, EPEX a lancé un mécanisme pour permettre un couplage de marché au niveau de CWE ou CWE-BritNed en cas de déclaration de découplage complet en MRC. Les procédures détaillées pour les scénarios « *delay and fallback* » sont disponibles à la rubrique « Téléchargement » du site d'EPEX.

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. Ce constat reste d'actualité en 2017. La capacité disponible à des fins commerciales sur les CBCO contraignantes ou la *Remaining Available Margin* (RAM) n'atteignait en moyenne que 30 % de la capacité de ligne thermique. Les valeurs RAM tiennent compte du critère N-1 pour la sécurité du réseau. Compte tenu de cette faible capacité commerciale sur les CBCO, les droits à long terme suivant le principe de « LTA inclusion » ont été, comme en 2016, déterminants pour garantir un volume d'importation minimal pour la Belgique durant les mois d'hiver.

³³ Décision (B)1638 sur la proposition commune de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport relative à l'heure limite unique pour la fermeture journalière.

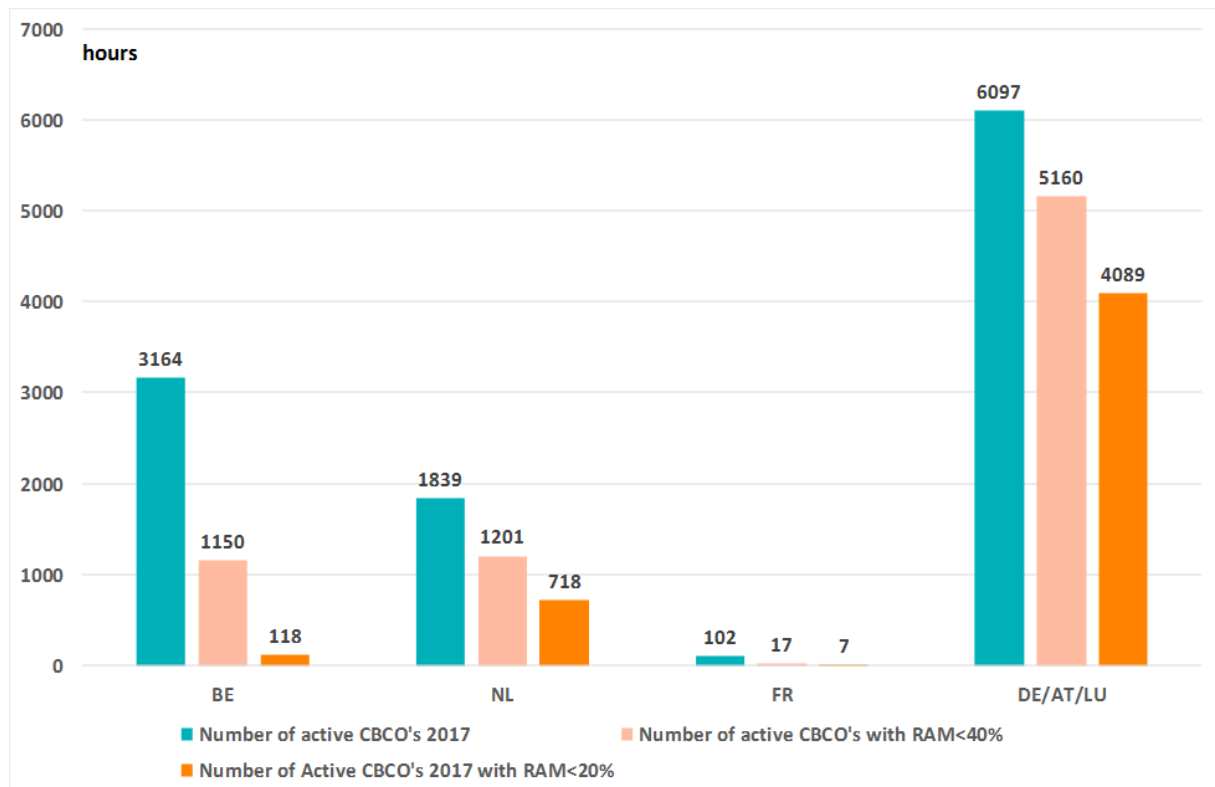
³⁴ Décision (B)1627 sur la proposition commune modifiée de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport visant un modèle de réseau commun.

³⁵ Décision (B)1593 relative à la proposition commune de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseaux de transport visant une méthodologie uniforme pour la fourniture des données sur la production et la consommation.

³⁶ Décision (B)1636 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.

La figure 6 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 6 : Nombre d'heures durant lesquelles une *Critical Branch - Critical Outage* (CBCO) a limité les échanges transfrontaliers en fonction de l'emplacement de la CBCO (zone de dépôt des offres Belgique « BE », Pays-Bas « NL », France « FR » et Allemagne-Autriche-Luxembourg « DE/AT/LU ») (Sources : GRT CWE et calculs CREG)



Les lignes dotées d'une RAM peu élevée peuvent bloquer les échanges transfrontaliers en présence de très faibles volumes. Une RAM peu élevée peut résulter de la réservation de capacité de ligne à d'autres fins, telles que (1) des échanges commerciaux internes à la zone de dépôt des offres, (2) des flux de bouclage résultant d'échanges commerciaux à l'intérieur d'une autre zone de dépôt des offres et/ou (3) des marges d'incertitude élevées. 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.

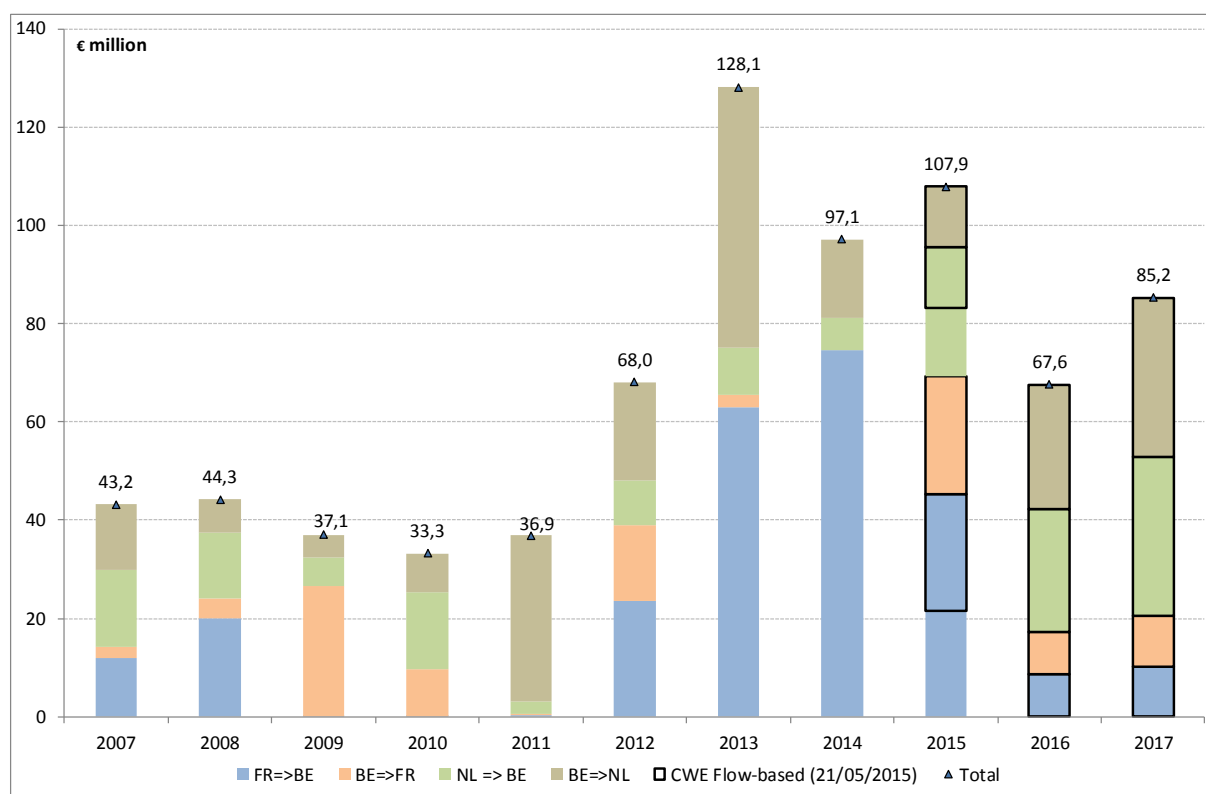
C'est la raison pour laquelle les régulateurs CWE avaient demandé en 2015, dans leur position paper commun adressé aux GRT CWE, une révision de la méthode de sélection actuelle, puis - en l'absence de proposition de révision - réitéré cette demande début 2017. Le résultat de l'étude menée par les GRT CWE, qui doit donner lieu à une proposition commune des GRT CWE, est attendu en mai 2018. La proposition dont la CREG a discuté en mars 2016 avec les régulateurs CWE et Elia et qu'elle a soumise aux GRT CWE constitue une contribution importante pour cette étude. On peut citer comme élément essentiel de la proposition de la CREG, le fait que des conditions minimales soient imposées en matière de capacité disponible sur les lignes de transport intégrées dans le CWE FBMC, et ce afin de combattre les inefficacités et la discrimination entre les échanges nationaux et transfrontaliers. Cela est

nécessaire pour que le couplage des marchés en région CWE contribue effectivement à augmenter le volume des échanges transfrontaliers et à améliorer la convergence des prix entre les zones de dépôt des offres.

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 2017 est illustrée à la figure 7. 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 7 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



En 2017, les rentes de congestion générées aux frontières belges se sont élevées à 85,2 millions d'euros au total. Ce montant dépasse de 26 % celui de 2016 mais est inférieur à celui des trois années précédentes. Tout comme en 2016, les rentes de congestion ont principalement été dégagées à la frontière belgo-néerlandaise : 64,8 millions d'euros à la frontière belgo-néerlandaise contre 20,4 millions à la frontière franco-belge. Cela reflète bien que la valeur absolue moyenne de l'écart de prix à la frontière belgo-néerlandaise est supérieure à celle de la frontière belgo-française. La valeur absolue moyenne de la différence de prix à la frontière belgo-néerlandaise était de 7,2 €/MWh, contre 4,2 €/MWh à la frontière belgo-française. Les différences de prix avec les pays voisins étaient au plus haut en janvier 2017 et novembre 2017. Ensemble, ces deux mois ont représenté 57 % des rentes de congestion à la frontière belgo-néerlandaise et 33 % des rentes de congestion à la frontière belgo-française.

Depuis l'introduction du couplage de marchés fondé sur les flux entre les quatre zones de dépôt des offres de la région CWE, les rentes de congestion sont déterminées à partir des résultats de ce couplage et sont allouées au moyen d'une clé de répartition à une frontière entre zones de dépôt des offres.

Actuellement, les revenus par frontière sont répartis de manière identique entre les deux GRTs frontaliers (50/50).

Dans le cadre du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, tous les GRTs européens ont soumis conjointement une nouvelle méthode de répartition des revenus de la congestion. À la demande de toutes les autorités de régulation, l'ACER a adapté et déterminé, le 14 décembre 2017, dans sa décision 07-2017, la méthodologie proposée par les gestionnaires de réseau de transport. Les principales modifications apportées à la méthodologie de répartition initiale concernent la répartition des revenus de la congestion issus des échanges extérieurs à la région de calcul de la capacité ainsi que la répartition des coûts liés à la rémunération des droits de transport à long terme.

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 19 à 22 donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre le Belgique et la France.

[Tableaux 19 à 22 : 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 oeuvre 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 oeuvre 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 oeuvre 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 juillet 2017 huit GRTs ont signé un protocole d'accord pour la conception, la mise en oeuvre 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.

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.

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

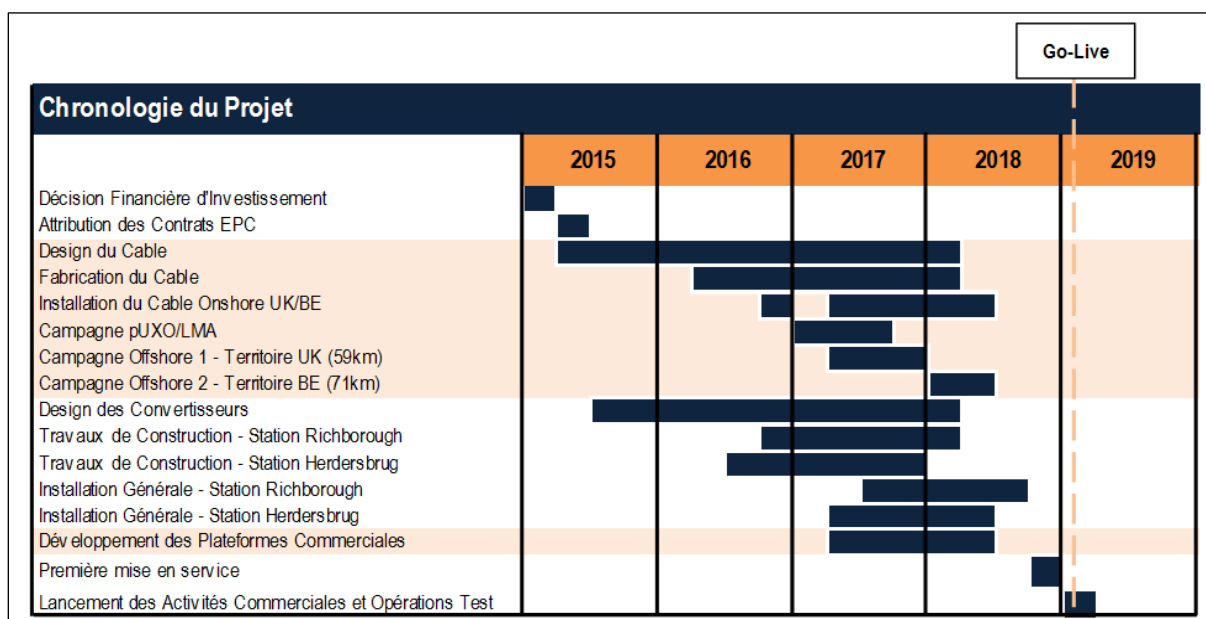
Plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 61/152.

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 23 : 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 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.

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 Kruikebeke 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 procèdera 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.

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 débuteront également.

Réseau Modulaire Offshore (MOG) :

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.

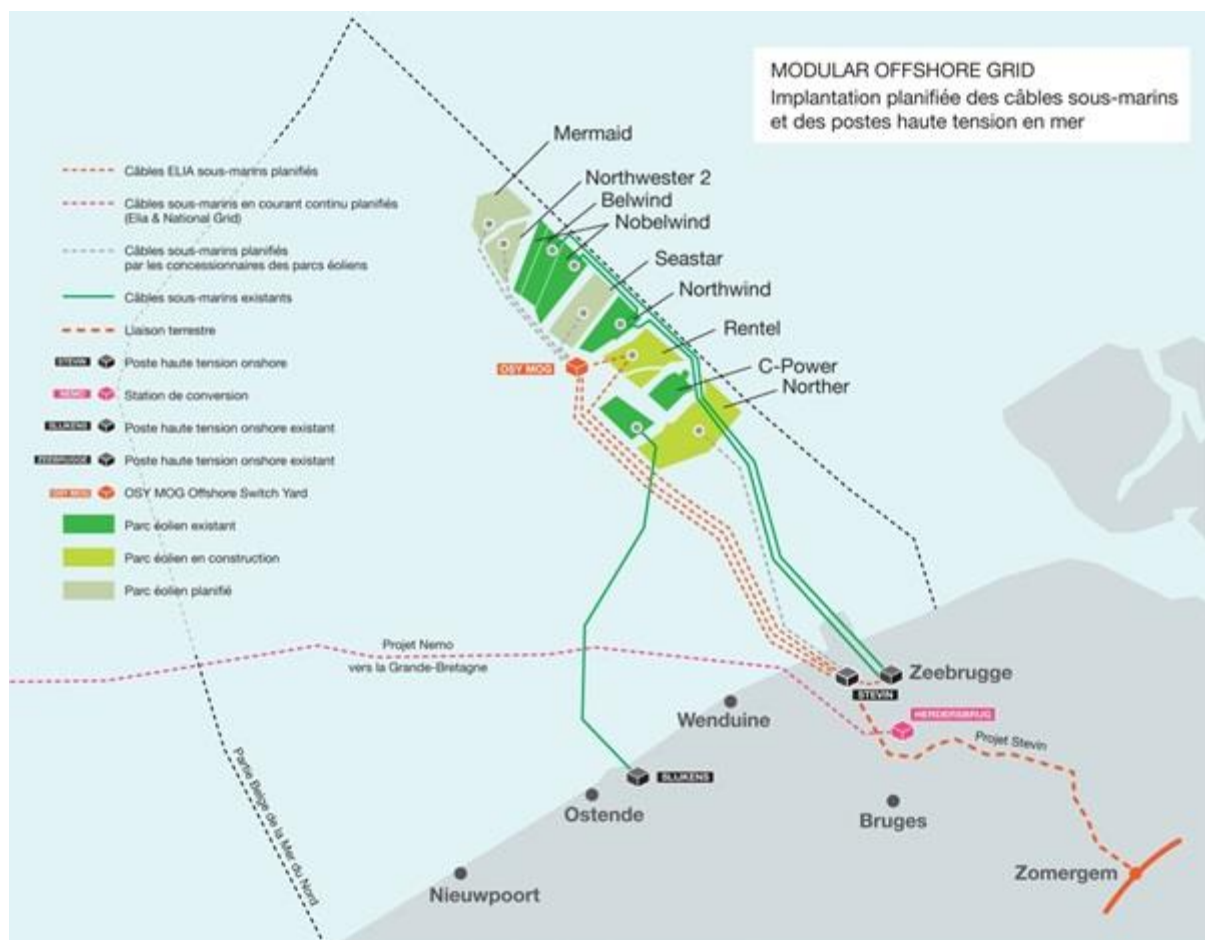
Les assets ci-dessous (lignes orange sur le schéma) seront détenus et exploités par Elia :

- 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.

Figure 8 : Modular Offshore Grid



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

En 2017, la CREG a continué d'entretenir de bonnes relations avec ses homologues étrangers. Elle a en particulier veillé à instaurer un dialogue au plus haut niveau avec les pays voisins et à explorer les domaines de collaboration possibles. Lors d'une visite au président du régulateur allemand, la BNetzA, le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » de la Commission européenne, l'avancement de la future interconnexion d'électricité (projet ALEGrO) et les dernières évolutions du marché en matière d'énergie renouvelable ont notamment été discutés.

La visite du président nouvellement élu du régulateur français, la CRE, organisée au premier semestre 2017, a permis d'ouvrir un débat sur la future collaboration entre les deux organisations aux niveaux régional, européen et international. La bonne entente entre les deux autorités a donné lieu à un échange d'expériences en matière de monitoring et de supervision du marché européen, et au développement de Regulae.fr comme réseau international des régulateurs de l'énergie en francophonie.

Des débats similaires au sujet d'une future collaboration avec le président du régulateur de Grande-Bretagne, l'Ofgem, ont été occultés par l'incertitude de la position du Royaume-Uni par rapport à l'Union européenne. Les deux parties se sont accordées sur l'importance de suivre de près l'évolution de la situation en prêtant surtout attention à son incidence sur la régulation des interconnexions d'électricité et de gaz. Outre ces contacts bilatéraux directs avec ses homologues voisins, la CREG a répondu en 2017 à des questions diverses et variées posées par les régulateurs néerlandais, italien, chypriote, autrichien, portugais, tchèque, bulgare, hongrois, letton, grec et polonais.

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 2017.

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 2017.

2.5.2.2. Région flamande

L'Article 13 du Décret sur l'Energie accorde à la 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 2017.

2.5.2.3. Région wallonne

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

La méthode suivie par la CWaPE a été décrite dans le rapport 2016 de la Belgique et n'a pas connu d'évolution depuis 2016.

En 2017, la CWaPE a mené sa mission de contrôle et de surveillance auprès des fournisseurs d'énergie aux clients résidentiels récemment arrivés sur le marché wallon.

Elle entend poursuivre cette mission en en 2018.

Durant l'année 2017, la CWaPE a été amenée à enclencher une procédure de sanction administrative à l'encontre d'un gestionnaire de réseau dans le cadre des manquements constatés en matière de transmission de données de comptage.

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 notable 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 2017.

2.6. CONCURRENCE

2.6.1. Marché de gros

Comme chaque année depuis 2007, la CREG a examiné³⁷ le fonctionnement et l'évolution du prix du marché de gros belge de l'électricité de l'année écoulée (2016). Dans cette étude la CREG y fait les constats suivants :

Pour la troisième année consécutive, la charge du réseau Elia, qui représente une valeur approximative de la consommation belge d'électricité, était d'environ 77 TWh en 2016. Cette stabilisation des prélèvements d'électricité succède à une baisse continue depuis 2007. Concomitamment, la production électrique solaire s'est stabilisée à près de 3 TWh en 2016.

Par rapport à 2015, la production électrique des centrales électriques belges a fortement augmenté, passant de 55,7 TWh à 69,7 TWh. Cela s'explique en grande partie par la remise en service de deux centrales nucléaires depuis fin 2015. Toutefois, les grandes unités de production au gaz ont produit le même volume d'électricité en 2016 (12,5 TWh) qu'en 2015 (12,4 TWh). La hausse de la production nucléaire a entraîné une baisse des importations.

³⁷ Étude (F)1609 sur le fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de suivi 2016.

Jusqu'à la fin septembre, la convergence des prix en Europe centre-ouest (CWE) était relativement élevée en 2016. Durant les derniers mois de 2016, la baisse de la capacité nucléaire en France et en Belgique, ainsi que la capacité d'interconnexion limitée dans la région CWE ont fait pression sur les prix en Belgique et en France, avec quelques pics horaires supérieurs à 500 €/MWh. Ce manque de capacité d'interconnexion est aussi nettement visible sur les marchés forward, où le prix year ahead moyen en Belgique s'élevait à 33,4 €/MWh en 2016, soit un prix 25 % supérieur aux 26,6 €/MWh payés par les consommateurs allemands.

Dans son rapport de monitoring, la CREG analyse et explique le fonctionnement du couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE. Elle montre que ce couplage de marchés présente de graves insuffisances produisant des résultats de marché discriminatoires et inefficaces. En raison de lignes de transport interne structurellement congestionnées, situées essentiellement en Allemagne, le marché intérieur de l'électricité de la région CWE est sous-performant et inéquitable.

En 2016, l'utilisation de réserves pour équilibrer le réseau d'Elia s'élevait à 640 GWh (régulation positive-négative), soit le niveau le plus bas depuis plus de cinq ans. L'activation de quelque 400 GWh de réserves pourrait être évitée à l'aide de l'International Grid Control Cooperation (IGCC), un mécanisme permettant de compenser le déséquilibre d'un pays grâce à d'autres pays participant au mécanisme. Dès lors, le mécanisme IGCC montre l'importance d'une coopération de la Belgique à un niveau européen, y compris sur le plan de l'équilibrage et des réserves.

Le 25 janvier 2018 la CREG a établi une succincte note ((Z)1601) dressant un aperçu des principales évolutions des prix et de la consommation sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz en 2017. Cette note présente un premier aperçu des évolutions marquantes observées sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2017.

Elle relève ainsi que le prélèvement d'électricité, qui s'élève à environ 77 TWh, était plus ou moins similaire à celui observé depuis 2014. La production d'électricité nucléaire baisse de 1,2 TWh par rapport à celle de 2016.

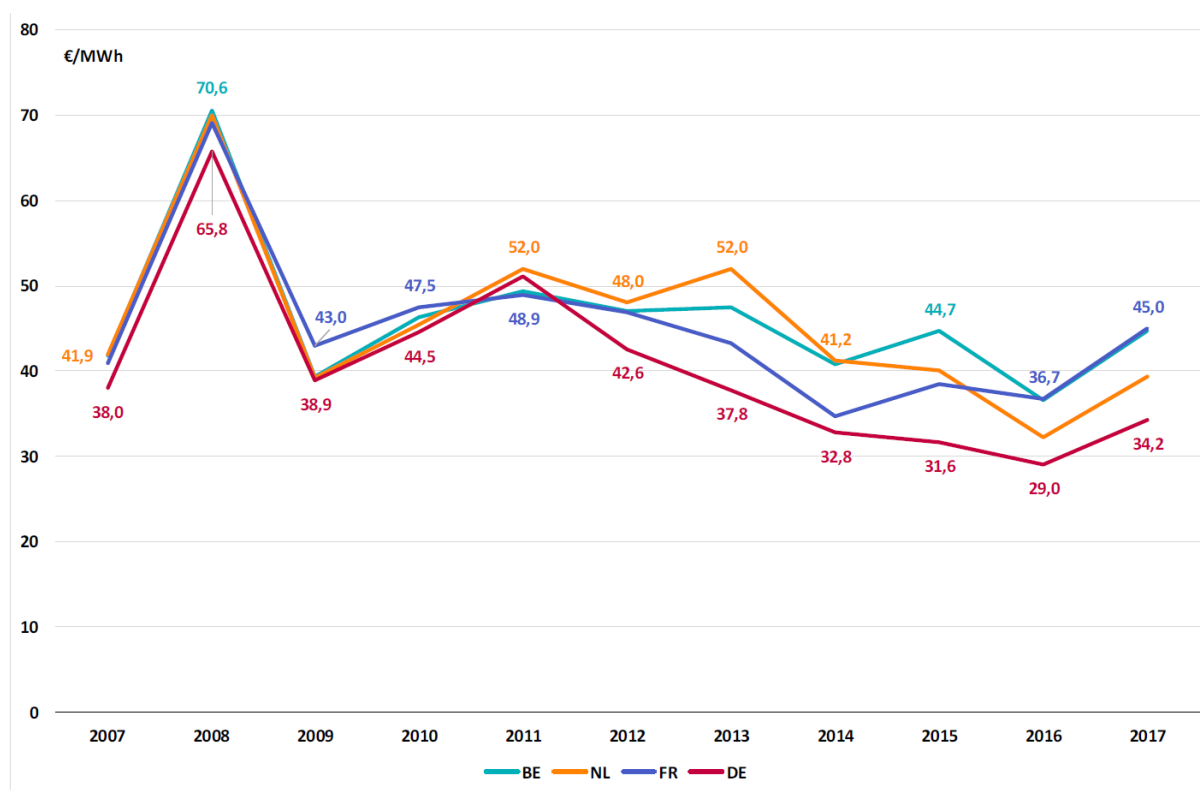
Sur le marché à court terme, le prix de l'électricité augmente de 22 % par rapport à 2016, pour atteindre 44,7 €/MWh en moyenne. Sur le marché à long terme, le prix year-ahead augmente en 2017 et atteint 37,3 €/MWh en moyenne, soit une hausse de 12 % par rapport à l'année précédente. Les écarts de prix moyens dans la région CWE s'élèvent à 5,9 €/MWh.

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 :

Le prix moyen du marché journalier pratiqué pour la fourniture d'électricité en Belgique est de 8,0 €/MWh en 2017, soit 22 % de plus qu'en 2016, et est de ce fait plus ou moins identique à celui pratiqué pour la fourniture d'électricité en 2015.

Figure 9 : Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par année de 2007 à 2017 inclus

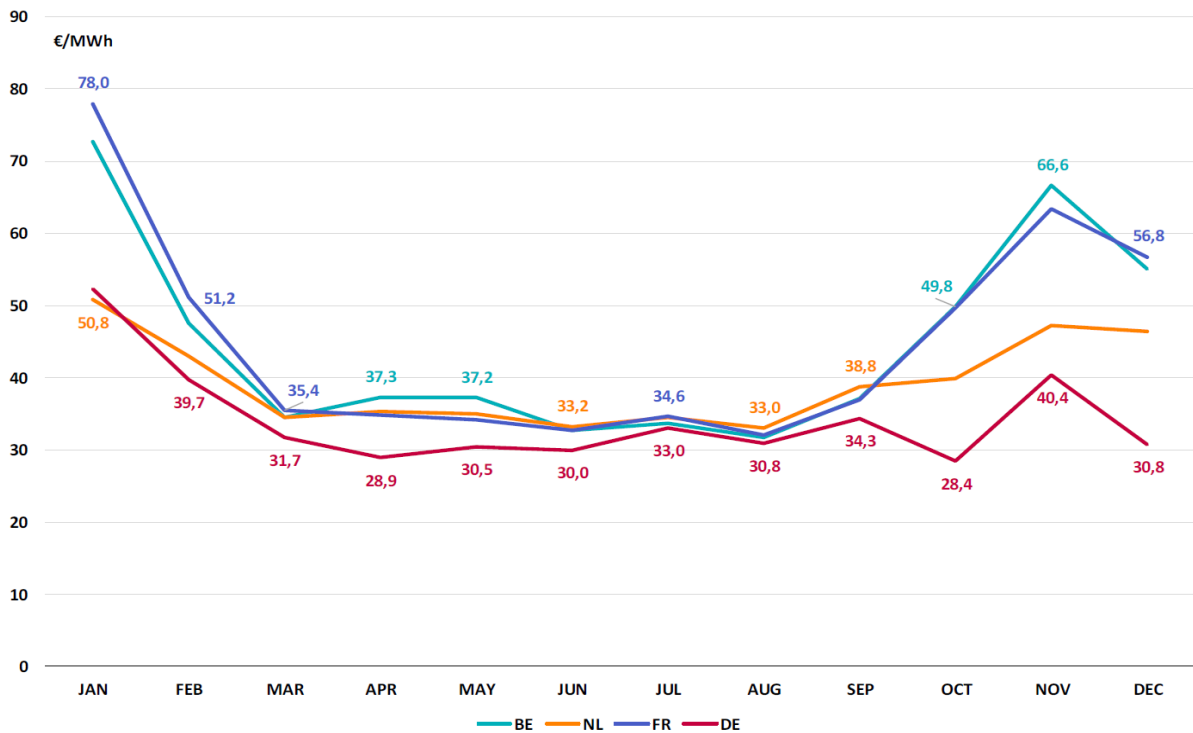


A titre de comparaison, le prix moyen des contrats à long terme de fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité en Belgique en 2017, négocié en 2016, s'élevait à 33,4 €/MWh, soit 11,2 €/MWh de moins que le prix moyen réalisé sur le marché journalier. L'achat d'électricité sur le marché journalier a été pour la première année depuis 2008 moins avantageux que sur le marché à long terme. Les prix supérieurs sur le marché journalier belge s'expliquent en partie par le mode inefficace de couplage des marchés d'électricité en Europe centre-ouest.

Le prix du marché journalier en Belgique est 13,6 % supérieur à celui des Pays-Bas, qui ne poursuit pas en 2017 sa convergence vers le prix moyen du marché journalier de fourniture d'électricité en Allemagne depuis 2013. La différence entre le prix le plus élevé et le plus bas dans la région CWE est de 10,4 €/MWh, soit plus qu'en 2016, mais moins qu'en 2015, et ce tant en valeur absolue que relative.

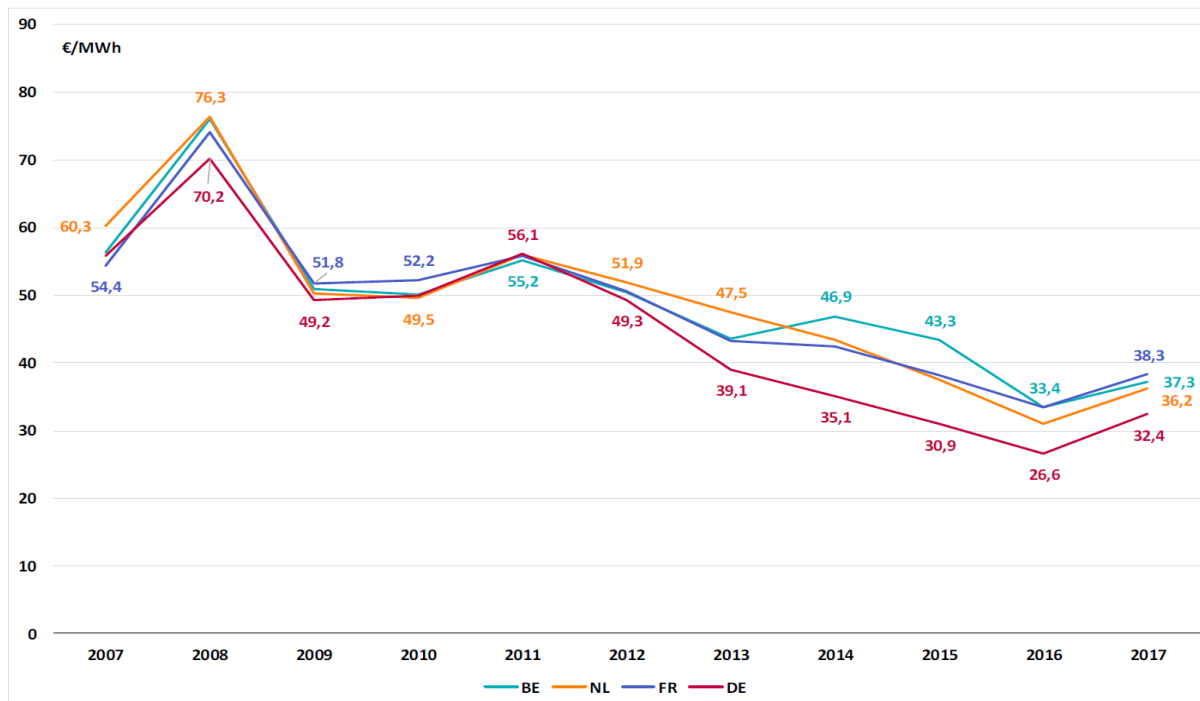
La figure suivante montre les prix du marché journalier mensuels moyens pour chaque zone de dépôt des offres de la région CWE (Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne/Autriche). Il ressort de cette figure que les différences de prix se manifestent surtout en janvier, février et à partir d'octobre, jusqu'en décembre. Ces différences de prix peuvent s'expliquer en grande partie par la faible capacité d'interconnexion commerciale disponible, par les volumes de production d'énergie nucléaire plus faibles en Belgique et en France et par des volumes de production d'énergie renouvelable intermittente plus faibles. Les cours mensuels des prix du marché journalier témoignent de la rentabilité d'exploitation des centrales de pointe en Belgique pendant ces 5 mois de l'année 2017.

Figure 10 : Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par mois en 2017



Le prix de long terme moyen (fourniture en Belgique pour l'année suivante) augmente à 37,3 €/MWh. La hausse s'observe dans tous les pays de la région CWE. Ce prix est 1 €/MWh inférieur à la fourniture en France et 1,1 €/MWh supérieur à la fourniture aux Pays-Bas. La plus grande différence de prix est avec l'Allemagne, qui a un prix de long terme moyen près de 5 €/MWh inférieur à celui de la Belgique. Cet écart de prix a toutefois diminué par rapport à l'année dernière.

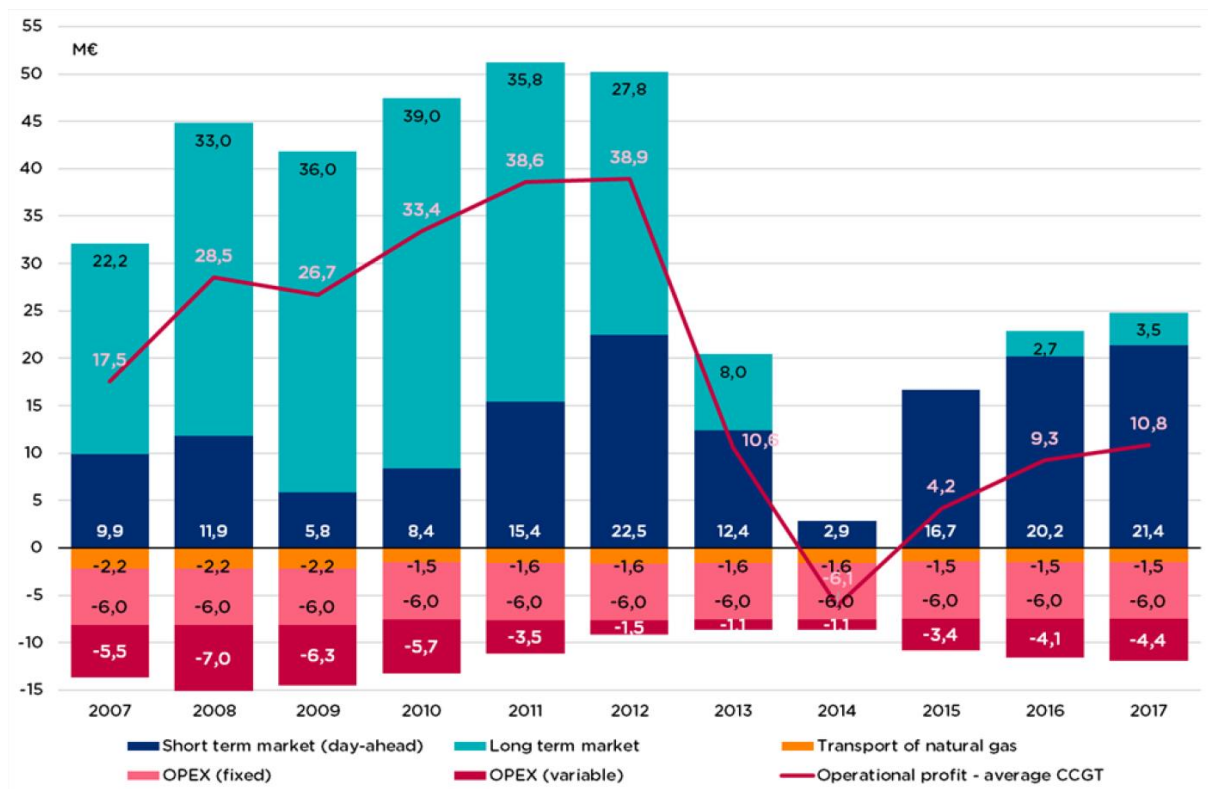
Figure 11 : Prix moyen pratiqué pendant une année de négoce pour un contrat year ahead pour fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité par zone de dépôt des offres dans la région CWE



En 2017, on constate une forte augmentation du Clean Spark Spread (CSS), baromètre de la rentabilité des centrales TGV (fondé sur les prix de l'électricité, du gaz et du CO2). Le CSS était positif en mai/juin pour une centrale moyenne d'un rendement de 50 %. La hausse s'est poursuivie jusqu'à la fin de l'année.

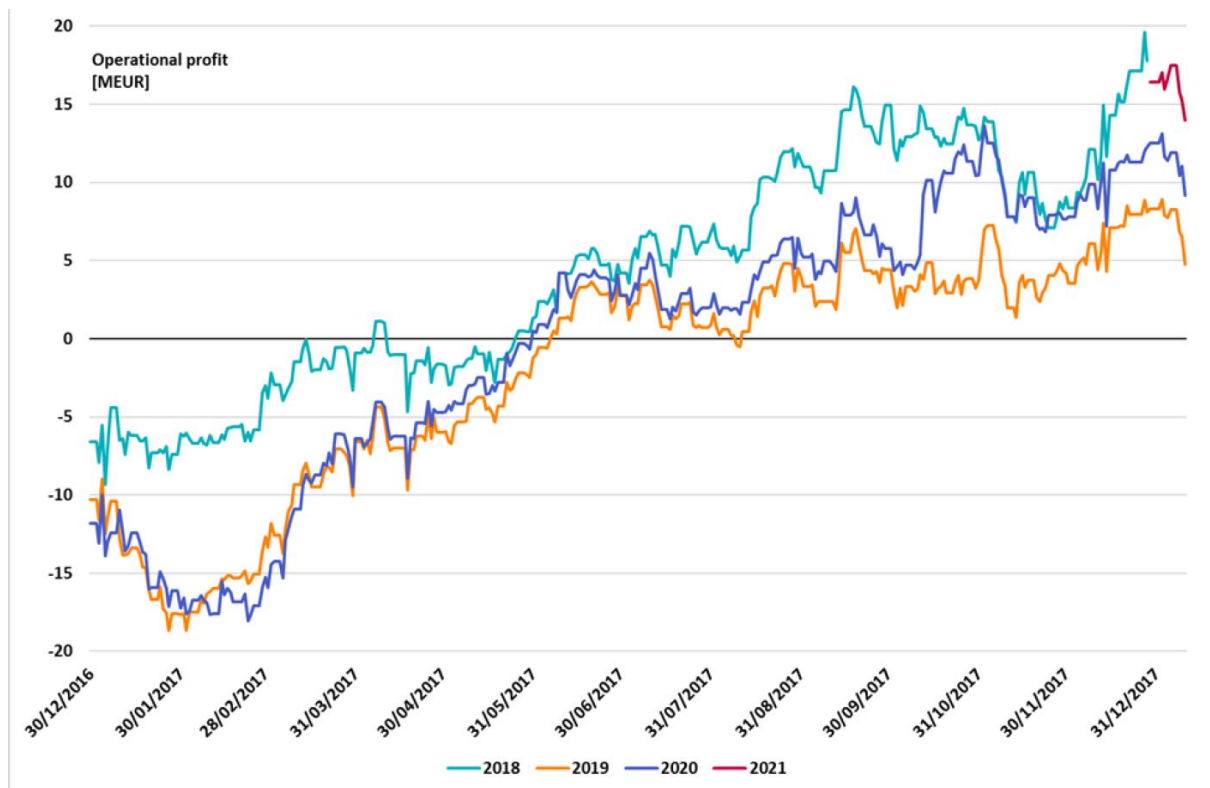
La Figure suivante montre la rentabilité d'exploitation annuelle d'une centrale turbine gaz-vapeur moyenne (TGV) 4. Il ressort de la figure qu'en 2017, une centrale TGV moyenne a pu se couvrir à hauteur de 3,5 MEUR sur les marchés à long terme. Une centrale TGV moyenne a réalisé un bénéfice supplémentaire de 21,5 MEUR sur le marché journalier. Compte tenu du coût fixe annuel et des coûts variables, ainsi que d'une disponibilité de 90 %, cela donne lieu à un bénéfice d'exploitation de 10,8 MEUR en 2017. Il s'agit du bénéfice d'exploitation le plus élevé depuis 2012.

Figure 12 : Rentabilité d'exploitation par année de fourniture d'une centrale turbine gaz-vapeur (TGV) moyenne de 400 MW en Belgique, sur la base du Clean Spark Spread (CSS, rendement 50 %) et d'un coût d'exploitation fixe annuel de 7,5 MEUR



La Figure suivante montre la rentabilité d'exploitation d'une nouvelle centrale turbine gaz-vapeur (TGV) efficace en Belgique, uniquement sur la base de prix à long terme jusqu'en 2021 (donc sans tenir compte de la rentabilité sur le marché journalier). Une efficacité de production de 55 % et une capacité de 400 MW sont supposées, ainsi qu'un coût d'exploitation fixe annuel de 7,5 MEUR par centrale. La rentabilité d'exploitation varie selon les prix à long terme de l'électricité, du gaz et du CO2 et a fortement augmenté en cours de l'année 2017. Les derniers chiffres indiquent que la rentabilité d'exploitation pour fourniture en 2021 (ligne rouge) est supérieure à celle de 2019 et de 2020.

Figure 13 : Rentabilité d'exploitation par année de fourniture d'une nouvelle centrale turbine gaz-vapeur (TGV) de 400 MW en Belgique, sur la base du Clean Spark Spread (CSS, rendement 55 %) et d'un coût d'exploitation fixe annuel de 7,5 MEUR



Sur la base de la seule rentabilité d'exploitation, on ne peut déterminer s'il est économiquement rationnel ou non d'investir dans une nouvelle centrale TGV. Cela nécessite une analyse du bénéfice net et du risque lié à la décision d'investissement. Cette analyse tient compte des évolutions possibles de facteurs qui influencent la rentabilité pour la période de 2021 à la fin prévue de la durée de vie de la centrale.

Le degré de transparence :

En novembre 2017, la CREG a réalisé d'initiative une étude³⁸ sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2016, 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. 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 31,9 % de la consommation des clients finals belges 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.

³⁸ Étude (F)1694 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2016.

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 21,7 % du prélèvement total sur le réseau de transport d'Elia en 2016.

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 2016, les prix contractuels se situent entre 15 EUR/MWh et 75 EUR/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 48 EUR/MWh et 62 EUR/MWh. Cette étude aborde les principaux facteurs déterminants qui contribuent aux différences entre les prix contractuels.

Dans son Rapport RA(1637) du 21 décembre 2017 relatif à un questionnaire relatif à l'appréciation par les acteurs de marché de la transparence des informations mises à la disposition de tous sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité, la CREG a constaté que les acteurs relèvent que les plateformes de transparence européennes doivent encore être améliorées.

La plateforme ENTSOE doit encore progresser au niveau de:

- la stabilité et de la réactivité de la plateforme ;
- l'exhaustivité ;
- l'exactitude des données ;
- sa conformité avec le schéma ACER ;

Les sites des GRT belges sont considérés comme bien structurés et disposant d'une bonne disponibilité.

Le site Elia devrait intégrer l'historique des messages REMIT, une information horaire plus précise des publications et un calendrier des indisponibilités des composantes du réseau. Pour les prévisions de la charge ou de la production renouvelable, il faudrait inclure une référence aux données météo prises en compte. Le site d'Elia doit encore faire l'objet d'amélioration en termes de qualité des données, de la fréquence des mises à jour et de la stabilité des données sur les indisponibilités.

Au niveau de la publication des informations privilégiées, les acteurs de marché sont en faveur d'un seuil européen et que les informations soient publiées sur une plateforme européenne sous un format normalisé. La discussion sur les seuils de publication est en cours dans les groupes de travail européens.

La CREG continuera à informer les acteurs de marché des évolutions des réglementations et contactera les GRT nationaux pour discuter des améliorations demandées.

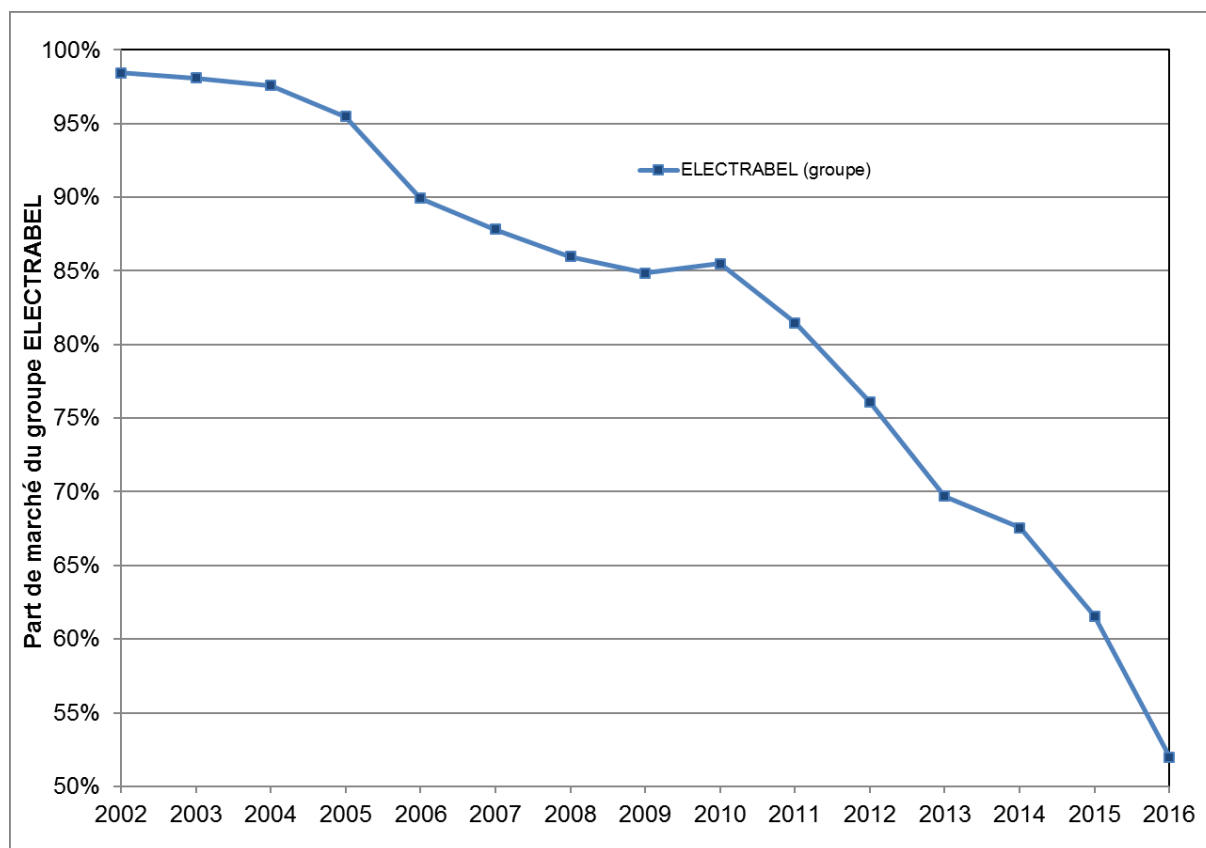
Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est dominée par le groupe ELECTRABEL³⁹. Ce fournisseur a fourni, en 2016, 55 % des grands clients industriels belges et a couvert 52 % de la consommation totale facturée à ces derniers.

La Figure 14 illustre que la part de marché du groupe ELECTRABEL – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse de 2002 (98,4%) à 2016 (52,0 %) qui s'est fortement accélérée depuis 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%).

³⁹ Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

Figure 14 : 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)

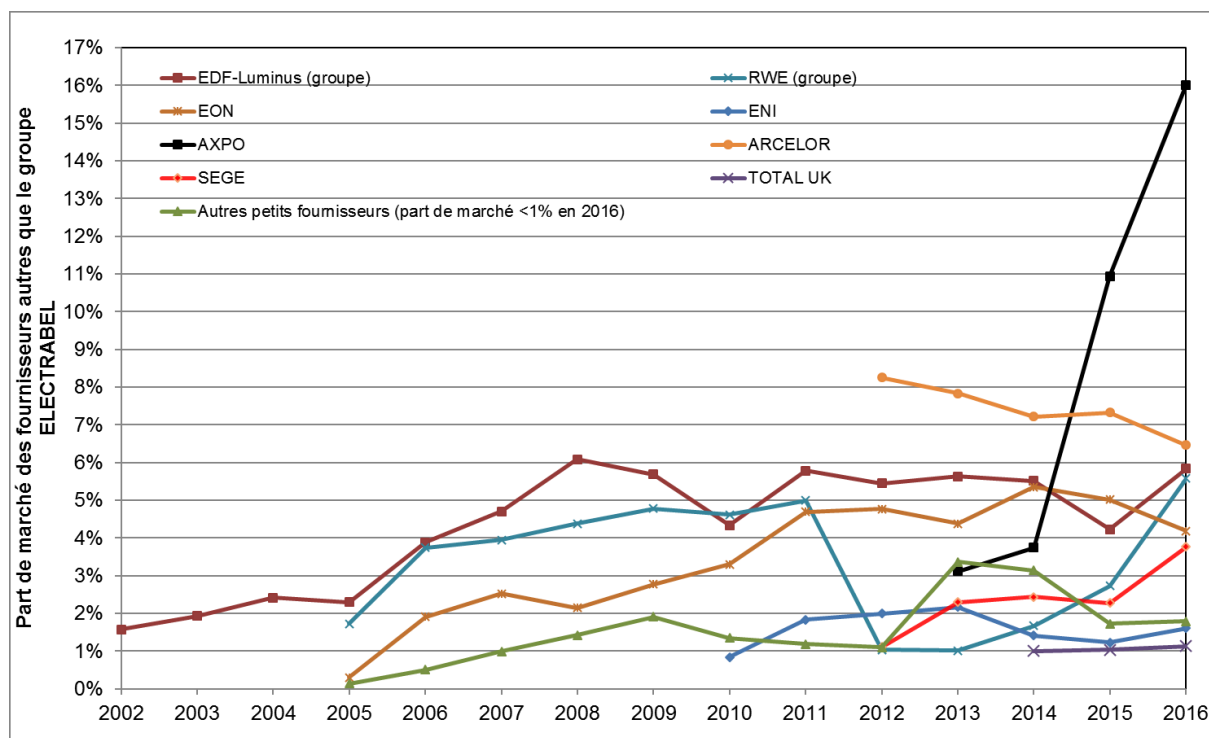


Comme illustré à la Figure 15, ce sont essentiellement les groupes EDF Luminus⁴⁰ et RWE⁴¹ qui ont pris des parts de marché à ELECTRABEL durant les premières années de la libéralisation. Depuis 2008, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui est progressivement résorbée suite à la récente relance de nouvelles activités en Belgique.

⁴⁰ Le groupe EDF Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

⁴¹ Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, ESSENT et POWERHOUSE.

Figure 15 : Part de marché de tous les fournisseurs, à l'exception d'ELECTRABEL, concernant les volumes fournis aux grands clients industriels, par an 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 12 % de parts de marché au cours des deux 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 24 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 (72 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 14 % en capacité de production.

Tableau 24 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Capacité de production (GW)										Parts de marché (%)										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Electrabel	13,7	12,2	11,8	11,4	11,0	10,3	10,2	10,2	10,2	10,1	86%	75%	73%	70%	67%	65%	68%	71%	73%	72%	
EDFLuminus ⁽¹⁾	1,9	2,2	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	1,9	2,0	12%	13%	15%	15%	14%	14%	12%	12%	14%	14%	
EON	0,0	1,4	1,5	1,5	1,5	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0%	9%	9%	9%	9%	9%	7%	4%	0%	0%	
Autres (<3%)	0,4	0,5	0,6	1,0	1,6	1,7	1,9	2,0	1,9	1,9	2%	3%	3%	6%	10%	11%	13%	14%	14%	14%	
Total	16,0	16,3	16,2	16,2	16,4	15,7	15,0	14,5	14,0	14,1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
											HHI	7 410	7 470	5 770	5 540	5 170	4 720	4 460	4 760	5 160	5 510

(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 augmenté en 2017. Il reste très élevé avec une valeur de 5.510. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Le tableau 25 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 70,2 TWh en 2017, ce qui correspond au niveau de la production en 2016. La part de marché prédominante d'Electrabel a diminué de manière modérée en 2017 à 77 % (contre 79 % en 2016). L'indice HHI a diminué à 6 152 en 2017, ce qui témoigne d'un marché très concentré.

Tableau 25 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)										Parts de marché (%)											
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
Electrabel	65,8	70,3	62,7	58,9	50,7	49,9	40,7	37,2	55,0	54,4	85%	82%	72%	73%	71%	71%	68%	67%	79%	77%		
EDF-Luminus ⁽¹⁾	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,6	7,6	6,6	6,5	7,8	12%	14%	14%	12%	12%	12%	13%	12%	9%	11%		
E.ON	0,0	0,5	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,6	0,9	0,0	0%	1%	10%	11%	11%	10%	11%	8%	1%	0%		
T-Power	0,0	0,0	0,0	1,0	0,5	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	4%	4%	4%		
Autres (<3%)	2,2	2,6	3,0	2,8	4,4	4,9	4,0	5,1	4,9	5,5	3%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	9%	7%	8%		
Total	77,4	85,5	86,6	80,5	71,9	70,7	59,9	55,8	69,9	70,2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
											HHI	7 299	6 868	5 439	5 599	5 242	5 223	4 893	4 679	6 303	6 152	

(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

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.

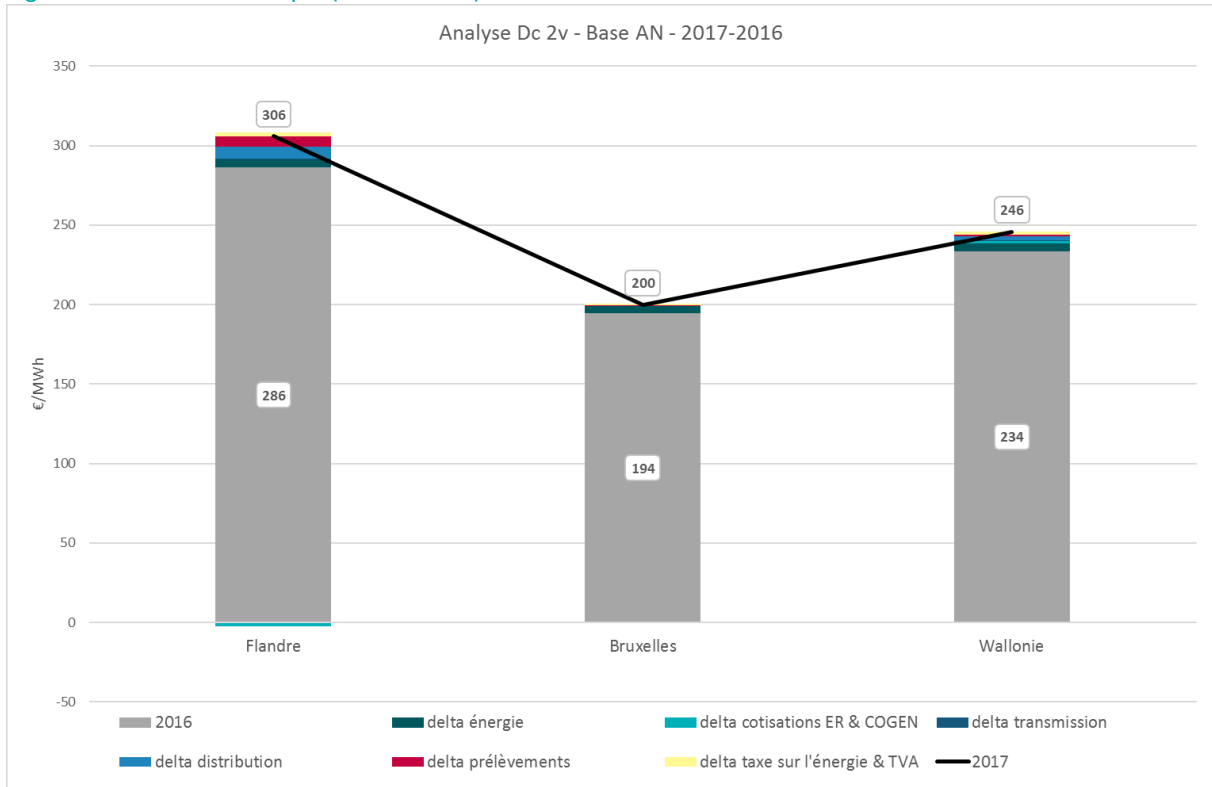
L'étude annuelle de 2017⁴² décrit l'évolution des prix retail pour la période janvier 2007- décembre 2017. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

Le prix au consommateur final pour les clients résidentiels (Dc - compteur bi-horaire) (moyenne sur tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre 2016 et 2017 de 5,81 %. L'évolution est cependant différente selon la région.

Par rapport à 2016, le prix final au consommateur a augmenté au niveau belge en moyenne de 5,81 % pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente : une hausse de 7,91 % pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 4,89 % pour un client en moyenne tension (Ic1). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

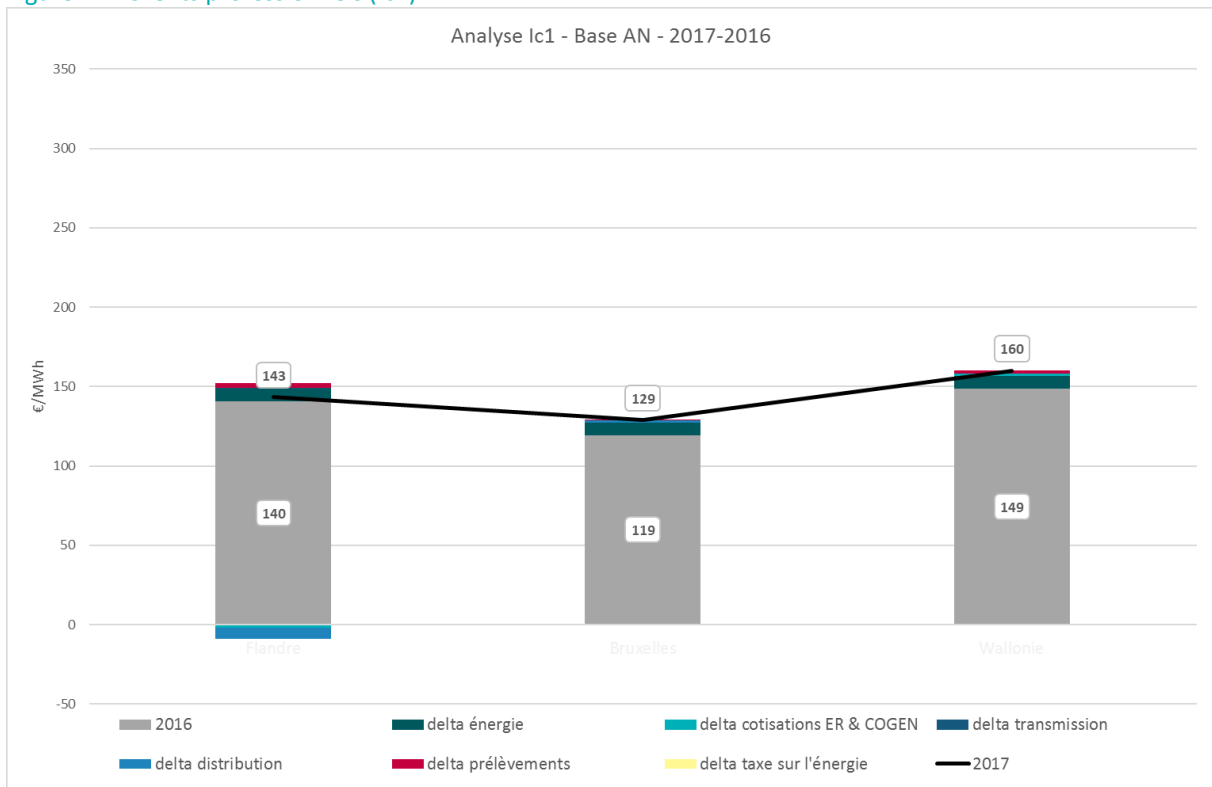
⁴² Étude (F)1738 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Figure 16 : Client domestique (Dc-bihoraire)



Le prix au consommateur final pour les clients professionnels (Ic1) (moyenne de tous les gestionnaires de réseau de distribution et fournisseurs) a augmenté entre décembre 2015 et décembre 2016 de 4,89 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après.

Figure 17 : Clients professionnels (Ic1)



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 2007-2017

Par rapport à 2007, le prix final au consommateur a augmenté au niveau belge en moyenne de 71,81 % pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente : une hausse de 44,89 % pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 11,68 % pour un client en moyenne tension (Ic1).

Client résidentiel (Dc – bihoraire)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 571,70 €/période (+114,67 %) en Flandre, de 260,77 €/période (+43,48 %) en Wallonie et de 117,01 €/période (+20,10 %) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA:

- le prix de la composante énergie a augmenté en moyenne de 58,48 €/période (+31,29 %) en Flandre, a diminué de 14,27 €/période (-5,50 %) en Wallonie et à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'en juin 2016 inclus. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait dans le passé principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure est toutefois supprimée depuis janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse en Flandre. La baisse du prix de l'énergie résulte de l'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (globalement +230,38 % pour la Belgique (BE)). Cette augmentation s'élève à 53,20 €/période en Flandre, à 60,49 €/période en Wallonie et à 6,71 €/période à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de transport a augmenté en moyenne de 12,79 €/période (+54,33 %) en Flandre, de 7,12 €/période (+19,55 %) en Wallonie et de 12,41 €/période (+46,91 %) à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 254,25 €/période (+170,37 %) en Flandre, de 73,84 €/période (+48,46 %) en Wallonie et de 51,81 €/période (+36,70 %) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+82,01 €/période ou +301,46 %). Ils ont augmenté de 113,69 €/période en Flandre, de 90,28 €/période en Wallonie et de 42,06 €/période à Bruxelles. La cotisation fédérale a plus que doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique", ... contribuent aussi à cette augmentation, tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles, ainsi que la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel qui est déterminé sur la base de la tranche de consommation ;

- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 79,29 €/période (+85,07 %) en Flandre, de 43,32 €/période (+39,27 %) en Wallonie et de 18,29 €/période (+16,98 %) à Bruxelles.

Client professionnel (Ic1)

Le prix facturé à l'utilisateur final en moyenne tension a augmenté, en moyenne, de 2.258,73 €/période (+10,92 %) en Flandre, de 4521,65 €/période (+21,44 %) en Wallonie et a diminué de 1.106,35 €/période (-5,10 %) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont différents d'une région à l'autre:

- le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 3.703,69 €/période (-28,49 %) en Flandre, Wallonie et à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'à juin 2016 inclus. Cette évolution du prix de l'énergie est due à la structure de la formule et aux paramètres d'indexation des tarifs qui diffèrent fortement de ceux des clients en basse tension ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota (+250,70 %). Cette augmentation s'élève à 2.477,60 €/période en Flandre, à 2.753,77 €/période en Wallonie et à 757,66 €/période à Bruxelles;
- le tarif de réseau de transport a augmenté de 114,75 €/période (+5,56 %) en Flandre, de 164,12 €/période (+7,89 %) en Wallonie et de 567,12 €/période (+46,91 %) à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté, en moyenne, de 1.092,74 €/période (+30,48 %) en Flandre, de 1.676,23 €/période (+39,93 %) en Wallonie et a diminué en moyenne de 109,30 €/période (-2,02 %) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public, des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+2.430,40 €/période ou +206,66 %). Ils ont augmenté de 2.277,35 €/période en Flandre, de 3.631,22 €/période en Wallonie et de 1.381,87 €/période à Bruxelles. La cotisation fédérale a plus que doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la "surcharge certificats verts", le "financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore", la "réserve stratégique",... contribuent aussi à cette augmentation, tout comme l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 qui est réglé par l'entremise des taxes locales en Wallonie et à Bruxelles, ainsi que la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel qui est déterminé sur la base de la tranche de consommation.

PERIODE 2016-2017

Par rapport à 2016, le prix final au consommateur a augmenté au niveau belge en moyenne de 5,81 % pour un client domestique (Dc-bihoraire). Pour les clients professionnels, l'évolution est différente : une hausse de 7,91 % pour un client en basse tension (Ic) et une hausse de 4,89 % pour un client en moyenne tension (Ic1). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Client résidentiel (Dc – bihoraire)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 68,13 €/an (+6,80 %) en Flandre, de 42,80 €/an (+5,23 %) en Wallonie et de 19,27 €/an (+2,83 %) à Bruxelles pour un client domestique (client type Dc).

Les principaux moteurs sont principalement le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics :

- le prix de la composante énergie a augmenté en moyenne de 17,08 €/an (+7,48 %) en Flandre et en Wallonie et de 15,74 €/an à Bruxelles (+6,85 %). Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'au juin 2016 inclus. La différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'expliquait dans le passé principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure est toutefois supprimée depuis janvier 2016, d'où l'évolution à la hausse plus forte en Flandre ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont diminué (globalement -1,72 % pour la Belgique). Cette augmentation globale consiste, d'une part, en une diminution de 8,28 €/an en Flandre et, d'autre part, en une augmentation de 4,13 €/an en Wallonie et de 1,13 €/an à Bruxelles ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 26,95 €/période (+7,16 %) en Flandre, de 8,22 €/période (+3,77 %) en Wallonie et a diminué en moyenne de 2,03 €/période (-1,04 %) à Bruxelles ;
- les prélèvements publics subissent également une évolution à la hausse (+8,99 €/période ou +9,00 %). Ils ont augmenté de 22,61 €/an en Flandre, de 3,57 €/an en Wallonie et de 0,88 €/an à Bruxelles. En 2015, la Flandre a introduit une nouvelle cotisation destinée à financer le Fonds Énergie à concurrence de 0,34 €/mois; en mars 2016, cette cotisation a été modifiée en une cotisation annuelle de 100 € jusqu'à une consommation de 5 MWh ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 8,22 €/an (+5,00 %) en Flandre, de 7,23 €/an (+4,94 %) en Wallonie et de 3,14 €/an (+2,55 %) à Bruxelles.

Client professionnel (Ic1)

Le prix facturé à l'utilisateur final en moyenne tension a augmenté, en moyenne, de 461,05 €/an (+2,05 %) en Flandre, de 1842,97 €/an (+7,75 %) en Wallonie et de 1482,50 €/an (+7,76 %) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont différents d'une région à l'autre:

- le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 1301,32 €/an (+16,28 %) en Flandre et en Wallonie et de 1239,70 €/an (+15,39 %) à Bruxelles. Seul un fournisseur avait procédé à une tarification régionale jusqu'à juin 2016 inclus. Cette évolution du prix de l'énergie est due à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui diffèrent fortement de ceux des clients en basse tension ;
- les contributions énergie renouvelable et cogénération ont diminué (-1,72 %). Cette diminution s'élève à 345,69 €/an en Flandre et à 2,41 €/an à Bruxelles ; la Wallonie a connu une augmentation de 201,68 €/an ;
- le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 1072,71 €/période (-18,65 %) en Flandre et a augmenté en moyenne de 34,65 €/période (+0,59 %) en Wallonie et de 185,54 €/période (+3,62 %) à Bruxelles ;
- les prélèvements publics subissent également une évolution à la hausse (+5,95 €/période ou +8,17 %). Ils ont augmenté de 480,45 €/an en Flandre, de 296,32 €/an en Wallonie et de 40,60 €/an à Bruxelles, ce qui s'explique par les mêmes raisons que pour un client Dc. La principale cause de cette augmentation en Flandre est la réforme en mars 2016 du prélèvement visant à financer le fonds énergie flamand en un prélèvement annuel de 1.850 € pour une consommation comprise entre 100 MWh et 500 MWh.

Niveau de transparence :

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

Sans nouvelle initiative du législateur, le mécanisme du filet de sécurité instauré en 2012 cessera automatiquement ses effets après le 31 décembre 2017. Dans son dernier rapport⁴³, la CREG a décidé de présenter le résultat de ces missions de monitoring sur l'ensemble de la période 2013-2017.

Sur le marché de l'énergie, le nombre d'offrants est systématiquement bien inférieur au nombre de demandeurs. Le segment de marché affecté par le mécanisme du filet de sécurité est assez homogène du côté de la demande sur le plan de la formation des prix et des informations disponibles. Par contre, il existe des différences substantielles au niveau de l'organisation des différents offrants, par exemple en ce qui concerne le fait de disposer ou non de : un portefeuille de clients historiquement constitué (période antérieure à la libéralisation), un parc de production propre (électricité), des contrats historiques à long terme (électricité et gaz), etc.

La transparence sur le marché de l'énergie touche, de ce fait, tant les offrants (= les fournisseurs) que les demandeurs (= les clients).

Déjà avant la période de libéralisation du marché de l'énergie, une distinction était établie en Belgique entre les contrats-types à prix de l'énergie fixe et ceux à prix de l'énergie variable. S'agissant des contrats à formule de prix variable, des paramètres d'indexation ont été utilisés dans la composition de ces formules de prix, qui étaient la plupart du temps liés à l'organisation spécifique et au parc de production du fournisseur concerné. La composition de ces paramètres était très complexe ; les valeurs d'un certain nombre d'éléments constitutifs de ces paramètres d'indexation n'étaient par ailleurs pas toujours disponibles publiquement non plus.

En exécution de la loi, la CREG a pris ses premières décisions relatives à la fixation de l'application correcte des formules d'indexation sur la base des données des fournisseurs notifiées le 1er janvier 2013. Ces décisions sont prises par trimestre pour tous les fournisseurs ayant conclu des contrats-types variables. A partir du deuxième trimestre 2013, le contenu de ces décisions a été étendu, en raison de l'entrée en vigueur le 1er avril 2013 des arrêtés royaux du 21 décembre 2012, à la fixation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité à la liste exhaustive des critères admis pour les contrats à prix variable de l'énergie. La CREG n'a constaté aucune inexactitude et/ou infraction dans ses décisions pour les années 2013, 2014, 2015, 2016 et pour le premier semestre de 2017 en ce qui concerne l'application correcte de la formule d'indexation et des paramètres d'indexation utilisés.

Pour l'électricité, en juin 2017, 11 paramètres d'indexation différents sont utilisés par 15 fournisseurs. Tous les paramètres ont un lien clair avec un marché de l'électricité pertinent et sont basés tant sur les cotations à long et moyen terme (par ex. Endex forwards) que sur celles à court terme (p.ex. Belpex spot).

Le fait que, depuis le 1er avril 2013 (à l'entrée en vigueur des Arrêtés Royaux du 21 décembre 2012), s'agissant des contrats-types à formules de prix variables, les paramètres d'indexation y afférents sont publiquement disponibles et que les paramètres d'indexation font également partie des publications de la CREG (par ex. notes, décisions trimestrielles), a fortement amélioré la transparence des informations de prix disponibles sur le marché de l'énergie. Cette plus grande transparence permet de mieux comparer les formules de prix proposées.

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

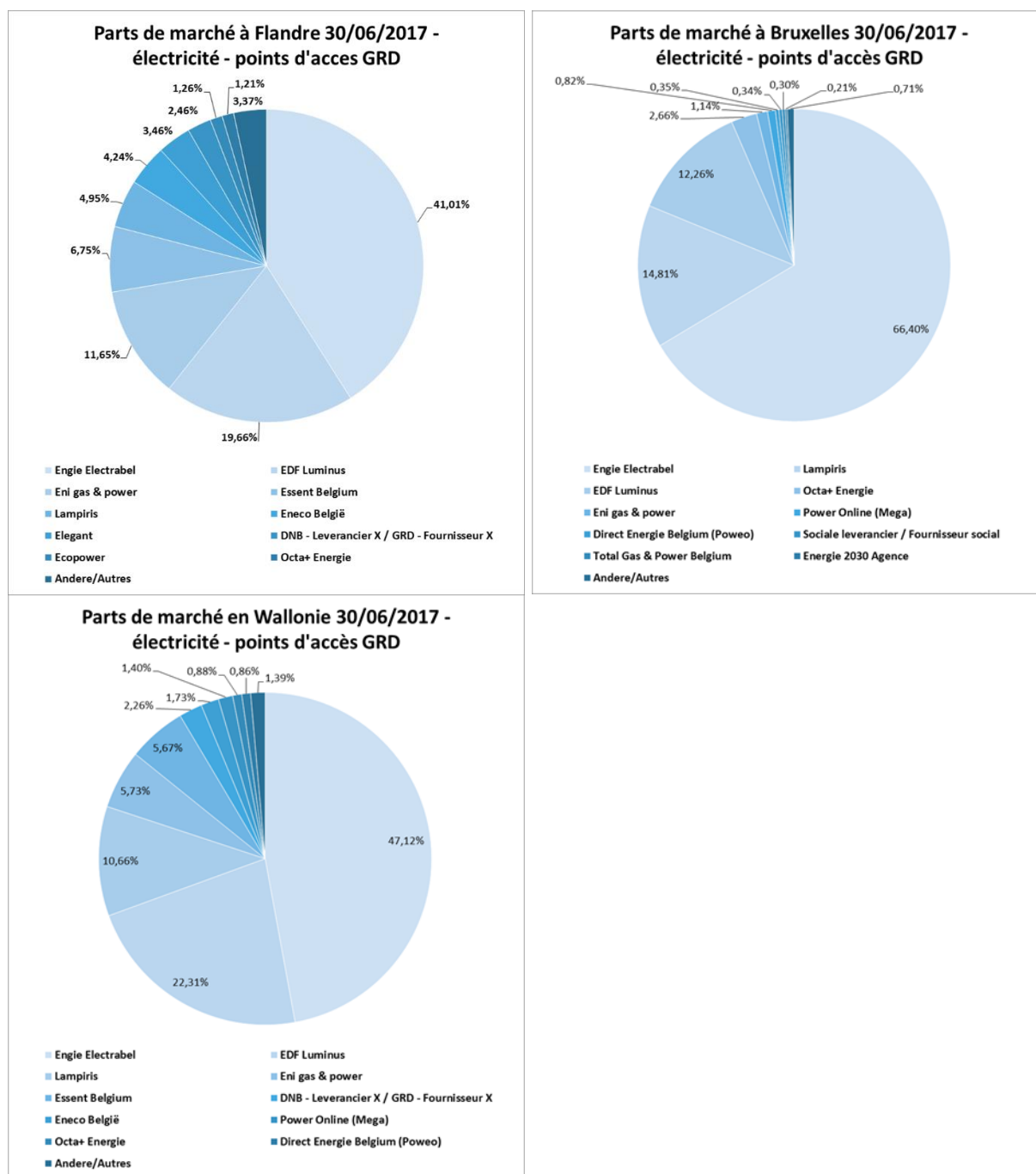
Il existe différentes manières d'exposer la concentration de marché. Tout d'abord, un aperçu est donné

⁴³ Rapport (Z) 1676 relatif au monitoring des éventuels effets perturbateurs sur le marché, durant la période 2013-2017, dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité introduit par l'article 20bis, §§1er à 5 de la loi électricité et l'article 15/10bis, §§1er à 5 de la loi gaz.

ci-dessous de l'évolution des parts de marché des différents fournisseurs pour les clients résidentiels et les PME.

Les figures ci-après montrent l'évolution des parts de marché entre décembre 2013 et juin 2017 dans les trois régions. Sur la période considérée, on observe dans les trois régions une diminution de la part de marché d'Electrabel. La part de marché d'EDF Luminus reste relativement stable et augmente à Bruxelles. On ne constate pas d'évolutions importantes de la part de marché des autres fournisseurs. On note néanmoins certains déplacements entre fournisseurs et le nombre de fournisseurs actifs sur le marché de l'énergie augmente, ce qui ressort également de l'augmentation de la part de marché de la catégorie « Andere/ Autres »

Figures 18-19-20 et tableaux 26-27-28 : Parts de marché juin 2017 dans les trois régions



Parts de marché Flandre - électricité	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2016	30/06/2017	Évolution 2013-2016
Engie Electrabel	44,47%	44,44%	43,75%	42,92%	42,34%	40,76%	40,98%	41,01%	-3,46%
EDF Luminus	20,16%	20,25%	20,61%	20,95%	21,32%	20,66%	20,26%	19,66%	-0,51%
Eni gas & power	11,66%	11,75%	11,84%	10,86%	10,77%	12,19%	11,83%	11,65%	-0,02%
Essent Belgium	7,82%	7,66%	7,71%	8,53%	8,19%	6,91%	7,08%	6,75%	-1,08%
Lampiris (Total)	5,18%	5,03%	5,00%	5,51%	5,61%	5,04%	4,84%	4,95%	-0,23%
Eneco België	4,59%	4,34%	4,23%	3,86%	3,88%	4,16%	4,28%	4,24%	-0,35%
DNB - Leverancier X / GRD - Fournisseur X	2,68%	2,56%	2,53%	2,43%	2,44%	2,40%	2,50%	2,46%	-0,22%
Elegant	0,43%	0,41%	0,40%	0,72%	0,72%	2,24%	2,30%	3,46%	3,03%
Octa+ Energie	0,98%	1,43%	1,73%	1,48%	1,43%	1,31%	1,28%	1,21%	0,23%
Ecopower	1,22%	1,23%	1,22%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,26%	0,04%
Andere/Autres	0,81%	0,88%	0,99%	1,51%	2,06%	3,10%	3,42%	3,37%	2,56%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%

Parts de marché Bruxelles - électricité	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2016	30/06/2017	Évolution 2013-2016
Engie Electrabel	75,11%	73,22%	71,64%	70,28%	68,64%	67,77%	66,84%	66,40%	-8,71%
Lampiris (Total)	15,10%	15,20%	15,59%	15,61%	15,29%	15,08%	14,57%	14,81%	-0,29%
EDF Luminus	5,26%	6,81%	7,80%	8,74%	11,13%	12,19%	12,26%	12,26%	7,00%
Octa+ Energie	1,66%	2,05%	2,32%	2,59%	2,64%	2,70%	2,72%	2,66%	1,00%
Eni gas & power	1,76%	1,62%	1,52%	1,41%	1,44%	1,34%	1,27%	1,14%	-0,62%
Sociale leverancier / Fournisseur social	0,54%	0,51%	0,49%	0,43%	0,43%	0,36%	0,36%	0,34%	-0,20%
Power Online (Mega)	0,00%	0,01%	0,04%	0,13%	0,22%	0,30%	0,50%	0,82%	0,82%
Total Gas & Power Limited	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%	0,12%	0,29%	0,42%	0,30%	0,30%
Direct Energie Belgium (Poweo)	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,21%	0,28%	0,29%	0,35%	0,35%
Belpower International (Reibel)	0,23%	0,23%	0,23%	0,22%	0,22%	0,23%	0,22%	0,21%	-0,02%
Andere/Autres	0,34%	0,34%	0,36%	0,45%	0,51%	0,52%	0,62%	0,71%	0,37%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%

Parts de marché Wallonie - électricité	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2016	30/06/2017	Évolution 2013-2016
Engie Electrabel	50,50%	50,27%	50,06%	48,86%	48,46%	48,19%	47,58%	47,12%	-3,38%
EDF Luminus	24,72%	24,14%	23,20%	23,62%	23,53%	23,39%	22,97%	22,31%	-2,41%
Lampiris (Total)	11,23%	11,67%	11,71%	11,56%	11,49%	11,09%	10,72%	10,66%	-0,57%
Eni gas & power	5,51%	6,07%	6,44%	6,39%	6,25%	5,95%	5,76%	5,73%	0,22%
Essent Belgium	4,09%	3,81%	3,80%	4,20%	4,31%	4,85%	5,41%	5,67%	1,58%
DNB - Leverancier X / GRD - Fournisseur X	1,84%	1,76%	2,16%	2,17%	2,26%	2,18%	2,58%	2,26%	0,42%
Eneco België	0,93%	1,04%	1,22%	1,21%	1,21%	1,29%	1,40%	1,73%	0,80%
Octa+ Energie	0,67%	0,70%	0,72%	0,80%	0,85%	0,88%	0,91%	0,88%	0,21%
Power Online (Mega)	0,00%	0,02%	0,16%	0,44%	0,62%	0,73%	1,00%	1,40%	1,40%
Direct Energie Belgium (Poweo)	0,00%	0,00%	0,02%	0,19%	0,37%	0,64%	0,75%	0,86%	0,86%
Andere/Autres	0,50%	0,51%	0,50%	0,56%	0,65%	0,82%	0,92%	1,39%	0,89%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%

Un deuxième critère de la concentration de marché est l'indice HHI. Le tableau 29 offre un aperçu de l'évolution de l'indice de concentration (HHI) au cours des années 2011 à 2016. On constate une évolution positive de l'indice de concentration dans les trois régions, à l'instar de l'analyse des parts de marché au paragraphe précédent. Un marché est considéré concurrentiel lorsque le HHI est égal ou inférieur à 2.000. En 2013, un nombre très élevé de changements de fournisseurs a été enregistré. On a observé un recul en 2014. Mais le pourcentage de changements de fournisseurs repart à la hausse en 2015 et en 2016.

Tableau 29 : Evolution de l'indice de concentration (HHI) au cours des années 2011 à 2016

Electricité	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bruxelles	4,10%	8,30%	14,30%	9,60%	10,90%	11,60%
Flandre	8,20%	16,50%	15,40%	11,90%	15,40%	20,10%
Wallonie	8,60%	11,60%	13,60%	12,70%	14,50%	16,50%

Le tableau 30 donne un aperçu du pourcentage de changements de fournisseurs dans les différentes régions. En 2013, un nombre très élevé de changements de fournisseurs a été enregistré. On a observé un recul en 2014. Mais le pourcentage de changements de fournisseurs repart à la hausse en 2015 et en 2016.

Tableau 30 : Pourcentage de changements de fournisseurs dans les différentes régions

Electricité	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bruxelles	4,10%	8,30%	14,30%	9,60%	10,90%	11,60%
Flandre	8,20%	16,50%	15,40%	11,90%	15,40%	20,10%
Wallonie	8,60%	11,60%	13,60%	12,70%	14,50%	16,50%

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 31 montre l'évolution continue à la baisse du taux de concentration en 2017. Chaque segment de marché enregistré une baisse de l'indice HHI, tandis que le HHI du marché total diminuait également légèrement. Bien que les indices, y compris fin 2017, étaient encore supérieurs à 2.000 et n'avaient donc pas encore atteint complètement le niveau auquel un marché est considéré comme pleinement concurrentiel (à l'exception du segment de marché AMR), on a observé à nouveau une nette amélioration sur ce plan en 2016 et 2017. L'indice HHI de l'AMR était le plus bas tant en 2016 qu'en 2017.

Tableau 31 : HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

Electricité		31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017
AMR		2.586	2.286	2.068	1.934
MMR		3.147	2.662	2.438	2.277
Télémésurés professionnels		3.438	3.170	2.818	2.769
télémésuré résidentiels		2.448	2.372	2.272	2.244
Total du marché		2.597	2.487	2.344	2.287

Pour l'électricité, l'indice de concentration C3 indique que la part de marché commune en nombre de points d'accès des trois entreprises ou groupes possédant la plus importante part de marché s'élevait à 71,61 % fin 2017, soit une baisse de 1,48 % par rapport à 2016. Les indices C3 de tous les trois segments de marché cumulés des clients électricité professionnels ont à nouveau fortement progressé (à la baisse) en 2017.

Tableau 32 : C3 électricité (en nombre de points d'accès)

Electricité	C3 31/12/2014	C3 31/12/2015	C3 31/12/2016	C3 31/12/2017
AMR	78,97%	72,45%	70,44%	68,38%
MMR	87,85%	77,46%	75,55%	73,41%
Télémésurés professionnels	86,56%	81,00%	76,28%	75,66%
télémésuré résidentiels	73,98%	73,10%	72,72%	71,36%
Total du marché	76,22%	74,44%	73,09%	71,61%

Switch :

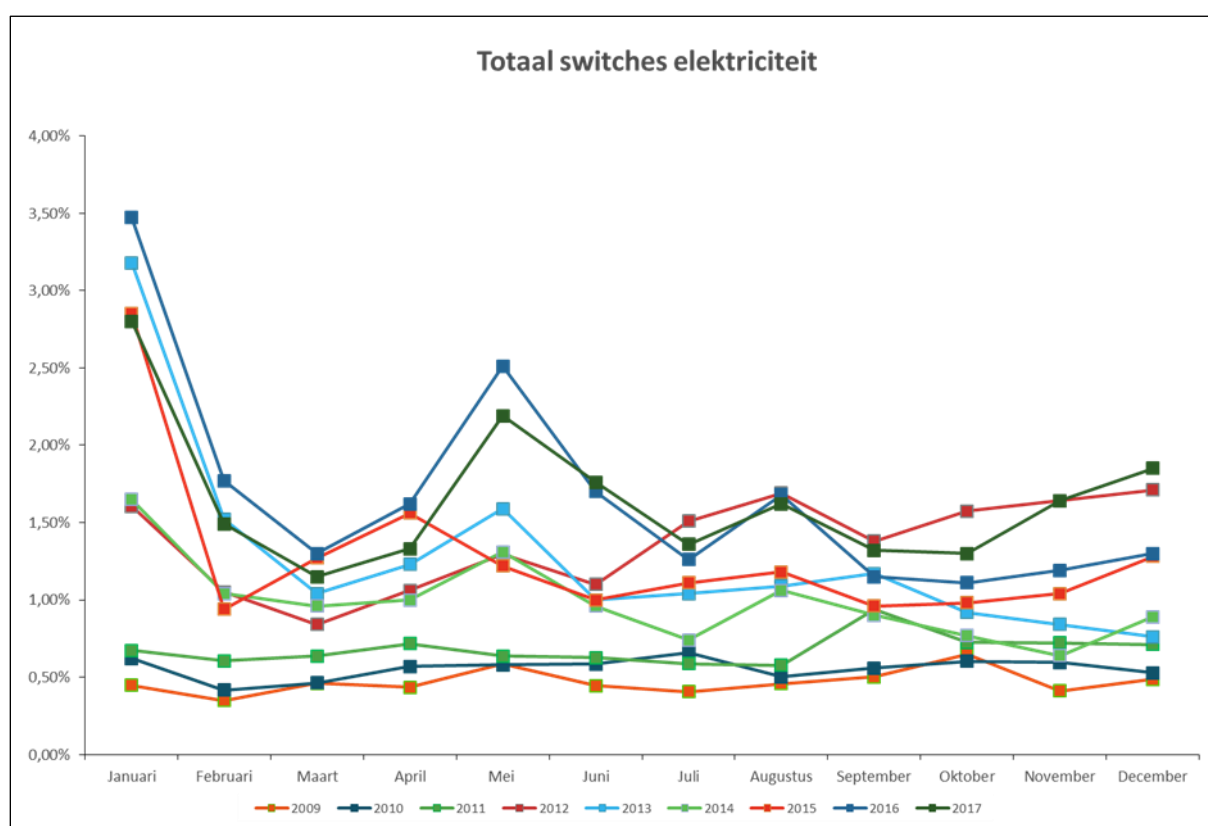
Il est intéressant d'observer la dynamique sur le marché énergétique car elle donne une indication directe du degré de concurrence. Le tableau 33 révèle, au moyen d'un indicateur annuel, le nombre relatif des changements de fournisseur d'électricité à l'initiative du consommateur.

Tableau 33 : 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

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 2017. 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. Sur la base de l'indicateur, 19,816 % des clients électricité ont changé de fournisseur. Il s'agit du deuxième niveau le plus élevé observé depuis la libéralisation du marché de l'énergie, après l'année record 2016. Après avoir atteint son apogée en 2015 après une hausse explosive, le taux d'activité des petites entreprises est resté plus ou moins stable en 2016 et 2017, avec 24,85 %. Pour les ménages, le taux d'activité était de 18,67 % en 2017. Il s'agit d'une faible diminution par rapport à 2016, lorsque ce taux d'activité s'élevait à 19,06 %. 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 2017.

Figure 21 : Evolution de la dynamique du marché électricité par mois (en néerlandais)



Comme illustré à la figure 21, le taux d'activité relatif aux changements de fournisseurs d'électricité pendant les premiers mois de 2017 était inférieur à celui de 2016 ; au second semestre de l'année, ce taux d'activité était supérieur à celui de 2016, sauf au mois d'août. Il présentait, comme lors des années précédentes, un pic en janvier, mois qui correspond à l'expiration d'un grand nombre de contrats.

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.

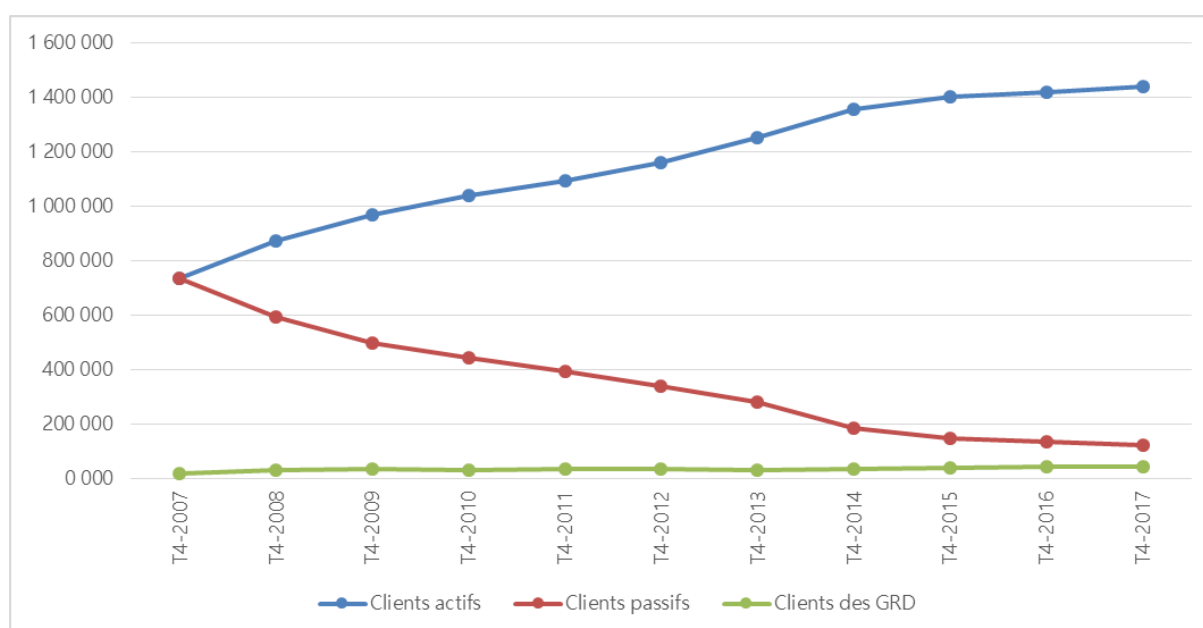
Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle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

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>).

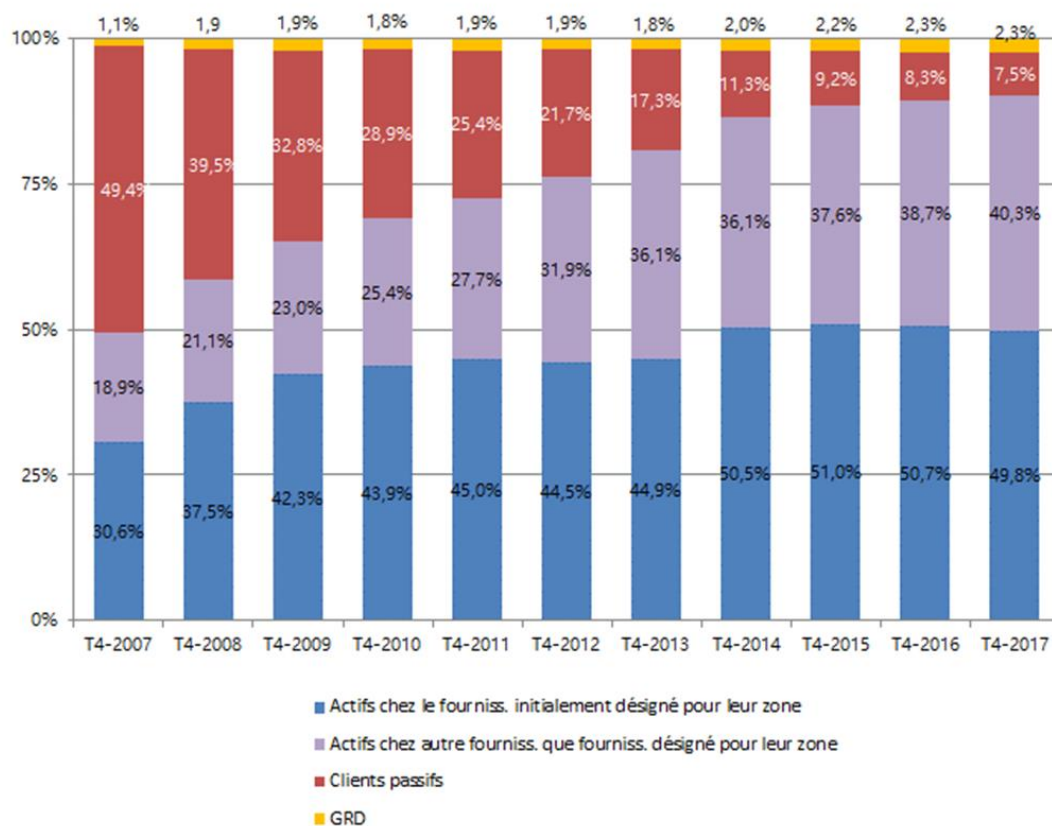
Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché wallon de l'électricité, au 31 décembre 2017, environ 90 % de la clientèle résidentielle était active.

Figure 22 : Marché de l'électricité - clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



En 2017, 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 49,80%.

Figure 23 : Marché de l'électricité - Activité de la clientèle



HHI-index et C3 :

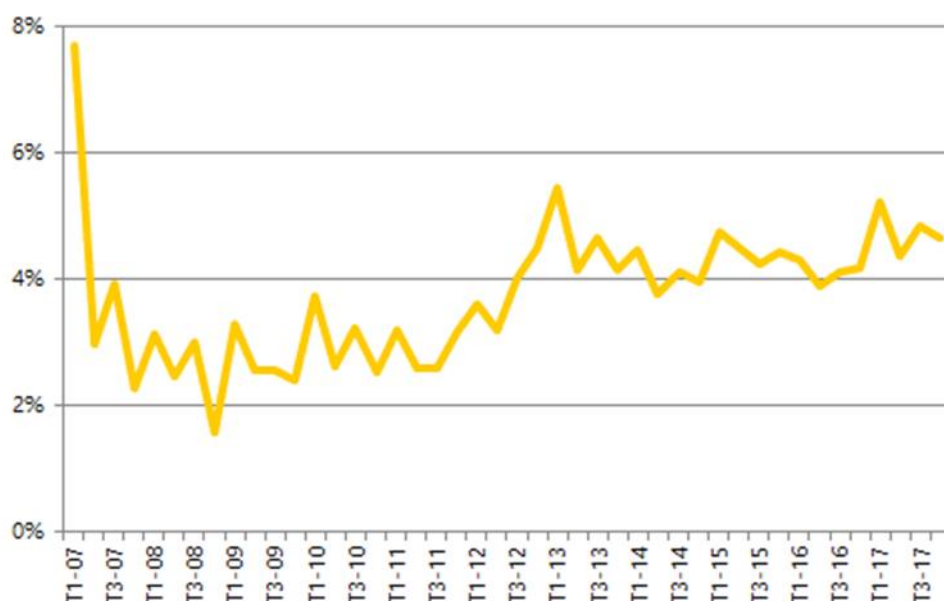
Tableau 34 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

Type	Valeurs HHI			
	2014	2015	2016	2017
Clients professionnels	3 209	2 997	2 811	2 591
Clients résidentiels	3 212	3 104	3 007	2 867
Total	3 210	3 086	2 975	2 821
Type	Valeurs C3			
	2014	2015	2016	2017
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%
Total	84,90%	83,30%	81,20%	79,20%

Switch :

Le taux de switch enregistré par trimestre en 2017 se situe aux alentours des 5 %.

Figure 24 : Marché de l'électricité – Taux de switch



2.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

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

Concernant les licences de fourniture, BRUGEL n'a enregistré en 2017 la demande de licence de fourniture pour le gaz et l'électricité que d'un seul acteur (ELINDUS). En comparaison, le nombre de demandes était de trois en 2016 et de deux en 2015.

Par ailleurs, l'année 2017 a été marquée par le rachat d'ENI GAZ & POWER par ENECO BELGIE ainsi que par la création d'une nouvelle entité : ENECO BELGIUM, à qui tous les droits et devoirs relatifs aux licences d'ENECO BELGIE ont été cédés.

Tout comme pour l'année 2016, ENGIE (Electrabel), EDF Luminus et Lampiris forment le trio de tête pour la fourniture de gaz et d'électricité. Dans l'ensemble, tant pour l'électricité que pour le gaz, Lampiris est le fournisseur qui a sensiblement fait progresser ses parts de marché dans ce trio de tête.

Tableau 35 : Évolution des parts de marchés

Top 3 fournisseurs	Electricité		Gaz	
	En volume	Points de fourniture	En volume	Points de fourniture
ENGIE	57,06% (↓4,28%)	66,12% (↓0,71%)	57,60% (↑0,85%)	65,38% (↓0,18%)
EDF Luminus	16,39% (↑0,02%)	11,90% (↓0,28%)	11,52% (↑0,61%)	12,47% (↓0,63%)
Lampiris	13,11% (↑2,53%)	15,69% (↑1,11%)	17,08% (↑2,10%)	15,69% (↑2,76%)

Source : BRUGEL

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 dans le cadre des marchés d'électricité et de gaz sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) et l'indicateur de concentration C37, qui mesurent la concentration en termes de nombre d'acteurs actifs dans la fourniture d'énergie et de leurs parts de marché respectives.

Dans le contexte de ce rapport annuel, 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.

S'agissant de l'indice HHI, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation, on observe une tendance baissière jusqu'en 2017. Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte entre la période 2011 à 2014 et qu'elle diminue relativement peu depuis et tend à se stabiliser autour de 4.700 tant pour l'électricité que pour le gaz.

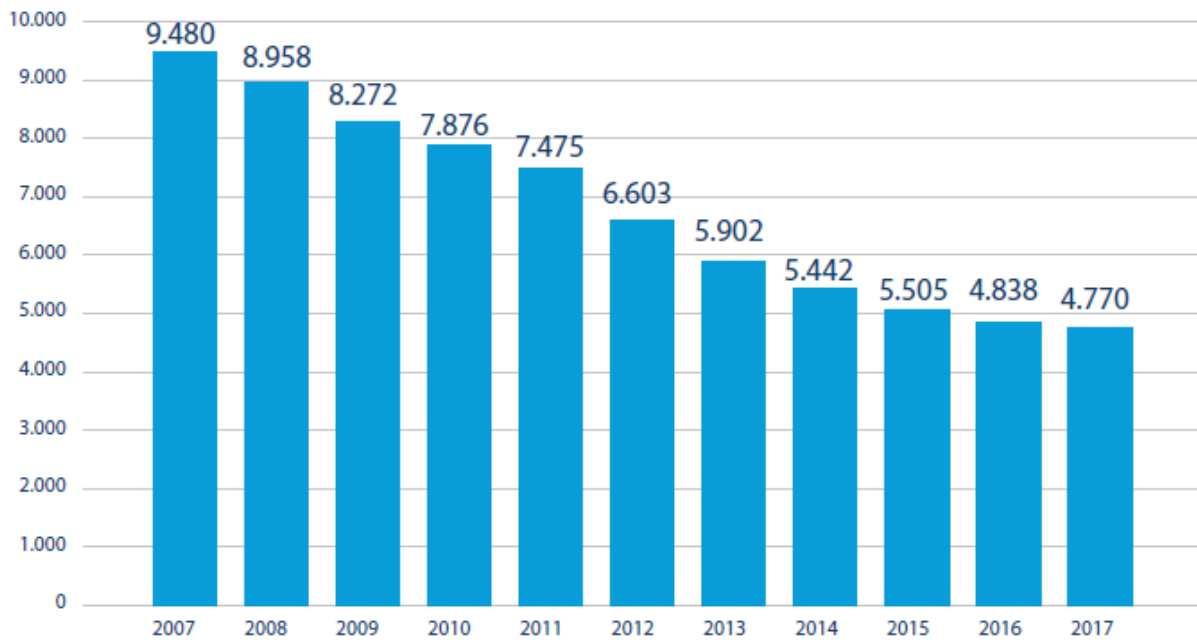
En ce qui concerne l'indice HHI sur le segment professionnel, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation, on observe également cette diminution significative et une stabilisation à partir de l'année 2013 autour du niveau de 4.300. Toutefois, on observe que pour le gaz, le niveau atteint en 2017 sur le segment AMR se rapproche sensiblement de la barre symbolique de 2.000.

L'indicateur de concentration C3 montre une évolution à la baisse très lente puisque depuis la libéralisation, les trois premiers acteurs concentrent toujours plus de 90 % des parts de marché, tant pour l'électricité que pour le gaz. Toutefois, il convient de signaler que la situation est un peu différente sur les segments professionnels où on observe en 2017 en électricité un niveau de 79 % et de 87 % respectivement pour les clients AMR et MMR. Pour le gaz, les niveaux atteints en 2017 sont de 72 % et de 80 % respectivement pour les clients AMR et MMR.

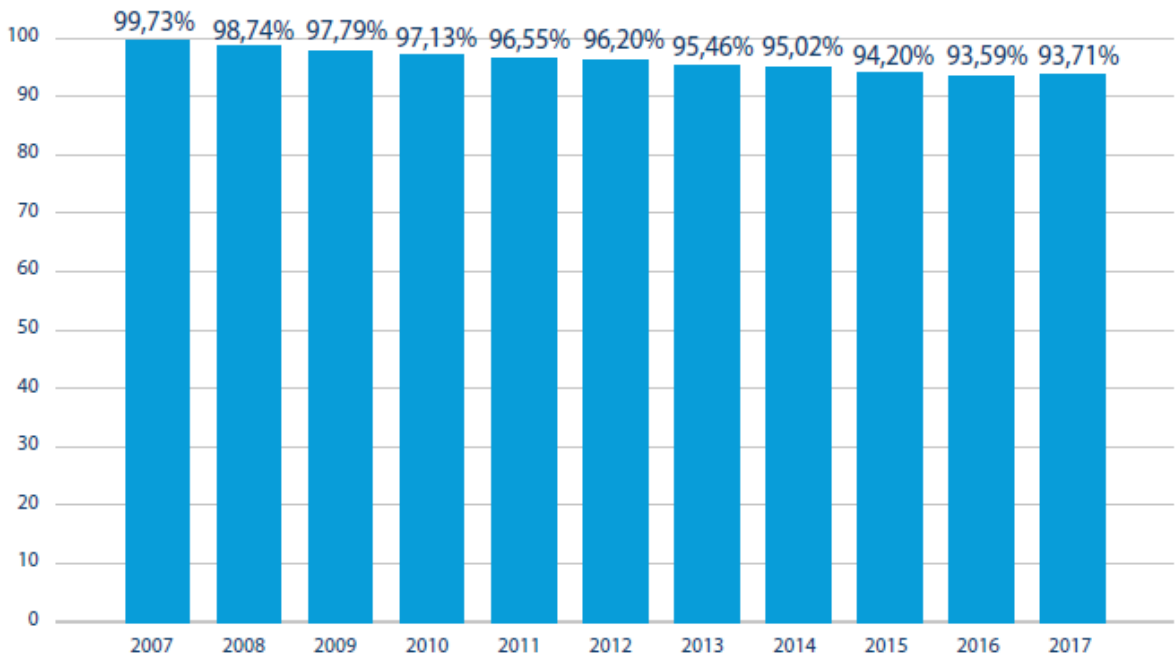
En tout état de cause, nous pouvons constater que la concentration sur le marché bruxellois est relativement moindre en gaz par rapport à ce qu'on observe en électricité et que les niveaux atteints sont encore supérieurs à ce qui caractérise théoriquement un marché concurrentiel.

Figure 25 : Evolution HHI et C3

Évolution indice HHI Électricité - Toute clientèle confondue



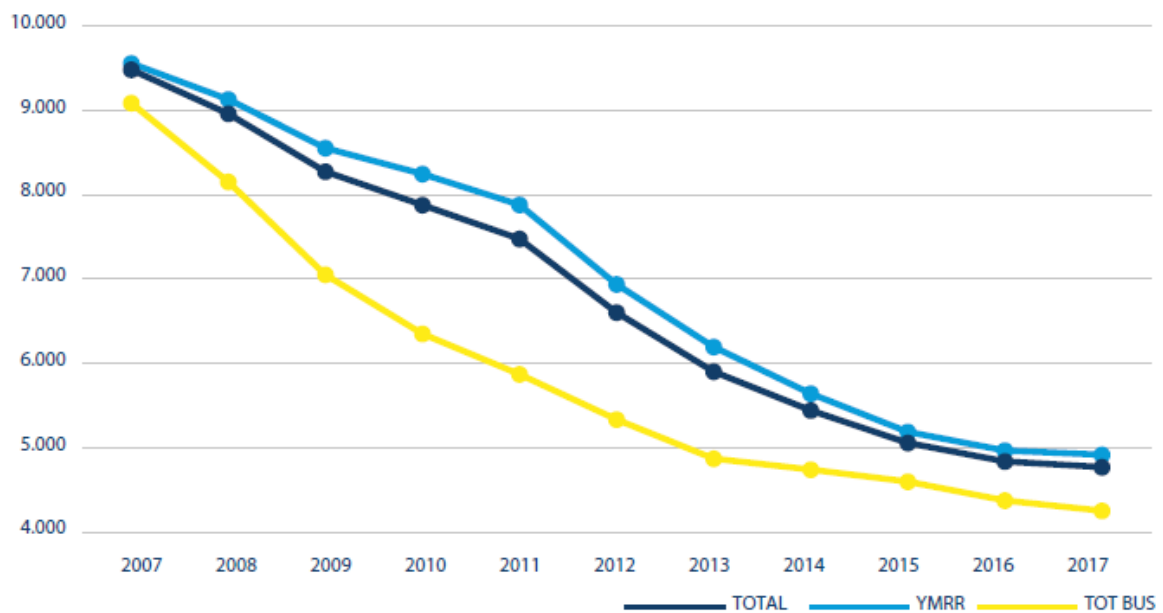
Évolution INDICE C3 Électricité - Toute clientèle confondue



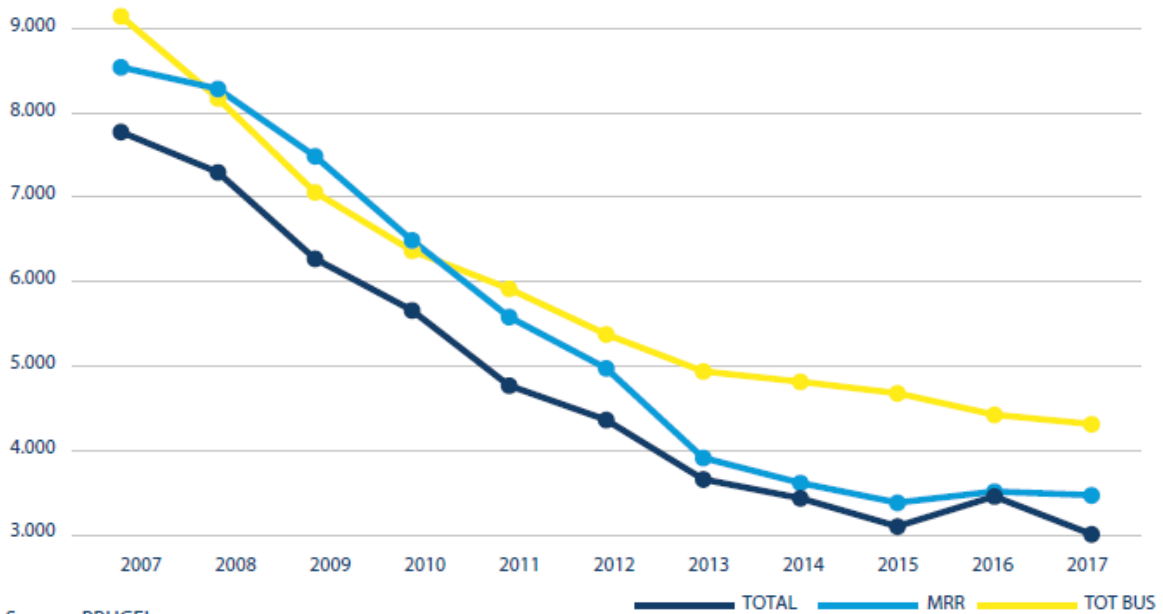
Source : BRUGEL

Figure 26 : Évolution indice HHI électricité et HHI électricité clientèle professionnelle

Évolution indice HHI Électricité



Évolution indice HHI électricité - clientèle professionnelle



Source : BRUGEL

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 ».

Tableau 36 : 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

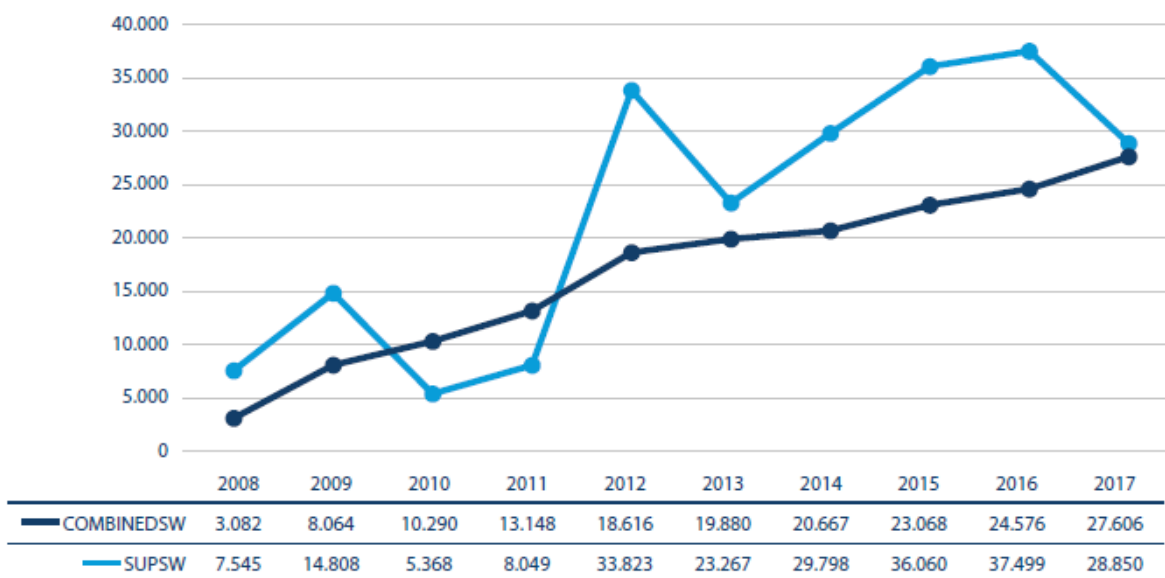
Les figures relatives au segment résidentiel en gaz et en électricité mettent en évidence une évolution similaire, tant pour l’indicateur « supplier switch » que pour l’indicateur « combined switch » et l’élément principal d’explication de cette similitude peut se fonder sur deux caractéristiques principales.

Les figures relatives au segment résidentiel en gaz et en électricité montrent une tendance haussière depuis la libéralisation jusqu’en 2016, puis une décroissance observée en 2017. 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.

Quant à la baisse d’intensité, observée pour la première fois de manière significative en 2017, elle est due au fait du 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. Par ailleurs, début 2018, EDF Luminus a annoncé la cessation de l’acquisition active de clients résidentiels bruxellois, ce qui réduit le nombre déjà fort limité de fournisseurs actifs sur le segment résidentiel bruxellois.

Figure 27 : Évolution Switching

Supplier Switch & Combined Switch Electricité - RES



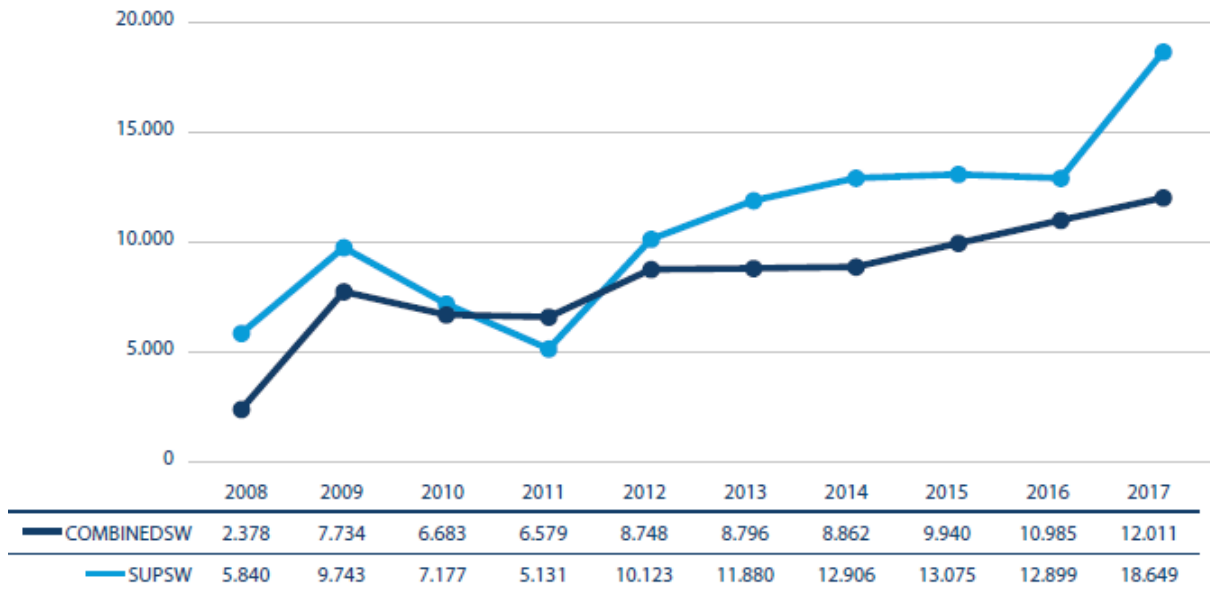
- Clientèle professionnelle

Le premier constat est également que, tout comme pour le segment résidentiel, les figures relatives au segment professionnel en gaz et en électricité présentent des similitudes, mais dans une moindre mesure pour le « supplier switch ». La légère différence par rapport au segment résidentiel pourrait provenir du fait que les clients professionnels, étant donnés les enjeux financiers et le fait qu'ils disposent probablement du personnel pour s'occuper des aspects liés aux factures d'énergie, 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 est due principalement à 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 massifs de fournisseurs vers le fournisseur ayant remporté le marché ont été opérés par SIBELGA.

Figure 28 : Évolution Switching

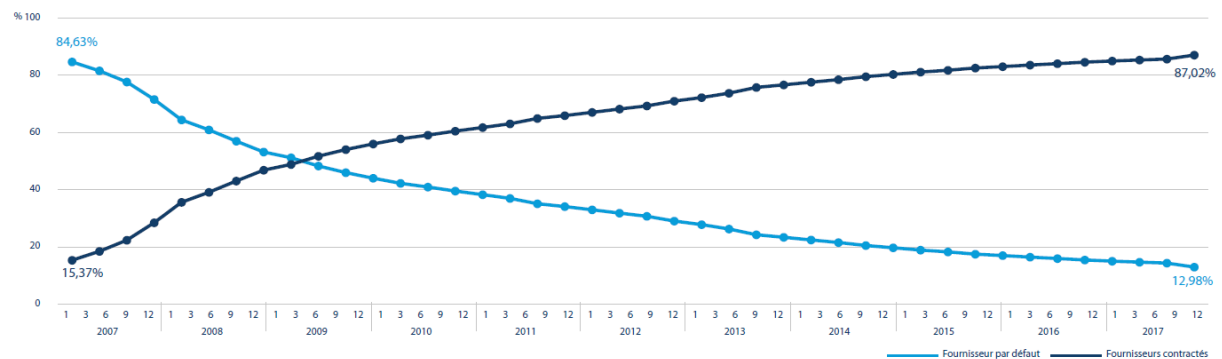
Supplier Switch & Combined Switch Electricité - BUS



Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Les parts de marché de l'unique fournisseur par défaut sont en constante diminution. Il convient de noter que, au 31 décembre 2017, seuls 12,98 % des clients résidentiels en électricité et seuls 11,15 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Figure 29 : 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 2017 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 mars 2017 la CREG a organisé une consultation publique sur son projet de décision relative à la modification de la charte de bonnes pratiques pour la comparaison en ligne des prix de l'électricité et du gaz. La CREG estime nécessaire d'évaluer les dispositions de la charte actuelle dans la mesure où la comparaison des prix en ligne et l'offre des fournisseurs ont évolué au fil des années. Outre les dispositions de la charte, une modification de la méthode de calcul uniforme pour estimer le coût annuel des produits à prix énergétique variable de l'électricité et du gaz est présentée.

Le résultat de cette enquête n'est pas encore disponible.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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 <http://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-15.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, la VREG a dégagé les principales constatations suivantes. En 2017, 72 % des ménages s'estimaient suffisamment informés au sujet du marché énergétique, contre 23 % dans le cas contraire. Les ménages qui n'ont pas contrôlé leur dernière facture indiquent souvent ne pas être suffisamment informés (33,8 %). 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. Les ménages qui ne disposent que d'un numéro mobile se sentent aussi plus souvent insuffisamment informés (29,5 %). Les ménages équipés de panneaux solaires se sentent en revanche mieux informés (83,1 %).

De mi-2016 à mi-2017, la plupart des ménages avaient toujours le sentiment que le montant de leur facture augmentait. 45 % des répondants ont indiqué avoir le sentiment que le prix qu'ils payaient avait augmenté au cours de l'année précédente. Ils étaient seulement 18 % à penser que leur prix final était resté identique, et 20 % que leur facture avait baissé. 16 % 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 de l'électricité pour un ménage présentant une consommation électrique moyenne a augmenté de 6,87 % en moyenne en juillet 2017 par rapport à l'année précédente. Environ la moitié des répondants avaient donc raison au final.

En dépit des autres observations, la VREG continue de constater en 2017 un niveau de satisfaction très élevé vis-à-vis du fournisseur d'électricité et de gaz naturel. 88 % des ménages sont d'accord avec l'affirmation « Je suis globalement satisfait de mon fournisseur d'électricité actuel ». Seuls 3 % des

ménages ne sont pas d'accord avec l'affirmation « Je suis globalement satisfait de mon fournisseur d'électricité actuel ».

L'optimisme à l'égard de la libéralisation du marché de l'énergie a repris des couleurs en 2017, après une baisse en 2016. 61 % des ménages déclarent en effet penser que la libéralisation est une bonne chose pour les consommateurs. Ils sont 22 % à ne pas partager ce point de vue. Une très grande part (18 %) des répondants ne pouvaient donner d'estimation. Cette part est notable par rapport aux années précédentes. Mis à part ces réponses, il semble à tous égards que, après un recul en 2016 résultant des hausses de prix, la confiance s'est légèrement rétablie.

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 2016.

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 2017.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

2.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

Demande :

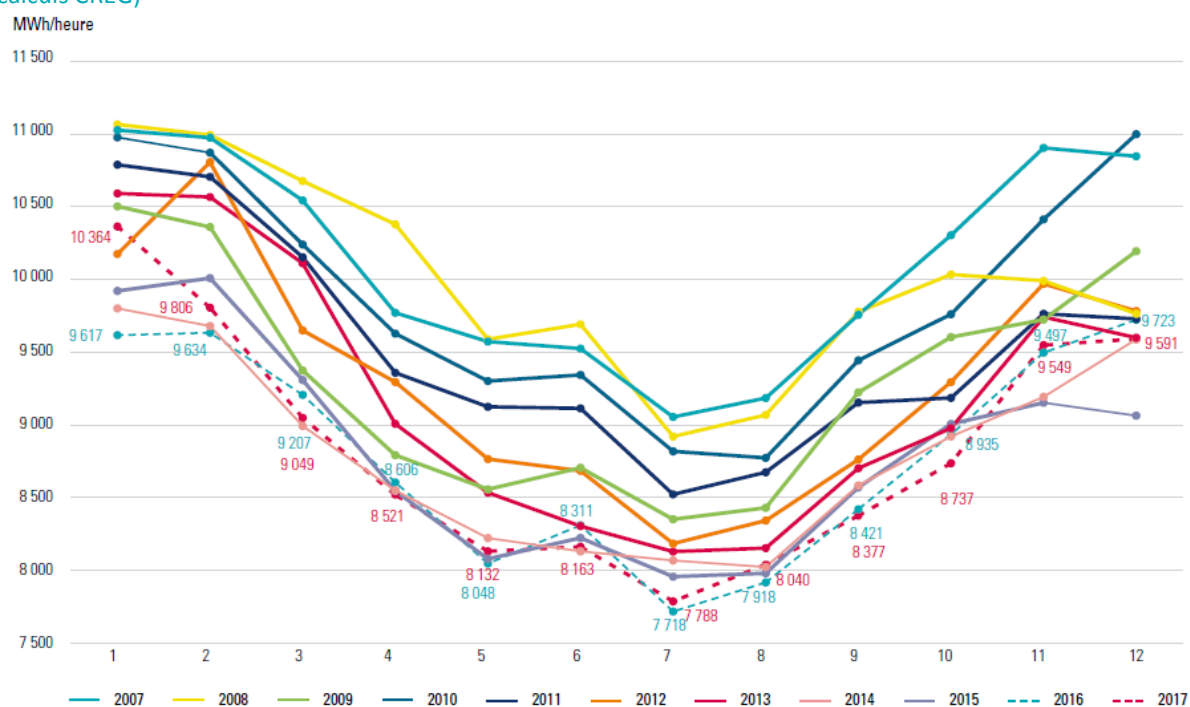
La charge du réseau d'Elia, hors pompage des centrales de pompage-turbinage, en d'autres termes le prélèvement net plus les pertes du réseau, a été estimée à 77.414 GWh en 2017, contre 77.295 GWh en 2016, soit un niveau quasi identique d'une année à l'autre. La pointe de charge quart horaire a été estimée à 12.867 MW en 2017, contre 12.734 MW en 2016 (Source: Elia, pour 2017 : données provisoires, février 2018).

Tableau 37 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2017 (Source : Elia, 2017 : 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

La figure 30 illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2017. Après une forte diminution de la charge à partir d'octobre 2008 suite à la crise économique, qui s'est d'ailleurs poursuivie en 2009, la charge s'était rétablie début 2010. Cette reprise n'a toutefois pas duré puisque la baisse de la charge a repris l'année suivante pour atteindre en moyenne ses niveaux les plus bas en 2014, 2015, 2016 et 2017. Par rapport à 2007, la baisse de la charge moyenne s'élève à 12,6 % en 2017. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

Figure 30 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2007-2017 (Source : données Elia, calculs CREG)



La production locale des sites connectés au réseau d'Elia n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données. Synergrid a estimé cette production locale à 10,4 TWh en 2017 (10,1 TWh en 2016), soit une hausse de 3 % par rapport à 2016.

Offre :

Evolution du parc de production belge : Dans le courant de l'année 2017, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique et qui ne fait pas partie de la réserve stratégique a augmenté par rapport à 2016, passant de 13.978 MW à 14.069 MW. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation de la capacité installée des éoliennes offshore, déduction faite de la mise à l'arrêt définitive d'une unité de 52 MW. La capacité de production totale qui fait partie de la réserve stratégique à la fin 2017 s'élevait à 750 MW (unités de Seraing et Vilvorde).

Tableau 38 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2017 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5 919	42,1
TGV et turbines à gaz	3 736	26,6
Centrales classiques	315	2,2
Cogénération	807	5,7
Incinérateurs	247	1,8
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	195	1,4
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	86	0,6
Centrales de pompage-turbinage	1 308	9,3
Éoliennes <i>onshore</i>	187	1,3
Éoliennes <i>offshore</i>	878	6,2
Biomasse	385	2,7
Total	14 069	100,0

Tableau 39 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2017 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	40 187	56,0
Gaz naturel ¹	18 836	26,2
Charbon ¹	26	0,0
Fuel ¹	11	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	1 693	2,4
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	1 273	1,8
Autres ¹	9 875	13,8
Total²	71 900	100,0

1 Source : Elia, données provisoires

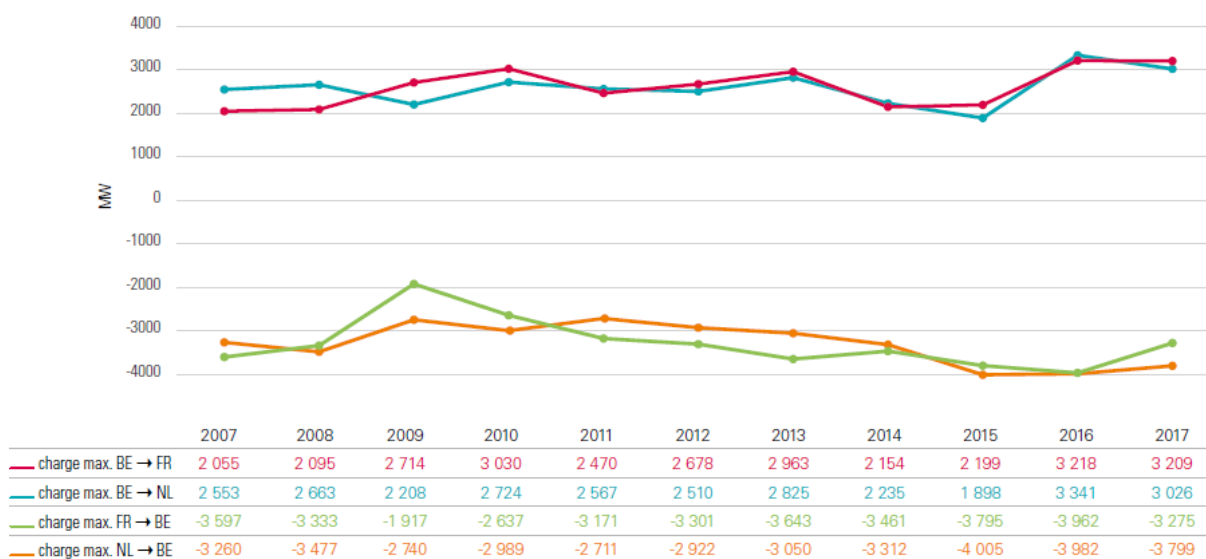
2 Source : Synergrid, données provisoires

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. Les flux physiques maximaux observés en 2017 sont inférieurs à ceux de 2016. Les valeurs les plus élevées de ces dix dernières années ont été observées en 2016, tant sur les interconnexions avec la France que sur celles avec les Pays-Bas et ce dans les deux sens.

Figure 31 : Évolution entre 2007 et 2017 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 3.026 MW en 2017, contre 3.341 MW en 2016. Ce pic a été enregistré le 15 août, jour où la France et la Belgique ont conjointement exporté 4 567 MW vers les Pays-Bas et l'Allemagne. La part de la Belgique s'élève à 523 MW.

Le pic de flux maximal de 3.799 MW à la frontière néerlandaise en direction de la Belgique (importations) a eu lieu le 16 janvier 2017, jour où la Belgique et la France ont conjointement importé 6 766 MW depuis l'Allemagne et les Pays-Bas. La part de la Belgique s'élève à 2.200 MW.

Le pic de flux maximal de 3.209 MW à la frontière française en direction de la France (exportations) a eu lieu le 25 novembre 2017, jour où la France a importé 8.129 MW depuis la Belgique (46 MW), les Pays-Bas (2 483 MW) et l'Allemagne/le Luxembourg/l'Autriche (5.600 MW). Le pic de flux à la frontière française en direction de la Belgique (importations) a été enregistré le 4 avril, avec un niveau maximal de 3.275 MW, soit légèrement inférieur à celui de 2016. À cette même heure, la France a exporté 4.180 MW vers la Belgique (2.669 MW), les Pays-Bas (1.102 MW) et l'Allemagne/le Luxembourg/l'Autriche (409 MW).

Ces valeurs maximales coïncident avec les heures durant lesquelles les flux de bouclage pris en compte par Elia dans le calcul de la capacité day-ahead (voir site Internet d'Elia) sont relativement faibles, à savoir entre 26 MW et 447 MW, alors que la valeur moyenne annuelle était de 840 MW dans la direction nord-sud. 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

Pour la période hivernale 2015-2016, la ministre de l'énergie a chargé le GRT Elia de contracter un volume complémentaire de 2.750 MW, ce qui porte à 3.500 MW le volume total en ce compris les 750 MW qui ont déjà été contractés dans le cadre de la réserve stratégique constituée en 2014 pour une période de trois ans. Ces 2.750 MW de réserve stratégique complémentaires nécessaires seront constitués d'unités de production qui ne seraient plus disponibles le 1er novembre 2015 sans cette mesure, ou de mesures de gestion de la demande. Les contrats auront une durée d'un an, à l'exception d'une partie de ce volume de 2.750 MW, de 300 à 500 MW, provenant exclusivement de la production, qui sera contractée pour 2 ans.

Ce volume peut être uniquement modifié si l'Agence fédérale de Contrôle nucléaire (AFCN) décide avant le 30 juin 2015 la remise des unités nucléaires de Doel 3 et Tihange 2. Si une ou les deux unités peuvent redémarrer avant la période hivernale 2015-2016, la ministre peut décider de revoir le volume de réserve stratégique à la baisse. Dans ce cas, un nouvel appel d'offres ne sera pas organisé, mais les volumes nécessaires seront choisis parmi les propositions déposées dans le cadre du présent appel d'offres. Dans ce volume révisé, une partie de 300 à 500 MW devra également provenir exclusivement de la production et sera contractée pour 2 ans.

S'appuyant sur l'analyse effectuée par le GRT Elia ainsi que sur l'avis remis par la Direction générale de l'Energie pour la période 2016-2017, la ministre de l'énergie, a décidé en date du 15 janvier 2016 de ne pas constituer de réserve stratégique additionnelle pour l'hiver 2016-2017. Un total de 750 MW de réserve stratégique (une unité TGV et une unité à gaz à cycle ouvert) ont été contractés en 2014 pour une période de trois ans : cette réserve stratégique reste disponible durant la période hivernale 2016-2017.

En janvier 2016, la CREG a rendu ses remarques sur les modalités de la procédure de constitution de réserves stratégiques proposées par Elia pour la période hivernale 2016-2017⁴⁴.

En octobre 2016, la CREG a rendu une décision⁴⁵ sur les règles de fonctionnement de la réserve stratégique proposées par Elia et applicables à partir du 1er novembre 2016. Celle-ci a été précédée d'une première consultation organisée en janvier 2016 portant sur la proposition de règles de fonctionnement de la réserve stratégique soumise par Elia et sur le projet de décision de la CREG relatif à cette proposition. Une seconde consultation a ensuite été organisée, en septembre 2016 au sujet d'amendements apportés par la CREG à son projet de décision consécutif à la prise en compte d'un addendum à la proposition de règles de fonctionnement reçu d'Elia et à des constatations faites par la CREG concernant le fonctionnement de la réserve stratégique durant la période hivernale 2015-2016.

S'appuyant sur l'analyse effectuée par le GRT Elia ainsi que sur l'avis remis par la Direction générale de l'Energie pour la période 2017-2018, la ministre de l'énergie a décidé en date du 13 janvier 2017 de constituer un volume de réserve stratégique de 900 MW par année pour une période de 3 ans à partir du 1er novembre 2017.

Dans une note⁴⁶ la CREG a formulé un certain nombre de remarques sur la proposition de procédure de constitution de réserves stratégiques pour la période hivernale 2017-2018 qui a été soumise par Elia pour consultation.

Par décision⁴⁷ du 9 février 2017 la CREG a approuvé la proposition de règles de fonctionnement applicables pour l'hiver 2017-2018, compte tenu des modifications proposées par Elia et sous réserve qu'Elia adapte ces règles et tienne pleinement compte des remarques formulées par la CREG dans sa décision.

Le 7 avril 2017 la CREG a approuvé⁴⁸ les règles de fonctionnement applicables pour l'hiver 2017-2018.

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 2017.

⁴⁴ Note (Z)160121-CDC-1507 relative à la proposition des modalités de la procédure pour la constitution de réserves stratégiques – période hivernale 2016-2017.

⁴⁵ Décision (B)161020-CDC-1494 relative à la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2016.

⁴⁶ Note (Z)1607 du 26 janvier 2017 relative à la proposition de « procédure de constitution de la réserve stratégique » soumise à consultation par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR.

⁴⁷ Décision (B)1598 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2017.

⁴⁸ Décision (B) 1619 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR apportant un addenda aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2017.

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

Cinq ans après la décision de certification de la SA Fluxys Belgium (décision (B)120927-CDC-1166), la CREG a jugé nécessaire de réaliser une analyse approfondie du respect, par la SA Fluxys Belgium, des exigences de certification de *full ownership unbundling*. La CREG a constaté que les participations nouvellement acquises ou modifiées de la SA Fluxys, société mère de la SA Fluxys Belgium, et de la SA Fluxys Europe, filiale de la SA Fluxys, dans diverses entités propriétaires et/ou gestionnaires d'installations de transport de gaz naturel, sont soit des entités qui sont elles aussi GRTs certifiés, soit des entités qui sont exemptées de certification en vertu de l'article 36 de la directive gaz européenne. Par conséquent, la CREG a établi que ces participations nouvellement acquises ou modifiées n'entravent pas le respect, par la SA Fluxys Belgium, des exigences de certification de *full ownership unbundling*.

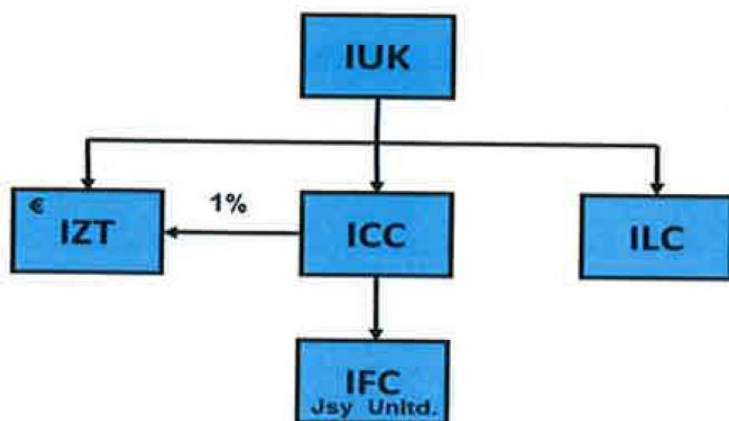
Par ailleurs, la CREG a observé que les membres du conseil d'administration de la SA Fluxys Belgium et la SA Fluxys n'exercent pas de mandats dans des entreprises qui développent des activités de production et/ou fourniture de gaz naturel.

3.1.1.2. Interconnector (UK) Limited

En 2017, aucune modification n'a été apportée à la structure d'actionnariat d'IUK.

S'agissant des participations dans d'autres entités, le groupe IUK a été simplifié et réorganisé en 2017. Les filiales BASL et Interconnector Holding Company Unlimited ont été dissoutes, respectivement les 17 et 31 octobre 2017. Suite à cette réorganisation, IUK possède encore une participation de 48 % dans IZT et de 100 % dans les autres filiales (ICC et ILC). A l'issue de cette réorganisation, IUK dispose d'une part de 48 % dans IZT.

Figure 32 : Organigramme parts et participations d'IUK dans d'autres entités



3.1.2. Réseaux fermés industriels

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

3.1.3.1. Région flamande

Le lecteur est renvoyé à la section 2.1.3.1 du présent rapport.

En 2017, 11 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz⁴⁹.

3.1.3.2. Région wallonne

Il n'y a pas de changement à signaler par rapport au précédent rapport 2017⁵⁰.

3.1.3.3. Région Bruxelles-Capitale

Sibelga a été désigné seul gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la Région de Bruxelles-Capitale. Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

3.1.4. Réseaux fermés professionnels

3.1.4.1. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.4.1 du présent rapport.

En Flandre, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz a été reconnu en 2017.

3.1.4.2. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.1.4.1 du présent rapport.

Au 31 décembre 2017, 12 réseaux fermés professionnels de gaz s'étaient déclarés à la CWaPE. Aucun nouveau réseau fermé professionnel n'a été autorisé.

⁴⁹ 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 X 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.

⁵⁰ Filiale des huit gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) du secteur mixte en Wallonie – à savoir Ideg, IEH, IGH, Interest/ost, Interlux, Interrosane, Sedilec et Simogel – ORES est l'opérateur unique, responsable de l'ensemble des tâches de gestion et d'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel de ces GRD.

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).

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 2017.

Services auxiliaires :

Comme le modèle « Market Based Balancing » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2017.

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 gestionnaire du réseau de transport 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 2017, 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 la VREG du nombre de travaux réalisés et de la durée standard de l'indisponibilité.

Tableau 40 : interruptions suite aux travaux planifiés en 2016

Onderbreking aardgastoevoer geplande werken	Werken aan de dienstleiding		Werken aan de gasmeter	
	Gem. duur (h:min)	Aantal afnemers	Gem. duur (h:min)	Aantal afnemers
Distributienetbeheerder				
GASELWEST	04:00	1.516	02:00	818
IMEA	04:00	3.383	02:00	7.791
IMEWO	04:00	2.454	02:00	2.989
INFRA X WEST	02:00	367	-	0
INTER-ENERGA	02:00	1.210	-	0
INTERGEM	04:00	1.197	02:00	1.612
IVEG	02:00	703	-	0
IVEKA	04:00	4.567	02:00	5.225
IVERLEK	04:00	2.644	02:00	4.490
SIBELGAS	04:00	805	02:00	998
Totaal		16.566		23.923

Le nombre de travaux effectués sur des conduites de raccordement a diminué par rapport aux cinq années précédentes. 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 stable par rapport aux années précédentes. Ce nombre est toutefois 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 41 : interruptions suite aux travaux non-planifiés en 2016

Onderbreking aardgastoevoer niet-geplande werken	Lagedruknet (LD)		Middendruknet (MD)	
	Distributienetbeheerder	Gem. duur (h:min)	Aantal afnemers	Gem. duur (h:min)
GASELWEST	1:34	418	01:48	13
IMEA	1:49	496	-	-
IMEWO	1:37	668	01:39	28
INFRAX WEST	2:09	44	-	-
INTER-ENERGA	2:13	32	-	-
INTERGEM	1:44	415	02:00	-
IVEG	2:17	26	-	-
IVEKA	1:47	331	02:00	1
IVERLEK	1:36	525	01:15	41
SIBELGAS	1:41	96	-	-

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 2016, Infrax n'a enregistré aucun signalement d'interruptions à moyenne pression. Le nombre d'interventions réalisées sur le réseau basse pression et moyenne pression en 2016 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 2016, on a dénombré 8 incidents où l'alimentation en gaz de plus d'un client a dû être coupée. Ce nombre est moins important qu'au cours des trois années précédentes.

3.2.2.3. Région wallonne

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

Pour 2017, les données sur la sécurité et la fiabilité du réseau ainsi qu'en matière de qualité de service et de fourniture ne sont pas disponibles.

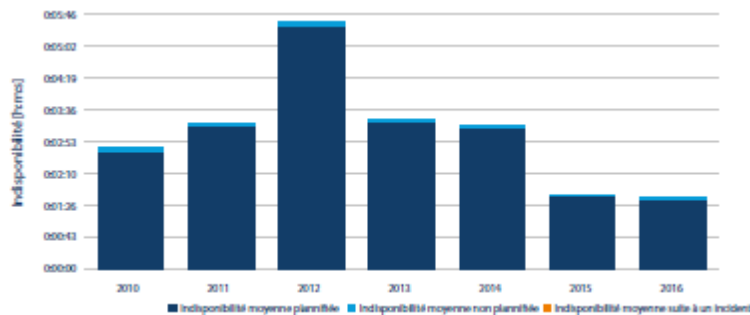
3.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.2.4 du présent rapport.

En novembre 2017, suite à l'effondrement causé par une rupture de canalisation de Vivaqua et de l'effondrement de la voirie qui s'est produit au niveau de la chaussée de Louvain, plusieurs points d'accès gaz ont été interrompus. Ce type d'incident est toutefois relativement rare comme l'illustre la figure ci-dessous qui reprend l'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident). L'essentiel des interruptions enregistrées est effectivement imputable à des travaux de type planifiés.

On constate 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.

Figure 33 : Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz



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 gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les réparations.

En 2017, trois nouveaux raccordements ont été réalisés pour des clients finals et six pour la distribution publique. Les réalisations de ces neuf nouveaux raccordements ont duré respectivement 39, 29 et 23 mois pour les clients finals et 102, 36, 30, 16, 27 et 46 mois pour la distribution publique.

Réparations :

Il y a eu, en 2017, quatre réparations suite à des accidents ou des incidents et treize réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Toutes les réparations non planifiées (sauf une) ont été réalisées en un jour et ce après concertation avec – et sans impact sur - les shippers ou les clients finals. Les treize réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter l'impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour, avec un maximum de huit jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les shippers concernés.

En 2017, 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 2017, 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.

Pour 2017 aucune donnée est actuellement disponible.

Réparations :

Pour 2017 aucune donnée est actuellement disponible.

Indemnisations :

Pour 2017 aucune donnée est actuellement disponible.

3.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

Pour 2017 aucune donnée est disponible concernant le nombre de nouveaux raccordements sur le réseau de distribution du gaz naturel en Wallonie.

Réparations :

Pour 2017 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 en Wallonie.

Indemnisations :

En 2017, 19 demandes d'indemnisation pour retard de raccordement ont été introduites auprès des gestionnaires de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution ont versé une indemnisation pour un montant total de 5.156 EUR (dont 4.356 EUR pour des demandes d'indemnisation introduites l'année précédente). Certaines demandes sont toujours en cours de traitement à ce jour et pourraient donner lieu à des indemnisations ultérieures.

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 ;
- en 2016, le GRD SIBELGA n'a reçu aucune plainte relative au délai sur la réalisation d'un raccordement standard ;
- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

En 2017 Brugel n'a reçue aucune plainte concernant l'absence de raccordement ou d'ouverture de compteur dans les trois jours ouvrables au-delà du délai imparti.

Réparations :

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.3.4 du présent rapport.

Indemnisations :

L'année 2017 a été marquée par le dépôt de 10 plaintes pour le gaz :

Tableau 42 : Nombre de plaintes

<u>Matière</u>	<u>Raison</u>	<u>Nombre de plaintes</u>	<u>Plainte fondées</u>	<u>Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai</u>
<u>Gaz</u> :				
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	7	2	5
	retard de raccordement	1	0	1
	dommage suite à une faute	2	0	2

Sur les 451 plaintes totales enregistrées, pour l'électricité et le gaz, 301 ont donné lieu à indemnisation, soit 66.74 %, pour un montant total de 47 241.16 €.

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 2017.

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 2017, 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 lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 97/152.

Le 16 octobre 2017, la CREG a décidé⁵¹ d'imposer aux GRT gaz naturel certaines obligations relatives à la consultation et à la publication des données tarifaires. Cette décision fait suite à l'entrée en vigueur du règlement de la Commission européenne établissant le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz naturel, que la CREG est tenue de mettre en oeuvre en Belgique.

Méthodologie tarifaire d'Interconnector (UK) Limited :

Après consultation publique, concertation avec le régulateur britannique Ofgem et avec Interconnector (UK), la CREG a adopté fin 2017 un arrêté⁵² fixant la méthodologie tarifaire pour le raccordement à une interconnexion et son utilisation, en vertu d'une compétence que le législateur belge lui avait attribuée fin 2016.

Cette méthodologie tarifaire est particulière à plusieurs égards. Premièrement, elle a été coordonnée avec le régulateur britannique et faisait l'objet d'une étude préalable menée avec le régulateur néerlandais. Deuxièmement, le volet belge de cette méthodologie contient un mécanisme unique qui vise à protéger le consommateur des bénéfices excessifs de l'opérateur de l'interconnexion. La CREG prévoit en effet un contrôle des coûts efficaces, l'application de deux plafonds de rendement et une décision relative à un éventuel solde à la fin de la période régulatoire.

Il est ressorti de la consultation publique que les acteurs du marché accueillent cette méthodologie tarifaire, qu'ils considèrent comme une régulation ex post pragmatique des tarifs protégeant les affréteurs et les consommateurs.

Le 21 décembre 2017, la CREG a également approuvé la méthodologie de tarification servant de base à la détermination des tarifs pour le raccordement au réseau de transport et l'utilisation d'une interconnexion⁵³.

Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium :

La CREG a examiné la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys Belgium portant sur les tarifs de transport pour les années 2016-2019 (les tarifs de stockage approuvés en 2015 restent inchangés).

Cette proposition tarifaire actualisée donne suite au mécanisme de révision tarifaire intermédiaire prévu dans la décision de la CREG du 29 octobre 2015. En effet, en cas d'écarts importants par rapport aux hypothèses tarifaires avancées dans la proposition tarifaire initiale, deux tiers de la différence seront restitués aux tarifs prospectivement sur les quatre années suivantes. Le solde étant rendu durant la période tarifaire suivante.

⁵¹ Décision (B)1657 relative à la mise en oeuvre de certains aspects du règlement (UE) 2017/460 de la Commission européenne du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz.

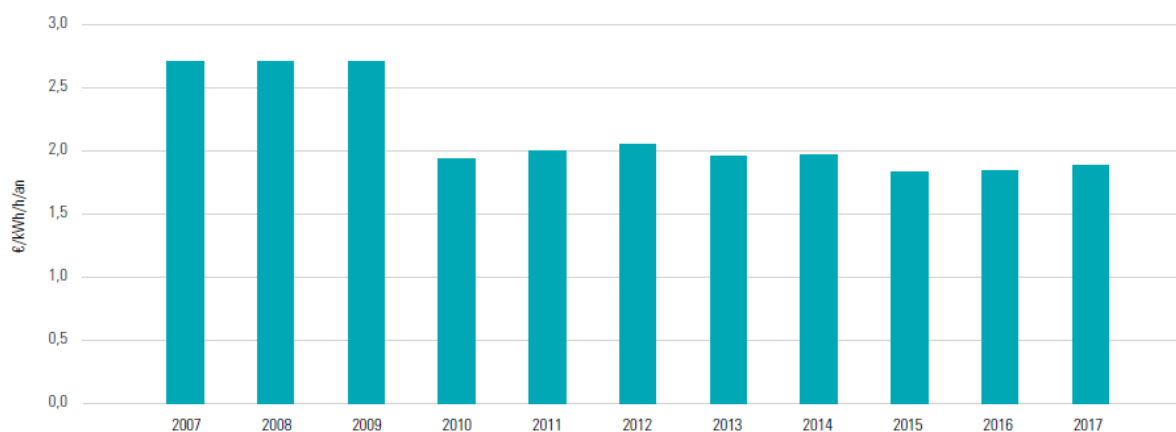
⁵² Arrêté (Z)1654/1 fixant la méthodologie tarifaire pour le raccordement à et l'utilisation d'une interconnexion.

⁵³ Décision (B)1442/4 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK).

Sur cette base, le 24 mai 2017, la CREG a approuvé les nouveaux tarifs de transport de gaz naturel⁵⁴, en baisse de 7,5 % par rapport à l'année 2017 et ce, à partir du 1er janvier 2018. Le 1er janvier 2018, les tarifs de transport de gaz naturel baisseront ainsi pour la troisième fois en cinq ans grâce au mécanisme de révision tarifaire intermédiaire prévu dans la décision de la CREG.

Par cette même décision, la CREG a par ailleurs approuvé les tarifs des services du Hub qui sont adaptés suite à la simplification du modèle commercial des services du Hub au Zeebrugge Hub.

Figure 34 : Évolution des tarifs de transport de gaz naturel (tarifs d'entrée et de sortie pour le gaz H) de Fluxys Belgium entre 2007 et 2017 (Source : CREG)



Le règlement européen établissant un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz est entré en vigueur le 1er octobre 2015. Cette date constitue également un événement marquant du processus d'intégration des marchés belge et luxembourgeois du gaz. La CREG a approuvé dans ce cadre, sur proposition de Fluxys Belgium, les tarifs⁵⁵ relatifs à l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel. Ainsi, la redevance de déséquilibre journalier et infra-journalier est maintenue à son niveau actuel et une redevance à des fins de neutralité est introduite. Ces tarifs sont d'application du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2017.

Suite à une consultation de marché tenue en juillet 2017, Fluxys Belgium et Balansys ont soumis à la CREG une proposition d'approbation des tarifs d'équilibrage. La CREG a accepté cette proposition le 27 octobre 2017⁵⁶. Ainsi, la redevance de déséquilibre journalier et infra-journalier est maintenue à son niveau actuel et la redevance à des fins de neutralité a été ramenée de 0,005 €/MWh à 0 €/MWh. Ces tarifs seront d'application du 1er janvier au 31 décembre 2018 inclus.

Evolution des tarifs du GNL de Fluxys LNG :

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 99/152.

⁵⁴ Décision (B)656G/34 relative à la proposition tarifaire actualisée relative aux tarifs des services de transport et de stockage de la s.a. Fluxys Belgium pour les années 2016-2019.

⁵⁵ Décision (B)161208-CDC-656G/33 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

⁵⁶ Décision (B)656G/35 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

Soldes de Fluxys Belgium et Fluxys LNG :

Les 27 avril et 24 mai 2017, la CREG a approuvé les rapports tarifaires respectifs pour l'année 2016 de Fluxys LNG⁵⁷ et Fluxys Belgium⁵⁸.

À cet effet, la CREG a examiné les rapports tarifaires adaptés des deux entreprises et a contrôlé le revenu total et les soldes d'exploitation. 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.

Tableau 43 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relevé annuel

GAS Vanaf 01.01.17 t.e.m. 31.12.17	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	14,14	2,10	62,26	1,14	607,77	0,77	4,85	0,09978	0,05746
IMEA	10,67	1,65	66,73	0,53	266,93	0,40	4,85	0,09978	0,05746
IMEWO	14,62	2,19	82,00	0,85	404,90	0,63	4,85	0,09978	0,05746
INFRA WEST	7,26	2,58	79,46	1,13	808,22	0,65	4,20	0,09978	0,05746
INTER-ENERGA	11,37	1,91	56,88	1,00	588,55	0,65	4,20	0,09978	0,05746
INTERGEM	12,65	1,82	61,10	0,85	491,65	0,56	4,85	0,09978	0,05746
IVEG	14,44	1,79	67,94	0,72	149,26	0,66	4,20	0,09978	0,05746
IVEKA	11,74	1,73	63,06	0,71	394,19	0,49	4,85	0,09978	0,05746
IVERLEK	14,08	2,08	70,17	0,95	526,00	0,65	4,85	0,09978	0,05746
SIBELGAS	15,59	2,37	86,51	0,95	191,33	0,88	4,85	0,09978	0,05746

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 %.

⁵⁷ Décision (B)657G/13 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la s.a. Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2016.

⁵⁸ Décision (B)656G/33bis sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la s.a. Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2016.

Tableau 44 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relevé annuel

GAS Vanaf 01.01.17 t.e.m. 31.12.17	Distributierieven, 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	14,14	2,10	62,26	1,14	607,77	0,77	4,85	0,09978	0,05746
IMEA	10,67	1,65	66,73	0,53	266,93	0,40	4,85	0,09978	0,05746
IMEWO	14,62	2,19	82,00	0,85	404,90	0,63	4,85	0,09978	0,05746
INFRAX WEST	7,26	2,58	79,46	1,13	808,22	0,65	4,20	0,09978	0,05746
INTER-ENERGA	11,37	1,91	56,88	1,00	588,55	0,65	4,20	0,09978	0,05746
INTERGEM	12,65	1,82	61,10	0,85	491,65	0,56	4,85	0,09978	0,05746
IVEG	14,44	1,79	67,94	0,72	149,26	0,66	4,20	0,09978	0,05746
IVEKA	11,74	1,73	63,06	0,71	394,19	0,49	4,85	0,09978	0,05746
IVERLEK	14,08	2,08	70,17	0,95	526,00	0,65	4,85	0,09978	0,05746
SIBELGAS	15,59	2,37	86,51	0,95	191,33	0,88	4,85	0,09978	0,05746

1. Loi du 26 décembre 2015 relative aux mesures concernant le renforcement de la création d'emplois et du pouvoir d'achat (art. 130).
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 (AR 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 (AR du 2 avril 2014, art.6, §§ 1^{er} et 2). Cette liste tarifaire tient également compte de cette dernière augmentation de 1,1 %.

3.3.2.3. Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.3 du présent rapport.


Tableau 45 : Tarifs de distribution gaz applicables en Région wallonne au 31 décembre 2017

T1		Relevé annuel Consommation annuelle : 4.652kWh
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	
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	
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	
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	
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	
T6		Relevé horaire automatique Consommation annuelle : 36.000.000kWh
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	

3.3.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.4 du présent rapport.

Tableau 46 : Tarif de distribution – gaz 2017

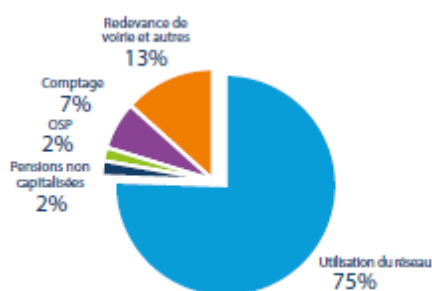

prix hors TVA

Consommation annuelle (en kWh)	MMR & YMR				AMR
	T1	T2	T3	T4	T5
0-5.000		5.001-150.000	150.001-1.000.000	> 1.000.000	
1. Tarif d'utilisation du réseau					
$[X \cdot G1] \text{ EUR / KW / an} + Y \cdot \text{EUR/kWh} + W \cdot \text{EUR / an}$					
$\text{ou } G1 = (1,5 + 4000 / (1750 + kW))$					
avec X = EUR / KW / an	-	-	-	-	2,422116
X/12 = EUR / KW / mois	-	-	-	-	0,201843
Y = EUR / kWh	0,018210	0,008587	0,003397	0,001816	-
W = EUR / an	3,24	53,40	862,32	2.566,56	5.291,76
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage					
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an	-	-	-	-	771,31
Comptage MMR (Monthly Manual Reading) - non mensuel EUR / an	591,35	591,35	591,35	591,35	-
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	15,63	15,63	15,63	15,63	-
3. Surcharges					
3.1. Charges de pensions EUR / kWh	0,000488	0,000390	0,000343	0,000244	0,000075
3.2. Impôts et prélèvements					
- Redevance de voirie (*) EUR / kWh	0,001199	0,001199	0,001199	0,001199	0,001199
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh	0,001134	0,000079	0,000903	0,000823	0,000132

(*) 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 1^{er} avril 2004)

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

Figure 35 : Décomposition tarif de distribution - Gaz - 12 728kWh – 2016



Comme pour l'électricité, le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution (75 % en 2017). 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 (53,40 € HTVA pour une consommation annuelle entre 5.001 et 150.000 kWh en 2017). 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 quasiment 12 millions d'euros en 2017. La marge équitable pour ce fluide s'élève en 2017 à environ 15 millions d'euro. Électricité et gaz confondus, le montant total de la marge équitable et de la redevance de voirie s'élève pour 2017 à plus de 72 millions d'euros.

Contrôle des soldes régulateurs de SIBELGA :

En ce qui concerne le gaz, le fonds de régulation s'élève à 79 millions d'euros, dont 35 millions encore non affectés. La conversion gaz pauvre / gaz riche mobilisera probablement en partie ces ressources disponibles.

Tableau 47 : Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

En euro HTVA	12/2014	12/2015	12/2015	12/2017	2018
Utilisation du réseau	167	149	156	163	167
Pensions non capitalisées	18	15	14	5	5
OSP	11	6	6	5	4
Comptage	8	16	15	16	16
Redevance voiture et autres	15	25	26	28	29
	219	211	218	216	221

Par ailleurs, un professionnel consommant 300.000 kWh par an verra ses frais de distribution passer d'environ 2.822 € en 2016 à 2.727 € (-3,5 %) en 2017.

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 2018.

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 2018 (0,0310 c€/kWh) par rapport au tarif 2018 initialement fixé (0,0485 c€/kWh). La surcharge liée à l'impôt des sociétés enregistre une baisse plus relative. Le tarif pour l'année 2018 s'élève en effet pour un client résidentiel à 0,1034 c€/kWh contre 0,1075 c€/kWh initialement prévu en 2014.

Mécanismes de régulation incitative :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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 2017, à de la congestion, ni contractuelle, ni physique. Il n'y a donc pas fallu lancer une gestion de la congestion en 2017, conformément au règlement d'accès.

3.4.2. Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques

Au mois de janvier 2017, Fluxys Belgium a soumis à la CREG une demande d'approbation des modifications du Programme de Transport et des annexes A, B, C1 et G du Code de l'Accès de Transport. Grâce à ces modifications, Fluxys Belgium souhaite introduire un service de conversion de capacités permettant de convertir les capacités non regroupées d'un côté d'un IP en une capacité regroupée, d'introduire un service Imbalance Pooling offrant aux utilisateurs du réseau la possibilité de regrouper leurs positions relatives au gaz, de réunir les IP Poppel et Hilvarenbeek en un IP Hilvarenbeek unique et de corriger plusieurs erreurs matérielles. Fluxys Belgium a déjà organisé elle-même une consultation publique sur ces modifications de la fin du mois de novembre 2016 à la fin du mois de décembre 2016. La CREG a approuvé cette proposition dans sa décision (B)1613 du 23 février 2017, à la condition suspensive que Fluxys Belgium respecte quelques remarques formulées par la CREG dans son évaluation.

Au mois de mai 2017, Fluxys Belgium a soumis une nouvelle proposition de modification des principales conditions à l'approbation de la CREG. Grâce à cette proposition, Fluxys Belgium souhaite adapter les principales conditions à plusieurs évolutions du marché, et plus particulièrement : la convergence entre les services commerciaux physiques et notionnels sur le ZTP ; l'introduction d'un IP virtuel entre la Belgique et la France (à partir du 1er octobre 2017) ; le nouveau calendrier d'enchères pour la capacité de transport et la nouvelle procédure pour la capacité incrémentielle conformément au NC CAM ; l'attribution révisée des services de transport pour les clients finaux sur les réseaux de distribution à la suite de la constitution de la clearinghouse fédérale, ATRIAS ; l'introduction de 2 nouveaux messages EDI@s conformément à NC INT et la correction de plusieurs erreurs matérielles et remarques signalées par la CREG dans sa décision (B)1613. La CREG a approuvé cette proposition dans sa décision (B)1653 du 17 juillet 2017, à la condition suspensive que Fluxys Belgium respecte quelques remarques. Les modifications sont entrées en vigueur le 1er octobre 2017.

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 :

Le plan indicatif d'investissements 2018-2027 de Fluxys Belgium montre qu'au-delà des importants développements actuels et futurs de l'infrastructure GNL dans la zone de Zeebrugge, les investissements attendus se limitent au renforcement de la capacité mise à disposition de certains réseaux de distribution publique et aux adaptations nécessaires à la conversion des réseaux de gaz L.

Au vu de la maturité et de l'âge du réseau et des installations de Fluxys Belgium, une proportion croissante du plan indicatif est par conséquent consacrée aux investissements récurrents liés à la maintenance, à l'adaptation et à la modernisation du réseau.

Les investissements attendus pour couvrir les adaptations liées à la conversion L-H sont :

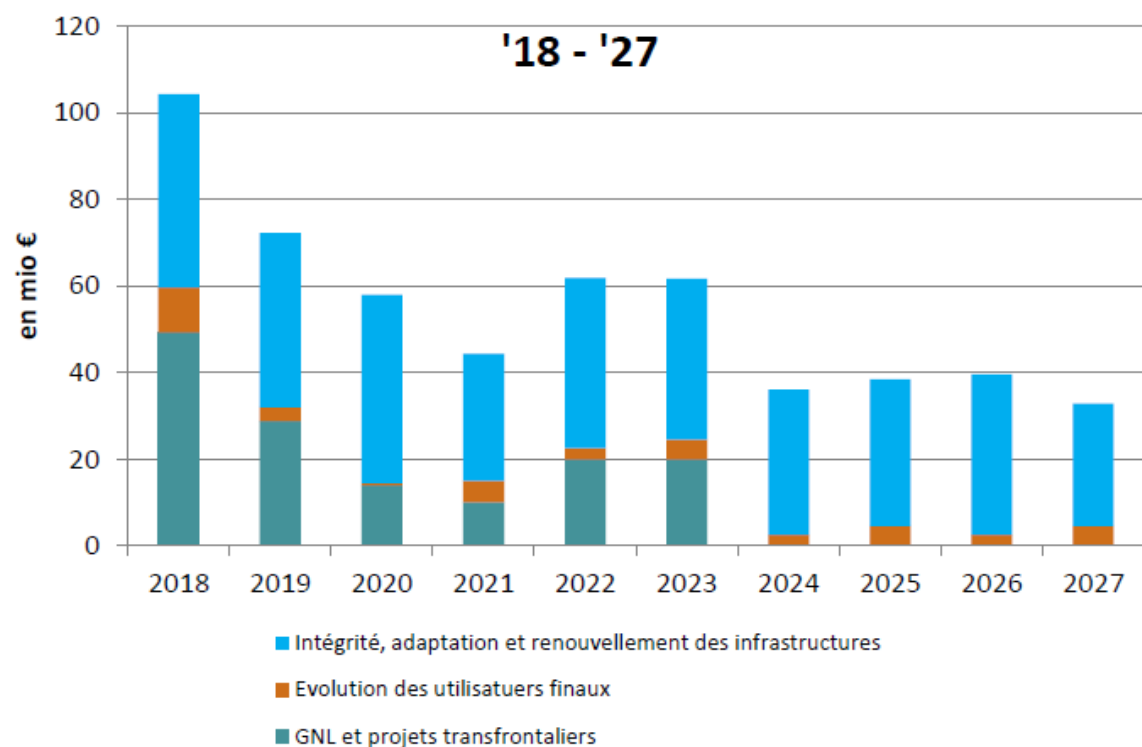
- interconnexions entre les canalisations RTR et les Dorsales (à Winksele) afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020 ;
- adaptation de certaines stations de détente pour permettre un fonctionnement optimal du marché de gaz H après conversion ;
- séparations temporaires 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.

Pour la période 2018-2027, Fluxys Belgium prévoit des projets d'investissement pour un montant global de 549 millions €. Ces projets ont pour finalité de consolider le rôle de la Belgique comme carrefour international des flux gaziers et de maintenir la sécurité d'approvisionnement du pays à des tarifs les plus compétitifs possible. Ce programme 2018-2027 a servi de source d'information pour le Ten Years Network Development Plan élaboré au niveau européen par l'ensemble des gestionnaires de réseau regroupé au sein de l'ENTSOG.

L'enveloppe totale des investissements prévus durant la période 2018-2027 est en recul par rapport au montant global de 2017-2026, qui s'élevait à 671 millions €. La réduction des investissements est une évolution logique du développement qu'a connu le réseau belge ces dernières années. Les investissements significatifs qui y ont été consentis ont en effet permis au réseau belge d'acquies une taille adéquate, de disposer de capacités d'entrée importantes (>10 millions m³(n)/h) et de flux bidirectionnels, de ne pas présenter de congestion et d'être bien interconnecté avec les autres réseaux de transport de gaz naturel dans le nord-ouest de l'Europe.

En outre, les réalisations de 2017, qui sortent du plan d'investissement, ne sont que partiellement compensées par de nouveaux projets inscrits au programme 2018-2027 mais non encore avalisés, comme la construction d'une 3e jetée au Terminal GNL de Zeebrugge, qui doit encore faire l'objet d'une consultation du marché.

Figure 36 : Division des 3 grands piliers du programme indicatif (Source : Fluxys Belgium)



Plan décennal indicatif pour le développement du réseau de Fluxys Belgium :

En 2017, Fluxys Belgium a également rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2018-2027)⁵⁹ conformément à l'article 15/1, §5 de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan en regard du plan européen d'investissement à dix ans d'ENTSO-G (TYNDP 2015) et du plan régional d'investissements (GRIP) des gestionnaires de réseau du nord-ouest de l'Europe, sans constater de problèmes.

Le défi majeur qui se présente est la conversion du réseau de transport de gaz L en vue d'évoluer vers un marché belge du gaz naturel exclusivement approvisionné en gaz H. Cette conversion s'impose car aucun nouveau contrat à long terme ne sera conclu avec les Pays-Bas pour la fourniture de gaz L vu la façon dont les Pays-Bas gèrent les stocks de gaz L restants. Par ailleurs, le gouvernement néerlandais a pris des mesures drastiques pour limiter l'extraction de gaz L du champ de Groningue en raison des risques de tremblements de terre dans le nord des Pays-Bas. En 2017, la CREG a poursuivi sa concertation avec Fluxys Belgium en vue d'élaborer un plan de conversion L/H efficace pour le réseau de transport de gaz naturel garantissant la capacité de transport nécessaire pour les fournitures de gaz L vers la France, qui débutera également un programme de conversion. L'objectif est de mettre en œuvre à partir du 1er juin 2018 le plan de conversion L/H indicatif tel que proposé par Synergrid en vue d'une sortie complète du gaz L à l'été 2029. Ce plan de conversion L/H indicatif a été intégré au plan décennal indicatif pour le développement du réseau.

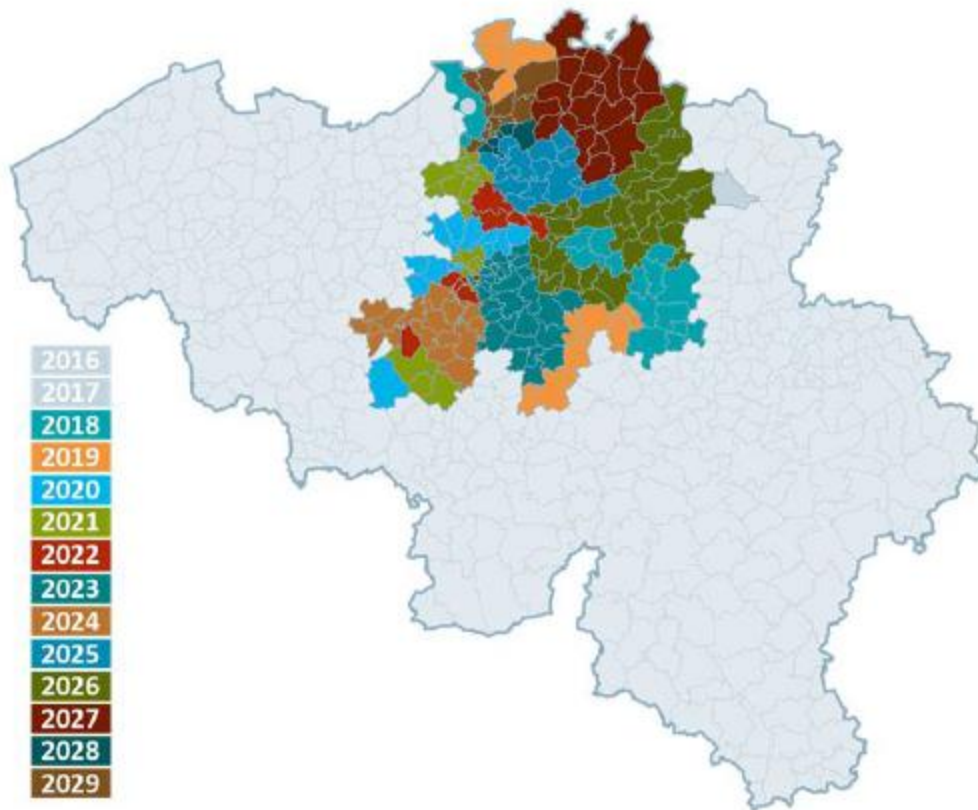
La fin des exportations de gaz L vers la Belgique, la France et l'Allemagne à l'horizon 2030 a été annoncée par les autorités néerlandaises. En ce qui concerne la Belgique et la France, cette annonce se traduit par une réduction progressive et continue dès 2024 de la capacité d'exportation de gaz L (point frontière Hilvarenbeek) mise à disposition par le GRT néerlandais Gasunie Transport Services (GTS).

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la Belgique, la France et l'Allemagne ont décidé de démarrer la conversion du marché du gaz L vers le gaz H ; le gaz H est en effet disponible en abondance et les infrastructures de transport existantes en gaz L peuvent être réutilisées, ce qui constitue un optimum économique pour l'ensemble des utilisateurs.

A la demande des autorités belges, un planning indicatif de conversion a été élaboré par Synergrid (voir figure ci-après). Ce planning indicatif est basé sur la réutilisation maximale des infrastructures existantes en Belgique afin d'éviter des investissements uniquement nécessaires pour la période de transition. Pour réaliser la conversion, Fluxys Belgium doit adapter progressivement son réseau pour assurer la continuité des services de transport vers les marchés convertis et non convertis. Ces adaptations ont été évaluées, chiffrées et intégrées dans ce plan indicatif d'investissements 2018-2027.

⁵⁹ <http://www.fluxys.com/belgium/en/About%20Fluxys/Investment/Investment>.

Figure 37 : Planning indicatif de conversion du marché gaz-L



[Source : Synergrid]

Durant la période 2017-2019, l'injection de gaz H est prévue depuis des interconnexions existantes ne nécessitant que des adaptations limitées du réseau. Il s'agit des noeuds 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.

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. A cet effet, des adaptations sont prévues à la station de compression de Winksele.

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 sont converties via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele.

A chaque étape de la conversion, les clients en gaz L concernés doivent être alimentés en gaz H. Etant donné que le point d'entrée Hilvarenbeek/Poppel est actuellement uniquement approvisionné en gaz L, les affréteurs de gaz de ces nouveaux clients doivent donc disposer de capacité d'entrée sur un autre point d'entrée (gaz H) du réseau de Fluxys Belgium.

Les évaluations de Fluxys Belgium mènent actuellement à la conclusion que la capacité d'entrée en gaz H est globalement suffisante pour absorber les besoins en capacité pour le "nouveau marché domestique belge" de gaz H. Ce plan indicatif 2018-2027 n'inclut donc pas de nouveaux investissements visant à renforcer la capacité d'entrée en gaz H.

Description des PCIs acceptés :

En 2013, la Commission européenne a adopté la première liste des projets d'intérêt commun (PCI) de l'Union, qui comporte environ 250 projets dans les domaines du transport et du stockage du gaz, de l'électricité et du GNL, ainsi que dans les domaines des réseaux intelligents et du pétrole.

En 2013, les projets suivants soutenus par Fluxys Belgium se sont vu octroyer le label PCI pour deux ans :

- nouvelle interconnexion entre Pitgam (FR) et Maldegem (BE) ;
- augmentation de la capacité du terminal GNL de Zeebrugge ;
- renforcement de l'interconnexion avec le Luxembourg.

Pour la description de ces PCI et l'état d'avancement, le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2016.

En 2014, un nouveau processus via les groupes régionaux a été lancé afin d'établir une deuxième liste de projets PIC d'ici novembre 2015. Fluxys Belgium a soumis une candidature PCI pour le projet de conversion L/H en Belgique, qui sera évalué avec le projet de conversion en France proposé par GRTgaz et GrDF. Les projets de conversion en Belgique et en France n'ont finalement pas été retenus comme candidats PCI lors du deuxième cycle. La Commission a reconnu l'importance et la nécessité des projets, mais a considéré que les paramètres pour une analyse coûts/avantages (Cost-Benefit Analysis - CBA) n'étaient pas encore suffisamment matures.

Le 23 novembre 2017, la Commission a approuvé une troisième liste de PCI. Les projets suivants de Fluxys Belgium ont été reconnus comme PCI :

- *Priority Corridor North-South Gas Interconnections in Western Europe (NSI West Gas): Adaptation low to high calorific gas in France and Belgium ;*
- *Cross-border carbon dioxide network: Teesside CO2 hub (United Kingdom, in further phases Netherlands, Belgium, Germany).*

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 2017.

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 2017.

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 2017.

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 2017, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 182,0 TWh, ce qui représente une augmentation de 1,4 % par rapport à la consommation de 2016 (179,4 TWh). On observe une légère baisse de la consommation des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (- 1,2 %), une hausse limitée de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison avec la production de chaleur) (+ 3,6 %) et une hausse sensible de la consommation des clients industriels (+ 4,9 %).

La part en pourcentage du gaz H a augmenté en 2017 à 73,8% (+ 0,9 %), contre 26,2% pour le gaz L. Cette évolution est étroitement liée au développement des segments de marchés individuels. Cette évolution semble principalement dirigée par les développements observés dans le segment des utilisateurs industriels : les parts de marché du gaz H et du gaz L dans le segment « réseaux de distribution » sont quasi équivalentes et évoluent, en l'attente de la sortie progressive du gaz L et de la conversion au gaz H, de manière synchrone, tandis que, depuis quelques années, l'électricité est exclusivement produite à partir de gaz H.

En ce qui concerne l'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique, transit inclus, on note un flux d'importation net de 97 TWh depuis le Royaume-Uni en 2017, contre un flux d'exportation de 8 TWh en 2016. On observe également qu'un flux net de 110 TWh de gaz naturel a été importé depuis les Pays-Bas, et de 157 TWh depuis la Norvège. Les exportations vers la France se sont élevées à 173 TWh, soit quasiment autant qu'en 2016. Les importations nettes depuis l'Allemagne ont atteint 9,6 TWh en 2017.

En 2017, 17 méthaniers ont été déchargés sur le terminal de Zeebruges, ce qui équivaut à 14 TWh, tandis que 16 méthaniers ont été chargés, pour un volume de 1 TWh. En 2016, on comptabilisait 30 méthaniers déchargés et 32 méthaniers chargés.

Durant la saison 2017-2018, le taux de remplissage de l'installation de stockage de gaz de Loenhout était de 83%, c'est-à-dire un peu moins élevé que l'an dernier (85%). A titre de comparaison, pour l'UE28, ce taux était de 89%, contre 91% l'année précédente. Ces taux de remplissage élevés ne peuvent pas s'expliquer par un écart S/W élevé entre le prix hivernal et estival du gaz naturel. Celui-ci

est resté (très) bas en 2017 (< 2 EUR/MWh, bien en dessous du coût moyen de stockage (> 3,5 EUR/MWh)). L'indisponibilité de la principale installation de stockage du Royaume-Uni (Rough) et l'annonce de la fermeture définitive de cette installation ont fait craindre des pénuries de gaz naturel durant l'hiver au Royaume-Uni, et ont dopé la réservation de capacités de stockage sur le marché de l'Europe du Nord-Ouest, dans un souci de garantir l'approvisionnement Outre-Manche.

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 :

En 2017, le prix moyen du gaz est monté à 17,3 EUR/MWh sur le marché à court terme (day-ahead) et à 17,0 EUR/MWh sur le marché à long terme (year-ahead). En 2016, ces prix étaient respectivement de 13,8 €/MWh et de 15,4 €/MWh.

En 2017, le prix moyen du gaz sur le marché journalier était systématiquement moins élevé que le prix year-ahead, sauf pour les mois de janvier, février, novembre et décembre. Cela s'explique entre autres par le caractère saisonnier de la demande de gaz.

Degré de transparence :

Dans son rapport⁶⁰ relatif à un questionnaire relatif à l'appréciation par les acteurs de marché de la transparence des informations mises à la disposition de tous sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité, la CREG a constaté que les acteurs relèvent que les plateformes de transparence européennes doivent encore être améliorées.

La plateforme ENSTOG doit aussi faire l'objet d'améliorations au niveau de :

- la comparabilité des données ;
- l'exactitude de certaines données (ex : données forward) ;
- la complétude et l'actualisation des informations sur les indisponibilités et la mise en œuvre de l'outil RSS ;
- la fréquence d'actualisation des données ;
- l'étendue des paramètres de recherches ;
- la participation avec les GRT.

Les plateformes ALSI et AGSI+ doivent aussi progresser au niveau du / de :

- délai de publication des informations ;
- nombre de participants sur ces plateformes ;
- schéma utilisé afin de répondre aux critères d'ACER ;
- la cohérence des données.

Les sites des GRT belges sont considérés comme bien structurés et disposant d'une bonne disponibilité.

⁶⁰ Rapport RA(1637) du 21 décembre 2017 relatif à un questionnaire relatif à l'appréciation par les acteurs de marché de la transparence des informations mises à la disposition de tous sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité

Le site de Fluxys Belgium devrait améliorer le temps de chargement, accroître le volume de données chargées et la visualisation des données ainsi que la convivialité de l'interface utilisateur.

Au niveau de la publication des informations privilégiées, les acteurs de marché sont en faveur d'un seuil européen et que les informations soient publiées sur une plateforme européenne sous un format normalisé. La discussion sur les seuils de publication est en cours dans les groupes de travail européens.

La CREG continuera à informer les acteurs de marché des évolutions des réglementations et contactera les GRT nationaux pour discuter des améliorations demandées.

Pour les clients industriels 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 est de 2,5 ans pour les clients T6. Les contrats de deux ans et de trois ans sont d'ailleurs les plus fréquents. Le contrat le plus long a même une durée de 15 ans (2011 - 2026).

Parmi les contrats de fourniture de 2016, les contrats de fourniture d'une durée de deux années sont les plus courants avec 37 % des cas, devant les contrats d'une année qui représentent 33 % du total. Une minorité (4 %) de contrats a une durée égale ou supérieure à 5 années. Seul deux fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée.

Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros :

En 2017, la CREG a rendu sept avis relatifs à des demandes d'autorisation de fourniture de gaz naturel. Ces demandes ont émané de Total Gas & Power Ltd, Direct Energie S.A., Direct Energie Belgium S.A., Wingas GmbH, Eneco België B.V., Powerhouse B.V., Novatek Gas & Power GmbH.

Au cours de l'année 2017, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à ces sept entreprises (Novatek Gas & Power GmbH, Eneco België B.V., Direct Energie Belgium SA, Direct Energie SA, Wingas GmbH, Total Gas & Power Limited et Powerhouse BV).

Au 31 décembre 2017, 31 utilisateurs du réseau détenaient une autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel. Courant 2017, vingt-trois (23) d'entre eux ont exercé, sur le réseau de transport, des activités de shipping 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.

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 étayant effectivement livré du gaz naturel est supérieur à quarante. Pour l'année 2016, 42 sociétés sont actives sur le marché alors qu'elles n'étaient que 13 en 2010.

Ce marché est néanmoins dominé par le duo constitué d'ENI SpA et d'Engie Electrabel qui conservent ensemble plus de la moitié du marché sur les segments de la fourniture aux clients industriels (> 10 GWh/an) que ce soit sur le réseau de distribution ou sur le réseau de transport. Il est également dominé par un autre duo constitué d'Engie Electrabel et d'EDF Luminus sur le segment de la fourniture aux clients résidentiels et aux PME. Le marché s'ouvre néanmoins chaque année davantage à la concurrence même si les parts de marché des fournisseurs historiques reculent relativement peu.

Au niveau de l'importation (179 TWh) et de la revente (116 TWh), ENI et Engie (filiales comprises) représentent 60% de l'importation et plus de 90 % de la revente. Le segment de la revente est essentiellement constitué d'une part par ENI SpA (Italie) qui vend à ses filiales ENI Gas & Power et ENI SpA Belgian Branch, et d'autre part par Engie (France) qui vend à sa filiale Engie Electrabel.

Sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (60 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente 41 % des ventes en volume. Luminus a un peu moins de 20 % de ce marché et ENI Gas & Power et Lampiris ont chacun environ 10 %. De nouveaux fournisseurs ont fait leur entrée sur ce segment en 2016.

Sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (12 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est de 43 % en 2016. On retrouve également ENI Gas & Power, Luminus et Lampiris avec des parts de marché situées entre 10 et 15 %.

Sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (21 TWh), Engie Electrabel a 45 % de part de marché suivi par ENI SpA Belgium Branch (22 %), Wingas et Gas Natural Europe ayant tous deux une part d'environ 10 %.

Sur le segment de la fourniture aux entreprises sur le réseau de transport, le même duo se retrouve de tête, mais avec cette fois ENI SpA Belgium Branch devant avec 39 %, suivi par Engie Electrabel avec 18 %. Un trio constitué du groupe industriel Arcelor Mittal et des fournisseurs Wintershall et Wingas suivent avec chacun une dizaine de pourcent.

Concernant la fourniture de gaz naturel à la clientèle industrielle, la CREG relève les éléments suivants.

Deux grands groupes industriels, ArcelorMittal (via sa filiale ArcelorMittal Energy) et Air Liquide (via sa filiale Société Européenne de Gestion de l'Energie dit SEGE) se chargent eux-mêmes de la fourniture et du shipping du gaz naturel.

Il existe une dissociation entre fourniture et shipping. La présence de Wintershall et Axpo sur le marché de la fourniture aux industriels en atteste alors que ces sociétés n'ont pas effectué de shipping sur le réseau de transport en 2016. Ceci explique la différence au niveau des parts de marché entre des publications basées sur le transport et celles basées sur la fourniture.

Par ailleurs, la CREG a suivi la méthodologie de Fluxys pour la catégorisation de la clientèle et pour l'allocation des volumes à la catégorie « Industries » d'une part et à la catégorie « Centrales électriques » d'autre part. Cela explique des glissements importants par rapport aux années précédentes entre les catégories clients directs et centrales électriques.

Le top 3 des entreprises de fourniture – qui détiennent conjointement une part de marché de tout juste 60 % - reste également inchangé en 2017, de même que leur place respective. Engie Electrabel conserve la première place, mais voit sa part de marché diminuer de 34,6 % à 32,0 % (- 2,6 %). Eni gas & power se maintient en deuxième position et voit sa part de marché à nouveau chuter de 5,3 %, s'élevant à 17,5 %. Elle connaît la plus forte diminution du marché. La part de EDF Luminus augmente de 0,5 %, atteignant les 10,6 %.

Wingas, dont la part augmente de 1,7 % (atteignant 5,9 %) ravit la quatrième place du tableau à RWE Supply & Trading, qui cède 0,5 % de part de marché et occupe désormais la cinquième place, avec tout juste 5 %.

Seuls ces cinq acteurs du marché détiennent une part de marché supérieure à 5 %. Gas Natural Fenosa progresse fortement (+ 1,4 %), enregistrant 3,9 % de parts de marché. Vattefall Energy Trading Netherlands présente une légère hausse (+ 0,3 %) jusqu'à 3,5 %. Eneco België BV affiche la plus forte hausse (+ 2,0 %), atteignant les 3,3 %. En 2017, le portefeuille de Nuon a été transféré de Eni à Eneco, ce qui explique probablement la hausse de la part de marché d'Eneco et la baisse de celle d'Eni. Statoil a perdu 0,6 % de parts de marché et conserve tout juste 3,0 %. À la dixième place figure Total Gas & Power, qui progresse nettement (+ 1,8 %), avec 2,9 % de parts de marché. La part de marché d'ArcelorMittal Energy S.C.A. se stabilise à 2,5 % (+ 0,06 %).

Lampiris recule de 1,5 % (à 2,3 %) et ne figure plus dans le top 10. Le rachat de Lampiris par Total expliquerait la croissance de ce dernier et le recul du premier. Direct Energie Belgium affiche une forte croissance (+ 1,8 %, à 1,9 %). SEGE (Société européenne de gestion de l'énergie) augmente de 0,3 % et atteint 1,3 %. La part d'European Energy Pooling augmente fortement (+ 0,7 %) et dépasse pour la première fois 1 % (1 %).

Il en va de même pour Progress Energy Services (+ 0,6 %), qui atteint tout juste le seuil de 1 %. Progress Energy Services figure en outre en dernière place du tableau, avec une part de marché supérieure à 1 %.

Les autres utilisateurs du réseau actifs sont, dans l'ordre décroissant: natGas, Antargaz, Enovos Luxembourg, UNIPER Global Commodities, GETEC Energie, le nouveau venu Axpo Trading AG et Belgian Eco Energy. Tous ces acteurs détiennent chacun une part de marché inférieure à 1 %. Ces sept entreprises possèdent conjointement une part de marché de 2,4 %. Enel Trade, active en 2016, n'a pas fourni de gaz en 2017.

Concernant la livraison de gaz naturel à la catégorie « centrales électriques » (44 TWh), 27 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 17 TWh relèvent des sites avec cogénération. ENI SpA assure près de la moitié de la fourniture à cette catégorie. Seuls six fournisseurs livrent du gaz naturel à des centrales électriques qui sont des consommateurs de gaz naturel avec des besoins et des caractéristiques relativement spécifiques.

Figure 38 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel transporté sur le marché belge (179 TWh)

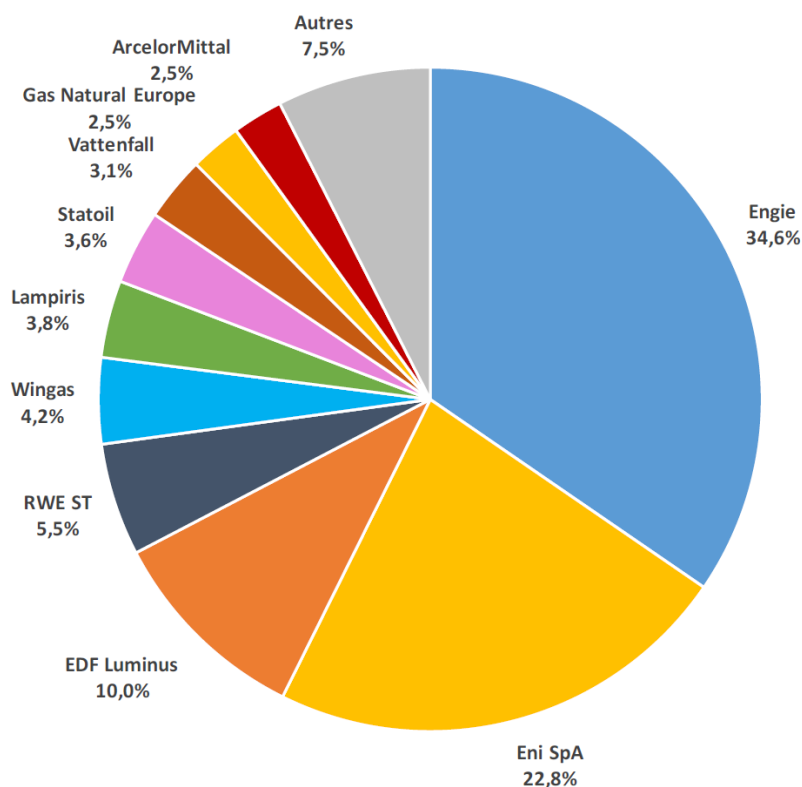


Figure 39 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel fourni sur le marché belge (179 TWh)

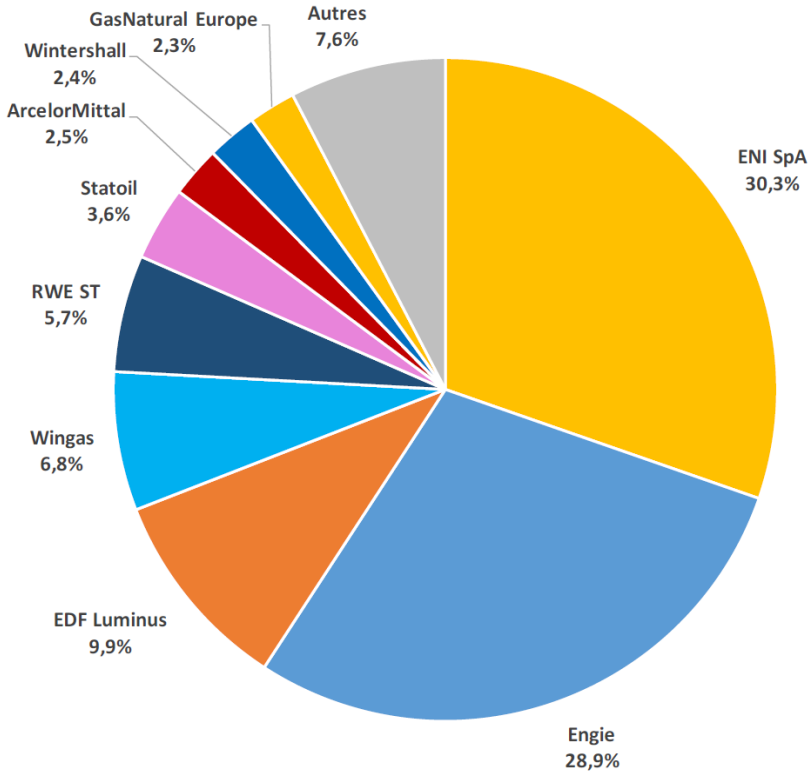


Figure 40: Parts de marché sur base du volume de gaz naturel revendu (116 TWh) en 2016

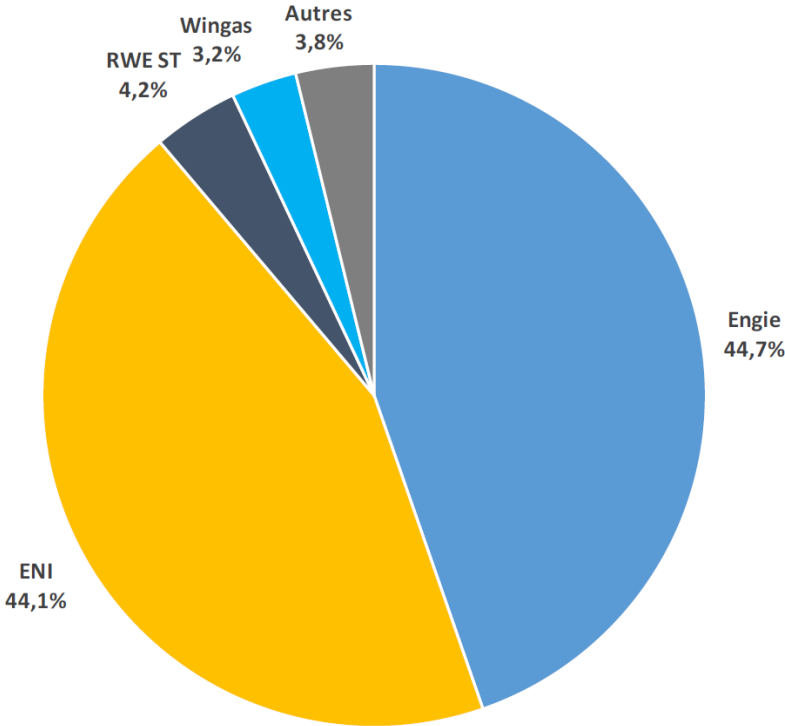


Figure 41 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals sur les réseaux de distribution (93 TWh)

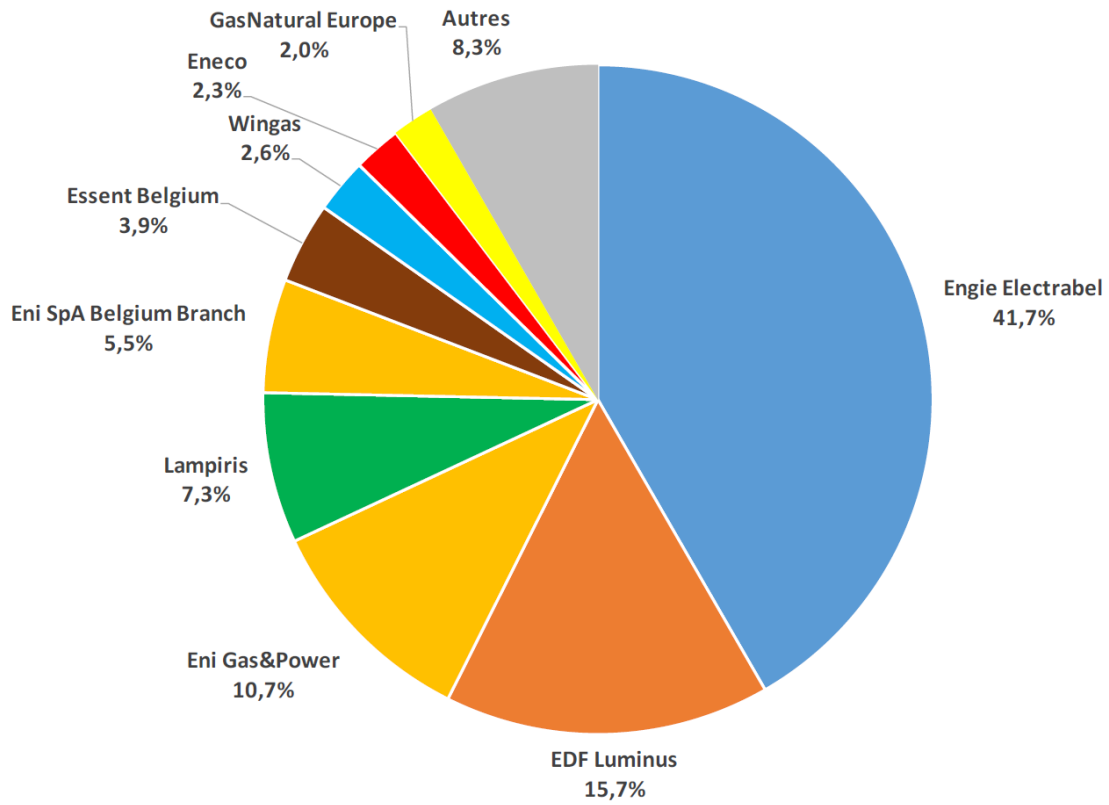


Figure 42 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (60 TWh)

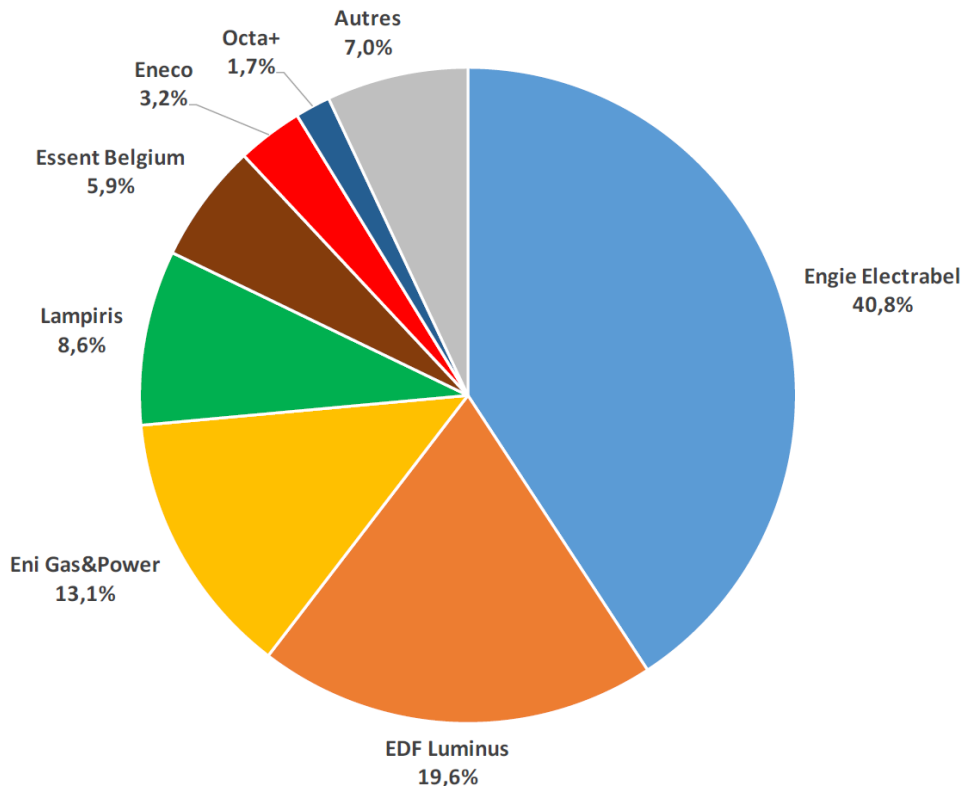


Figure 43 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (12 TWh)

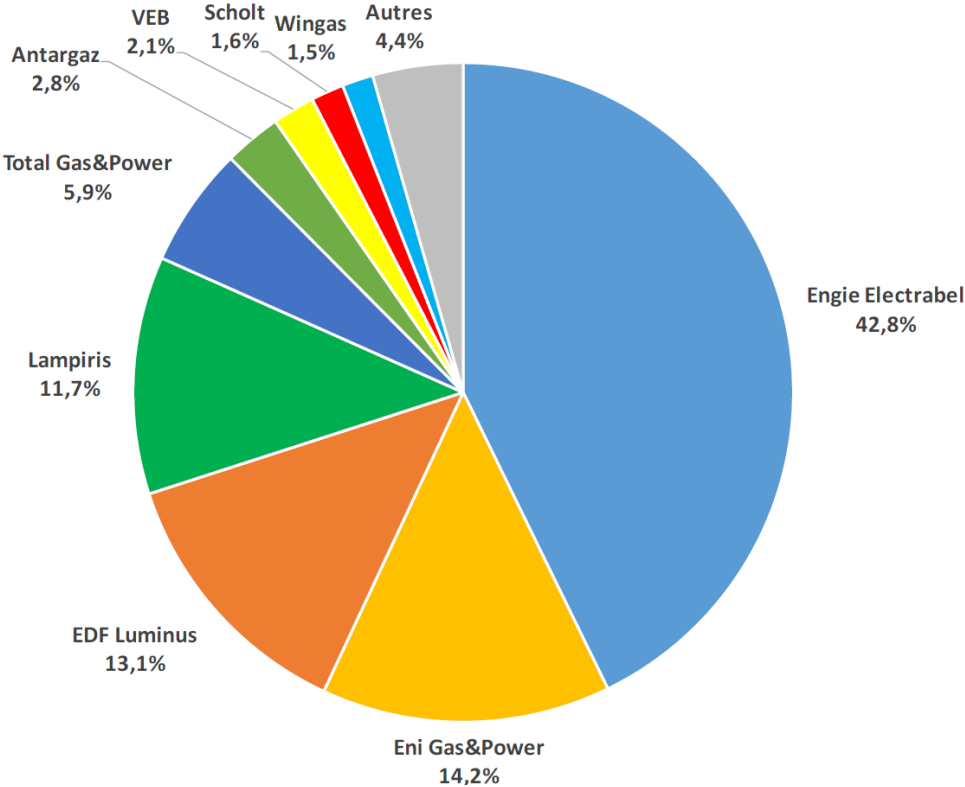


Figure 44 : Parts de marché en 2016 sur base du volume fourni aux clients industriels distribution T6 gaz naturel avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (21 TWh)

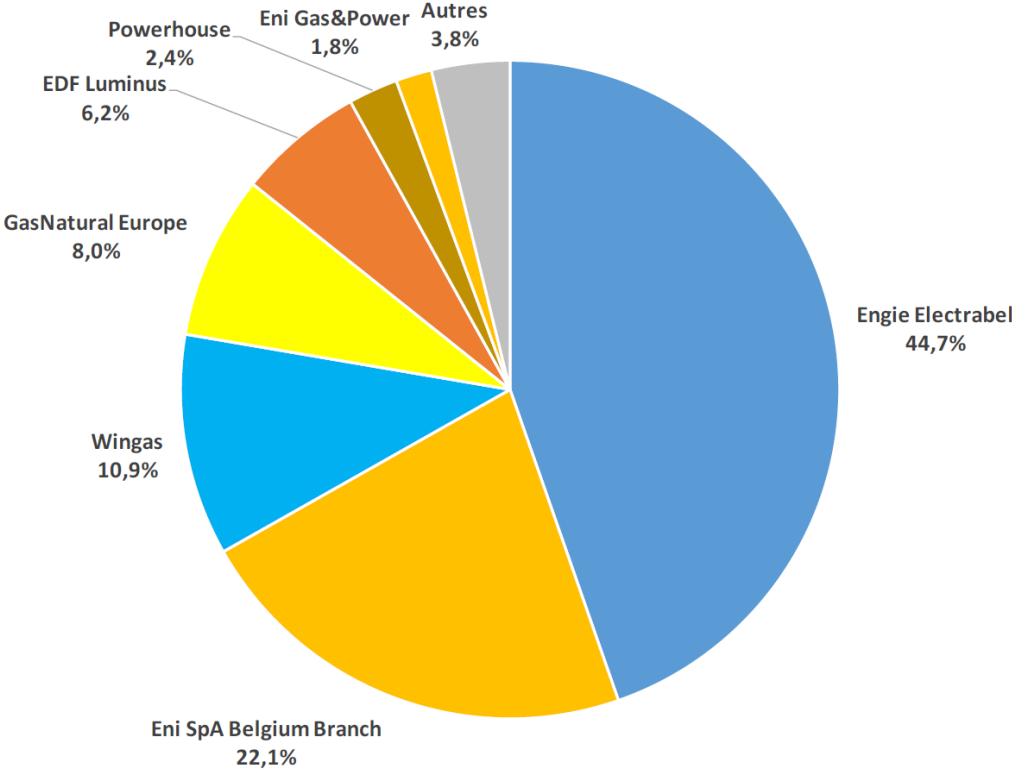


Figure 45 : Parts de marché en 2016 sur base du volume fourni aux clients industriels directs transport gaz naturel avec un volume de consommation annuel supérieur à 10 GWh/an (42 TWh)

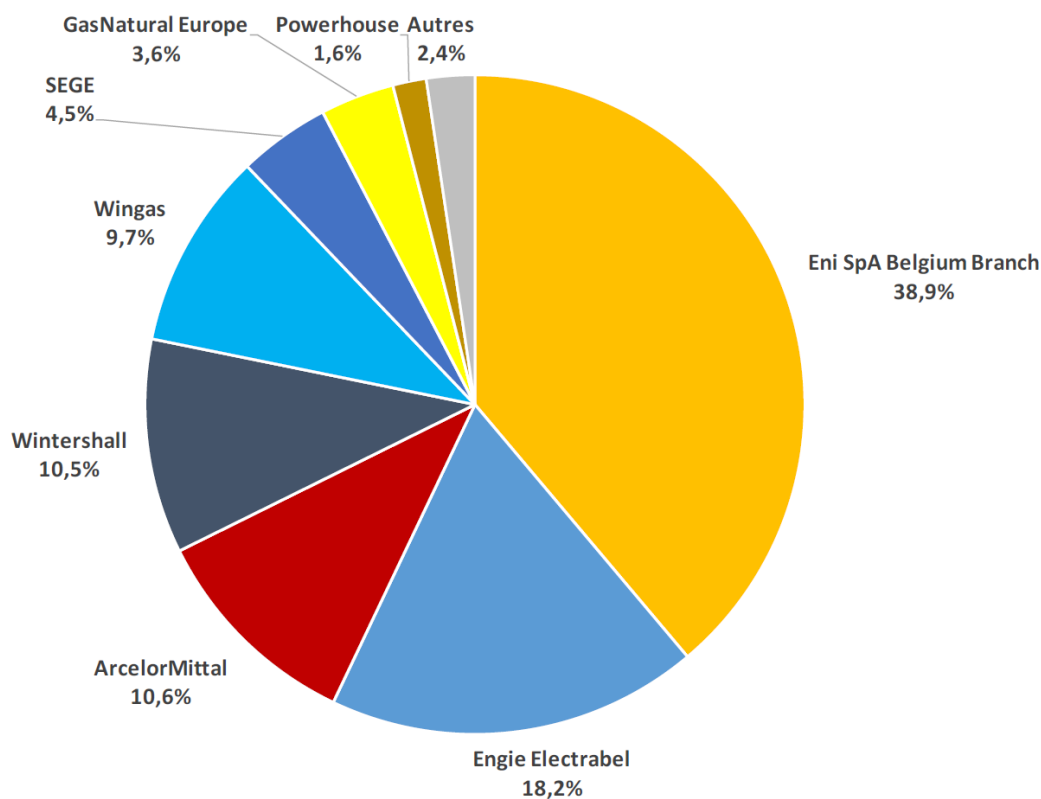


Figure 46 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel livré aux centrales électriques, cogénérations incluses (44 TWh) - point de vue fournisseur

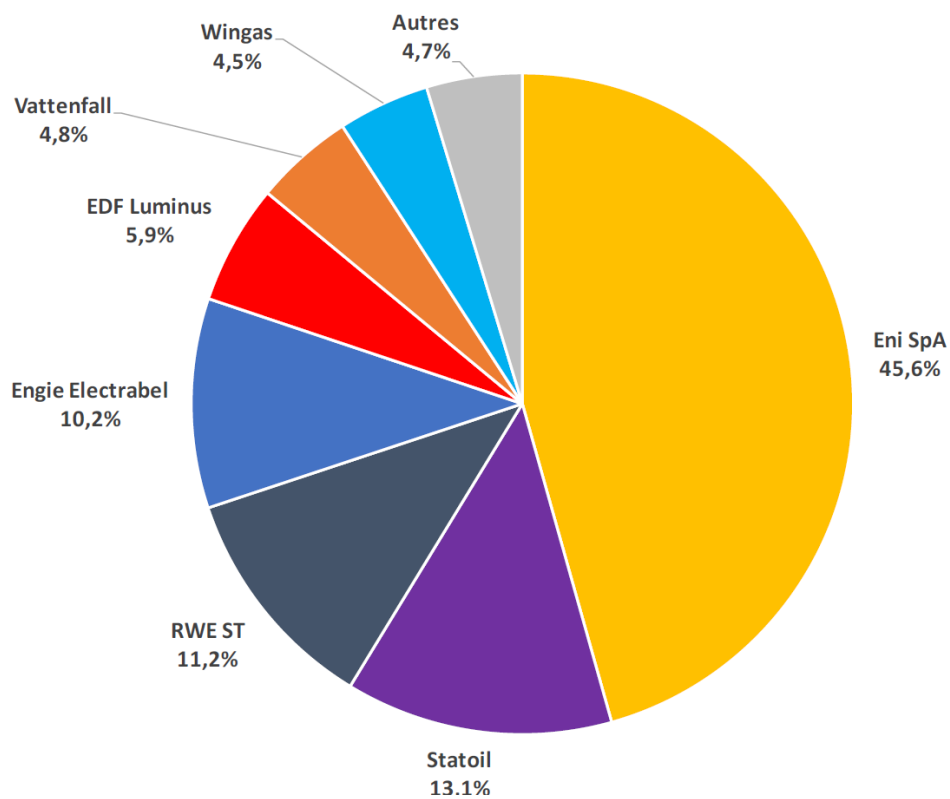
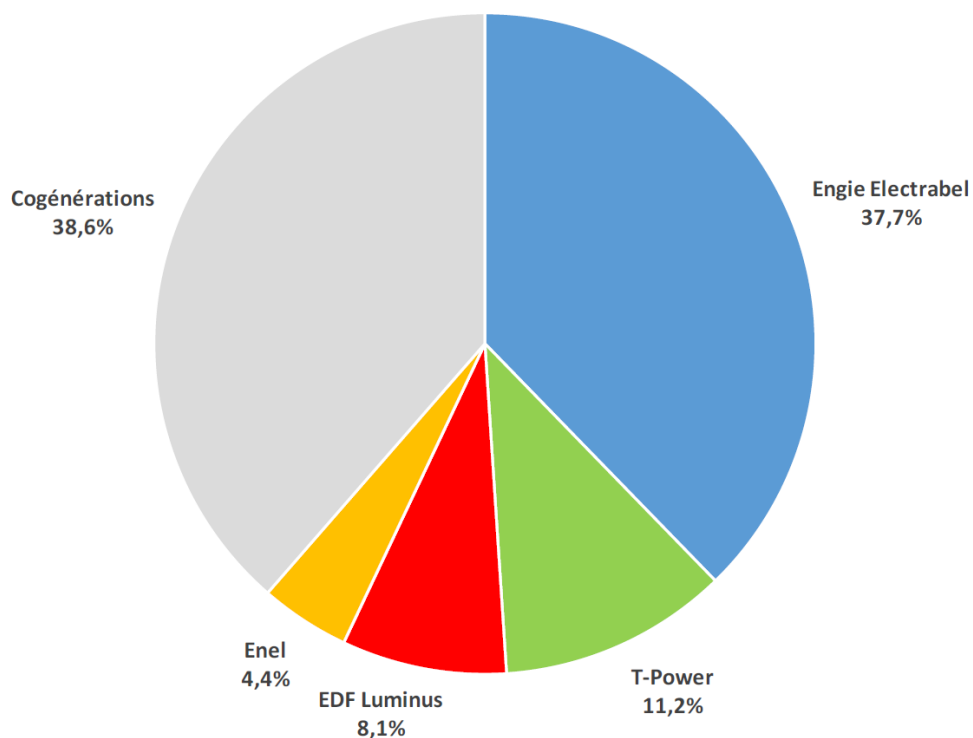
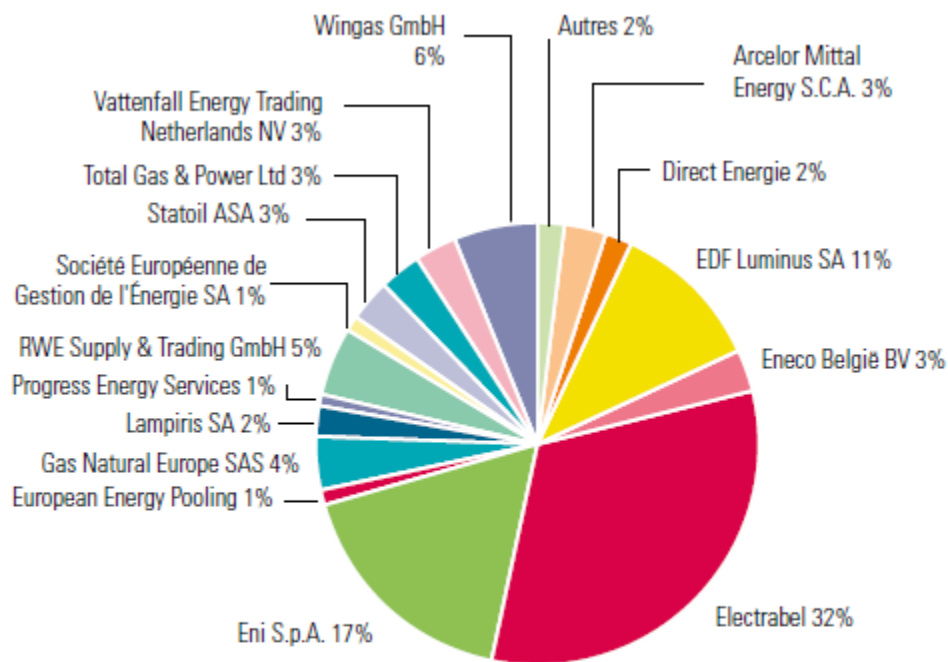


Figure 47 : Parts de marché en 2016 sur base du volume de gaz naturel livré aux centrales électriques, cogénérations incluses (44 TWh) - point de vue consommateur (producteur d'électricité)



En 2017, un total de 23 entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge. Electrabel (Engie), 32 % (35 % en 2016), et Eni S.p.A., 17 % (23 % en 2016), assuraient ensemble 49 % (58 % en 2016 et 55 % en 2015) des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est EDF Luminus, qui détient une part stable de 11 % en 2017. En 2017, Wingas (6 %) et RWE (5 %) ont rejoint le groupe des entreprises de fourniture détenant une part de marché supérieure à 5 %. Les 18 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 29 %) détiennent chacune une part de marché de moins de 5 % et, pour 7 d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1 %. La concentration du marché a sensiblement diminué en 2017 par rapport à 2016.

Figure 48 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2017 (Source : CREG)



* Entreprises de fourniture présentant chacune une part de marché inférieure à 1 % : Uniper Global Commodities SE, natGAS AG, Belgian Eco Energy NV, Enovos Luxembourg SA, Antargaz SA, Getec Energy AG et Axpo Trading AG.

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.   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 pr lvements.

L' tude⁶¹ annuelle de 2017 décrit l'évolution des prix retail pour la période janvier 2007 - décembre 2017. L'année de base 2007 a été prise car ce n' st 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.

Par rapport à 2007, le prix facturé au consommateur final a augmenté, en moyenne, de 14,54 % pour un client domestique (T2) et a diminué de 0,77 % pour un client professionnel (T4). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Entre décembre 2016 et décembre 2017, le prix du gaz naturel a grimpé d'environ 8 % pour les clients résidentiels et les PME.

Tout comme pour les prix de l'électricité, l'évolution des prix du gaz naturel en 2017 est étroitement liée à la hausse constatée des prix de gros. En 2017, le prix total moyen s'élevait à 56,5 EUR/MWh (TVA incluse) pour un client résidentiel, tandis qu'une PME d boursait en moyenne 43,7 EUR/MWh (hors

⁶¹ Etude (F) 1738 du 29 mars 2018 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

TVA). Pour ces deux catégories de clients, cela représente respectivement une hausse de 4 % et 5 % par rapport à fin 2016 (respectivement 54,1 EUR/MWh et 41,6 EUR/MWh en 2016).

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 :

PERIODE 2007-2017 :

Par rapport à 2007, le prix facturé au consommateur final a augmenté, en moyenne, de 14,54 % pour un client domestique (T2) et a diminué de 0,77 % pour un client professionnel (T4).

Client résidentiel (T2)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, au niveau belge et en moyenne, de 85,92 €/période (+7,87 %) en Flandre, de 311,94 €/période (+28,27 %) en Wallonie et de 82,36 €/période (+7,18 %) à Bruxelles pour un client domestique (T2).

Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif du réseau de distribution, les prélèvements publics et la TVA :

- le prix de la composante énergie a baissé, en moyenne, de 3,45 €/période (-0,57 %). L'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette évolution ;
- le tarif de réseau de distribution a augmenté de 62,45 €/période (+26,97 %) en Flandre, de 176,73 €/période (+73,36 %) en Wallonie et de 30,87 €/période (+12,08 %) à Bruxelles. Cela est dû au report des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels. En Flandre, l'impact de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution depuis 2015 se fait également sentir ;
- les prélèvements publics subissent également une importante évolution (+47,68 €/période ou +304,32 %). Cette augmentation s'élève à 14,09 €/période en Flandre, à 86,60 €/période en Wallonie et à 42,73 €/période à Bruxelles. Cette hausse est principalement imputable à l'augmentation de la cotisation fédérale et à la surcharge clients protégés, ainsi qu'à une nouvelle taxe en Wallonie (règlement de rétribution depuis 2011) ainsi qu'à Bruxelles (surcharge OSP depuis 2012) et l'application de l'impôt des sociétés depuis 2015 en Wallonie et à Bruxelles, réglé par l'entremise des taxes locales ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 12,83 €/période (+6,04 %) en Flandre, de 52,05 €/période (+24,30 %) en Wallonie et de 12,21 €/période (+5,50 %) à Bruxelles.

Client professionnel (T4)

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un consommateur professionnel a diminué, en moyenne, de 2.556,28 €/période (-3,83 %) en Flandre et a augmenté de 2025,82 €/période (+3,03 %) en Wallonie et de 511,33 €/période (+0,74 %) à Bruxelles.

Les principaux moteurs sont les suivants:

- l'évolution du prix de l'énergie (-5.751,32 €/période) suit celle d'un client domestique ;
- l'augmentation du tarif de réseau de distribution (+914,28 €/période en Flandre (+16,33 %), +3.958,64 €/période en Wallonie (+67,46 %) et +1.619,98 €/période à Bruxelles (+25,81 %)) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients domestiques car ils sont aussi plus d'application à eux ;
- de plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients domestiques en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

PERIODE 2016-2017 :

Par rapport à 2016, le prix facturé au consommateur final a augmenté en moyenne en Belgique de 5,70 % pour un client domestique (T2) et a augmenté de 8,41 % pour un client professionnel (T4). L'évolution est différente par fournisseur et zone de distribution.

Client résidentiel (T2)

En valeurs absolues, le prix facturé au consommateur résidentiel a augmenté, en moyenne, de 78,72 €/an (+7,16 %) en Flandre, de 61,94 €/an (+4,58 %) en Wallonie et de 49,25 €/an (+4,17 %) à Bruxelles pour un client domestique (T2).

Ces évolutions s'expliquent par:

- le prix de la composante énergie a augmenté, en moyenne, de 45,25 €/an (+8,18 %). L'adoption du mécanisme du filet de sécurité et le lien résultant avec les prix de gros et donc l'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette évolution.

Client professionnel (T4)

Le prix facturé à l'utilisateur final pour un consommateur professionnel a augmenté, en moyenne, de 5.577,08 €/an (+9,53 %) en Flandre, de 4.828,01 €/an (+7,53 %) en Wallonie et de 4.677,01 €/an (+7,16 %) à Bruxelles.

Le principal moteur est le suivant:

- l'évolution du prix de l'énergie (+5.182,14 €/an) suit celle d'un client domestique.

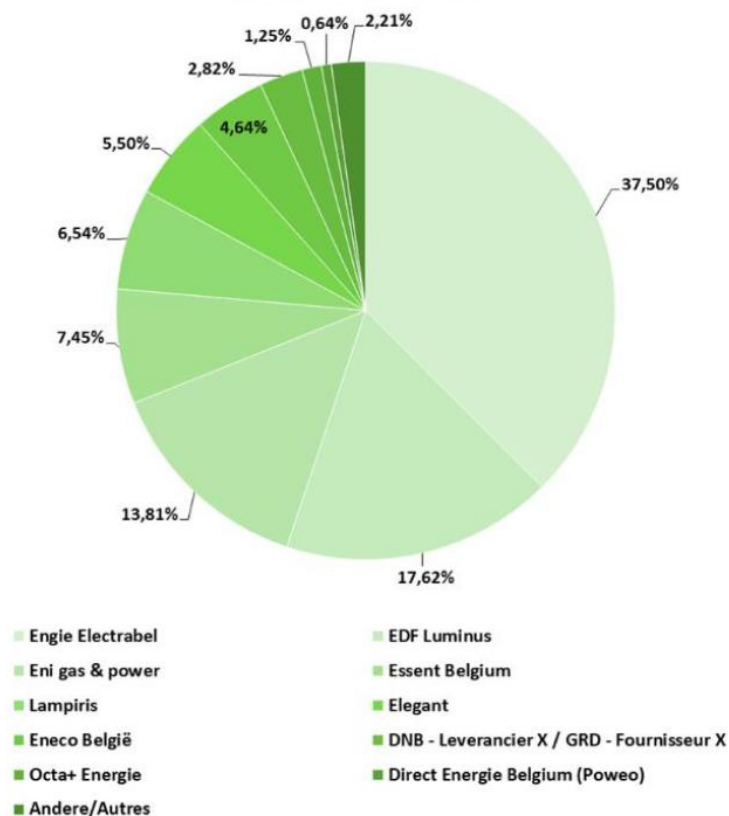
Niveau de transparence :

Le lecteur est invité à se référer au point 2.6.4.1 du présent rapport.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

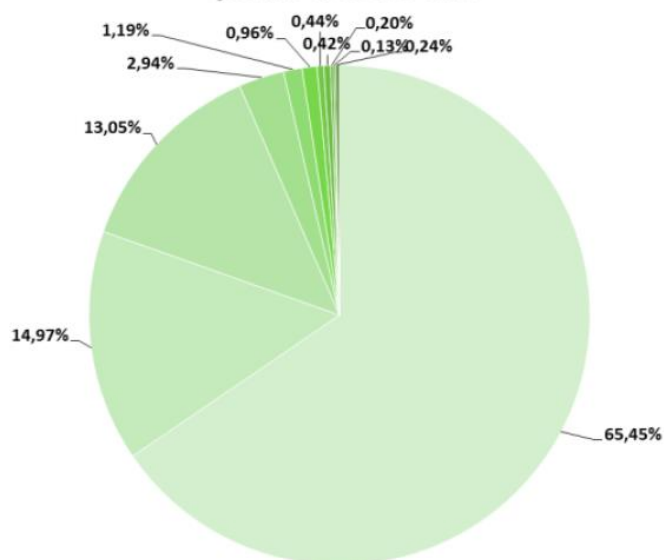
Le lecteur est invité à se référer au point 2.6.4.1 du présent rapport.

Parts de marché en Flandre 30/06/2017 - gaz - points d'accès GRD



Parts de marché Flandre - gaz	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2016	30/06/2017	Évolution 2013-2016
Engie Electrabel	40,80%	40,86%	40,26%	39,22%	38,68%	37,27%	37,78%	37,50%	-3,30%
EDF Luminus	17,36%	17,50%	17,92%	18,14%	18,72%	18,35%	18,09%	17,62%	0,26%
Eni gas & power	12,64%	12,88%	12,96%	12,51%	12,39%	14,39%	14,05%	13,81%	1,17%
Essent Belgium	9,39%	9,23%	9,24%	10,38%	9,86%	7,81%	7,91%	7,45%	-1,94%
Lampiris (Total)	8,44%	8,11%	7,89%	8,35%	8,46%	7,20%	6,80%	6,54%	-1,89%
Eneco België	6,25%	5,63%	5,43%	4,88%	4,81%	4,54%	4,61%	4,64%	-1,61%
Elegant	0,29%	0,29%	0,29%	0,81%	0,82%	3,43%	3,50%	5,50%	5,21%
DNB - Leverancier X / GRD - Fournisseur X	3,17%	3,04%	3,00%	2,86%	2,86%	2,78%	2,87%	2,82%	-0,35%
Octa+ Energie	1,09%	1,80%	2,23%	1,78%	1,69%	1,44%	1,39%	1,25%	0,16%
Direct Energie Belgium (Poweo)	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%	0,36%	0,70%	0,69%	0,64%	0,64%
Andere/Autres	0,58%	0,66%	0,80%	1,02%	1,35%	2,07%	2,32%	2,21%	1,63%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%

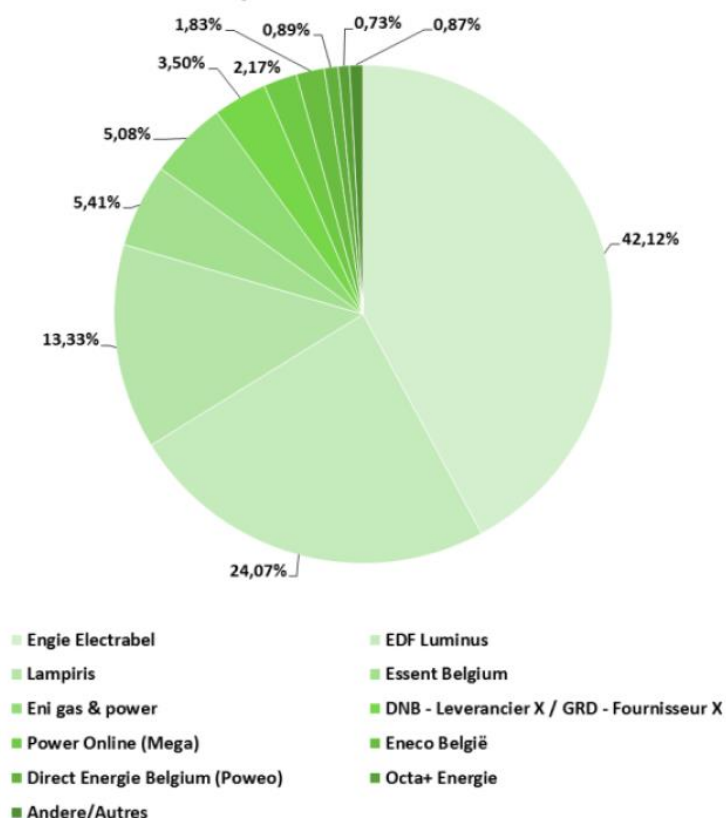
Parts de marché en Bruxelles 30/06/2017 - gaz - points d'accès GRD



- Engie Electrabel
- EDF Luminus
- Eni gas & power
- Direct Energie Belgium (Poweo)
- Total Gas & Power Belgium
- Andere/Autres
- Lampiris
- Octa+ Energie
- Power Online (Mega)
- Sociale leverancier / Fournisseur social
- Essent Belgium

Parts de marché Bruxelles - gaz	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2016	30/06/2017	Évolution 2013-2016
Engie Electrabel	73,59%	71,45%	69,78%	68,52%	66,98%	66,30%	65,55%	65,45%	-8,14%
Lampiris (Total)	16,46%	16,47%	16,61%	16,35%	15,92%	15,53%	14,93%	14,97%	-1,49%
EDF Luminus	5,22%	7,00%	8,23%	9,45%	11,15%	12,03%	13,10%	13,05%	7,83%
Octa+ Energie	1,97%	2,44%	2,76%	3,00%	3,01%	3,03%	3,02%	2,94%	0,97%
Eni gas & power	1,82%	1,74%	1,67%	1,53%	1,45%	1,45%	1,37%	1,19%	-0,63%
Sociale leverancier / Fournisseur social	0,68%	0,65%	0,62%	0,54%	0,54%	0,45%	0,45%	0,42%	-0,26%
Direct Energie (Poweo)	0,00%	0,00%	0,00%	0,05%	0,27%	0,37%	0,38%	0,44%	0,44%
Power Online (Mega)	0,00%	0,01%	0,05%	0,15%	0,23%	0,30%	0,56%	0,96%	0,96%
Total Gas & Power Belgium	0,00%	0,01%	0,04%	0,10%	0,12%	0,20%	0,29%	0,20%	0,20%
Essent Belgium	0,20%	0,16%	0,17%	0,19%	0,20%	0,17%	0,15%	0,13%	-0,07%
Andere/Autres	0,06%	0,07%	0,08%	0,11%	0,13%	0,16%	0,19%	0,24%	0,18%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%

Parts de marché en Wallonie 30/06/2017 - gaz - points d'accès GRD



Parts de marché Wallonie - gaz	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2015	30/06/2016	31/12/2016	30/06/2017	Évolution 2013-2016
Engie Electrabel	44,41%	44,30%	43,56%	43,19%	43,06%	42,98%	42,44%	42,12%	-2,29%
EDF Luminus	26,98%	26,09%	25,48%	25,38%	25,21%	25,21%	24,76%	24,07%	-2,91%
Lampiris (Total)	14,78%	15,21%	15,09%	14,83%	14,66%	14,10%	13,56%	13,33%	-1,45%
Eni gas & power	5,25%	5,75%	5,94%	5,68%	5,53%	4,99%	4,98%	5,08%	-0,17%
Essent Belgium	3,12%	2,91%	3,19%	3,80%	3,99%	4,66%	5,18%	5,41%	2,29%
DNB - Leverancier X / GRD - Fournisseur X	3,76%	3,90%	4,29%	3,93%	3,73%	3,47%	3,64%	3,50%	-0,26%
Eneco België	0,97%	1,05%	1,47%	1,40%	1,35%	1,48%	1,58%	1,83%	0,86%
Power Online (Mega)	0,00%	0,02%	0,10%	0,59%	0,86%	0,94%	1,38%	2,17%	2,17%
Direct Energie Belgium (Poweo)	0,00%	0,00%	0,03%	0,16%	0,46%	0,91%	1,00%	0,89%	0,89%
Octa+ Energie	0,70%	0,70%	0,72%	0,75%	0,78%	0,75%	0,77%	0,73%	0,03%
Andere/Autres	0,03%	0,08%	0,13%	0,29%	0,37%	0,50%	0,71%	0,87%	0,84%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%

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 :

Sur le marché du gaz naturel, l'indice de concentration continue également de s'améliorer, comme on peut le constater dans le tableau ci-dessous. Le HHI diminue dans chaque segment de marché et se rapproche de la valeur cible de 2.000. Le HHI pour les compteurs AMR a signé la plus forte progression en 2017, après une légère hausse en 2016.

Tableau 48 : Valeurs HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

GAZ NATUREL	HHI 31/12/2014	HHI 31/12/2015	HHI 31/12/2016	HHI 31/12/2017
AMR	2.959	2.947	2.962	2.723
MMR	2.524	2.269	2.330	2.162
Télémesurés professionnels	2.996	2.716	2.457	2.423
télémesuré résidentiels	2.206	2.136	2.069	2.017
Total du marché	2.297	2.201	2.114	2.059

Pour le gaz naturel, l'indice C3 sur la base du nombre de points d'accès a également diminué par rapport à 2016 (de 1,47%). Contrairement à 2016, l'indice a uniquement évolué positivement (ce qui se traduit par une baisse de l'indice) pour chaque segment. Les fournisseurs de gaz naturel détenant le plus de parts de marché, tant en nombre de points d'accès qu'en volume, étaient toujours ENGIE Electrabel, eni gas & power et EDF Luminus, comme dans le cas de l'électricité.

Tableau 49 : C3 gaz naturel sur la base du nombre de points d'accès

GAZ NATUREL	C3 31/12/2014	C3 31/12/2015	C3 31/12/2016	C3 31/12/2017
AMR	82,95%	81,55%	79,97%	70,16%
MMR	78,54%	75,38%	75,64%	72,01%
Télémesurés professionnels	82,35%	78,18%	73,40%	72,45%
télémesuré résidentiels	69,32%	68,41%	69,32%	67,78%
Total du marché	71,12%	69,77%	69,92%	68,45%

- Switch :

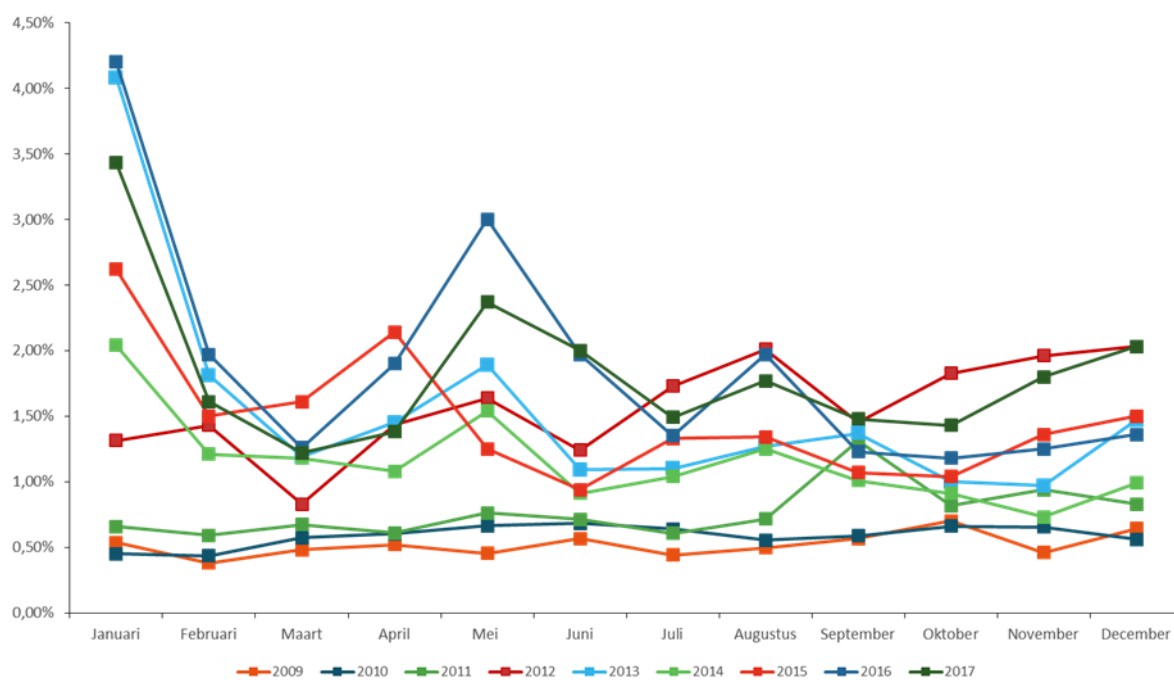
L'indicateur ci-dessous reflète, par analogie avec l'indicateur existant pour l'électricité, le changement relatif annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix délibéré du client. Ici aussi, cet indicateur est calculé pour illustrer la mobilité du marché.

Tableau 50 : Indicateur annuel gaz naturel (%) - Nombre relatif de points d'accès passés à un autre fournisseur de gaz naturel

	TOTAL
2010	7,06
2011	9,22
2012	18,89
2013	18,69
2014	13,89
2015	17,70
2016	22,64
2017	22,01

L'indicateur pour le marché du gaz naturel poursuit la tendance à la hausse générale et dépasse à nouveau de peu l'indicateur portant sur le marché de l'électricité. Il ressort de ce taux d'activité que 22,01 % des clients de gaz naturel ont changé de fournisseur, ce qui représente un pourcentage un peu moins élevé que 2016. Si l'on analyse ces chiffres plus dans le détail, on remarque que 20,85 % des ménages et 28,89 % des petites entreprises ont changé de fournisseur de gaz naturel.

Figure 52 : Evolution de la dynamique de marché du gaz naturel par mois (en néerlandais)



Comme illustré à la figure 56, on observe, comme pour l'électricité, un pic d'activité en janvier. Par ailleurs, comme pour l'électricité, le taux de changement en 2017 a été inférieur à celui de 2016 pendant les premiers mois de l'année, avant de le dépasser au deuxième semestre, sauf au mois d'août.

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.

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 51 : Valeurs HHI-index

Type	Valeurs HHI					
	2015		2016		2017	
	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients professionnels	1988	2828	1948	2789	1609	2471
Clients résidentiels	3004	2991	2885	2883	2586	2556
Total	2396	2971	2307	2866	1970	2541

Tableau 52 : Valeurs C3

Type	Valeurs C3					
	2015		2016		2017	
	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients AMR	80,30%	69,50%	72,00%	72,87%	70,46%	58,59%
Autres clients professionnels	75,20%	83,20%	63,55%	82,30%	73,20%	79,14%
Clients résidentiels	86,70%	86,50%	84,39%	84,12%	79,19%	78,68%
Total	75,10%	86,20%	62,04%	83,9%	67,78%	78,72%

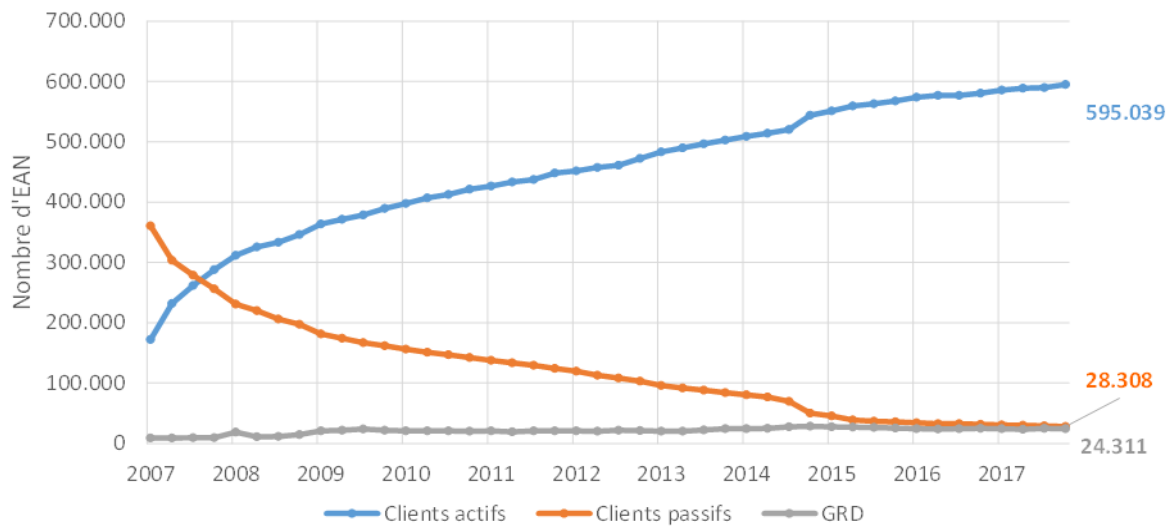
- Switch :

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).

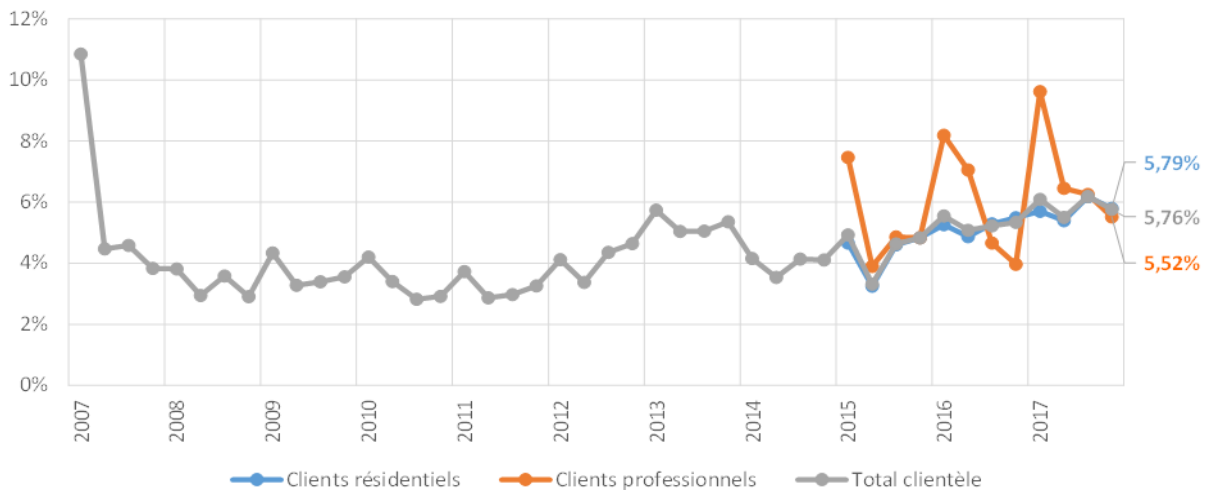
Figure 53 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 23,4% en 2017, à comparer à un taux de 21,2% pour l'année 2016.

Le taux de switch enregistré par trimestre se maintient aux alentours de 5%.

Figure 54 : Marché de gaz naturel – Taux de switch



3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

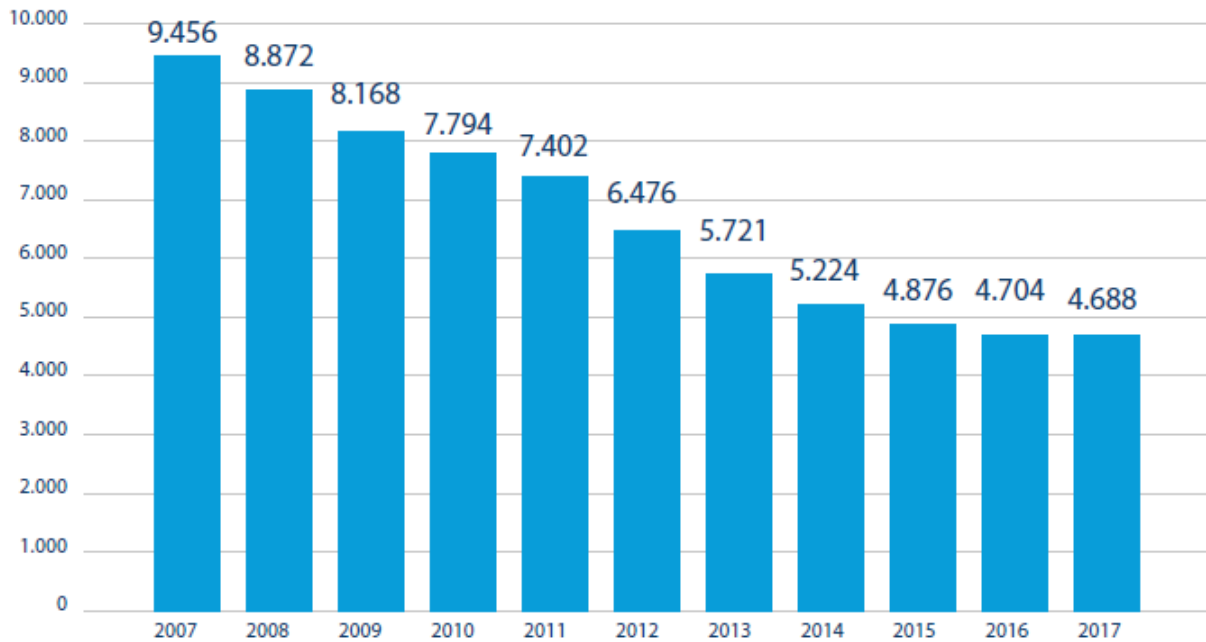
Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

- HHI-index et C3 :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Tableau 53 : HHI-index et valeurs C3

Évolution indice HHI Gaz - Toute clientèle confondue



Évolution INDICE C3 Gaz - Toute clientèle confondue

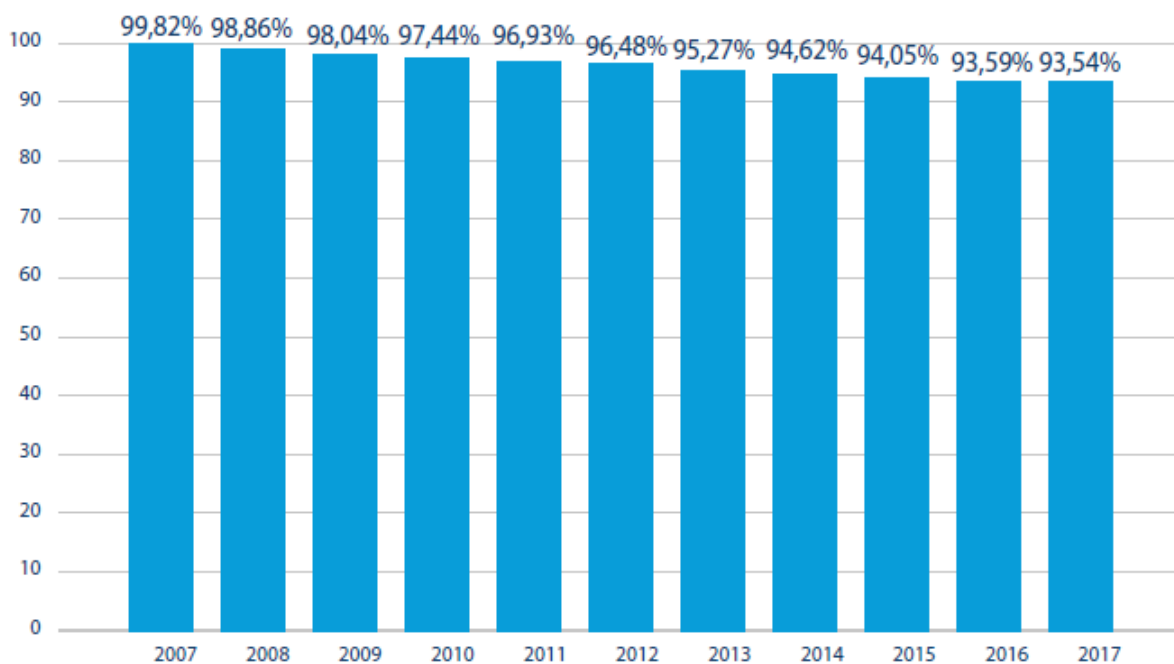
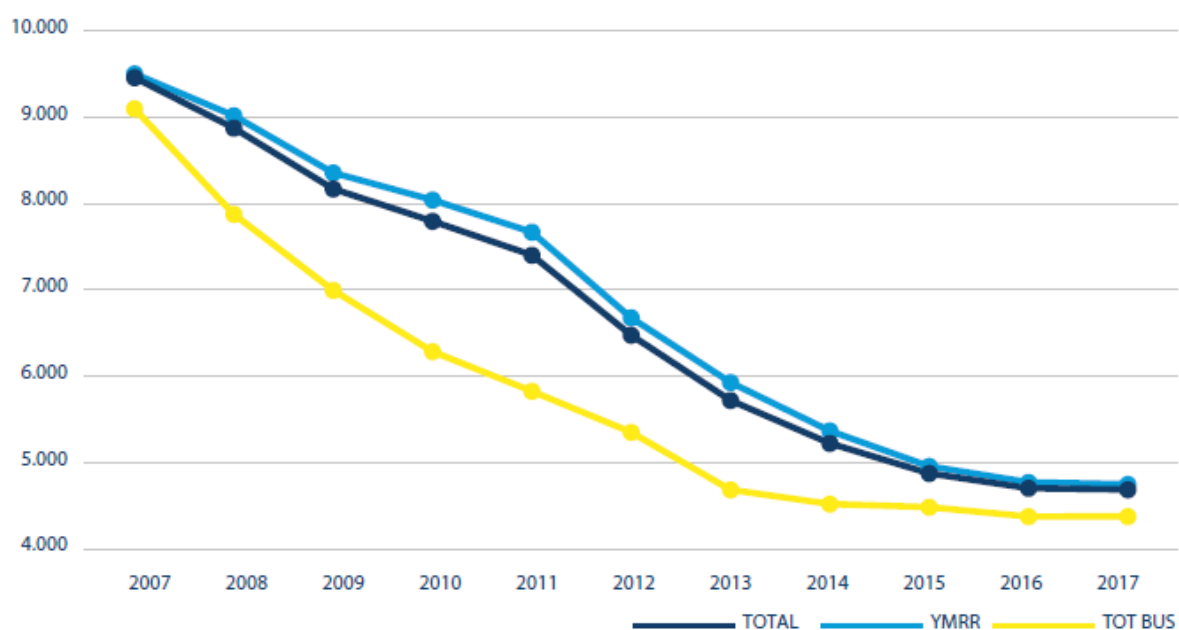
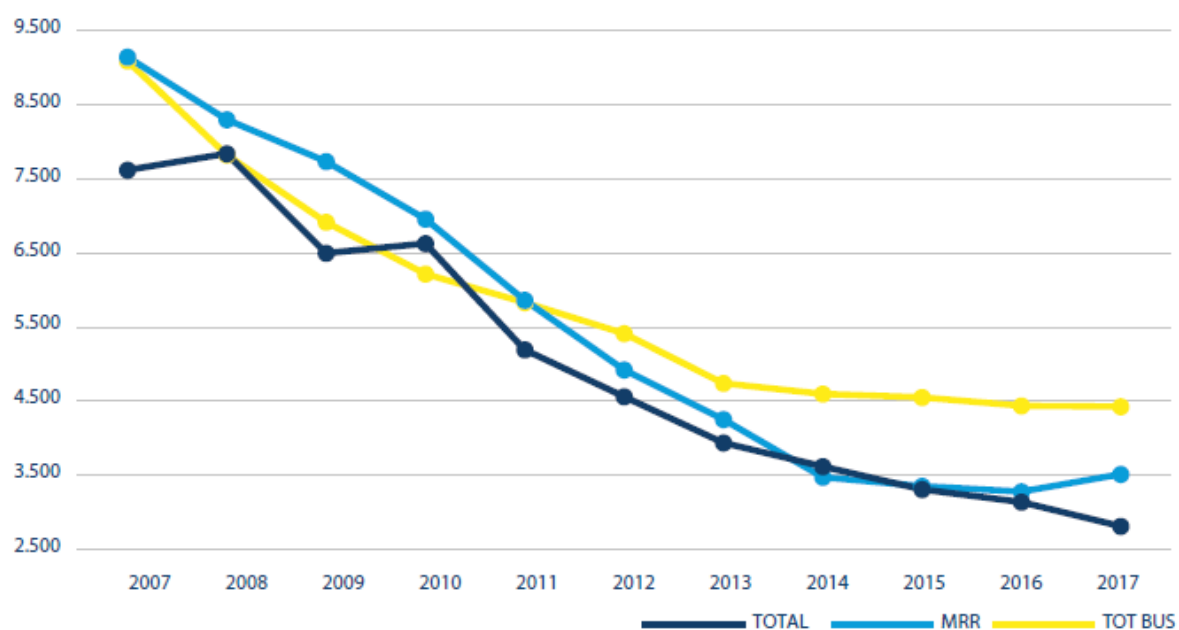


Figure 55 : Évolution indice HHI

Évolution indice HHI Gaz



Évolution indice HHI Gaz - clientèle professionnelle

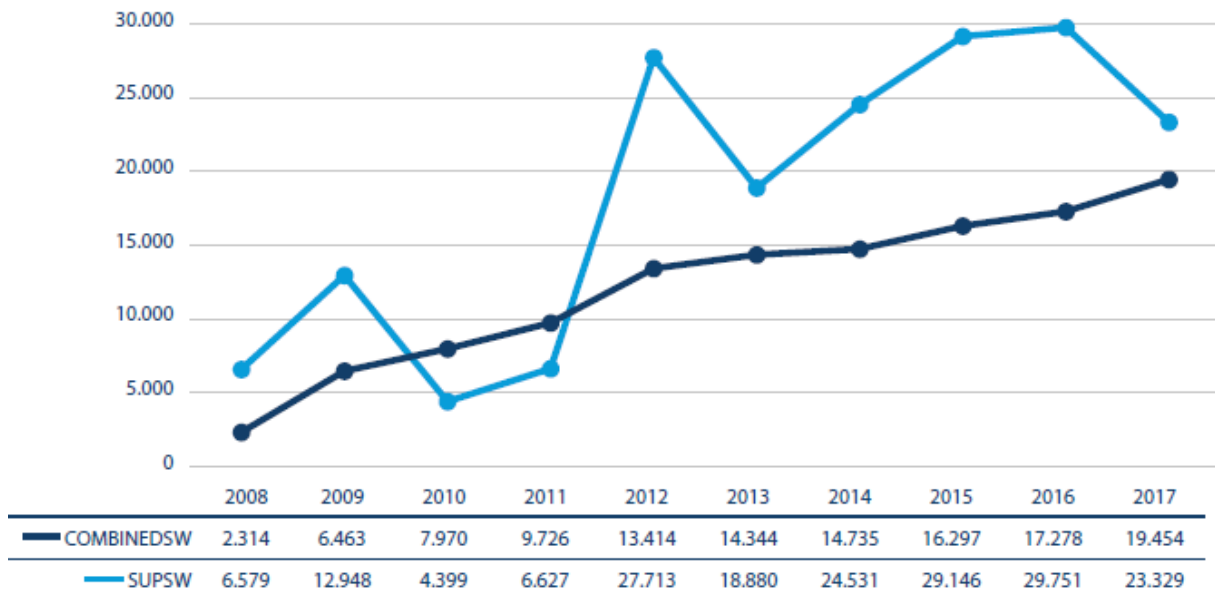


Switch :

- Clientèle résidentielle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

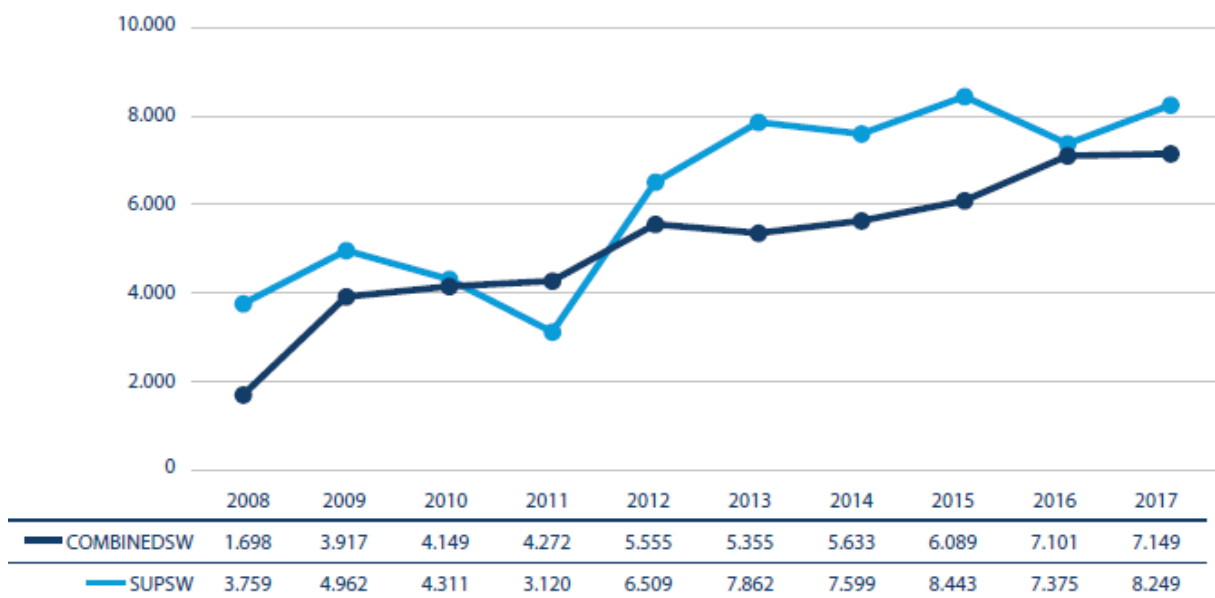
Figure 56 : Supplier Switch & Combined Switch Gaz – RES



- Clientèle professionnelle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

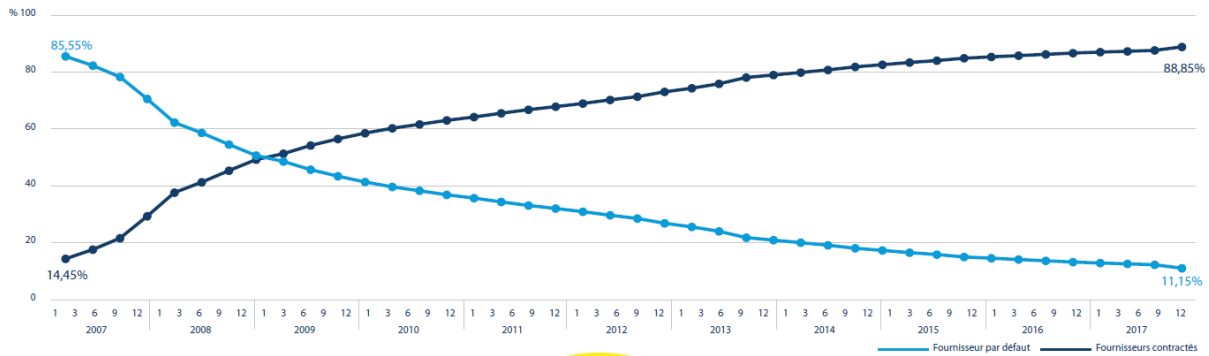
Figure 57 : Supplier Switch & Combined Switch Gaz – BUS£



- Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 58 : 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 2017, 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 2017, la CREG n'a publié aucune mesure promouvant une concurrence effective.

3.6.5.2. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.2 du présent rapport.

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

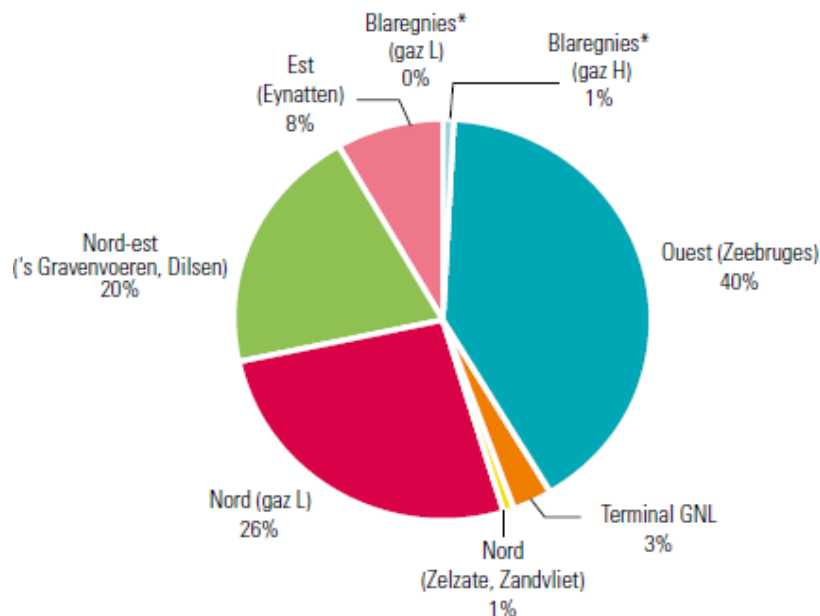
Offre :

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 2017 une part de 3% 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 2017 une part de 43,2%. 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 se stabilise à 43,8% (43,7% en 2016 contre 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 57,9% (59,9% en 2015). L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 52,9 % (57,9 % en 2016). L'approvisionnement net sur le marché de gros a enregistré une hausse en 2017, à 47,1 % (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 59 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2017 (Source : CREG)



* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Figure 60 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2017 (Source : CREG)

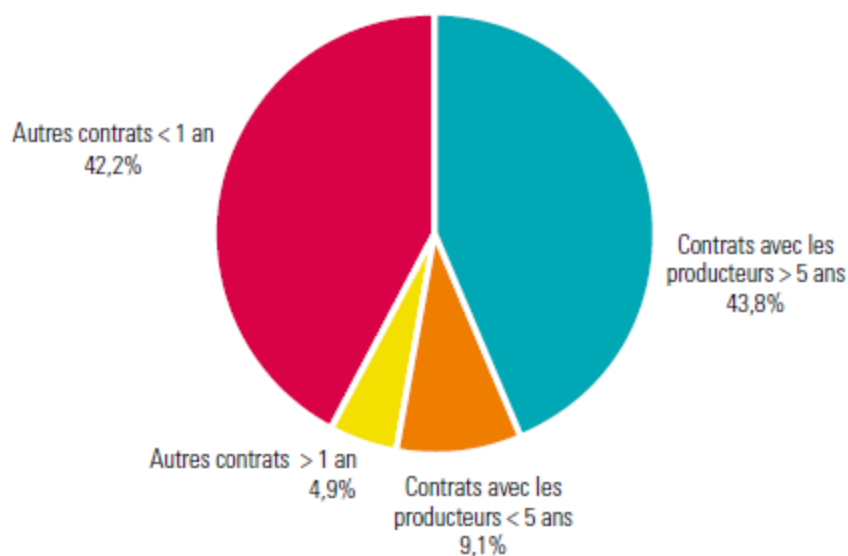
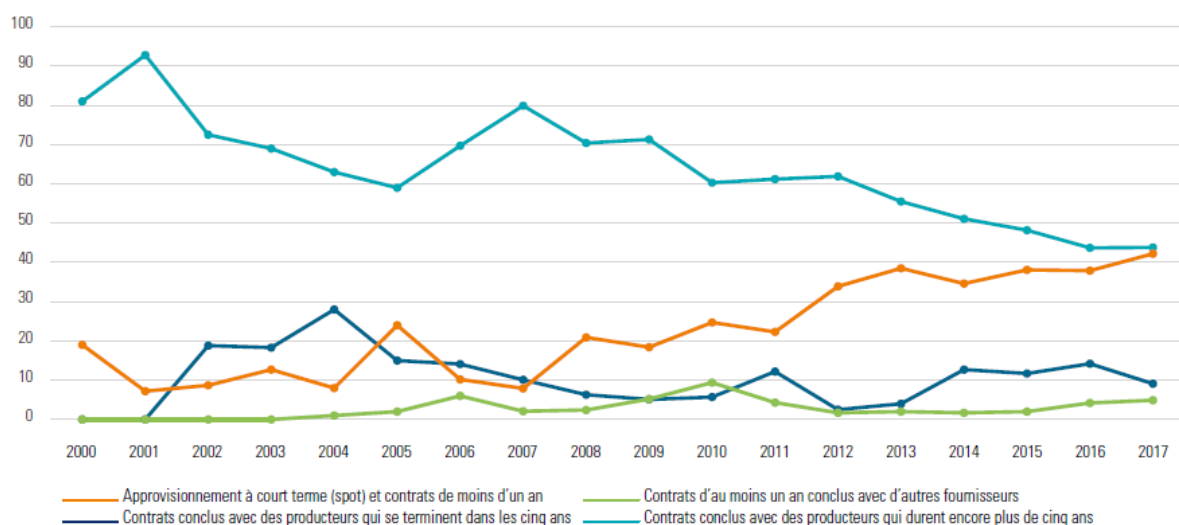


Figure 61 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2017 (parts en %) (Source : CREG)



Demande :

En 2017, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 182,00 TWh, ce qui représente une augmentation de 1,4 % par rapport à la consommation de 2016 (179,43 TWh). Cette hausse de la demande profite entièrement à l'industrie (+5,1 %) et aux centrales électriques au gaz (+ 3,4 %). La reprise de la demande chez les gros consommateurs est frappante, d'autant que le prix moyen du gaz naturel sur le marché de gros en 2017 était de 17,3 €/MWh, soit 25 % de plus qu'en 2016 (13,8 €/MWh). La situation est différente pour les petits consommateurs. Les températures plus douces en 2017 qu'en 2016 ont engendré, selon les estimations, une baisse de 7,5 % des besoins en chauffage. Cette constatation explique en partie le recul de 1,2 % de la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution. Compte tenu de ces circonstances, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'est élevée à 50,5 % en 2017 (contre 51,8 % en 2016).

Figure 62 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2016 et 2017 (Source : CREG)

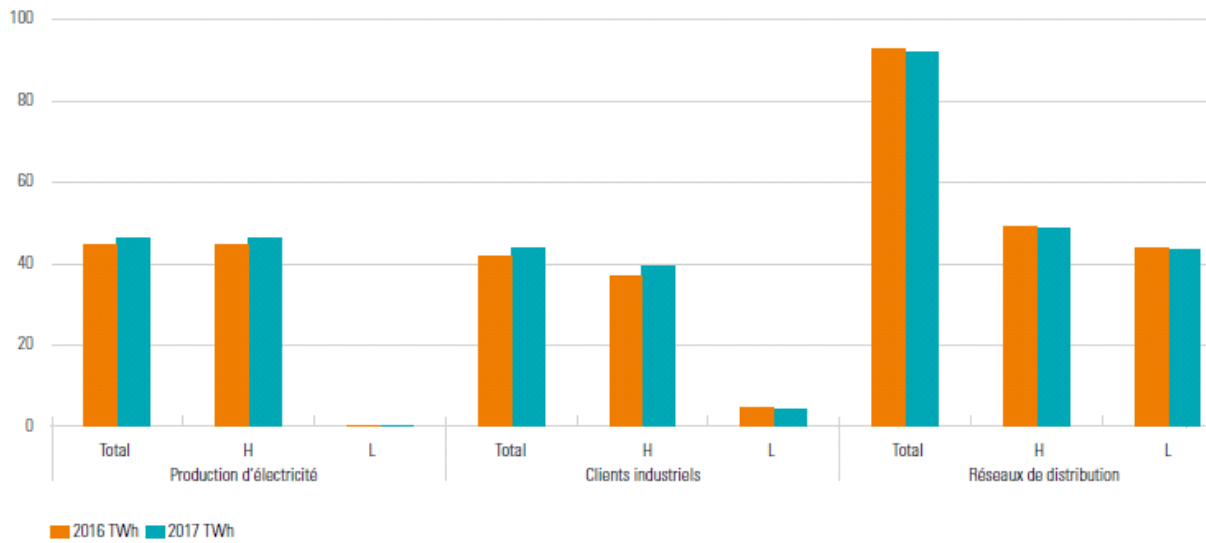
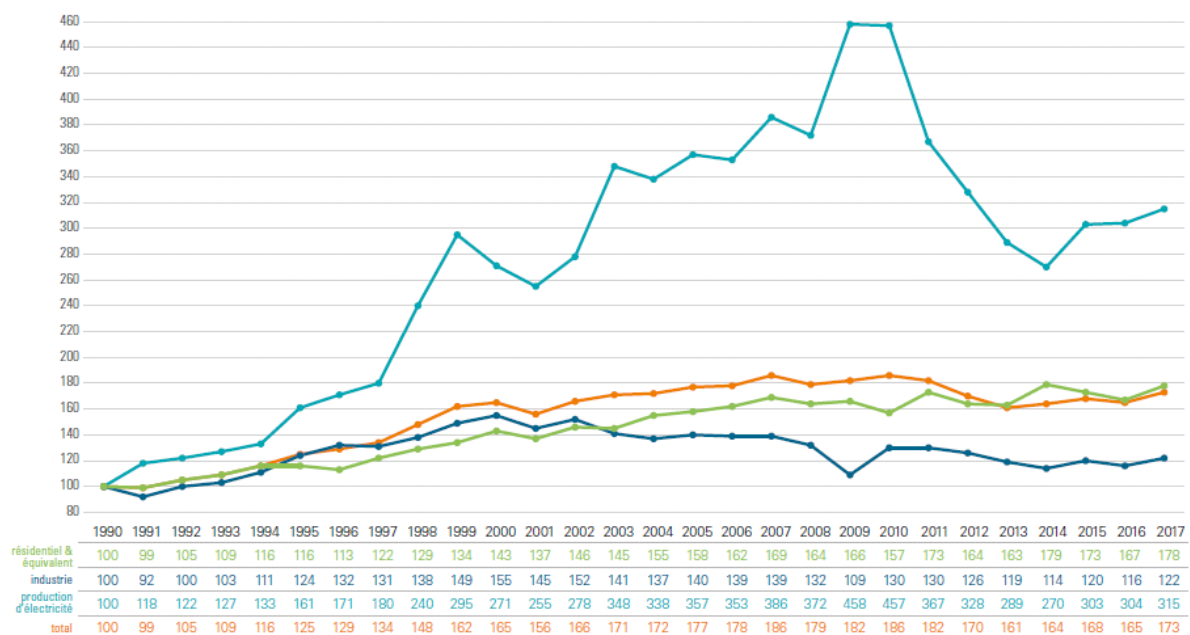


Tableau 54 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2003 et 2017 (en TWh) (Source : CREG)

Segments	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017/2016
Distribution	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	79,6	88,1	93,0	91,9	-1,2%
Industrie (clients directs)	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,1	43,1	41,8	43,9	+5,1%
Production d'électricité (parc centralisé)	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	39,7	44,6	44,7	46,3	+3,4%
Total	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	183,4	185,6	183,2	160,4	175,8	179,4	182,2	+1,4%

Figure 63 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2017 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



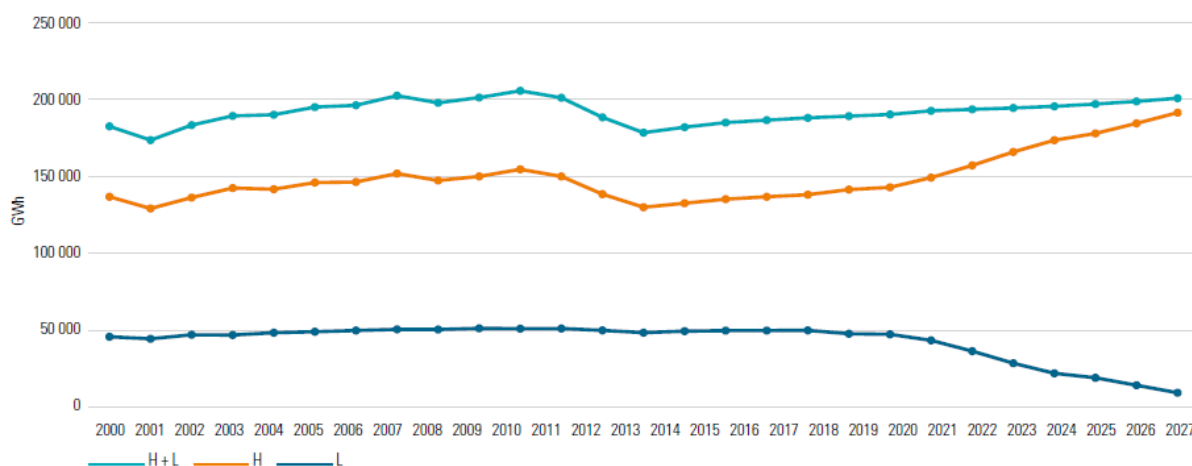
3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

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 64 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2027 (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 2016). 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 (17 en 2016) 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.

La production domestique en baisse en Europe fait augmenter sa dépendance aux importations. Dans son Ten-Year Network Development Plan 2017 (TYNDP 2017), ENTSOG a mis à jour ses scénarios d'approvisionnement par source. Alors que les importations de gaz en Europe se feront principalement par canalisations, le GNL jouera lui aussi un rôle important dans le mix d'approvisionnement futur du Vieux Continent. La Russie, la Norvège et l'Algérie devraient maintenir leur position respective de premier, deuxième et troisième fournisseur de gaz de l'Europe. Cependant, l'approvisionnement futur en gaz dépendra des conditions du marché, de la concurrence accrue avec d'autres régions, ainsi que d'investissements en amont.

En ce qui concerne le GNL, la hausse de l'approvisionnement attendue au niveau mondial (de par l'arrivée de nouvelles capacités de liquéfaction aux Etats-Unis et en Australie) devrait augmenter le nombre de cargaisons de GNL en direction de l'Europe. Cette situation permettra de renforcer la diversification des sources de gaz pour l'Europe. Par ailleurs, le Qatar, leader mondial en matière d'exportation de GNL, a récemment annoncé que sa capacité de production de GNL gonflerait de 30 % d'ici 2024, passant de 77 à 100 millions de tonnes par an. Etant donné que ce pays est le principal fournisseur de GNL de l'Europe, cette augmentation pourrait également renforcer les perspectives d'approvisionnement de notre continent.

Importations depuis la France :

Depuis fin 2015, les importations sont possibles depuis la France grâce au nouveau point d'interconnexion d'Alveringem. Le gaz peut provenir du terminal de Dunkerque ou du PEG Nord, le hub gazier du nord de la France.

Importations depuis le Royaume-Uni :

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 de négoce belge.

Importations depuis l'Allemagne :

De par la bidirectionnalité du projet d'investissement prévu Zeelink, des importations en hausse depuis l'Allemagne ne sont pas exclues, par exemple pour l'approvisionnement de clients convertis du gaz L au gaz H.

Importations depuis les Pays-Bas :

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 fortement diminué (de 21,7 %) pour arriver à un flux de gaz naturel net de

110 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.

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 2017.

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 2017 a été enregistré le mercredi 18 janvier. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 988 GWh (957 GWh en 2016), soit 1,98 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 66 % du prélèvement de pointe, 21 % étaient destinés à la production d'électricité et les 13 % restants ont été prélevés par l'industrie.

La consommation journalière de pointe de 988 GWh du mercredi 18 janvier 2017 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'apport net de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 54 % de la demande de pointe (32 % gaz H et 22 % gaz L). Quelque 25 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu'à Zeebruges par le Zeepipe. Les flux de gaz naturel arrivés sur le marché belge en transitant par l'Allemagne ont couvert 13 % de la demande de pointe. En outre, 7 % de cette demande de pointe provenaient du stockage souterrain de Loenhout et 1 % du terminal de GNL à Zeebruges.

Figure 65 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2017 (Source : CREG)

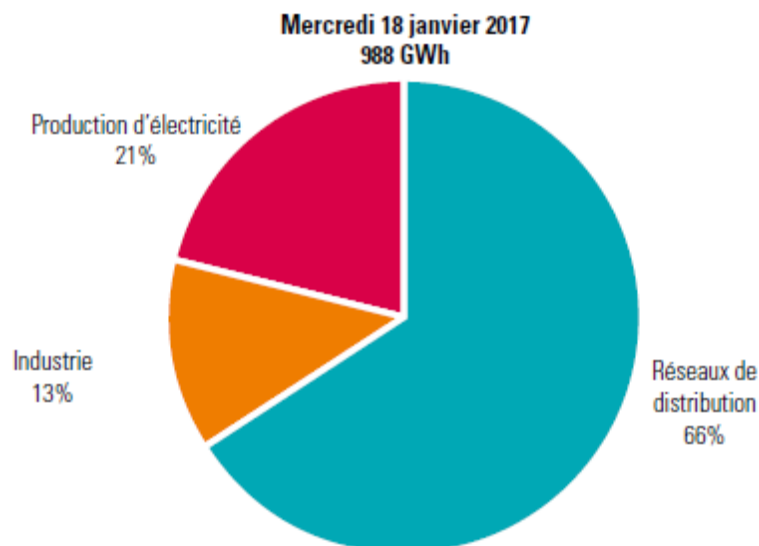
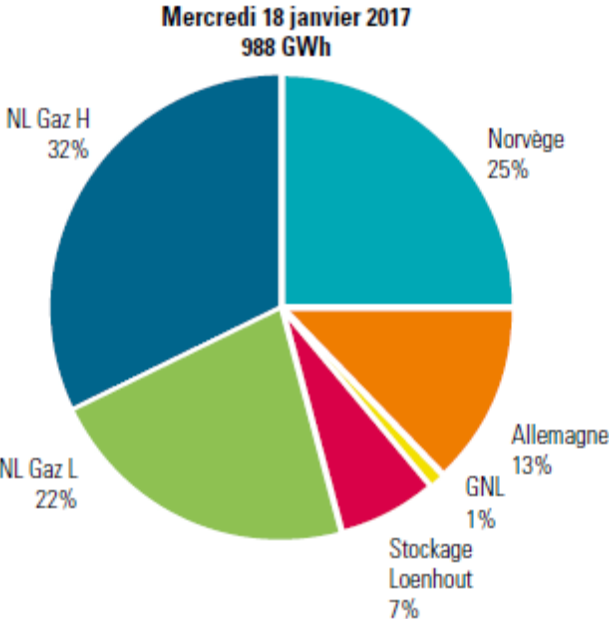


Figure 66 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2017 (source : CREG)



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 55 : Montants alloués pour la période 2016-2017

	2017			2016		
	Art 4	Art 6	Total	Art 4	Art 6	Total
Bruxelles	4.858.021 €	3.900.018 €	8.758.040 €	4.612.553 €	4.553.904 €	9.166.457 €
Wallonie	15.800.836 €	6.678.839 €	22.479.676 €	15.074.013 €	7.681.883 €	22.755.896 €
Flandre	20.756.999 €	3.303.188 €	24.060.187 €	19.757.894 €	3.813.184 €	23.571.078 €
	41.415.856 €	13.882.047 €	55.297.903 €	39.444.460 €	16.048.971 €	55.493.431 €

4.1.1.2. Région flamande

L'article 5.1.1 du décret énergie obligeait les gestionnaires de réseau de distribution à fournir gratuitement, sur une base annuelle, une certaine quantité d'électricité (à savoir 100 kWh par ménage + 100 kWh par personne dans le ménage) à chaque consommateur résidentiel en Flandre. Cette disposition a toutefois été abrogée le 1^{er} janvier 2016.

Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu :

Le GRD peut couper l'approvisionnement en électricité ou gaz naturel uniquement dans les cas suivants :

- en cas de danger imminent pour la sécurité, tant que cette situation perdure ;

- dans le cas où une habitation est inoccupée ;
- en cas de fraude de la part du client résidentiel ;
- dans le cas où le client résidentiel n'est pas un mauvais payeur et refuse de conclure un contrat énergétique ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de donner au gestionnaire de réseau l'accès à l'espace dans lequel est installé le compteur d'électricité ou de gaz naturel et dont il détient le droit de propriété ou d'usage, pour l'installation, le branchement, le contrôle ou le relevé du compteur d'électricité, y compris le compteur à budget pour l'électricité et le limiteur de puissance, ou du compteur de gaz naturel, y compris le compteur à budget pour le gaz naturel ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de donner au gestionnaire de réseau l'accès à l'espace dans lequel est installé le compteur à budget pour l'électricité et dont il détient le droit de propriété ou d'usage, pour le débranchement du limiteur de puissance du compteur à budget pour l'électricité ;
- dans le cas où le client résidentiel refuse de conclure un plan de paiement avec le gestionnaire de réseau ou dans le cas où le client résidentiel ne respecte pas le plan de paiement conclu avec le gestionnaire de réseau ;
- dans le cas où le contrat énergétique du client résidentiel a été résilié pour une raison autre qu'un mauvais paiement et le client résidentiel n'a pas conclu de contrat énergétique pendant une certaine période, sauf si le client peut démontrer qu'il n'a pas pu conclure de contrat.

Fournisseur de dernier recours :

Le fournisseur de dernier recours ou "supplier of last resort" est le fournisseur obligé de fournir de l'électricité et/ou du gaz naturel aux consommateurs dont le fournisseur ne remplit pas ses obligations (par ex., suite à une faillite). Il n'existe pas encore de réglementation légale en matière de désignation du fournisseur de dernier recours.

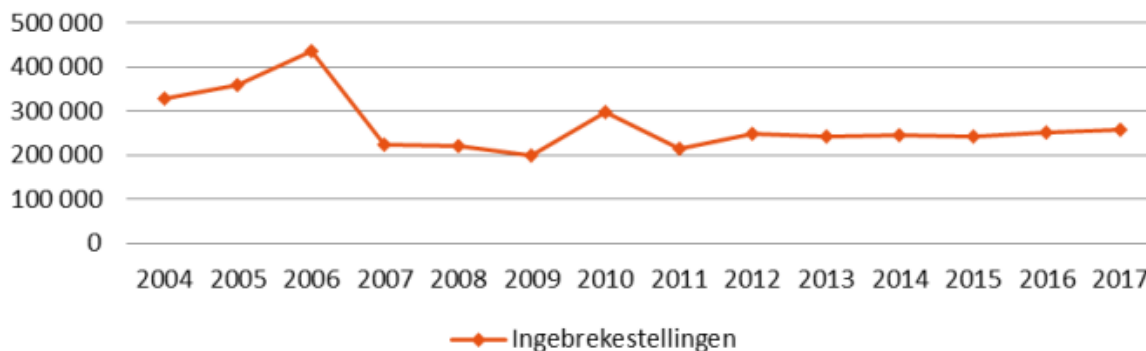
Les OSP ont été fixées dans le décret énergie et concernent :

- des mesures de protection en cas de mauvais paiement à l'égard d'un fournisseur ;
- des mesures de protection en cas de résiliation du contrat de fourniture par le fournisseur. Un fournisseur peut uniquement résilier un contrat de fourniture d'électricité ou de gaz naturel s'il prend en considération un délai de préavis d'au moins soixante jours calendrier ;
- un compteur à budget pour l'électricité/le gaz naturel en cas de mauvais paiement à l'égard du GRD ;
- une fourniture minimale d'électricité : celle-ci est fixée à une puissance correspondant à dix ampères sous 230 volts ;
- une fourniture minimale de gaz naturel durant la période hivernale : le CPAS peut récupérer tout au plus 70 % du coût auprès du GRD. Le CPAS peut soit réclamer le pourcentage restant auprès du client résidentiel au moyen d'un plan de paiement, soit en donner quittance ;
- le limiteur de puissance du compteur à budget pour l'électricité : si un client résidentiel d'électricité ne recharge pas son compteur à budget pour l'électricité durant une période de soixante jours calendrier.

Mise en demeure :

En 2017, 258.090 consommateurs, soit 9,59 % des points d'accès approvisionnés à des fins commerciales au 31 décembre 2017, 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 2016 (252.546 et 9,49 %). 8,2 % 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 (7,90 % pour l'électricité et 7,55 % pour le gaz naturel).

Figure 67: Evolution mise en demeure



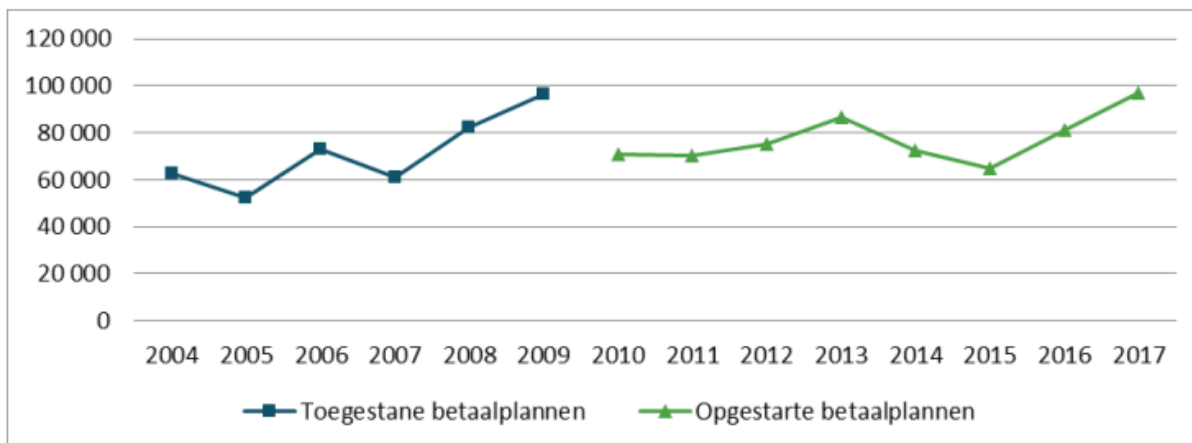
Plans de paiements :

La hausse du nombre de problèmes de paiement sur le marché se manifeste également par le nombre de plans de paiement souscrits. En 2017, 118.176 plans de paiement, dont au moins un paiement était planifié en 2017, étaient en cours. 97.015 de ces plans de paiement ont connu un premier versement en 2017 et ont donc démarré en 2017. Ce nombre a fortement augmenté pour la deuxième année consécutive.

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 68 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. Cette hausse apparaît très clairement si l'on exprime le nombre de plans de paiement démarrés en pourcentage par rapport au nombre de points d'accès : de 2,44 % à 3,60 %. Ce nombre atteint ainsi un niveau record. Comme dans le rapport précédent, on soulignera que le nombre de plans de paiement démarrés augmente bien plus nettement que le nombre de clients qui ont reçu au moins une mise en demeure.

Figure 68 : Nombre de plans de paiement autorisés et démarrés au cours d'une année donnée



Résiliation du contrat de fourniture :

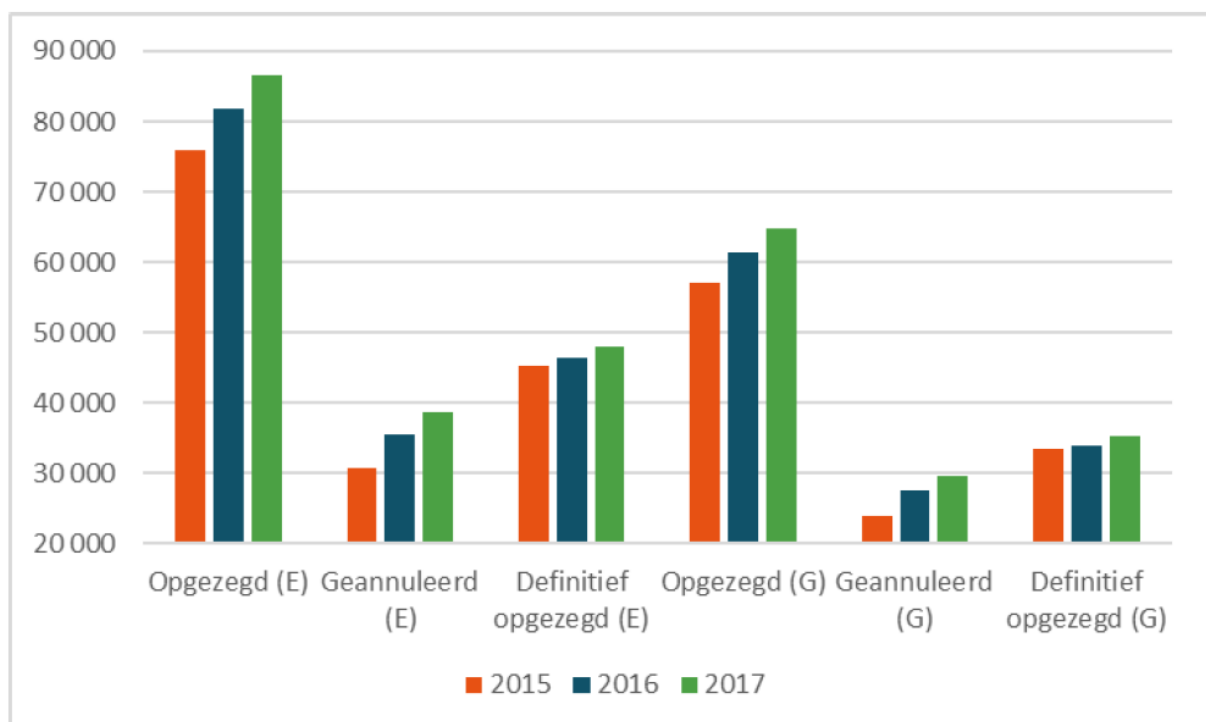
Lorsqu'un client ne donne pas suite à une mise en demeure, qu'aucun plan de paiement n'a été conclu ou que le plan de paiement convenu n'a pas été respecté, le fournisseur peut mettre fin au contrat du client. Sur l'ensemble des fournisseurs d'énergie, les contrats de 86.658 clients d'électricité et ceux de 64.746 clients de gaz naturel ont été résiliés. Il s'agit de respectivement 3,22 % et 3,59 % 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 955 contrats d'électricité et de 786 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 44,3 % des cas pour l'électricité et dans 45,3 % 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 2016 mais dont la résiliation a été annulée en 2017, il peut arriver que seule l'annulation apparaisse dans les statistiques de 2017.

48.063 contrats d'électricité et 35.263 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 7,71 % et 7,86 % 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.

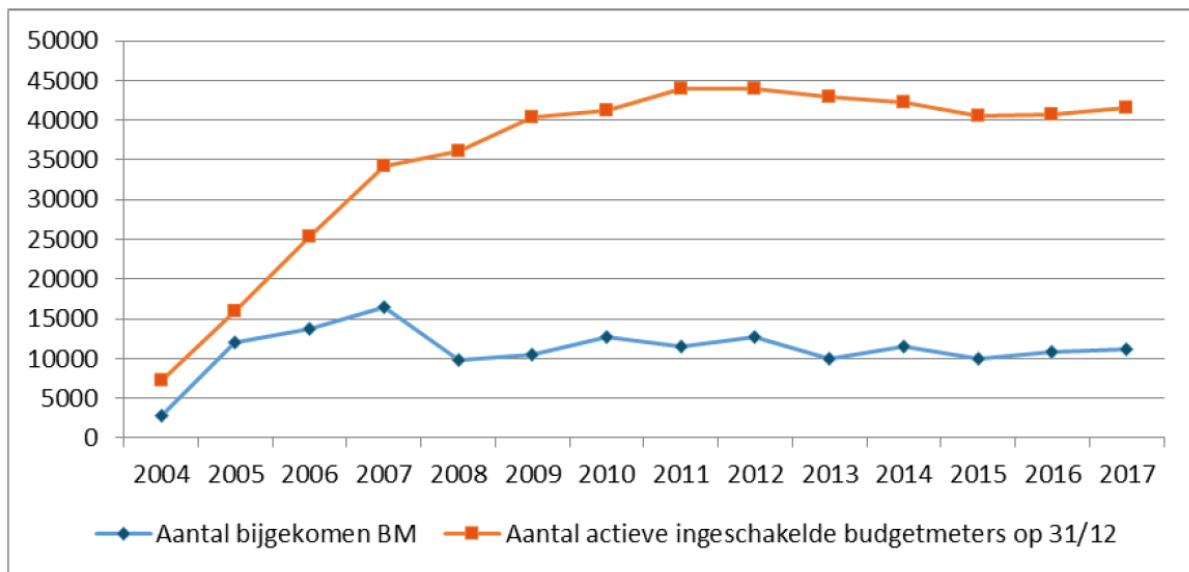
Figure 69 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés



Compteur à budget :

La figure 70 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. Le nombre de compteurs à budget pour l'électricité a augmenté de 10.000 unités par an entre 2004 et 2007. On observe une première cassure en 2008. Un changement de la législation a contraint le gestionnaire de réseau à attendre 60 jours pour installer un compteur à budget, alors que ce délai était plus court auparavant.

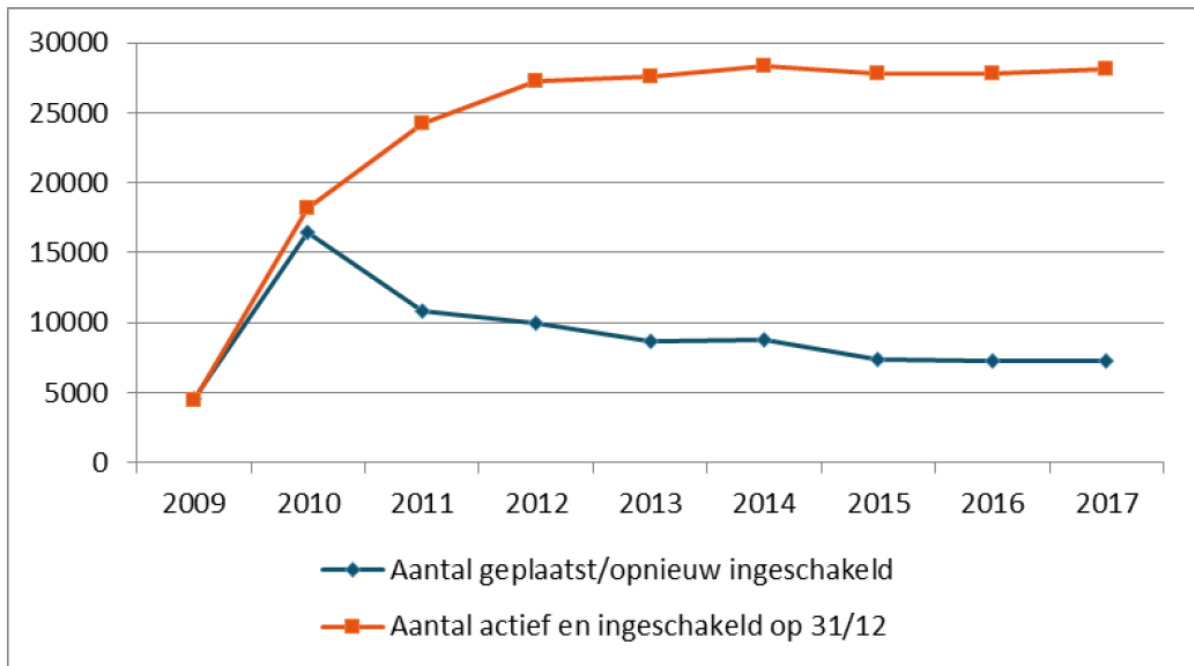
Figure 70 : Evolution du nombre de compteurs à budget électricité nouveaux et existants au 31/12 de 2004 à 2017



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.

La figure 71 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 prépaiement s'est faite par phases, en commençant par Eandis en 2009, puis Infrax en 2010 seulement, ce qui explique la forte hausse du nombre d'installations en 2010. Depuis lors, le nombre de nouveaux compteurs à budget gaz naturel poursuit sa diminution. En 2016, le nombre de compteurs à prépaiement nouveaux ou mis en marche était tout juste inférieur à celui de 2015. Le nombre total de compteurs à prépaiement actifs est resté relativement constant depuis 2012. On n'observe également qu'une très légère hausse de 1 % en 2017 par rapport à 2016.

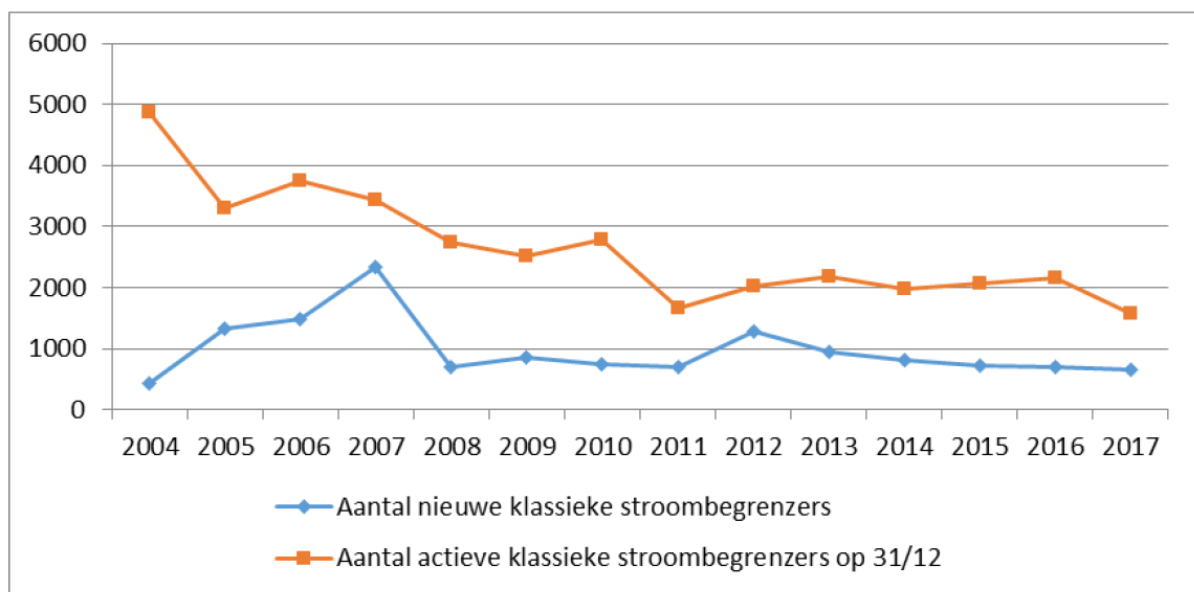
Figure 71 : Evolution du nombre de compteurs à budget gaz naturel nouveaux et existants au 31/12 de 2004 à 2017



Limiteurs de puissance :

La figure 72 montre l'évolution du nombre de limiteurs de puissance classiques entre 2004 et 2017. 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.

Figure 72 : Evolution du nombre de limiteurs de puissance classiques entre 2004 et 2017



Coupures :

La figure 73 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.

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 temporaire de la contribution au fonds Energie. D'autres évolutions ont fait sensiblement augmenter le prix pour les utilisateurs finals (résidentiels).

Figure 73 : Evolution du nombre de coupures après avis de la CLAC pour le gaz et l'électricité 2006-2017

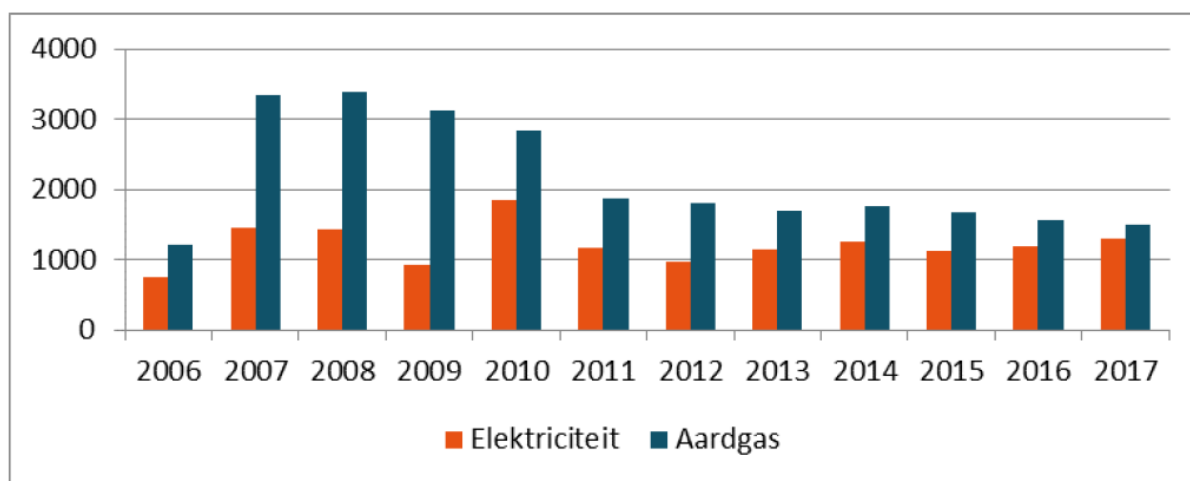


Tableau 56 : Nombre de coupures d'électricité après avis de la CLAC

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1.857	1.169	981	1.150	1.247	1.115	1.184	1.298

En ce qui concerne le gaz, le nombre de coupures faisant suite à un avis de la CLAC a de nouveau diminué en 2017 par rapport à 2016, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 57 : Nombre de coupures de gaz naturel après avis de la CLAC

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2.836	1.865	1.809	1.695	1.763	1.668	1.567	1.508

4.1.1.3. Région wallonne

Cadre légal des OSP sociale :

L'électricité et le gaz sont des domaines particuliers où la logique de marché doit coexister avec une mission de service public. Notamment, leur fourniture à l'ensemble de la population apparaît comme une nécessité. Le législateur a, de ce fait, imposé aux fournisseurs et aux GRD des obligations de service public (OSP) qu'ils doivent respecter.

Ces OSP sont énoncées aux articles 34 à 34ter du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et aux articles 32 à 33bis du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Les OSP ont, pour la plupart, été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz.

En Région wallonne, les dispositions à caractère social et les obligations de service public sont définies dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ci-après dénommé le « décret électricité », plus précisément aux articles 33 à 34ter, et dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, ci-après dénommé le « décret gaz », plus précisément aux articles 31bis à 33bis.

Les OSP ont principalement été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz, ci-après dénommés « AGW OSP électricité » et « AGW OSP gaz ». Le chapitre IV des AGW OSP définit les obligations de service public à caractère social.

Les OSP sociales portent notamment sur :

- la fourniture aux clients protégés et l'octroi du tarif social ;
- la procédure applicable aux clients résidentiels en cas de non-paiement ;
- le défaut de paiement et le placement du compteur à budget ;
- la fourniture par le GRD à titre temporaire pendant la période hivernale des clients finaux qui se retrouvent sans contrat de fourniture ;
- la fourniture minimale garantie aux clients protégés (uniquement en électricité) ;
- l'octroi d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

Rappelons que d'importants changements ont été introduits au niveau des OSP suite à l'entrée en vigueur du décret du 11 avril 2014 modifiant le décret électricité et du décret du 21 mai 2015 modifiant le décret gaz. Les mesures sociales et obligations de service public ont été adaptées en vue notamment de renforcer les mécanismes de protection des clients vulnérables ou en défaut de paiement.

L'application d'un grand nombre de nouvelles dispositions prévues dans les décrets requiert une modification préalable des AGW OSP électricité et gaz ainsi que de l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure. Toutefois, au moment de la rédaction de ce rapport, l'arrêté du Gouvernement wallon modifiant les AGW OSP n'était pas encore entré en vigueur postposant, dès lors de facto, la mise en application d'une grande partie de ces nouvelles dispositions.

Par ailleurs, suite à un changement de gouvernement dans le courant de l'année 2017, de nouvelles orientations ont été prises. Celles-ci ont été concrétisées dans un avant-projet de décret-programme en cours d'adoption. La CWaPE a eu l'occasion de remettre son avis sur l'avant-projet de décret-programme adopté en première lecture par le Gouvernement wallon en date du 21 décembre 2017. Ce texte modifie diverses dispositions relatives aux mesures sociales prévues dans le décret électricité et dans le décret gaz.

Les nouvelles dispositions relatives aux mesures sociales et aux OSP introduites dans les décrets électricité et gaz en 2014 et 2015 seront soulignées dans ce rapport en précisant, le cas échéant, si cette disposition est modifiée ou supprimée dans l'avant-projet de décret programme précité.

Différentes catégories de « clients protégés » :

Certaines catégories de personnes considérées comme plus vulnérables peuvent bénéficier du statut de « client protégé » sous certaines conditions dans le marché du gaz et de l'électricité.

À cet égard, tant l'État fédéral que la Région wallonne ont défini la notion de client protégé, la définition wallonne étant plus large et prévoyant des catégories supplémentaires. Les quatre premières catégories énoncées ci-dessous sont reprises tant dans les textes fédéraux que régionaux. Ces catégories concernent les clients protégés fédéraux.

La cinquième catégorie, par contre, n'est définie que dans les textes régionaux et concerne donc, uniquement, les personnes domiciliées en Région wallonne. Cette dernière catégorie est communément appelée la catégorie des « clients protégés exclusivement régionaux ».

La première catégorie vise les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes d'un CPAS :

- le revenu d'intégration sociale ;
- une aide sociale financière équivalente au revenu d'intégration sociale ;
- un secours partiellement ou totalement pris en charge par l'État fédéral ;
- une avance sur :
 - . le revenu garanti aux personnes âgées ou la garantie de revenus aux personnes âgées ;
 - . une allocation aux personnes handicapées.

La deuxième catégorie porte sur les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes du Service public fédéral de la Sécurité sociale (communément appelée la « Vierge Noire ») :

- une allocation en qualité de personne handicapée suite à une incapacité permanente de travail de 65 % au moins ;
- une allocation de remplacement de revenus aux personnes handicapées ;
- une allocation d'intégration aux personnes handicapées ;
- une allocation pour l'aide aux personnes âgées handicapées ;
- une allocation pour l'aide d'une tierce personne ;
- un supplément aux allocations familiales pour les enfants souffrant d'une incapacité (physique ou mentale) d'au moins 66 %.

La troisième catégorie touche les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes de l'Office national des Pensions :

- une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail d'au moins 65 % ;
- une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA) ou du revenu garanti aux personnes âgées (RGPA) ;
- une allocation pour l'aide d'une tierce personne.

La quatrième catégorie a trait aux locataires occupant un appartement situé dans un immeuble donné en location à des fins sociales et dont le chauffage au gaz naturel est assuré par une installation collective. Le tarif social ne s'applique, en l'occurrence ici, qu'au gaz naturel.

La cinquième catégorie (clients protégés exclusivement régionaux) concerne les personnes qui bénéficient :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière prise par un 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 maximum à facturer (ou MAF).

Le décret du 11 avril 2014 modifiant le décret électricité et le décret du 21 mai 2015 modifiant le décret gaz ont introduit une nouvelle catégorie de clients protégés exclusivement régionaux sur base du maximum à facturer (ou MAF). Le MAF est une aide financière en matière de santé. Elle intervient dès que les dépenses relatives aux frais de santé d'un ménage atteignent un montant déterminé. Ce mécanisme prévoit alors que certains de ces frais soient intégralement remboursés par la mutuelle.

Comme indiqué précédemment, la mise en oeuvre de cette disposition nécessitait l'adoption de procédures et modalités d'octroi par le Gouvernement. Celles-ci n'ayant pas été définies au terme de l'année 2017, cette nouvelle catégorie de clients protégés exclusivement régionaux n'a pu être mise en oeuvre.

Par ailleurs, dans le cadre du nouveau plan de lutte contre la pauvreté adopté le 8 mars 2018, le Gouvernement wallon a décidé de supprimer l'élargissement de la clientèle précarisée prévue par le précédent Gouvernement et de réfléchir à des solutions plus structurelles visant à l'amélioration de la qualité énergétique du logement. Il est dès lors fort probable que cette nouvelle catégorie de clients protégés soit supprimée via le prochain décret programme modifiant les décrets électricité et gaz.

Nombre de clients protégés :

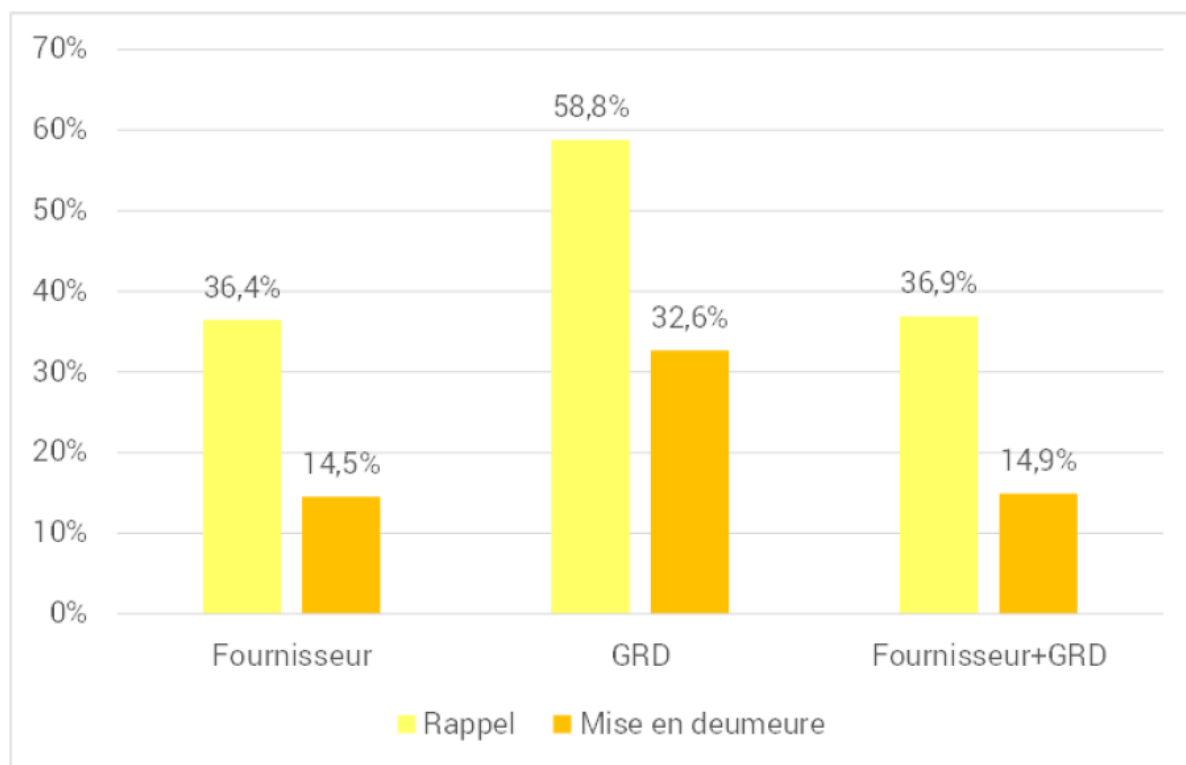
Au terme de l'année 2017, en Région wallonne, 175.824 clients en électricité, soit 10,9 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 91,3 % faisaient partie des catégories fédérales de clients protégés et 8,7 % relevaient des catégories de clients protégés exclusivement régionales.

En gaz, 88.303 clients, soit 13,3 % du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 90,1 % appartenaient à une catégorie fédérale de clients protégés et 9,9 % appartenaient à une catégorie exclusivement régionale.

Mise en demeure :

Dans le courant de l'année 2017, 36,9 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 14,9 % de la clientèle avait reçu au moins une mise en demeure. Ces pourcentages sont légèrement inférieurs à ceux observés pour l'année 2016 où ils s'élevaient respectivement à 37,2 % de clients ayant reçu un rappel et 15,2 % de clients ayant reçu un courrier de mise en demeure.

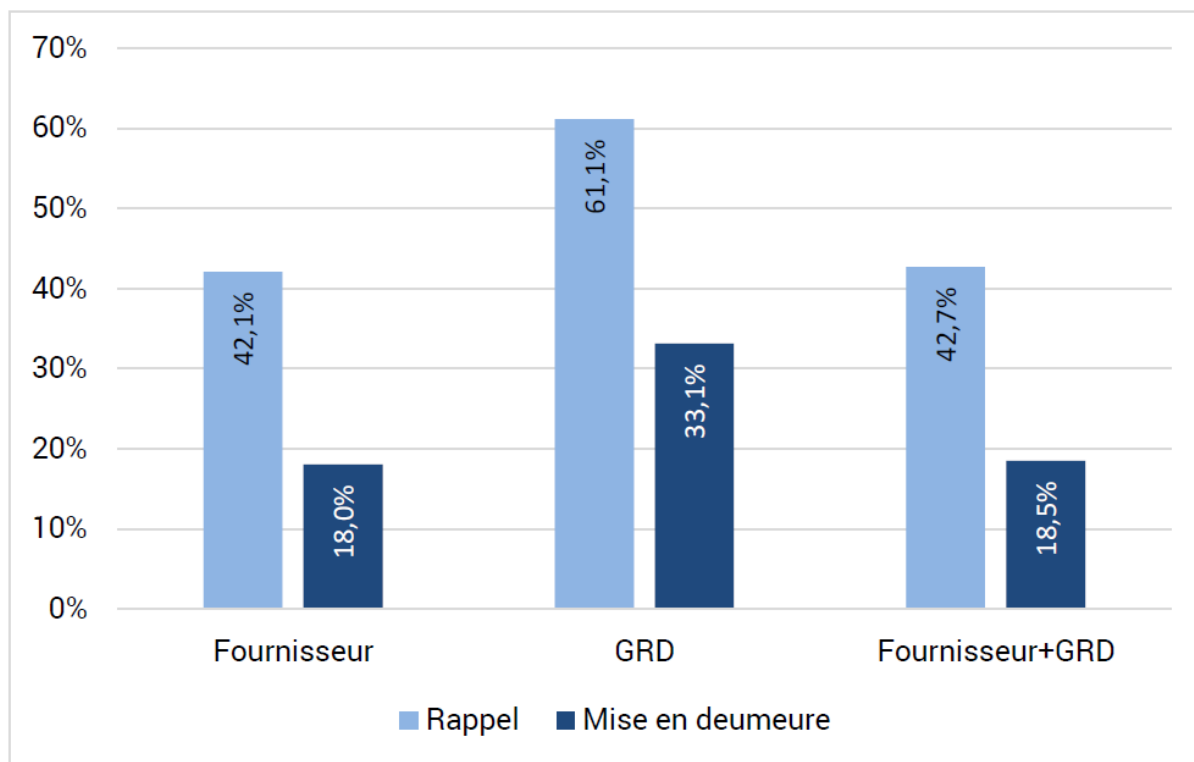
Figure 74 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en électricité



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 2017 près de 42,7 % du total de la clientèle résidentielle a reçu au moins un courrier de rappel en gaz. Ce pourcentage est quasi similaire à celui observé pour l'année 2016 où il s'élevait à 43 %.

Sur la même période, près de 18,5 % du total des clients résidentiels en gaz ont reçu un courrier de mise en demeure. Ce pourcentage est légèrement inférieur à celui observé pour l'année précédente (19,2 %). Il faut noter, comme pour l'électricité, que les pourcentages des clients protégés fournis en gaz par un GRD ayant reçu au moins un rappel et au moins une mise en demeure sont supérieurs à ceux observés pour les clients alimentés par un fournisseur commercial. Le graphique ci-dessous illustre ces informations.

Figure 75 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en gaz



Plan de paiement :

Actuellement, 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.

Rappelons également que le décret du 11 avril 2014 modifiant le décret électricité et le décret du 21 mai 2015 modifiant le décret gaz imposent aux fournisseurs de proposer un plan de paiement raisonnable à tout client mis en demeure suite à des difficultés de paiement.

Dans l'attente de règles encadrant ces nouvelles dispositions, il faut noter que pour la section suivante, l'analyse porte sur les plans de paiement octroyés avant le placement du compteur à budget, et, dans le cas des GRD, pour les plans de paiement octroyés aux clients protégés qu'ils alimentent en tant que fournisseur social.

Au cours de l'année 2017, les fournisseurs et GRD ont octroyé quelques 108.369 plans de paiement à leurs clients en électricité, chiffre en augmentation par rapport à l'année 2016 où 103.369 plans de paiement avaient été conclus. Si on calcule le rapport entre le nombre total de plans de paiement octroyés sur l'année et le nombre total de clients résidentiels en électricité au terme de l'année 2017, on obtient un pourcentage moyen de plans de paiement admis de 6,72 %.

Figure 76 : Pourcentage de plans de paiements admis en électricité (fournisseur commerciale)

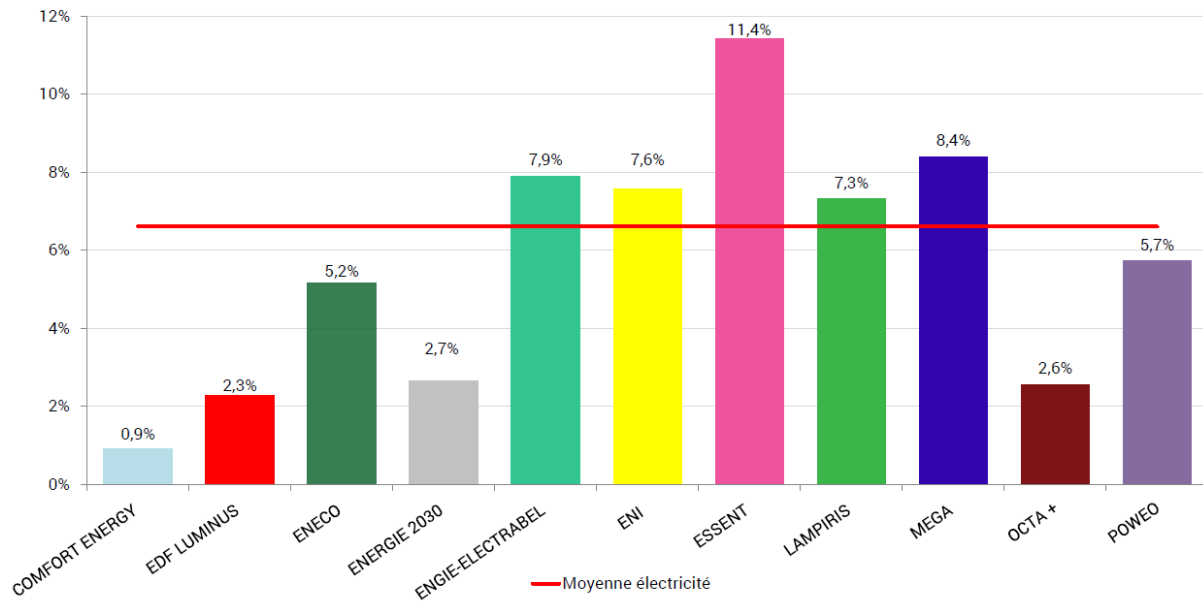
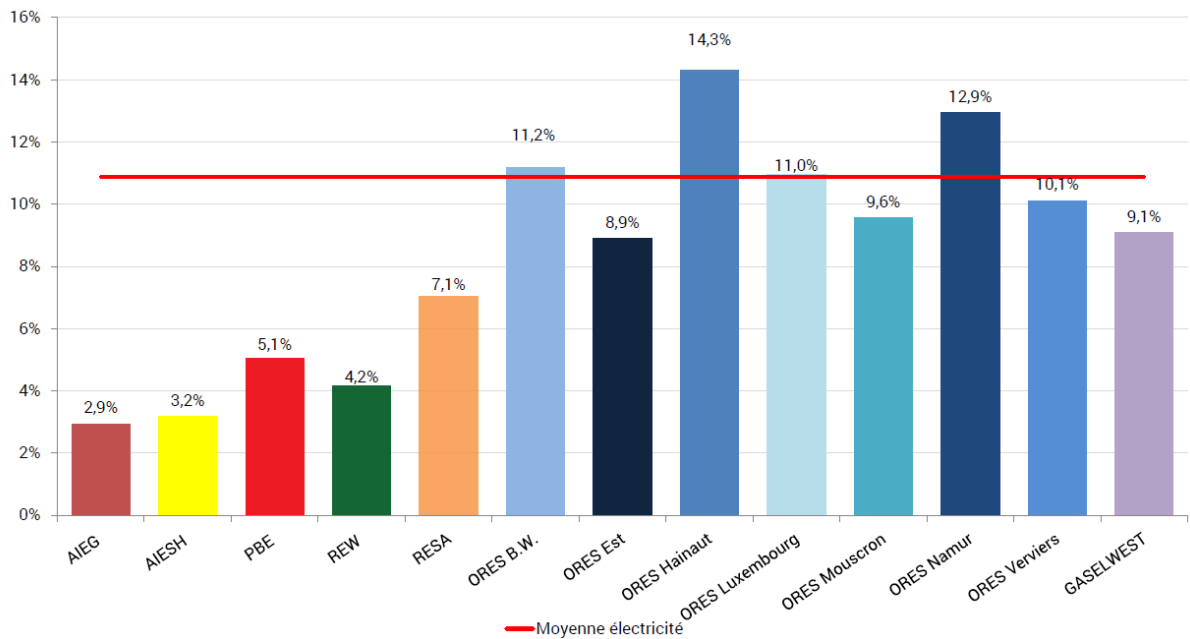


Figure 77 : Pourcentage de plans de paiements admis en électricité (GRD)



En gaz, quelques 64.709 plans de paiement ont été octroyés par les fournisseurs et GRD dans le courant de l'année 2017. Si l'on calcule le rapport entre le nombre total de plans de paiement octroyés sur l'année et le nombre total de clients résidentiels en gaz au terme de l'année 2017, on obtient un pourcentage moyen de plans de paiement admis de 9,76 %. Ces chiffres sont en augmentation par rapport à l'année 2016 où 60.096 clients, soit en moyenne 9,4 % de la clientèle résidentielle en gaz, avaient pu conclure un de ces plans de paiement avec son fournisseur.

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, tant au niveau du nombre de plans de paiement octroyés, qu'au niveau du montant mensuel moyen, de la durée moyenne et du pourcentage de plans de paiement non suivis.

Figure 78 : Pourcentage de plans de paiements admis en gaz (fournisseur commerciale)

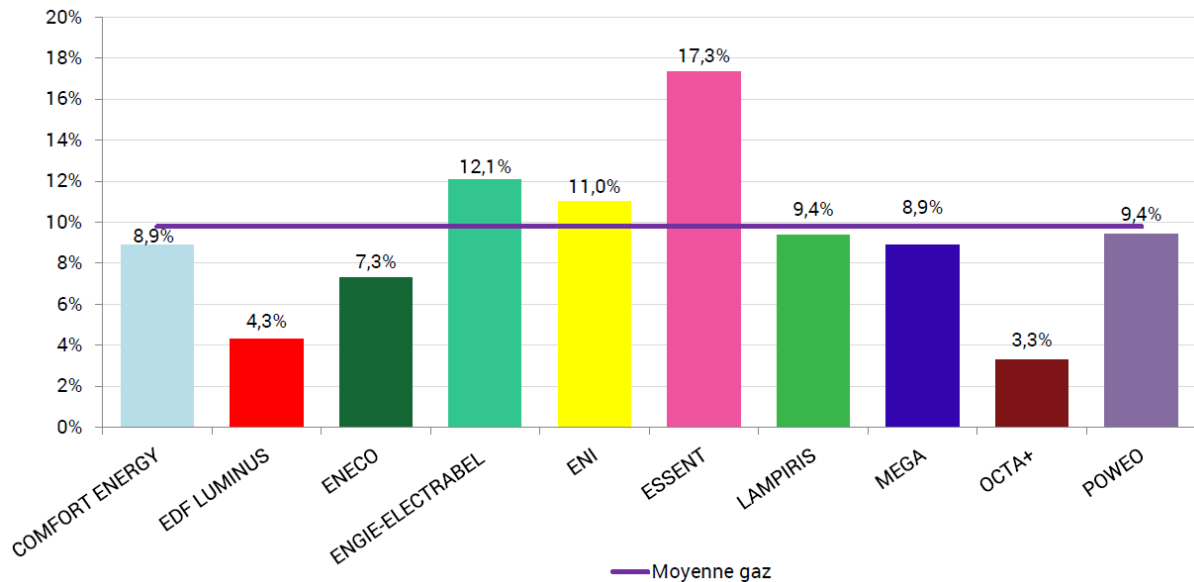
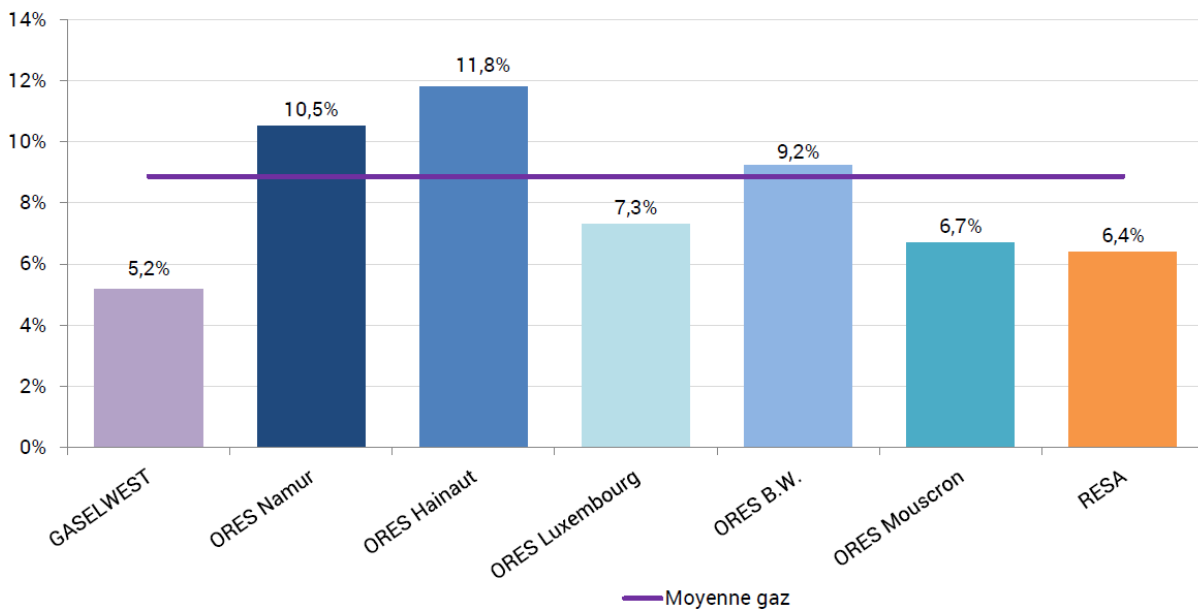


Figure 79 : Pourcentage de plans de paiements admis en gaz (GRD)

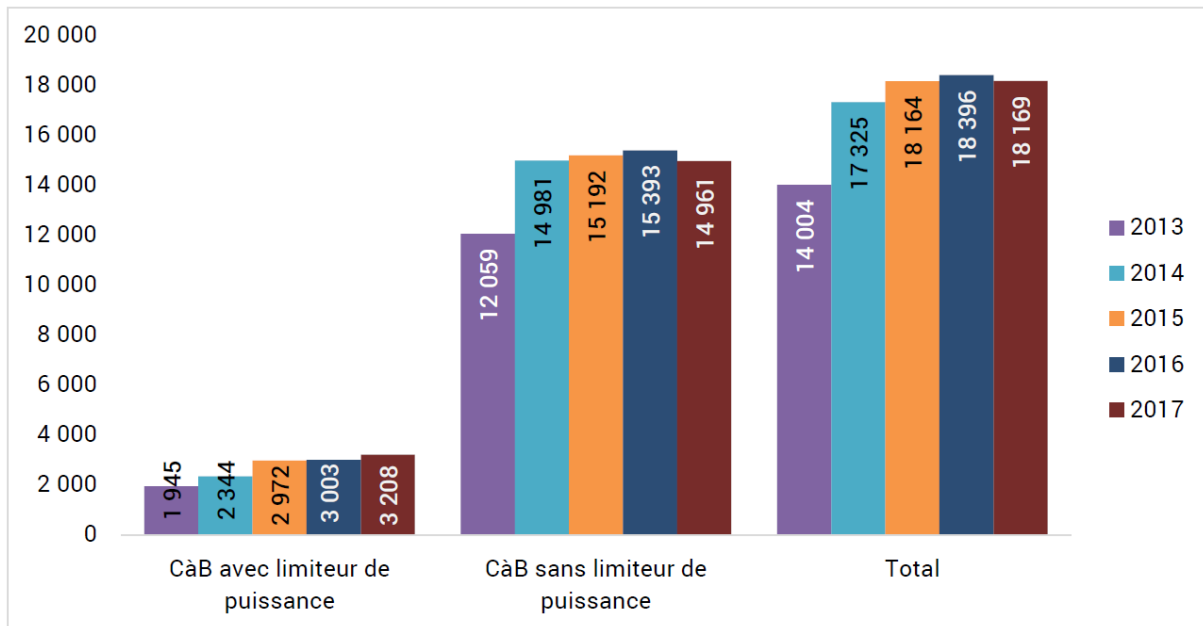


Compteur à budget :

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 95.160 en 2017, chiffre en légère hausse (+1,6 %) par rapport à l'année 2016.

Le nombre total de placements effectifs de compteur à budget en électricité durant l'année s'élève à 18.169, soit une diminution de 1,2 % par rapport à l'année 2016.

Figure 80 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (électricité)



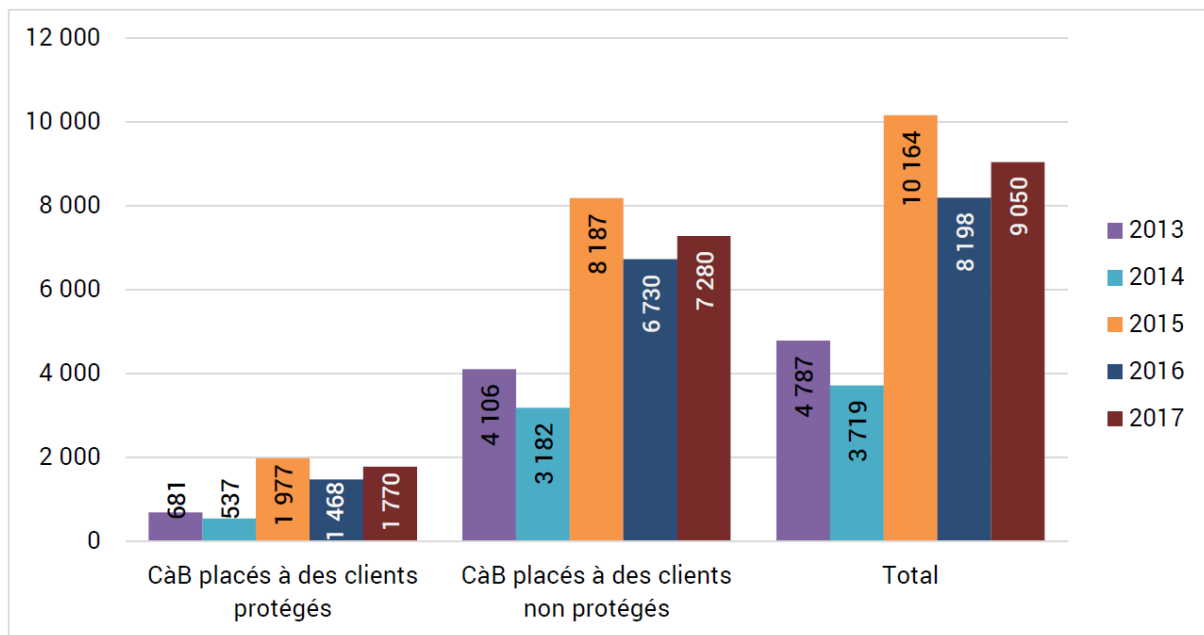
Fin 2017, le nombre de compteurs à budget pour l'électricité placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 167.182. Parmi ceux-ci, 68.947, soit 41,2 % d'entre eux étaient effectivement actifs.

Le montant de la dette moyenne en électricité au moment du placement du compteur à budget pour l'ensemble des clients résidentiels en 2017, soit 485,4 EUR, a augmenté de 5,2 % par rapport à l'année 2016. Ce montant moyen est plus élevé pour les clients alimentés par un fournisseur commercial où il s'élève à 488 EUR que celui constaté pour les clients protégés alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution, soit 433 EUR. Par rapport à l'année 2016, et comme l'illustrent les deux graphiques ci-après, le montant de la dette moyenne en 2017 est plus élevé chez les fournisseurs commerciaux, et moins élevé chez les GRD.

Comme en électricité, le nombre de demandes de placement de compteurs à budget gaz introduites par les fournisseurs et les GRD augmente légèrement en 2017 avec un total de 48.870 demandes. Cela représente une augmentation de 2,8 % par rapport à l'année 2016.

Après avoir diminué en 2016, le nombre de compteurs à budget gaz effectivement placés durant l'année augmente de 10,4 % en 2017 pour arriver à un total de 9.050 compteurs à budget gaz placés. Parmi ceux-ci, 7.280 ont été placés auprès de client non protégés et 1.770 auprès de clients protégés. L'augmentation du nombre de compteurs à budget gaz placés en 2017 est plus importante pour les compteurs à budget gaz placés chez les clients protégés (+ 20,6 %) que pour ceux placés auprès de clients non protégés (+ 8,2 %).

Figure 81 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (gaz)



En conclusion, fin 2017, le nombre de compteurs à budget gaz placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 59.774. Parmi ceux-ci, 51,5 % d'entre eux, étaient effectivement actifs.

Le montant de la dette moyenne au moment du placement du compteur à budget en gaz en 2017 pour un client résidentiel était de 476,3 EUR. Il est inférieur au montant de la dette moyenne en électricité pour la même période et a augmenté de 14,5 % par rapport à l'année 2016. Ce montant moyen est légèrement moins élevé chez les GRD (459,6 EUR) que chez les fournisseurs commerciaux (477,2 EUR).

Coupures :

La législation wallonne prévoit certaines situations dans lesquelles des interruptions de la fourniture d'électricité ou de gaz d'un client résidentiel wallon sont autorisées moyennant le respect d'une procédure définie.

Il s'agit notamment des cas suivants :

- la coupure consécutive à un refus ou une absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget ;
- la coupure consécutive à un déménagement problématique ;
- la coupure faisant suite à une fin de contrat ;
- la coupure faisant suite à une fraude prouvée ;
- la coupure faisant suite à la perte de statut de client protégé ;
- la coupure consécutive à l'omission de communiquer ses index par le client protégé qui a bénéficié d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

En 2017, les GRD ont procédé à un total de 4.246 coupures de l'alimentation des clients pour refus de placement d'un compteur à budget, chiffre en diminution (-14,6 %) par rapport à l'année 2016. La diminution entre 2016 et 2017 du nombre de coupures dans ce cadre est principalement constatée chez les clients non protégés. Le nombre de coupures auprès de clients protégés restant stable.

Quelques 2.716 coupures de gaz pour absence du client ou refus lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget ont eu lieu en 2017, un chiffre en légère augmentation (+6 %) par rapport à l'année 2016.

Dans le courant de l'année 2017, les fournisseurs ont introduit au total 49.703 demandes de MOZA⁶² contre 47.755 demandes en 2016. Ces demandes ont abouti dans 4,9 % des cas à une coupure de l'alimentation électrique du client suite à l'échec de la procédure. Le nombre total de coupures réalisées dans ce cadre au cours de l'année 2017, soit 2.436 coupures, augmente de 31,5 % en 2017 par rapport à l'année 2016. Ce constat est interpellant alors qu'on observait une nette tendance à la baisse depuis 2013. L'augmentation du nombre de coupures en électricité suite à l'échec de la procédure de MOZA se remarque principalement chez ORES et RESA.

En ce qui concerne le gaz, les fournisseurs ont introduit en 2017 un total de près de 24.027 demandes de MOZA, contre 22.950 en 2016, lesquelles ont conduit à la suspension de l'alimentation en gaz de 1.183 points. Contrairement au constat effectué en électricité, la CWaPE note que le nombre de coupures suite à l'échec de la procédure de MOZA en gaz en 2017 poursuit la diminution initiée depuis 2013.

Alimentation temporaire du GRD comme fournisseur X :

La législation wallonne prévoit différentes situations dans lesquelles le GRD est amené à assurer temporairement l'alimentation d'un client résidentiel au titre de fournisseur X. Ces situations visent notamment et principalement les quatre situations suivantes :

- un client à qui un compteur à budget doit être placé, mais pour lequel le GRD n'est pas parvenu à clôturer la procédure endéans les 40 jours de l'acceptation de la demande du fournisseur.

Cette situation concernait au 31 décembre 2017 :

- 5.150 clients en électricité, soit 77,3 % des clients du fournisseur X en électricité, chiffre en diminution de 6,5 % par rapport à l'année 2016 ;
- 3.557 clients en gaz, soit 72,3% des clients du fournisseur X en gaz, chiffre en diminution de 22,3 % par rapport à l'année 2016.

- un client impliqué dans un processus de déménagement problématique (« procédure de MOZA »), mais pour lequel le GRD n'a pas été en mesure de régulariser la situation endéans les trente jours de l'introduction de la demande par le fournisseur.

Cette situation concernait au 31 décembre 2017 :

- 1.256 clients en électricité, soit 18,9 % des clients du fournisseur X en électricité, chiffre en diminution de 14,9 % par rapport à l'année 2016 ;
- 1.189 clients en gaz, soit 24,2 % des clients sous fournisseur X en gaz, chiffre en augmentation de 14,3 % par rapport à l'année 2016.

- un client concerné par une perte de statut de client protégé et qui, dans l'attente soit du renouvellement de l'attestation, soit de la décision de la CLE47 est alimenté temporairement par le GRD au titre de fournisseur X.

Cette situation concernait au 31 décembre 2017 :

- 91 clients en électricité, soit 1,4 % des clients du fournisseur X en électricité, chiffre en augmentation de 93,6 % par rapport à l'année 2016 ;
- 69 clients en gaz, soit 1,4 % des clients du fournisseur X en gaz, chiffre en diminution de 24,2 % par rapport à l'année 2016.

⁶² MOZA, du néerlandais : « Move Out Zonder Afspraak », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

- un client dont le contrat avec un fournisseur commercial a été résilié ou dénoncé durant la période hivernale et qui ne conclut pas de nouveau contrat avec un fournisseur commercial, sera temporairement alimenté par le GRD.

Cette situation concernait au 31 décembre 2017 :

- 158 clients en électricité, soit 2,4 % des clients du fournisseur X en électricité, chiffre en augmentation de 12,1 % par rapport à l'année 2016,
- 82 clients en gaz, soit 1,7% des clients sous fournisseur X en gaz, chiffre en augmentation de 64 % par rapport à l'année 2016.

- les GRD sont également amenés à alimenter un client sous X dans certaines situations tout à fait exceptionnelles.

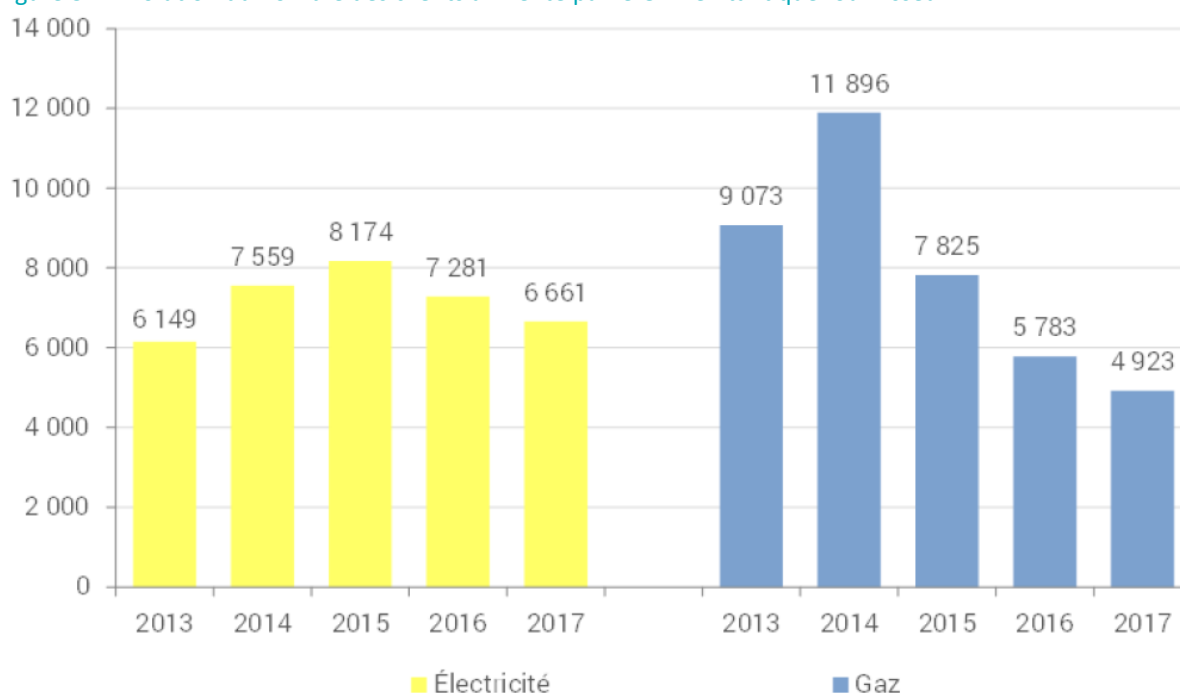
Cette situation concernait au 31 décembre 2017 :

- 6 clients en électricité, soit 0,1 % des clients du fournisseur X en électricité ;
- 26 clients en gaz, soit 0,5 % des clients du fournisseur X.

Au terme de l'année 2017, 6.661 clients, soit 0,4 % de l'ensemble des clients résidentiels en électricité, étaient alimentés par le GRD en tant que fournisseur X. Dans 96,2 % des cas, l'alimentation par le fournisseur X concernait des situations de client en attente de placement de compteur à budget ou en attente de la régularisation d'une procédure de MOZA. Par rapport à l'année 2016, le nombre de clients alimentés par le fournisseur X toutes causes confondues a diminué de 8,5 %. Comme constaté dans l'analyse des chiffres communiqués dans le précédent chapitre, l'évolution du nombre de clients alimentés par le fournisseur X entre 2016 et 2017 est principalement la conséquence de la diminution du nombre de clients alimentés dans le cadre du retard de placement d'un compteur à budget.

Fin 2017, quelques 4.923 clients, soit 0,7 % de l'ensemble des clients résidentiels en gaz, étaient alimentés par le GRD en tant que fournisseur X. Dans 96,4 %, l'alimentation par le fournisseur X concernait des situations de placement de compteur à budget ou de régularisation d'une procédure de MOZA. La nette diminution du nombre de clients alimentés par le fournisseur X en gaz déjà constatée en 2015 et 2016 se poursuit, puisqu'entre 2016 et 2017 ce nombre diminue encore de 14,9 %.

Figure 82 : Evolution du nombre des clients alimenté par le GRD en tant que fournisseur X



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.

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 58 : Récapitulatif des charges « Électricité »

	Charges		Financement
	Budget 2017	Réalisé 2017	Tarif Gridfee
Pose et enlèvement de limiteurs	3.135.163 €	2.671.235 €	2.671.235 €
Activité clients protégés	1.296.696 €	951.096 €	951.096 €
Eclairage public	24.770.001 €	21.246.928 €	21.246.928 €
Construction	12.984.897 €	9.746.786 €	9.746.786 €
Entretien & dépannage	5.275.225 €	5.314.970 €	5.314.970 €
Consommation d'électricité	6.509.879 €	6.185.173 €	6.185.173 €
Suivi / Ombudsman	357.966 €	320.488 €	320.488 €
Foires & festivités	290.484 €	202.895 €	202.895 €
TOTAL programme	29.850.310 €	25.392.642 €	25.392.642 €
		85 %	100 %

Tableau 59 : Récapitulatif des charges « Gaz »

	Charges		Financement
	Budget 2017	Réalisé 2017	Tarif Gridfee
Activité clients protégés	1.224.429 €	785.518 €	785.518 €
Sécurité Installations Intérieures	856.949 €	717.067 €	717.067 €
Pose pastille gaz	117.007 €	87.070 €	87.070 €
Suivi / Ombudsman	238.644 €	196.428 €	196.428 €
TOTAL programme	2.437.029 €	1.786.083 €	1.786.083 €
		73%	100%

Mise en demeure :

Par rapport à 2016, les tendances enregistrées en 2017 restent relativement stables, mais confirment que la précarité énergétique s'installe en Région Bruxelles-Capitale. Les chiffres indiquent que 43 % des ménages bruxellois (236.500 ménages) ont reçu un rappel tandis que 18 % ont reçu 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 en 2016, à 24.829 et fin 2017 à 27.884. Cela signifie que plus de 5,5 % des ménages résidentiels se retrouvent au 31 décembre 2017 sous limiteur de puissance.

Figure 83 : Nombre de limiteurs de puissance couvrant la période 2011 – 2017 (photo au 31/12 de chaque année)

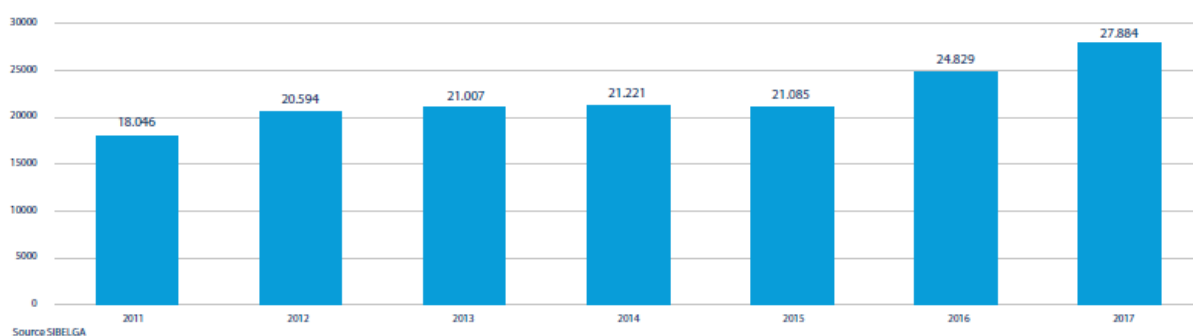


Tableau 60 : Enlèvement des limiteurs – délais et pourcentages

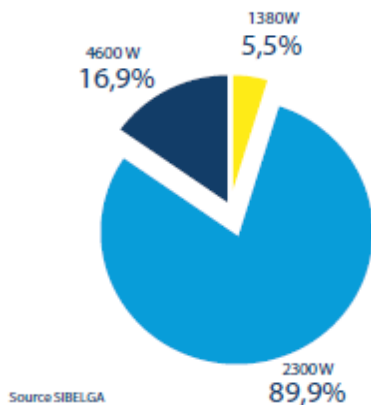
Description	Nombre de demandes de placement par les fournisseurs	Nombre de limiteurs branchés au cours de l'année	Nombre de limiteurs débranchés au cours de l'année	Nombre d'augmentation de puissance de limiteurs	Nombre de limiteurs rebranchés après plus de 30 jours
2017	24.551	17.106	13.813	708	2.858

BRUGEL constate que 90 % des limiteurs placés ont une capacité de 2.300 W. Quelque 17 % 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, 5,5 % des ménages résidentiels se contentent d'un limiteur de 1.380 W, contre 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.

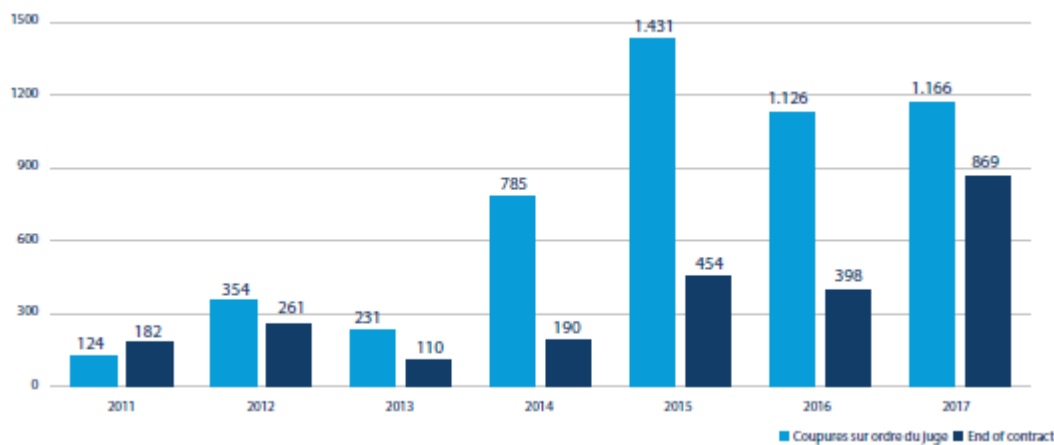
Figure 84 : Répartition du nombre de limiteurs de puissance au 31 décembre 2017



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 2.035, 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 85 : Nombre de coupures sur décision du juge de paix et nombre de coupures dans le cadre d'une fin de contrat de 2011 à 2017



Mise en oeuvre 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.

Tout au long de l'année 2016 et de l'année 2017, plusieurs consultations ont été menées par les autres régulateurs régionaux et BRUGEL concernant le document de travail commun visant cette problématique. Ainsi, les régulateurs ont rencontré les fournisseurs, les gestionnaires des réseaux, certains curateurs et les administrations fédérales. À la suite de tous ces travaux, les régulateurs régionaux publieront un projet d'avis, au courant de l'année 2018 pour soumission à consultation avant l'adoption de l'avis définitif tenant compte des résultats de cette consultation.

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 2017.

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).

Le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité tel que modifié par le décret du 11 avril 2014 a introduit une nouvelle catégorie de clients protégés exclusivement régionaux sur base du maximum à facturer (ou MAF) en fonction des revenus du ménage. Le MAF est une aide financière en matière de santé. Elle intervient dès que les dépenses en termes de frais de santé d'un ménage atteignent un montant déterminé. Ce mécanisme prévoit alors que certains de ces frais soient intégralement remboursés par la mutuelle. Toutefois, au terme de l'année 2016, les procédures et modalités d'octroi de cette catégorie supplémentaire de clients protégés au sens régional devaient encore être déterminées par le Gouvernement wallon. De ce fait, en 2016, les personnes qui auraient pu faire partie de cette catégorie n'ont pas encore pu bénéficier du statut de client protégé et des protections et avantages qui y sont liés.

Par ailleurs et comme indiqué précédemment, le Gouvernement wallon semble s'écarter de la décision d'étendre les clients protégés régionaux aux personnes bénéficiant du MAF prévue par les décrets électricité et gaz, car l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon adopté en première lecture en avril 2016⁶³ envisage plutôt d'élargir les catégories de clients protégés régionaux aux personnes bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM), dont les revenus nets imposables annuels ne dépassent pas le montant de 15.999€ et qui sollicitent l'intervention du CPAS pour qu'il analyse et valide sa situation.

⁶³ Avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, abrogeant l'arrêté du 16 janvier 2014 relatif à l'obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie.

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 OMNIO⁶⁴.

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 60 : Tarif social électricité pour la période de février 2017 à juillet 2017 inclus

Clients protégés Prix social maximal		
	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOHOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	4,358	5,273
Composante distribution (c€/kWh)	7,364	8,910
Composante transport (c€/kWh)	1,595	1,930
Total (c€/kWh)	13,317	16,113
TARIF SOCIAL BIHOORAIRE		
hors TVA		
Jour	TVA 21% comprise	
Composante énergie (c€/kWh)	4,700	5,687
Composante distribution (c€/kWh)	7,364	8,910
Composante transport (c€/kWh)	1,595	1,930
Total (c€/kWh)	13,659	16,527
Nuit	TVA 21% comprise	
Composante énergie (c€/kWh)	3,975	4,810
Composante distribution (c€/kWh)	5,281	6,390
Composante transport (c€/kWh)	1,595	1,930
Total (c€/kWh)	10,851	13,130
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
hors TVA		
TVA 21% comprise		
Composante énergie (c€/kWh)	3,785	4,580
Composante distribution (c€/kWh)	2,793	3,380
Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920
Total (c€/kWh)	8,165	9,880

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.

⁶⁴ 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.).

Tableau 61 : Tarif social électricité pour la période d'août 2017 à janvier 2018 inclus

Clients protégés
Prix social maximal

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOHORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	4,302	5,205
Composante distribution (c€/kWh)	7,363	8,909
Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920
Total (c€/kWh)	13,252	16,034

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	4,880	5,905
Composante distribution (c€/kWh)	7,363	8,909
Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920
Total (c€/kWh)	13,830	16,734
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	4,122	4,988
Composante distribution (c€/kWh)	5,281	6,390
Composante transport (c€/kWh)	1,587	1,920
Total (c€/kWh)	10,990	13,298

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	4,000	4,840
Composante distribution (c€/kWh)	2,794	3,381
Composante transport (c€/kWh)	1,661	2,010
Total (c€/kWh)	8,455	10,231

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Tableau 62 : Tarif social gaz pour la période de février 2017 au juillet 2017 inclus

	hors TVA	TVA 21 % comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	1,689	2,044
Composante transport (c€/kWh)	0,160	0,194
Composante distribution (c€/kWh)	0,530	0,641
Total (c€/kWh)	2,379	2,879

NB : Ces tarifs sont exprimés hors cotisation fédérale et redevance de raccordement (Wallonie) Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

Tableau 63 : Tarif social gaz pour la période de février 2017 à juillet 2017 inclus

TARIF SOCIAL	hors TVA	TVA 21 % comprise
	Composante énergie (c€/kWh)	1,731
Composante transport (c€/kWh)	0,160	0,194
Composante distribution (c€/kWh)	0,530	0,641
Total (c€/kWh)	2,421	2,930

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.

4.1.2.2.2. Région flamande

Au total, 7,90 % des clients d'électricité et 7,55 % des clients de gaz naturel avaient au 31 décembre 2017 le statut de client protégé. Cela signifie qu'ils ont droit au prix maximal social chez chaque fournisseur. Il s'agissait de 212.534 clients résidentiels pour l'électricité et de 135.958 clients résidentiels pour le gaz naturel.

4.1.2.2.3. Région wallonne

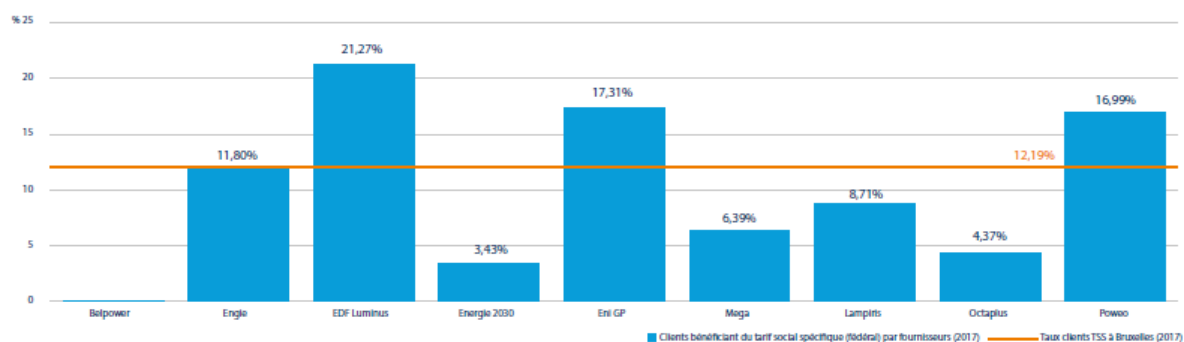
En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Au terme de l'année 2017, 175.768 clients en électricité (soit 10,9% du total des clients résidentiels en électricité) et 88 274 clients en gaz (soit 13,4% du total des clients résidentiels en gaz) bénéficiaient du tarif social.

4.1.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

En 2017, plus de 12 % de la population bénéficie du tarif social fédéral, soit près de 60 000 ménages.

Figure 86 : Répartition de la clientèle bénéficiant du tarif social par fournisseurs en % en Région Bruxelles-Capitale(E)



Source BRUGEL (Information non communiquée par Belpower)

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 fournisseurs⁶⁵.

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.

4.1.3.3. Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au Rapport National de la Belgique 2016 à cet égard.

4.1.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2017.

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 la 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

⁶⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/accord-electricity-fr.pdf>

éclaircissements demandés ont été ajoutés et approuvés par le gouvernement flamand. A compter de 2019, les premiers compteurs numériques seront installés pour l'électricité et le gaz.

4.1.5.2. Région wallonne

En 2017, le Gouvernement wallon n'avait pas encore pris de décision sur le déploiement des compteurs intelligents. Début 2018, un arrêté du Gouvernement wallon est passé en première lecture présentant les balises pour un déploiement mais n'a pas encore été adopté définitivement.

La CWaPE, sur demande du Ministre de l'énergie a actualisé l' « Etude portant sur la mise en œuvre des compteurs intelligents, leurs fonctionnalités ainsi que leurs coûts et bénéfices (juin 2012) » ; étude qui avait pour but d'évaluer le scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2007/72/CE intitulé « Full Roll Out ». Cette étude est disponible sur son site internet à l'adresse suivante : <https://www.cwape.be/?dir=4&news=754>.

L'étude donne une série de recommandations pour encadrer au mieux le déploiement et analyse des business plan présentés par les GRD. Ceux-ci s'avèrent être quasi à l'équilibre sur une période de 30 ans ; période qui a été définie afin de pouvoir engranger les bénéfices pour l'ensemble des compteurs qui seraient déployés sur une période de 15 ans.

De leur côté les GRD mènent des projets pilotes afin de tester des solutions techniques (compteurs et communication). Ils élaborent ou améliorent leur business plan ainsi que leur analyse d'impact sur les aspects relatifs à la vie privée et à la protection des données (« Smart Grid Data Protection Impact Assessment (DPIA) »).

4.1.5.3. Région Bruxelles-Capitale

Pour répondre à l'obligation européenne d'installer des compteurs électroniques dans tous les bâtiments neufs et faisant l'objet de travaux de rénovation importants, SIBELGA a prévu dans son plan d'investissements l'installation de compteurs électriques dits « électroniques » dès 2018 au rythme de plus ou moins 4.850 par an. Ces compteurs disposeront d'un port local qui permettra aux clients d'accéder aux données détaillées (mais non validées par le GRD) de leur consommation. Ces données pourront être communiquées à des entreprises de conseil en énergie afin d'optimiser les consommations. Les fonctionnalités intelligentes des compteurs électroniques (ouverture/fermeture, relevé à distance de la consommation, ...) ne seront toutefois pas activées.

En outre, 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 2018 afin de tester les fonctionnalités (prévues dans le MIG6) et de valider le processus de déploiement.

L'installation de ces compteurs, dont le nombre passerait à 10.000 en 2019, devrait s'accélérer pour que le réseau de distribution bruxellois soit entièrement équipé à l'horizon 2035.

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 2017 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 2017. D'autre part, la Chambre des litiges, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2017, faute d'un arrêté de nomination de ses membres.

4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie

En 2017, le Service de Médiation de l'Énergie a reçu 5.797 plaintes concernant le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz (5 % de plus qu'en 2016 et 37 % de plus qu'en 2015), dont 65,6 % de plaintes néerlandophones, 34 % de plaintes francophones et 0,4 % de plaintes germanophones. 4.890 plaintes concernent les fournisseurs et 1.024 les GRDs.

Le Service de Médiation a reçu 2.172 plaintes recevables en 2017. Cela représente 45 % des plaintes qui relèvent des compétences du Service de Médiation. Les 2.702 plaintes restantes (55 %) qui ne relevaient pas de la compétence du Service de Médiation, n'étaient pas recevables. Pour 923 plaintes (15,9 %), le Service de Médiation n'était pas compétent.

Au total, le Service de Médiation a pu mener à bien et clôturer 2.130 dossiers de plaintes recevables, en 2017 :

- 17 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2014 ;
- 168 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2015 ;
- 812 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2016 ;
- 1.133 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2017.

Sur les 2.130 plaintes recevables clôturées en 2017, le Service de Médiation en a considéré :

- 1.051 comme fondées (49,3 %) ;
- 305 comme partiellement fondées (14,3 %) ;
- 774 comme non fondées (36,3 %).

Pour 2017, cela signifie que le résultat de clôture des plaintes recevables est de 64,5 % si l'on considère le nombre des plaintes clôturées en 2017 (2.130) par rapport au nombre des plaintes ouvertes recevables à la fin de 2016 (1.128) et au nombre des plaintes recevables, reçues en 2017 (2.172). Ainsi, 1.170 dossiers devaient encore être traités au 31 décembre 2017. Sur le nombre total de plaintes

recevables (18.895) reçues depuis la mise en place du Service de Médiation, cela signifie que 6,2 % des plaintes recevables doivent encore être finalisées.

3.046 plaintes (52,5 %) avaient trait au domaine de la compétence fédérale, contre 778 plaintes (13,4 %) relevant du domaine de la compétence régionale. 1.913 plaintes (33 %) relevaient de la compétence à la fois du pouvoir fédéral et des instances régionales. Pour 60 plaintes (1 %), aucun domaine de compétence spécifique n'a été défini concernant le marché de l'électricité ou du gaz naturel, car les plaintes n'avaient pas trait au marché de l'énergie mais à d'autres types d'énergie comme les produits pétroliers ou d'autres produits ou services tels que l'eau, la télédistribution, le système d'égouts.

La majorité des plaintes (66,6 %) concernaient des factures d'électricité et de gaz naturel. 4,3 % des plaintes ne concernaient que le gaz naturel, 26,8 % uniquement l'électricité.

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 2017, 11,3 % des plaintes (au total 654 plaintes) concernaient des clients finals professionnels tels que des entreprises individuelles, des sociétés et associations.

4.2.1.3. Région flamande

Depuis 2010, la VREG conclut des accords avec le Service fédéral de médiation de l'Énergie, afin de garantir un service rapide et de qualité aux citoyens et entreprises de Flandre ayant des plaintes concernant le service de leur fournisseur ou gestionnaire de réseau. Le service fédéral de médiation de l'Énergie fait office de point de contact pour ces plaintes.

Lorsque le service de médiation reçoit des plaintes qui sont émises à l'encontre de gestionnaires de réseau et de fournisseurs sur une matière relevant de la compétence du régulateur, il les transmet au gestionnaire de réseau de distribution ou au fournisseur concerné, avec une demande de réaction et pour notification à la VREG. En cas de doute ou à titre de double vérification, le service de médiation demande au régulateur de confronter la réponse du gestionnaire de réseau et/ou du fournisseur à la législation en vigueur.

Dans le cas où aucune solution satisfaisante ne peut être trouvée concernant le litige entre le plaignant et le gestionnaire de réseau de distribution ou le fournisseur, le service de médiation clôture la plainte et l'envoie au régulateur régional pour suivi ultérieur. Ce dernier peut alors décider de lancer une procédure visant à infliger une amende administrative pour non-respect de la législation énergétique flamande.

Dans le cas où aucune solution satisfaisante ne peut être trouvée concernant le litige entre le plaignant et le gestionnaire de réseau, le service de médiation clôture la plainte et le plaignant est averti de la possibilité de faire régler le litige par la VREG.

En 2017, la VREG a reçu 20 demandes d'avis de la part du service de médiation de l'Énergie. Le service de médiation lui a également envoyé 1 plainte à traiter.

Par ailleurs, la VREG a reçu des plaintes émanant directement de clients. Le nombre de plaintes qu'elle a reçu a fortement diminué ces dernières années.

Nombre total de plaintes

En 2017, la VREG a reçu 33 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et de gestionnaires de réseau, contre 37 en 2016. La plupart des plaintes portent sur des questions de *metering*.

Plaintes transférées

Lorsque la 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 2016, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 1.317 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 739 demandes de médiation « classique » ;
- 73 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 467 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 38 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 énumère⁶⁶ 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 2017, les gestionnaires de réseau ont rapporté à la CWaPE 2.172 demandes d'indemnisations en électricité et 69 demandes en gaz. Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 33 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 2017, BRUGEL a reçu 89 plaintes contre 79 en 2016, 101 en 2015 et 148 en 2014. 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 2017 est en légère augmentation par rapport au nombre de plaintes traitées en 2016.

L'analyse de ces plaintes peut révéler quelques dysfonctionnements dans les activités du GRD ou des fournisseurs. Néanmoins, vu leur nombre limité, il ne serait pas opportun de tirer des généralités. Il convient donc de porter une analyse prudente et relative des chiffres et des constats tirés de l'analyse de la jurisprudence du Service.

⁶⁶ 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.

4.2.2. Classification des plaintes

4.2.2.1. Service de Médiation de l'Énergie

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 les plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

Figure 87 : TypeS de plainte 2017 (en nombre)

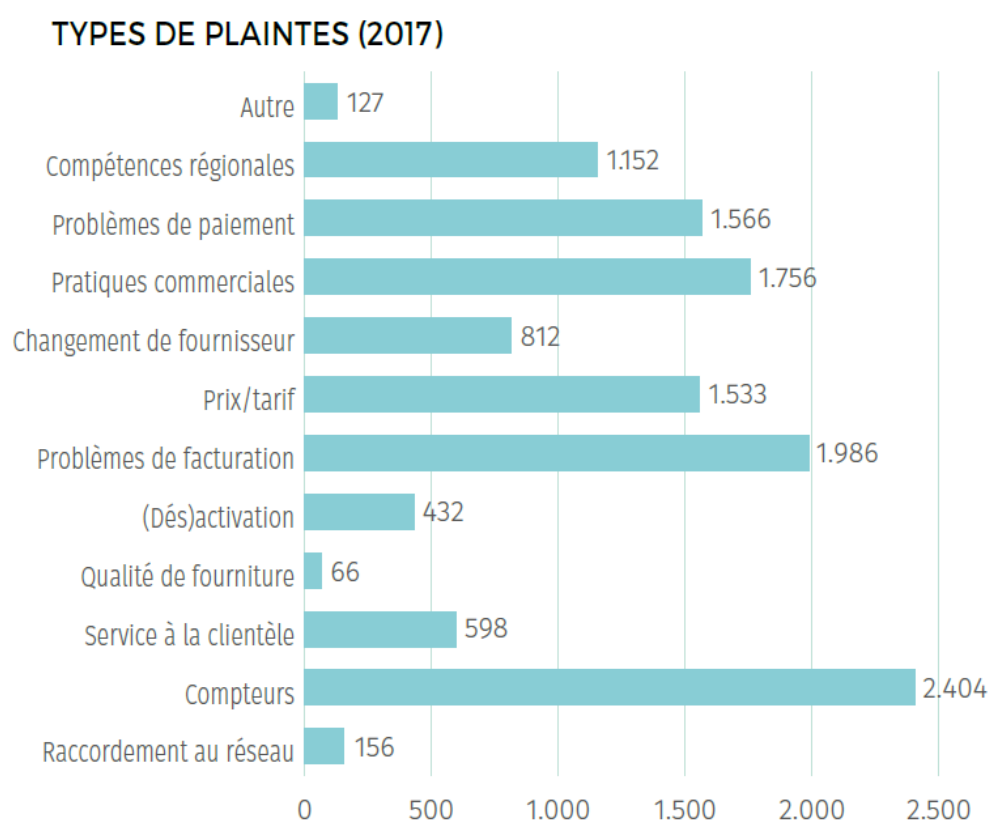
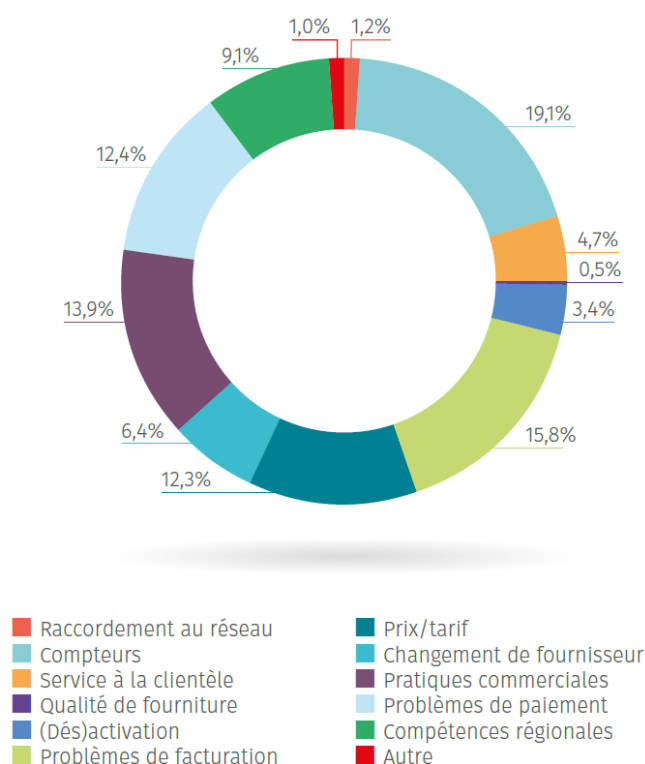


Figure 88 : Type de plainte 2016 (en pourcentage)



Les plaintes reçues par le Service de Médiation en 2017 avaient principalement trait à des contestations au sujet :

- des problèmes de comptage⁶⁷, tels que le traitement et la correction des données de comptage, notamment lors des relevés annuels, en cas de déménagement, de décès, d'inoccupation d'un immeuble, d'installation de panneaux solaires (19,1 %) ;
- des problèmes de facturation, tels que l'absence de facture, l'élaboration tardive ou l'envoi tardif de factures, le manque de clarté du processus de facturation à la suite de factures (correctives) successives et/ou notes de crédit et la lisibilité des factures d'énergie (15,8 %) ;
- des pratiques de vente et commerciales des fournisseurs d'énergie (13,9 %) ;
- des problèmes de 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, etc. (12,4 %).

Les autres plaintes avaient trait :

- à des changements de fournisseur (6,4 %) ; Le Service de Médiation constate que le nombre de plaintes relatives à des changements de fournisseur a fortement diminué ces dernières années : de 14 % en 2011 (1.854 plaintes) à 8 % en 2012 (1.250 plaintes), 3 % en 2013 (347 plaintes) et 3,5 % en 2014 (318 plaintes). Cette baisse est principalement due à la suppression de l'indemnité de rupture en cas de changement de fournisseur, mais à partir de 2015, une augmentation est à nouveau constatée, puisqu'on passe de 5 % ou 409 plaintes en 2015 à 5,5 % ou 616 plaintes en 2016 et 6,4 % ou 849 plaintes en 2017. Cette augmentation est

⁶⁷ On entend par problèmes de comptage les plaintes qui ont trait à la consommation facturée après un relevé de compteur (ou en l'absence de relevé de compteur), ou en cas de dysfonctionnement d'un compteur, d'une inversion de compteur, d'un changement de compteur, d'un déménagement, d'un décès ou d'une modification d'affectation d'un logement.

principalement due à des changements de fournisseur non voulus dus aux pratiques commerciales de certains fournisseurs.

- à des compétences régionales (autres que les données de comptage) telles que les obligations de Service Public d'ordre social ou environnemental (9,1 %), les raccordements au réseau (1,2 %), la qualité des livraisons (0,5 %), et les fermetures ou drops en cas de défaut de paiement (3,4 %) ;
- à la qualité des services rendus notamment par téléphone et par e-mail (4,7 %).

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 2017 :

Tableau 64 : Catégories de plainte (en pourcentage)

Problème d'index	36
Procédure de défaut de paiement	14
Photovoltaïque/compensation	12,5
Problème technique	12
Déménagement	5,5
Tarifification	4
Problème de compteur à budget	3
Divers	3
Code EAN	2
Client protégé	2
Contrat	2
Retard envoi facture de régul./clôture	1
Absence de réponse dans un délai de 10 jours ouvrables	<1
Délai de remboursement (factures régul./clôture)	<1
Réseaux privés	<1

Tableau 64 : Catégories de contestations en matière d'indemnisations (en pourcentage)

Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	34
Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	21
Non-respect du délai de raccordement	21
Coupure suite à une erreur administrative	16
Erreur de facturation	3
Retard dans le changement de fournisseur	0
Irrecevables et non-encore recevables	5

4.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Tableau 66 : Catégories de plaintes reçues par le service des litiges de BRUGEL

OBJET	DÉTAILS	nombre de plaintes reçues				
		2014	2015	2016	2017	
Comptage	Rectification des index	9	10	3	4	
	Fonctionnement compteur	4	2	1	1	
	Consommation sans contrat	13	14	11	5	
	Consommation sans contrat (bris de scellés de Sibelga)			4	10	
	Inversion du compteur	3	1	3	1	
	Relevé du compteur/estimation	9	11	2	6	
	Déménagement/décès/changement de client / combined switch	5	2		2	
	Changement de compteur			1	1	
	Bris de scellés d'Etat		5		2	
	Mystery switch		2	3	1	
	Switch fournisseur autres				1	
	Autres		26	15	10	1
	Total		69	62	38	35
	Compétences régionales	Primes URE	27	4	2	2
Electricité verte/cogénération		1	2	1	8	
Client protégé		10	3	3	4	
Limiteur de puissance		5	12	10	12	
Refus de faire offre		2	2		3	
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	
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	
Indemnisation - Divers		12	1	0	2	
Tarifs et facturation				1		
Techniques et activités des GRD					1	
Autres				2	2	
Total		61	28	21	39	

OBJET	DÉTAILS	nombre de plaintes reçues				
		2014	2015	2016	2017	
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	
Total		0	2	2	2	
Problème de paiement	Frais administratifs				2	
	Plan de paiement	1	1			
	Autres					
Total		1	1	0	2	
(Dés)Activation	Activation après déménagement/move in	4	1		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	
	Total		10	6	8	7
	Prix / tarif	Tarifs de distribution ou de transport			6	2
		Changement de prix/tarif	1			
		Cotisation énergie, taxes, TVA				1
Facture intermédiaire		1				
Autres				2	1	
Total		2	0	9	3	
Qualité de fourniture	Continuité de la fourniture		1		1	
	Autres					
Total		0	1	0	1	
Raccordement au réseau	Délai/retard					
	Refus de raccordement		2			
	Tarif	1	1			
	Autres				1	
Total		3	1	1	0	
Service à la clientèle mauvais ou déficient	Autres					
	Gestion électronique		1			
Total		1	0	0	0	
Pratiques commerciales déloyales	Conditions contractuelles	1				
	Autres					
Total		148	101	79	89	

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 2017, 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.

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 en 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.

4.2.3.3. Région flamande

En vertu de l'article 3.1.4/3 du décret Energie, la VREG est compétente pour régler des litiges entre acteurs du marché et gestionnaire de réseau liés à ses obligations réglementaires.

Ce règlement n'est possible qu'après une procédure de conciliation introduite à la VREG ou au service de médiation de l'énergie et en cas d'urgence.

Un litige est réglé par l'adoption d'une décision contraignante. La VREG peut réaliser ou faire réaliser les examens utiles, désigner des experts et entendre des témoins. Des mesures conservatoires peuvent également être prises en cas d'urgence. La décision peut comporter ou non une obligation de remboursement ou d'indemnisation.

Une demande de règlement de litige est introduite par écrit. La VREG prend connaissance oralement ou par écrit de l'avis des parties intéressées. La VREG fixe uniquement une date d'audition si les deux parties en font explicitement la demande ou si elle le décide. Ensuite, la VREG adopte la décision contraignante motivée dans les deux mois à compter de la réception de la demande de règlement du litige. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque la VREG demande des informations complémentaires.

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 2017 dans cette matière.

4.2.3.5. Région Bruxelles-Capitale

Le Service tranche des 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 s'adresser au Service institué légalement au sein de BRUGEL.

Le Service examine chaque plainte en toute indépendance par rapport aux acteurs du marché de l'énergie. Après le dépôt d'un dossier complet de plainte, le Service communique au plaignant et à la partie mise en cause sa décision de poursuivre ou non le traitement de la plainte.

Lorsque le Service décide de donner suite à la plainte, 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. Les décisions du Service sont contraignantes pour les parties.

Le Service est chargé donc 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. Sa compétence est limitée en ce qui concerne le traitement des plaintes relatives aux droits civils. Cette limitation constitue, dans sa mise en œuvre pratique, un véritable obstacle au traitement efficace des plaintes. Il est recommandé de supprimer la limite de compétence du Service et d'instaurer un système de recours des décisions du Service auprès des tribunaux de l'ordre judiciaire. Cette option a été également recommandée par le Conseil d'Etat, section de législation, dans son avis n° 49.491/3 1.

Il ressort du projet d'ordonnance électricité que cette recommandation semble être suivie. Le Service ne peut que soutenir une telle option, et ce, dans l'avantage exclusif du consommateur.

4.2.4. Alternative Dispute Resolution

4.2.4.1. Service de Médiation de l'Energie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission 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'Energie.

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

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'Energie

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière au rapport 2016.

ANNEXE

Indicateurs 2017