

Rapport

18 juillet 2020

Rapport National 2020 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 MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL	6
1.1. Niveau Fédéral	6
1.2. Région Flamande.....	12
1.3. Région Wallonne	12
1.4. Région Bruxelles-Capitale.....	14
2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE	14
2.1. Régulation du réseau	14
2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia).....	14
2.1.2. Réseaux fermés industriels	15
2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	15
2.1.4. Réseaux fermés professionnels.....	16
2.2. Fonctionnement technique.....	17
2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires	17
2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	26
2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations	29
2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde	32
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 <i>offshore</i> et <i>on-shore</i> et de l'électricité verte produite.....	34
2.3. Tarifs de transport et de distribution.....	40
2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)	40
2.3.2. Tarif de distribution.....	42
2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	57
2.4. Questions transfrontalières	57
2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités.....	57
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	67
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).....	71
2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers.....	73

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.....	75
2.4.6.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER	79
2.5.	Conformité	80
2.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	80
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	80
2.6.	Concurrence	81
2.6.1.	Marché de gros	81
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.....	81
2.6.3.	Marché de détail	88
2.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence	89
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	109
2.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	112
2.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	112
2.7.2.	Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	115
2.7.3.	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs	117
3.	Le marché du gaz naturel	118
3.1.	Régulation du réseau	118
3.1.1.	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport.....	118
3.1.2.	Réseaux fermés industriels	119
3.1.3.	Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	119
3.1.4.	Réseaux fermés professionnels.....	119
3.2.	Fonctionnement technique.....	120
3.2.1.	Services d'équilibrage et les services auxiliaires	120
3.2.2.	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	121
3.2.3.	Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations	123

3.2.4.	Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires	126
3.2.5.	Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage.....	126
3.2.6.	Monitoring des mesures de sauvegarde	127
3.3.	Tarifs de transport et de distribution.....	127
3.3.1.	Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited.....	127
3.3.2.	Tarifs de distribution	130
3.3.3.	Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture	137
3.4.	Questions transfrontalières	137
3.4.1.	Monitoring «Cross-border interconnection capacity».....	137
3.4.2.	Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques.....	138
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	139
3.4.4.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER	141
3.5.	Conformité	141
3.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations	141
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.....	141
3.6.	Concurrence	142
3.6.1.	Marché de gros	142
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.....	144
3.6.3.	Marché de détail	150
3.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence	151
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	166
3.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	168
3.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	168
3.7.2.	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	171
3.7.3.	Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement	175

3.7.4.	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs	175
4.	PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ELECTRICITE ET GAZ NATUREL.....	176
4.1.	Protection des consommateurs	176
4.1.1.	Obligations de service universel et de service publique	176
4.1.2.	Consommateurs vulnérables.....	191
4.1.3.	Informations aux consommateurs	196
4.1.4.	Changement de fournisseur	196
4.1.5.	Smart metering	196
4.2.	Traitement des plaintes	200
4.2.1.	Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l’énergie et les régulateurs.....	200
4.2.2.	Classification des plaintes	202
4.2.3.	Procédure des plaintes.....	207
4.2.4.	Alternative Dispute Resolution	211

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

1.1. NIVEAU FÉDÉRAL

Les principales modifications législatives de l'année 2019 dans les matières de l'électricité et du gaz naturel en Belgique portent sur :

Mécanisme de rémunération de capacité

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement sur le territoire belge, en perspective notamment de l'arrêt des centrales nucléaires en 2025, la loi du 22 avril 2019¹ a modifié la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité ») en créant le cadre d'un mécanisme de rémunération de capacité.

La loi du 22 avril 2019 prévoit que, sur proposition du gestionnaire du réseau formulée après consultation des acteurs de marché et avis de la CREG², le Roi établit la méthode permettant au gestionnaire du réseau de transport d'électricité de rédiger, d'une part, un rapport contenant un calcul du volume de capacité nécessaire et du nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée à des fins d'adéquation, et d'autre part, un rapport contenant une proposition des paramètres nécessaires à l'organisation des mises aux enchères.

La CREG devra rendre un avis sur ces deux rapports au ministre de l'Énergie qui donnera ensuite instruction au gestionnaire du réseau, au plus tard le 31 mars de chaque année, d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées. La procédure de sélection comprend une première phase de préqualification à la suite de laquelle les détenteurs de capacités préqualifiés sont admis à participer aux enchères. Les critères et modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification sont fixés dans un arrêté royal.

La loi précise que tout détenteur de capacité de production éligible localisé dans la zone de réglage belge est tenu d'introduire un dossier de préqualification ; les autres détenteurs de capacité sont autorisés à introduire un tel dossier. Les détenteurs de capacités étrangères sont également autorisés à y participer, mais selon les conditions fixées par le Roi après avis de la CREG. Ces critères et modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification seront fixés par arrêté royal.

Pour chaque période de fourniture de capacité, deux mises aux enchères seront organisées. La première le sera quatre ans avant la période de fourniture de capacité et la seconde un an avant.

La loi offre la possibilité aux détenteurs de nouvelles capacités ou de capacité nécessitant de nouveaux investissements de contracter des contrats pluriannuels. Cela permet aux détenteurs de capacité de répartir les charges additionnelles sur plusieurs années et de disposer d'une sécurité suffisante pour récupérer les investissements effectués mais présente également l'avantage de diminuer les surcoûts liés à la mise en place du mécanisme supportés par l'ensemble des consommateurs finals placés sur le territoire.

¹ Loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 16 mai 2019).

² Le 6 décembre 2019, la CREG a rendu dans ce cadre l'avis (A)2030 « relatif au projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité ».

Dans le cadre de l'élaboration du mécanisme de rémunération de capacité, la CREG est chargée de proposer un arrêté royal contenant, d'une part, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement permettant de classer une capacité dans une des quatre catégories de capacités fixées par la loi³ (à laquelle est associé un nombre maximum de périodes de fourniture), et d'autre part, les seuils d'investissements distinguant les catégories de capacités⁴. Au terme de la mise aux enchères, si l'offre émise par le participant a été retenue, celui-ci sera rémunéré par une « contrepartie contractuelle » (à fixer par le Roi) de façon régulière et certaine en fonction de la capacité disponible qu'il peut garantir. En contrepartie, le fournisseur de capacité s'engage à renoncer à tirer profit du système lorsque le prix de l'électricité sur le marché de gros dépasse le prix d'exercice, à savoir une valeur préalablement déterminée représentant un niveau de prix du marché considéré comme élevé – donc peu fréquent.

La CREG est chargée de contrôler le bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité et peut requérir des entreprises d'électricité tout renseignement lui permettant d'exercer sa mission de contrôle.

Énergie éolienne offshore

- *Mise en place d'une procédure de mise en concurrence*

La loi du 12 mai 2019⁵ est venue modifier la loi électricité afin d'introduire une nouvelle procédure de mise en concurrence pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique. Dans le cadre de la notification du mécanisme de certificats verts pour les éoliennes *offshore* à la Commission européenne en 2016, la Belgique s'était engagée à introduire un tel mécanisme de mise en concurrence pour l'attribution des futures concessions domaniales⁶. Davantage en conformité avec les obligations européennes, et notamment les lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie⁷, la loi du 12 mai 2019 permet de promouvoir la production d'électricité dans les espaces marins à partir de sources renouvelables tout en limitant les coûts pour le consommateur final.

Le nouvel article 6/3 de la loi électricité prévoit la mise en place d'une procédure de mise en concurrence entre les différents soumissionnaires souhaitant se voir octroyer une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité *offshore*. Cette concession domaniale est accordée pour une durée maximale de trente ans comprenant les phases de construction, d'exploitation et de démantèlement des installations.

³ Les quatre catégories de capacités, associées à des contrat de capacité couvrent respectivement une, trois, huit et quinze périodes de fourniture de capacité.

⁴ Proposition d'arrêté royal (C)1907 du 12 décembre 2019 fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités.

⁵ Loi du 12 mai 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une procédure de mise en concurrence pour la construction et l'exploitation d'installations de production dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique et ratifiant

l'arrêté royal du 11 février 2019, modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (Moniteur belge du 24 mai 2019).

⁶ Voir point 97 de la décision de la Commission européenne relative aux aides d'État en faveur de Rentel et Norther (SA.45867) et point 93 de la décision de la Commission européenne relative aux aides d'État en faveur de Mermaid, Seastar et Northwester 2 (SA.51306).

⁷ Communication de la Commission - Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, C-200/01, *JOUE* du 28 juin 2014.

La loi du 12 mai 2019 insère par ailleurs un nouvel article 6/4 dans la loi électricité prévoyant que, pour chaque concession domaniale, un arrêté ministériel, adopté après l'avis de la CREG et consultation du gestionnaire du réseau, déterminera la localisation, la dimension et le nombre de parcelles faisant l'objet de la concession. Cet arrêté ministériel inclura les résultats des études relatives à l'extension du *Modular Offshore Grid* (ci-après, le « MOG »). L'ensemble de ces informations sera repris dans le cahier des charges de la procédure de mise en concurrence. En outre, le nouvel article 6/4 précise que le projet d'extension du MOG sera soumis à l'avis de la CREG ainsi qu'à l'approbation du ministre compétent.

Enfin, un nouvel article 6/5 indique que les installations de production d'électricité ayant fait l'objet d'une concession domaniale, telle que prévue à l'article 6/3, seront raccordées à l'extension précitée du MOG. À cet égard, il est prévu que le Roi détermine, sur proposition de la CREG et après concertation avec le gestionnaire du réseau, la date ultime de mise en service de chaque partie de l'extension du MOG.

- *Mécanisme d'indemnisation des parcs raccordés au MOG*

Pris sur proposition de la CREG⁸, un arrêté royal du 11 février 2019 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables⁹ précise l'ensemble des cas de figure entraînant une indemnisation des titulaires d'une concession domaniale raccordés au MOG.

En cas de retard lors de la mise en service des installations composant le MOG par rapport à la date ultime de mise en service déterminée dans cet arrêté royal, les titulaires d'une concession domaniale ont droit à une indemnisation qui équivaut, par MWh n'ayant pas pu être injecté sur le réseau, à 90 % du LCOE (ou à 100 % du LCOE lorsque le retard est dû à une faute intentionnelle du gestionnaire du réseau). De plus, si le retard dans la mise en service dépasse les douze mois, à partir de la date prévue de mise en service, et que le titulaire prouve l'existence d'un préjudice extraordinaire mettant en péril sa stabilité financière, ce dernier pourra également introduire auprès de la CREG une demande d'indemnisation complémentaire. En revanche, l'arrêté royal prévoit qu'aucune indemnisation n'est due au profit du titulaire d'une concession domaniale dans l'hypothèse où c'est celui-ci qui a construit l'installation composant le MOG et que le retard dans sa mise en service lui est imputé. Le concessionnaire n'a pas davantage droit à une indemnisation pour les installations de production d'électricité du titulaire concerné dont l'achèvement mécanique n'est pas réalisé¹⁰.

Lorsque le retard dans la mise en service des installations composant le MOG est dû à l'impossibilité absolue et avérée d'achever la construction de tout ou partie du MOG, le ministre fixe au plus tard soixante jours après le constat d'indisponibilité, sur proposition de la CREG, la date à laquelle les raccordements directs aux installations de transport d'électricité existantes pourront être mis en service. Dans ce cadre, les indemnisations susmentionnées sont dues depuis le premier jour suivant la date prévue de mise en service du MOG jusqu'à la date présumée de mise en service du raccordement direct fixée par le ministre.

⁸ Proposition (C)1801 du 19 juillet 2018, voir Rapport annuel 2018, page 17.

⁹ Arrêté royal du 11 février 2019 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (Moniteur belge du 21 février 2019). L'avis fait suite aux propositions 1697 et 1801 de la CREG des 9 novembre 2017 et 19 juillet 2018, détaillés dans les précédents rapports annuels.

¹⁰ L'arrêté royal définit comme suit cette notion : « état d'achèvement d'une installation de production d'électricité, en ce compris les instruments, le câblage et tout composant électrique et mécanique, en vertu duquel l'installation est physiquement complète et certifiée par un organisme de certification accrédité conformément aux dispositions légales et réglementaires en vigueur en Belgique, toutes les inspections nécessaires à sa mise en service ayant été accomplies, à l'exception de celles portant sur des points qui requièrent au préalable le raccordement des installations au *Modular Offshore Grid* ».

Dans l'hypothèse où l'indisponibilité des installations composant le MOG intervient après leur mise en service et durant la période de soutien¹¹, l'indemnisation équivaut, par MWh qui n'a pas pu être injecté sur le réseau, à 90 % du LCOE (ou à 100 % du LCOE en cas de faute lourde ou intentionnelle du gestionnaire de réseau). En revanche, aucune indemnisation n'est due au profit des titulaires d'une concession domaniale pour les installations de production d'électricité qui ne sont pas mises en service. De même, aucune indemnisation n'est due dans l'hypothèse où l'indisponibilité du MOG intervient en raison d'une faute commise par le titulaire d'une concession domaniale.

Dans ce cas, l'arrêté royal précise toutefois que si des installations du MOG se situent dans le périmètre de la concession domaniale du titulaire par la faute duquel le dommage est survenu, l'exclusion de l'indemnisation n'intervient qu'en cas de faute lourde ou intentionnelle de ce titulaire ; en cas de faute simple, l'indemnisation est due après écoulement d'une période d'indisponibilité de cinq jours par an, consécutifs ou non. Enfin, l'arrêté royal du 11 février 2019 prévoit plusieurs hypothèses où l'indemnisation due ne comprend pas le remboursement des certificats verts et se limite au prix de référence de l'électricité.

Toutes les demandes d'indemnisation doivent faire l'objet d'une décision de la CREG. La procédure d'introduction des demandes d'indemnisation, leur traitement par la CREG ainsi que les modalités de paiement des éventuelles indemnités sont déterminées par le ministre de l'Énergie.

Tarifs sociaux de gaz et d'électricité

- *Plafonnement des tarifs sociaux*

Suite à l'augmentation importante des tarifs sociaux de gaz et d'électricité calculés par la CREG en application de la méthodologie contenue dans les arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz et d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire, le ministre de l'Économie a transmis à la CREG pour avis¹² un projet d'arrêté ministériel modifiant lesdits arrêtés du 30 mars 2007, en vue d'y insérer des plafonds tarifaires, avec entrée en vigueur le 1er février 2019. L'arrêté ministériel du 28 mars 2019 qui y a fait suite¹³ a prolongé jusqu'au 31 juillet 2019 les tarifs sociaux qui étaient en vigueur au 31 janvier 2019. Un second arrêté ministériel datant du 29 juillet 2019¹⁴, également transmis à la CREG pour avis¹⁵, est venu prolonger pour une période de six mois le plafonnement des tarifs sociaux pour l'électricité pour la période du 1er août 2019 au 31 janvier 2020.

¹¹ Cette période de soutien commence à courir à partir du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2037, date à laquelle le Gouvernement fédéral souhaite voir mis en service l'ensemble des parcs visés.

¹² Avis (A)1906 du 14 février 2019 relatif à un projet d'arrêté ministériel portant modification des arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire et portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

¹³ Arrêté ministériel du 28 mars 2019 portant modification des arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire et portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 2 avril 2019).

¹⁴ Arrêté ministériel du 29 juillet 2019 portant modification de l'arrêté ministériel du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 31 juillet 2019).

¹⁵ Avis (A)1976 du 22 juillet 2019 relatif à un projet d'arrêté ministériel portant modification de l'arrêté ministériel du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

- *Élargissement des tarifs sociaux*

Afin de lutter contre la précarité énergétique, une loi du 2 mai 2019¹⁶ a modifié la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après, la « loi gaz ») et la loi électricité. La liste des catégories sociales susceptibles de bénéficier de l'application de tarifs sociaux pour la fourniture de gaz et d'électricité a été précisée et l'accès au tarif social gaz élargi aux chaudières collectives se situant dans les immeubles sociaux des CPAS, des fonds du logement et des agences immobilières sociales.

Par ailleurs, une loi du 24 février 2019¹⁷ modifie la loi-programme du 27 avril 2007 en ce qui concerne l'octroi du tarif social pour le gaz et l'électricité ainsi que l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux pour les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge. Compte tenu de leur handicap, certaines catégories de clients protégés se trouvant en situation de précarité sont confrontés à des factures de gaz et d'électricité plus élevées. Grâce à la loi précitée du 24 février 2019, l'application du tarif social pour le gaz et pour l'électricité dans le chef de personnes handicapées se fera également de manière rétroactive, c'est à-dire à partir de la date de prise d'effet de la décision qui lui confère la qualité de « *client résidentiel protégé à revenu modeste ou à situation précaire* ».

- *Contrôle de la CREG sur les intermédiaires en Énergie*

La loi du 9 mai 2019¹⁸ a modifié la loi électricité et la loi gaz afin d'élargir le contrôle exercé par la CREG sur les intermédiaires d'achats groupés de gaz ou d'électricité. Cette modification intervient après une étude de la CREG datant de fin 2018¹⁹ se penchant sur la manière dont les achats groupés sont organisés sur le marché de détail²⁰ de l'électricité et du gaz naturel. La loi du 9 mai 2019 a ainsi inséré dans la loi électricité et la loi gaz les définitions des notions d'« *intermédiaire* » et d'« *intermédiaire en achats groupés* » et étendu le pouvoir de la CREG, qui dispose désormais du pouvoir de demander toutes les informations nécessaires afin de contrôler les organisateurs d'achats groupés de gaz ou d'électricité.

- *Modification du règlement technique*

Depuis le 27 avril 2019, un nouveau règlement technique électricité²¹ (ci-après : « RTF ») , élaboré après avis de la CREG²², est entré en application. Celui-ci abroge l'ancien règlement technique du 19 décembre 2002 et comprend notamment la mise en œuvre en Belgique des exigences générales des règlements européens applicables :

¹⁶ Loi du 2 mai 2019 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et la loi-programme du 27 avril 2007 (Moniteur belge du 23 mai 2019).

¹⁷ Loi du 24 février 2019 modifiant la loi-programme du 27 avril 2007 en ce qui concerne l'octroi du tarif social pour le gaz et l'électricité, et modifiant l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux pour les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 15 mars 2019).

¹⁸ Loi du 9 mai 2019 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité afin d'étendre le contrôle de la CREG aux intermédiaires en énergie (Moniteur belge du 14 juin 2019).

¹⁹ Étude (F)1827 du 18 octobre 2018 relative aux achats groupés sur le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel. Le lecteur est renvoyé au Rapport annuel 2018, page 38, pour plus de détails sur l'étude.

²⁰ Par « marché du détail de l'électricité et du gaz naturel », on entend dans cette étude la fourniture aux clients résidentiels.

²¹ Arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (Moniteur belge du 29 avril 2019).

²² Avis (A)1816 du 28 septembre 2018, voir Rapport annuel 2018, page 20.

- au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après, le « règlement européen RfG »²³) ;
- au raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (ci-après, le « règlement européen DCC »²⁴) ;
- au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (ci-après, le « règlement européen HVDC »²⁵).

En vue de définir les exigences techniques de raccordement, le nouveau règlement technique opère une distinction entre, d'une part, les installations existantes ayant déjà été raccordées au réseau à la date d'entrée en vigueur des règlements européens ou dont le propriétaire a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur des règlements européens précités²⁶, et d'autre part, les installations nouvelles. Les exigences techniques de raccordement pour les installations nouvelles du nouveau règlement technique viennent en complément de celles découlant directement des règlements européens précités. Le règlement technique insère également une nouvelle classification pour les unités de production d'électricité et les parcs non synchrones de stockage²⁷, allant du type A au type D, en fonction de seuils fixés en vertu des règlements européens.

Par ailleurs, l'article 4 du RTF accorde à la CREG une compétence d'approbation d'une série de contrats types que le GRT offre à ses clients. Il s'agit notamment des contrats type de raccordement, d'accès au réseau de transport, de responsable d'équilibre, ainsi que de(s) contrat(s) type pour la fourniture des services auxiliaires. Cette compétence d'approbation s'applique par exemple également aux contrats CIPU remplacés par 2 types de contrats : le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités (art. 244) et le contrat type de responsable de la programmation (art. 249). Cette nouvelle compétence d'approbation des deux types de contrats précités n'est pas prévue par les règlements et les lignes directrices européennes et trouve son seul fondement dans le nouveau règlement technique. Il en est de même pour les conventions type de collaboration conclues entre le GRT, d'une part, et chaque gestionnaires de réseau public de distribution individuellement, d'autre part, également soumises à l'approbation de la CREG (art. 316).

Enfin, les lignes directrices SOGL, EBGL et FCA ainsi que le règlement CACM prévoient la possibilité pour les Etats membres de donner un avis à l'autorité de régulation dans le cadre de l'approbation par celle-ci des modalités et conditions ou méthodologies y visées. L'article 22 du nouveau règlement technique fédéral implémente ces exigences européennes en désignant la DG Energie comme étant l'autorité compétente pour donner son avis sur la proposition du gestionnaire de réseau de transport concernant les conditions ou méthodologies.

²³ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité

²⁴ Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

²⁵ Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

²⁶ Voir article 4.2, alinéa 1er, a), b) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC.

²⁷ Article 35 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

1.2. RÉGION FLAMANDE

Le cadre législatif et réglementaire a été modifié et complété en 2019 comme suit.

En 2019 le Décret sur l'énergie du 8 mai 2009 a été modifié à plusieurs reprises, à savoir:

- Le 26 avril 2019 en ce qui concerne :
 - le CPAS en tant que promoteur de l'utilisation rationnelle de l'énergie et de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, publié dans le Moniteur le 16 mai 2019 ;
 - l'obtention de certificats d'énergie verte pour des extensions de centrales de production d'énergie solaire, publié dans le Moniteur le 24 mai 2019 ;
 - l'introduction d'une disposition transitoire pour la période de validité de la date de début indiquée à l'article 1.1.3, 113 °/2, publiée dans le Moniteur le 29 mai 2019;
- Le 15 mai 2019 en ce qui concerne le déploiement des compteurs numériques et la modification des articles 7.1.1, 7.1.2 et 7.1.5 du même décret, publié dans le Moniteur le 5 juin 2019.

Un arrêté du gouvernement flamand du 1 février 2019 a modifié l'arrêté du gouvernement flamand du 16 septembre 1997 relatif à la composition et au fonctionnement du comité consultatif local pour la fourniture minimale d'électricité, de gaz et d'eau et l'arrêté sur l'énergie du 19 novembre 2010, en ce qui concerne la distribution et fourniture d'énergie thermique.

Le 26 juin 2019 le gouvernement flamand a modifié par Décision le décret sur l'énergie du 19 novembre 2010, concernant la mise en œuvre de la décision SA.46013 de la Commission européenne concernant le mécanisme flamand de soutien à l'énergie verte et à la cogénération et contenant diverses dispositions. Par ailleurs, le VREG est responsable de l'élaboration du Règlement Technique. Il s'agit de la réglementation technique pour la gestion a) du réseau de distribution d'électricité, b) du réseau de distribution de gaz naturel et c) du réseau local de transport d'électricité. Ce règlement contient également les dispositions applicables aux réseaux de distribution fermés.

Le Règlement Technique de Distribution d'Electricité (le "TRDE") du 20 septembre 2019 établit les principes de gestion et d'accès au réseau de distribution d'électricité. La décision d'approbation du VREG (BESL-2019-60) a été publiée avec le TRDE au Moniteur du 14 octobre 2019 et est entrée en vigueur le 24 octobre 2019 sous réserve d'un certain nombre de dispositions qui n'entreront en vigueur que plus tard (pour lesquelles des dispositions transitoires spécifiques sont prévues). Certaines erreurs dans le texte publié, notamment en ce qui concerne les renvois, ont été corrigées au moyen d'un avis de correction publié au Moniteur du 5 novembre 2019. Le rapport de consultation (RAPP-2019-05) donne un aperçu de toutes les modifications apportées au TRDE, y compris des notes explicatives.

1.3. RÉGION WALLONNE

Le transfert des compétences non-régulatoires de la CWaPE vers le SPW :

Conformément aux exigences inscrites dans les directives européennes relatives aux marchés du gaz et de l'électricité, le Parlement wallon a décidé de renforcer l'indépendance de la CWaPE, régulateur du marché wallon de l'électricité et du gaz, en ce qui concerne l'exercice de ses activités réglementaires (à

savoir notamment le contrôle des obligations imposées aux fournisseurs et gestionnaires de réseau, la délivrance des licences de fourniture, la réalisation d'avis, d'études et de rapports à transmettre aux autorités, la tarification des réseaux de distribution, la supervision des réseaux privés et des réseaux fermés professionnels, le traitement des plaintes dirigées contre les acteurs de l'énergie, etc...). Ce renforcement de l'indépendance, qui se traduit par un contrôle exercé désormais par le Parlement et non plus par le Gouvernement, implique dans le même temps un transfert des activités non réglementaires jusqu'ici exercées également par la CWaPE vers la Direction générale compétente du Service public de Wallonie, à savoir la DGO4 (ci-après « l'Administration »). Il s'agit essentiellement des activités liées à l'exécution des mesures de soutien à l'électricité verte décidées par le Parlement et le Gouvernement wallon (gestion des octrois des certificats verts et des garanties d'origine, application de la « procédure facteur k », primes Qualiwatt, quotas de certificats verts, réductions et exonérations de quotas, questions et plaintes relatives à ces activités...).

En date du 14 janvier 2019, le Ministre wallon de l'Energie a sollicité de la CWaPE un avis sur un projet d'AGW modifiant les arrêtés du 30/03/2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, du 30/11/2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et du 23/12/2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables. Le projet d'AGW, adopté en 1er lecture le 13/12/2018, exécute le décret du 30 janvier 2019 modifiant le décret du 12/04/2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité qui, notamment, transfère une série de compétences non réglementaires de la CWaPE vers le Service public de Wallonie (la DGO4). En date du 4 avril 2019, le Gouvernement wallon a définitivement adopté cet arrêté.

Depuis le 1er mai 2019, les activités de la CWaPE en lien avec le soutien à l'électricité verte ont donc été transférées au SPW Energie.

Entrée en vigueur du décret sur les communautés d'énergie renouvelable :

La directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables introduit le concept de communauté d'énergie renouvelable (ci-après « CER »).

Le principe des CER a été transposé en droit wallon dans le décret du 2 mai 2019 modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable. L'adoption de ce décret encadrant la création de CER permet l'autoconsommation collective et locale d'électricité entre les membres de la CER.

Le décret du 2 mai 2019 pose les principes de base dans lesquels s'inscrira le régime des CER. Ce régime n'est toutefois pas immédiatement applicable, sa mise en œuvre nécessitant au préalable l'adoption de mesures d'exécution par le Gouvernement wallon ainsi que l'approbation par la CWaPE, s'il se justifie, d'un tarif spécifique pour l'utilisation du réseau pour l'opération d'autoconsommation collective.

Le tarif prosumer :

La méthodologie tarifaire, adoptée en 2017, prévoit l'entrée en vigueur du tarif prosumer pour le 1^{er} janvier 2020. Ce texte, qui avait fait l'objet de recours, a été validé par les cours et tribunaux fin 2018. Fin de l'année 2019, le Gouvernement wallon a fait état de son souhait de reporter cette entrée en

vigueur. Un avant-projet de décret en ce sens, qui a fait l'objet d'un avis de la CWaPE, a ainsi été adopté par le Gouvernement le 15 novembre 2019.

Le 31 décembre 2019, le Gouvernement wallon a finalement adopté un arrêté visant à postposer la facturation du tarif prosumer. L'intention du Gouvernement était de ne pas facturer le tarif prosumer pour la période allant du 1er janvier 2020 au 30 avril 2020 et de ne pas avoir d'application ou de correction rétroactive dudit tarif pour cette même période. Les modalités pratiques de cette mesure ont été précisées début de l'année 2020 à la suite d'une rencontre entre les fournisseurs, les GRD, la CWaPE et les représentants du Ministre.

1.4. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE

Le grand fait marquant de l'année 2019 est l'adoption par l'Union européenne du Clean Energy Package. Cet outil est un moteur de dynamisme pour le secteur de l'électricité, et dans une moindre mesure du gaz. Il donne l'orientation générale de toute la politique énergétique de l'Union européenne, et donc de celle de la Région de Bruxelles-Capitale.

- *Transition énergétique*

La transition énergétique concerne l'ensemble des objectifs que la Région de Bruxelles-Capitale se fixe au regard de l'ambition européenne d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

En matière de transition énergétique, la Région s'est fixée des objectifs ambitieux comme la promotion de la production d'énergies renouvelables, la décarbonisation des installations de chauffage, le retrait du marché de tous les véhicules à énergie fossile, le développement des communautés d'énergie, ...

Toutes ces solutions impactent fondamentalement le marché et le réseau de distribution. Afin de s'assurer que le développement du réseau sera capable de supporter toutes les solutions mises en œuvre, BRUGEL a proposé des réformes du cadre légal.

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

2.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

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

Fin juin 2019, la CREG a reçu une notification officielle d'Elia dans le cadre de sa restructuration interne, où il lui était notamment demandé de prendre une décision concernant la certification de la nouvelle entité juridique envisagée par Elia System Operator SA aux fins des missions de GRT (« Newco »).

Dans sa décision du 27 septembre 2019²⁸, la CREG a établi, sur la base du dossier introduit, que la nouvelle entité juridique était conforme aux principes régissant la dissociation intégrale des structures de propriété, sous la condition suspensive de la réalisation de l'intégralité de la restructuration, en ce compris la désignation de « Newco » en qualité de GRT (cette société a entre-temps été créée sous le

²⁸ Décision(B)1994 du 27 septembre 2019, relative à la certification de la nouvelle entité juridique envisagée par Elia System Operator SA aux fins des missions de GRT

nom d'« Elia Transmission Belgium SA ») et le transfert complet d'Elia Asset sous le contrôle de ladite « Newco ». Par conséquent, la CREG a pris une décision positive en l'espèce.

Le 25 octobre 2019, la CREG a émis à la demande de la ministre un avis²⁹ favorable sur la demande de désignation de la SA Elia Transmission Belgium en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité et ce en vertu de l'article 10, §§ 1^{er} et 2 de la loi électricité, pour un nouveau terme de 20 ans et pour autant que les conditions prévues à l'article 10, §§ 1 er à 2 bis de la loi électricité continuent à être remplies.

Par arrêté ministériel du 13 janvier 2020³⁰, la SA Elia Transmission Belgium a été désignée en tant que gestionnaire de réseau sous une série de conditions suspensives spécifiées dans cet arrêté ministériel pour une période de vingt ans à compter du 31 décembre 2019.

2.1.2. Réseaux fermés industriels

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

En 2019, la CREG n'a reçu aucune demande d'avis dans ce cadre de la part de la direction générale de l'Énergie.

2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

2.1.3.1. Région flamande

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

En 2019, deux GRDs existants, IVEG et IMEA, ont fusionné pour former un nouveau GRD, à savoir « *Fluvius Antwerpen* ».

Dans le courant de l'année 2019, quelques municipalités ont décidé de passer d'un GRD à un autre, à savoir IVEKA vers le nouveau GRD fusionné "*Fluvius Antwerpen*". Une municipalité a fait le contraire et est passée à IVEKA uniquement pour la distribution d'électricité. La distribution de gaz naturel de cette municipalité était déjà assurée par le GRD IVEKA.

Les sept GRDs Flamands, à l'exception d'Enexis (un GRD Néerlandais) font, pour leur fonctionnement opérationnel, appel à la société Fluvius System Operator. Fluvius System Operator est le résultat d'une fusion de deux opérateurs Eandis et Infrac.

²⁹ Avis(A)2015 du 25 octobre 2019 relatif à la demande de la désignation de la SA Elia Transmission Belgium en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité

³⁰ Publication Moniteur belge: 27 janvier 2020.

2.1.3.2. Région wallonne

L'année 2018 avait vu aboutir une série de modifications législatives en matière d'indépendance et de gouvernance des GRD avec le décret du 11 mai 2018 réformant la structure, la gouvernance ainsi que le rôle des gestionnaires de réseau de distribution wallons.

Les GRD et, le cas échéant, leur filiale disposaient, conformément à l'article 23 du décret du 11 mai 2018, d'un délai qui a pris fin le 1er juin 2019, pour se conformer aux dispositions du décret.

Lors du premier semestre de l'année 2019, la direction juridique de la CWAPE a accompagné les GRD dans leur processus de mise en conformité au décret du 11 mai 2018. Pour chaque GRD, la direction juridique de la CWAPE a contrôlé le respect des nouvelles obligations prévues par le décret gouvernance. Elle a, à l'issue de ce contrôle, rédigé un rapport, adopté par la CWAPE le 25 novembre 2019, qui dresse une image la plus complète possible de la situation en matière de gouvernance des GRD ou de leurs filiales en Région wallonne, en ce compris les événements antérieurs au 1er juin 2019.

2.1.3.3. Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

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 d'un réseau fermé de distribution nouveau sur le site propre, est permis après seule notification préalable au VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation du VREG.

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

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

En 2019, le VREG a confirmé le statut de réseau de distribution fermé d'électricité dans 2 dossiers.

2.1.4.2. Région wallonne

La législation wallonne relative aux réseaux fermés professionnels a été complétée par l'arrêté du gouvernement wallon du 18 juillet 2019 relatif aux réseaux fermés professionnels de gaz et d'électricité, qui est entré en vigueur le 15 novembre 2019. Cet arrêté précise les conditions et la procédure d'autorisation des nouveaux réseaux fermés professionnels, les conditions et la procédure de révision d'un réseau fermé professionnel autorisé ou déclaré et énumère certaines obligations à charge du gestionnaire de réseau fermé professionnel.

En 2019, aucun nouveau réseau fermé professionnel d'électricité n'a été reconnu par la CWaPE.

2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

2.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Les responsables d'équilibres (*Balance Responsible Parties* ou ci-après « BRP »), désignés à chaque point d'accès, veillent à maintenir l'équilibre entre les prélèvements et injections dans son portefeuille de clients, et ce, sur base quart-horaire. Les producteurs, les clients importants, les fournisseurs d'énergie ou les traders peuvent tous faire office de BRP.

Le jour précédant la période en question, le BRP doit soumettre à Elia un programme journalier d'équilibre pour son portefeuille au jour J, qui consiste en :

- Les prévisions d'injections et de prélèvements à chaque point d'accès ;
- Les échanges commerciaux, à savoir achats et ventes, avec d'autres BRP et/ou liés aux importations et exportations aux frontières.

Le programme journalier d'équilibre doit être équilibré sur une base quart-horaire : la somme des injections et des achats doit être égale à la somme des prélèvements et des ventes. Pour maintenir l'équilibre au niveau de son portefeuille, un BRP peut faire appel à un hub ou à une bourse de l'énergie pour échanger de l'énergie avec d'autres BRP pour le lendemain (*day-ahead*) ou pour le jour même (*intraday*).

Cependant, lorsque le BRP n'en est pas capable, Elia peut entreprendre les actions nécessaires afin de réduire le déséquilibre résiduel entre la production et la consommation d'électricité. À cette fin, Elia organise un marché d'équilibrage par le biais duquel elle peut accéder à la flexibilité offerte par les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou ci-après « BSP »).

Les services auxiliaires permettent à Elia d'exploiter le réseau en toute sécurité. Elia obtient ces services par le biais de contrats conclus avec des fournisseurs spécifiques et répartit ces services en cinq catégories distinctes :

1. Les responsables de la planification des indisponibilités (*Outage Planning Agents* ou ci-après « OPA ») fournissent des informations sur la disponibilité des unités de production ;

Pour préparer et veiller à une exploitation sûre du réseau, Elia utilise les informations prévues et planifiées des assets (c'est-à-dire les installations de production, de consommation ou de stockage). Une information en particulier traite de l'indisponibilité planifiée et forcée. Disposer de cette

information au niveau des assets permet à Elia de planifier efficacement les opérations de maintenance sur le réseau et de réaliser des analyses et de prendre des mesures au besoin, pour garantir la disponibilité suffisante de la flexibilité offerte par les différents services auxiliaires.

À l'heure actuelle, Elia coordonne principalement la planification des indisponibilités des unités de production avec une capacité installée de 25 MW ou plus, qui sont raccordées au réseau Elia. D'autres unités de production peuvent aussi être incluses au contrat dans un but de coordination par Elia (unités susceptibles d'impacter gravement le réseau Elia) ou afin d'offrir des services auxiliaires spécifiques (si un contrat de coordination ou d'indisponibilité est une condition à la fourniture du service).

La coordination des assets est régie par Elia dans le contrat CIPU (*Contract for the Injection of Power Units*). Prochainement, Elia remplacera le contrat CIPU dans le cadre du programme iCAROS et conformément au nouveau cadre réglementaire établi par Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : « SOGL »).

2. Les responsables de la programmation (*Scheduling Agents* ou ci-après « SA ») fournissent des informations sur les programmes de production et la flexibilité disponible pour la gestion de la congestion ;

Connaître les programmes et l'aperçu de la flexibilité de chaque unité de production contribue aux éventuelles mesures correctives qu'Elia peut prendre pour atténuer les risques. Elia peut demander aux producteurs d'adapter leurs programmes de production, en augmentant ou en diminuant la production de puissance active, voire en demandant le démarrage ou l'arrêt d'une unité au besoin et si possible. Elia indemnise les producteurs en cas de telles demandes.

À l'heure actuelle, Elia reçoit principalement les programmes et les informations relatives à la flexibilité des unités de production avec une capacité installée de 25 MW ou plus, qui sont raccordées au réseau Elia. D'autres unités de production peuvent aussi être incluses au contrat dans un but de coordination par Elia (unités susceptibles d'impacter gravement le réseau Elia) ou afin d'offrir des services auxiliaires spécifiques (si un contrat de coordination est une condition à la fourniture du service).

La coordination des assets est régie par Elia dans le contrat CIPU. Prochainement, Elia remplacera le contrat CIPU dans le cadre du programme iCAROS et conformément au SOGL.

3. Les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou « BSP ») offrent de la flexibilité pour l'équilibrage sous la forme de réserve de contrôle primaire (*Frequency Containment Reserves* ou ci-après « FCR »), secondaire (*Automatic Frequency Restoration Reserve* ou ci-après « aFRR ») ou tertiaire (*Manual Frequency Restoration Reserves* ou ci-après « mFRR ») ;

FCR : Les réserves FCR doivent être conformes aux caractéristiques définies dans le design spécifique du produit. La principale exigence technique pour le produit FCR est une réaction automatique et proportionnelle aux écarts de fréquence dans un délai de quelques secondes pour stabiliser la fréquence et éviter les black-outs. Les utilisateurs raccordés au réseau d'Elia ou à un réseau de distribution peuvent soit prendre directement le rôle de BSP afin d'offrir une flexibilité d'équilibrage à Elia soit établir un partenariat avec un tiers, qui peut regrouper plusieurs points de livraison pour offrir le service.

Des plateformes européennes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage transfrontalier. Dans ce cadre, Elia est membre de la Coopération FCR depuis 2016.

Le volume d'électricité de réglage primaire est acheté successivement sur la plateforme locale STAR pour la première enchère et pour la deuxième enchère sur la plate-forme régionale Regelleistung.net. Les achats à court terme du volume d'électricité secondaire et tertiaire sont exclusivement organisés par la plateforme locale STAR.

aFRR : La flexibilité utilisée pour la restauration automatique de la fréquence doit être conforme aux caractéristiques définies dans la conception du produit aFRR. En comparaison aux autres services d'équilibrage, en l'occurrence la FCR et la mFRR, l'aFRR se distingue par le fait qu'elle est activée automatiquement par Elia via l'envoi d'une consigne toutes les 8 secondes et que l'énergie demandée doit être activée en 7,5 minutes. Un utilisateur du réseau fournissant des réserves secondaires doit donc être équipé de moyens lui permettant de communiquer avec le centre de dispatching d'Elia. Ce service ne peut actuellement être offert que par des unités faisant l'objet d'une coordination de planification de l'indisponibilité et d'une de programmation (également appelés « unités CIPU »).

Un BSP doit présenter des offres d'énergie aFRR correspondant au minimum à ses obligations en matière d'aFRR (c'est-à-dire le volume réservé). Un BSP a également la possibilité de proposer des offres d'énergie non réservées.

Au niveau européen, des plateformes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage entre les pays. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage. Dans ce cadre, Elia a rejoint la plateforme IGCC en 2012 et est membre de la future plateforme PICASSO en cours de conception.

mFRR : En cas de déséquilibre substantiel entre la production et la consommation, que les activations des produits FCR et aFRR ne permettent pas de rétablir, Elia peut activer la flexibilité disponible comme mesure de réglage tertiaire : le produit mFRR.

La flexibilité utilisée pour la restauration manuelle de la fréquence doit être conforme aux caractéristiques définies dans la conception du produit mFRR. En comparaison aux autres services d'équilibrage, en l'occurrence la FCR et l'aFRR, la mFRR se distingue par le fait qu'elle est activée manuellement par Elia et que l'énergie demandée doit être activée en 15 minutes.

L'énergie d'équilibrage qu'Elia active aux fins de mFRR peut être disponible : soit sur les points de livraison sur lesquels Elia a réservé à l'avance la puissance d'équilibrage, soit sur des points de livraison que le BSP utilise librement tout au long de la journée pour offrir une flexibilité à Elia.

Au niveau européen, des plateformes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage entre les pays. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage. Dans ce cadre, Elia est membre de la future plateforme MARI en cours de conception.

Elia évalue et détermine le volume de services d'équilibrage qui pourraient être requis en vue de maintenir l'équilibre dans la zone de contrôle en tenant compte des prévisions quant aux unités de production actives ainsi que du risque d'incident de dimensionnement (par exemple, une baisse soudaine des unités de production actives après une indisponibilité non planifiée dans une centrale de production). En application de l'article 228 du RTF, Elia publie après approbation du régulateur:

- l'accord d'exploitation du bloc RFP (LFCBOA) précisant les règles de dimensionnement des Réserves de Restauration de Fréquence ou 'FRR' (également appelées aFRR et mFRR) ;
- les LFC Means précisant la méthodologie qui détermine les volumes de capacité d'équilibrage avec lesquels les services d'équilibrage pour aFRR et mFRR seront fournis.

4. Les fournisseurs de réglage de la puissance réactive et de maintien de la tension (*Voltage Service Providers* ou ci-après « VSP ») répondent aux changements de tension, de manière automatique ou à la demande d'Elia ;

À tout moment, Elia doit disposer de suffisamment de capacité de réglage dans sa zone de réglage afin de stabiliser la tension en cas d'incident (par ex. indisponibilité non-planifiée d'une unité de production importante) et, une fois la tension dans la zone stabilisée, de la maintenir dans des limites garantissant la sécurité du réseau. La fourniture de puissance réactive à Elia est régie par un contrat de réglage de la tension entre Elia et le fournisseur concerné. Spécifiquement, Elia contracte des services de réglage de la tension et de la puissance réactive auprès des VSP.

Les services fournis par les VSP à Elia et au réseau électrique belge suivent un design particulier. La note de design décrit les règles et spécifications du service de réglage de la tension : exigences techniques, mécanisme de rémunération, contrôle de l'activation, processus de participation au service.

5. Les fournisseurs de services de reconstitution (*Restoration Service Providers* ou ci-après « RSP ») laissent des unités de production disponibles pour restaurer le système en cas de black-out.

En fonction de la situation, Elia réalimente le système à l'aide de l'énergie fournie par les GRT voisins (reconstruction « *top-down* ») ou, si ce n'est pas possible, en s'appuyant sur les services fournis par les acteurs de marché au sein de la zone belge (reconstruction « *bottom-up* »).

Les services « Black Start » fournis par les RSPs à Elia et au réseau électrique belge suivent un design particulier. Les unités de production utilisées pour ces services répondent à des exigences techniques spécifiques. Elia rémunère les fournisseurs pour la mise à disposition permanente de ce service.

Actuellement il y a cinq services « *Black Start* » contractés jusqu'au 31 décembre 2020. La prochaine phase d'achat est prévue pour début 2020.

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

Produit	Disponibilité	Reaction time	Durée minimale entre les activations consécutives	Durée maximale d'activation	Utilisateurs raccordés au GRT/GRD?
FCR	100%	30sec	-	-	GRT et GRD
aFRR	100%	7,5min	-	-	GRT
mFRR Standard	100%	15min	-	-	GRT et GRD
mFRR Flex	100%	15 min	2h	4h	GRT et GRD

Services d'équilibrage :

Le 18 juin 2018, la CREG a reçu d'Elia une proposition de modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre (BRP). Le 28 mars 2019, la CREG a décidé de demander à Elia des modifications de cette proposition. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu d'Elia une proposition modifiée des modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre. La proposition modifiée contient les éléments conformes à la décision précitée de la CREG. Le 27 mai 2019³¹, la CREG a décidé d'approuver la proposition modifiée. Elle formule cependant quelques demandes à Elia, à prendre en compte dans la prochaine version du document.

Une augmentation significative de la production éolienne *offshore* est prévue dans la zone *offshore* Belge d'ici à 2020. Une fois que tous les parcs *offshore* seront opérationnels, la capacité installée totale augmentera à 2300 MW. Les variations de la production des parcs causées par une vitesse de vent élevée (également définie comme « tempête ») ou par un changement soudain de la puissance ou de la direction du vent (également définie comme « événement de ramping ») pourraient à ce moment-là causer des déséquilibres substantiels dans la zone de réglage Belge. De plus, comme tous ces parcs éoliens sont situés à proximité l'un de l'autre en mer du Nord, il a été observé qu'ils se comportent tous d'une manière similaire face à une tempête ou à un événement de ramping et que l'impact ne diffère principalement qu'en raison des caractéristiques techniques de chaque éolienne.

C'est pourquoi que le 3 décembre 2019 Elia a demandé à la CREG d'approuver une proposition de modification des modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre. Les deux principales modifications sont d'une part l'intégration des obligations relatives à la gestion des tempêtes dans les obligations d'équilibre du BRP et d'autre part l'intégration de la procédure opérationnelle relative à la gestion des tempêtes dans une nouvelle annexe 6 du contrat BRP. En date

³¹ Décision(B)1913/2 du 27 mai 2019, relative à la demande d'approbation d'une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre ou « BRP ».

du 20 décembre la CREG a approuvé cette proposition modifiée des modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre³².

En 2019, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 0,7 % par rapport à 2018, pour s'élever à 1 100 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 46,3 % en 2019, contre 46,0 % en 2018 et 46,3 % en 2017. Cette légère augmentation est principalement due à la forte diminution de la réserve tertiaire, plus que compensée par l'augmentation des activations des autres ressources, principalement celles de l'IGCC, qui se sont élevées à 412 GWh pour l'année 2019, contre à 401 GWh en 2018.

En 2019, il y a eu 300 MWh d'activation à la hausse et 0 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 3 050 et 2 950 MWh en 2017, et 0 et 500 en 2018 (Source : données Elia).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves sur les unités CIPU s'élevait à 3 538 en 2019 contre 3 964 en 2018 et 3 896 en 2017. L'indice relatif aux offres sur les unités non-CIPU s'élevait à 3 031 contre 2 739 en 2018. Pour l'ensemble des offres, toutes technologies confondues, l'indice HHI s'élevait à 2 875 contre 3 156 en 2018. Le nombre d'acteurs ayant remis offre s'élevait à 10 pour les unités CIPU (soit deux de plus qu'en 2018), 11 pour les unités non-CIPU (stable par rapport à 2018) et 16 toutes technologies confondues (aussi stable). Le tarif de déséquilibre (Tableau 2) 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.

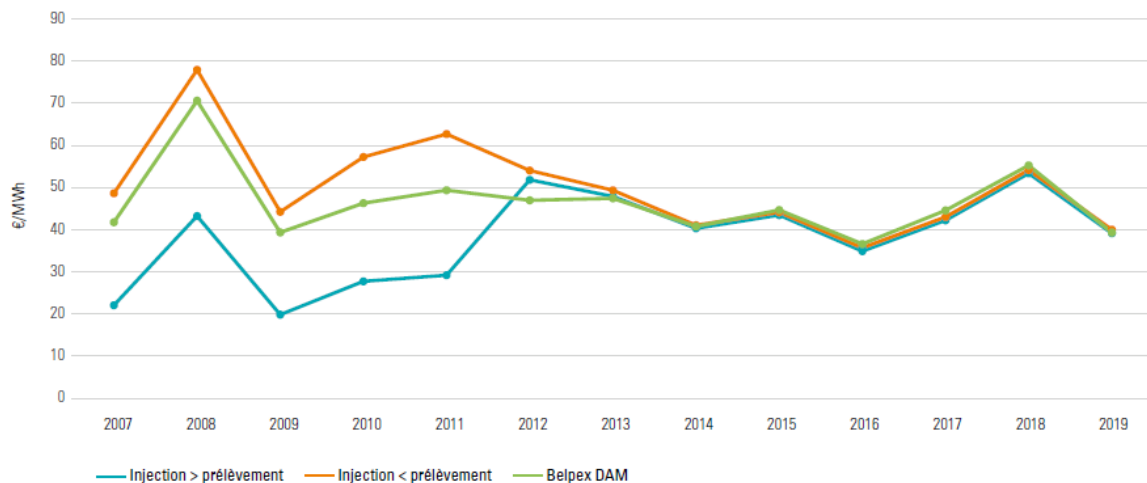
Tableau 2 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2013-2019 (Source : données Elia)

€/MWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Injection > prélèvement	47,91	40,33	43,48	34,91	42,23	53,37	39,15
Injection < prélèvement	49,36	41,07	44,18	35,73	43,04	54,18	40,02

La figure 1 permet de comparer le tarif moyen non pondéré de déséquilibre et le prix du marché *day-ahead* de BELPEX/EPEX SPOT sur la période 2007-2019.

³² Décision(B)2013 du 20 décembre 2019, relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre (T&C BRP) concernant l'intégration de la procédure de gestion des tempêtes en mer.

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2019 (Sources : données Elia et Belpex/EPEX SPOT)



Les services auxiliaires :

- *Contrat BSP pour mFRR :*

Le 18 juin 2018, Elia a soumis à l'approbation de la CREG trois propositions de contrats BSP, à savoir pour la FCR, l'aFRR et la mFRR.

A la demande d'Elia, les T&C BSP mFRR sont traitées et examinées en premier. A ce sujet, la CREG n'a pas approuvé, par sa décision (B)2000 du 3 octobre 2019, la proposition de T&C BSP mFRR du 18 juin 2018. Il a été demandé à Elia d'apporter des adaptations s'agissant du design du produit.

Le 3 décembre 2019, Elia a soumis à la CREG une proposition modifiée de contrat BSP mFRR. Le 20 décembre 2019, la CREG a approuvé cette proposition modifiée. Les modalités et conditions entrent en vigueur un mois après leur approbation par la CREG, mais pas avant le 3 février 2020, pour autant que les règles d'équilibrage du marché destinées à compenser les déséquilibres quart-horaires aient également été approuvées³³.

- *LFC Means :*

En application de l'article 228, §3, du RTF la CREG a examiné la proposition d'Elia concernant la méthodologie pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre (ci-après : « *LFC Means* »).

Cette proposition du 20 novembre 2019 définit la méthodologie qui détermine les capacités d'équilibrage à contractualiser pour rencontrer les besoins d'aFRR et de mFRR requise. Elia propose que la nouvelle méthodologie entre en vigueur en même temps que T&C BSP mFRR.

Par décision du 6 décembre 2019³⁴ la CREG a approuvé la proposition de *LFC Means* en demandant à Elia de donner suite aux remarques et demandes formulées dans cette décision.

³³ Décision(B)2000/2 du 20 décembre 2019 relative à la demande d'approbation d'une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour la mFRR.

³⁴ Décision (B)2026 du 6 décembre 2019 sur la demande d'approbation d'Elia de la méthodologie pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre.

- *LFCBOA* :

Le 14 septembre 2018, la CREG a reçu d'Elia pour approbation, une proposition de méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP. Le 14 mars 2019, la CREG a décidé de demander à Elia des modifications de cette proposition. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu d'Elia une proposition modifiée qui contient les éléments demandés conformes à la décision précitée de la CREG. Le 27 mai 2019, la CREG a décidé d'approuver la proposition modifiée³⁵. Elle formule cependant quelques demandes à Elia, à prendre en compte dans les prochaines versions du document.

Le 20 novembre 2019, Elia a demandé à la CREG d'approuver sa proposition de modification des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP. L'objectif de cette proposition de modification est de mieux répondre à l'obligation prévue dans l'article 228, §2, du RTF, à savoir que les besoins en services d'équilibrage autres que la réserve de stabilisation de la fréquence sont déterminés par le GRT pour le bloc de réglage fréquence-puissance conformément à l'article 119.1, h) et i), du SOGL.

Le 6 décembre 2019, la CREG a décidé d'approuver les modifications proposées³⁶. Elle formule cependant quelques remarques, en demandant à Elia d'y donner suite. Les modalités et conditions et méthodologies incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP entrent en vigueur le même jour que les T&C BSP mFRR. Jusqu'à cette date, la version du LFCBOA approuvée par la décision (B)1912/2 de la CREG du 27 mai 2019 reste d'application.

- *Règles de suspension et de rétablissement des activités de marchés* :

En vertu de l'article 4(2)(e) et (f) et de l'article 4(3) du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après : « le E&R NC), la CREG a analysé la demande d'approbation d'Elia du 18 décembre 2018 concernant les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et les règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché.

La CREG a décidé de ne pas approuver dans son intégralité la proposition d'Elia et a sollicité Elia des propositions adaptées qui tiennent compte des remarques de la CREG figurant dans cette décision³⁷.

- *Service de reconstitution* :

Le E&R NC prévoit entre autres qu'Elia élabore des modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de défense et de reconstitution (RSP). A l'heure actuelle, il n'existe toutefois pas de services de défense sur une base contractuelle. La CREG a adressé dans ce cadre une lettre à Elia, où elle indique se rallier à la position d'Elia, selon laquelle il n'est pas opportun d'élaborer ces modalités et conditions maintenant, tout en soulignant qu'il convient de les élaborer de manière anticipée si le besoin de services de défense sur une base contractuelle devait se présenter dans les faits.

A ce jour, il existe un seul service de reconstitution sur une base contractuelle et il porte sur le service de black-start. Le 18 juin 2019, la CREG a pris la décision de rejeter la proposition d'Elia de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution,

³⁵ Décision (B) 1912/2 du 27 mai 2019, relative à la demande d'approbation de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de la proposition modifiée des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP visés à l'article 119, h), du SOGL.

³⁶ Décision(B)2025 du 6 décembre 2019, relative à la demande d'approbation de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de la proposition de modification de l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia.

³⁷ Décision (B)1941 du 19 septembre 2019 relative à la proposition d'Elia System Operator SA de règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et de règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché.

reçue le 19 décembre 2018³⁸. Elia doit soumettre pour approbation une proposition adaptée, après consultation publique du marché, qui tienne compte des remarques de la CREG formulées dans la décision précitée.

- *Prix et volumes des services de réglage :*

En 2019, la CREG a reçu un rapport d'Elia pour le service de réglage de la tension et de la puissance réactive. Dans son rapport sur le service réglage de la tension et de la puissance réactive³⁹, la CREG a établi que les prix de toutes les offres sélectionnées étaient manifestement déraisonnables. La ministre de l'Énergie a dans ce cadre rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés, qu'elle a soumis à la CREG pour avis⁴⁰. Sur la base d'hypothèses quant à la disponibilité et l'utilisation qui sera faite des services auxiliaires en 2020, la différence de coût qui résulte des arrêtés royaux susmentionnés promulgués le 20 décembre 2019, après avis de la CREG, ne sera pas significative étant donné que les arguments développés par la CREG dans son rapport (RA)2001 n'ont pour la plupart pas été suivis dans les arrêtés royaux.

En 2019, les services de réglages primaire et secondaire ont fait l'objet d'enchères hebdomadaires et donc de rapports hebdomadaires de la part d'Elia. La CREG a constaté, à volume constant, une nette diminution du coût par rapport à 2018 tant pour la réserve primaire (-25 %) que pour la réserve secondaire (-43 %). Il faut toutefois rappeler que les coûts de 2018, bien que globalement en baisse par rapport à 2017, avaient pâti de l'envolée des prix de novembre et décembre, due en partie aux problèmes d'adéquation survenus fin 2018. Elle a encore influencé les prix des réserves primaire et secondaire en janvier 2019 mais dans une moindre mesure. Comme en 2018, la réserve tertiaire a été dans sa totalité (844 MW) acquise via des enchères mensuelles. Le coût unitaire du réglage tertiaire a significativement baissé par rapport à 2018.

Toutefois 2018 ne constitue pas une référence représentative étant donné l'envolée susmentionnée des prix des mois de novembre et décembre. En 2019, la CREG a encore observé des prix très élevés jusqu'au mois de mars. Les prix du second semestre 2019 sont ensuite revenus à la normale, très proches de ceux du second semestre de 2017.

Tableau 3 : Types de réserves requis pour 2019

	Volumes totaux requis pour 2019 [MW]
Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s) : <i>FCR – positive et négative – 200mHz</i>	80 MW
Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min) : <i>aFRR – positive et négative</i>	145 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15min) : <i>mFRR positive</i>	894 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15') <i>mFRR négative</i>	<881 MW

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

³⁸ Décision(B)1928 du 18 juin 2019, relative à la proposition de la SA Elia System Operator de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution.

³⁹ Rapport (RA)2001 du 3 octobre 2019 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 et de la puissance réactive en 2020.

⁴⁰ Avis (A)2031 à (A)2037 du 12 décembre 2019.

- FCR – 200 mHz réaction = 80 MW⁴¹ (direction positive et négative)
- aFRR = 145 MW (direction positive et négative)
- mFRR = 844 MW (direction positive), avec un volume minimale de 314MW de produit mFRR standard
- mFRR = 0 MW (direction négative)

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

Sécurité et fiabilité du réseau :

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1 du présent rapport.

Les normes en matières de qualité de service et de fourniture :

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.

Sur le réseau de transport fédéral, en 2019, l'AIT (*Average Interruption Time*) a été de 4 minutes 47 secondes (contre 18 minutes 19 secondes en 2018) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 28 minutes 53 secondes (contre 2 heures 13 minutes 04 secondes en 2018).

Il y a eu 46 incidents en 2019 sur le réseau de transport (59 en 2018). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 52 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans tous les cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 75 % des cas sur le réseau 150 kV.

Dans dix-neuf cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 1 jour 4 heures et presque toute l'année (au 31 décembre 2019, la liaison était toujours indisponible; le câble endommagé par tiers, est remplacé et déplacé).

Sur la base de ces indicateurs, la disponibilité du réseau de transport était en 2019 nettement mieux comparée à l'année précédente.

2.2.2.2. Région flamande

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

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

⁴¹ Pendant la première enchère de janvier, un volume de 81 MW sera acheté

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

En 2018, un utilisateur du réseau de distribution basse tension a été en moyenne 19 minutes et 18 secondes sans électricité en raison d'incidents de réseau électrique, ce qui est une diminution par rapport à l'année précédente (22 minutes et 11 secondes) et qui est également inférieure à la quinquennale moyenne (20 minutes et 46 secondes). 4 minutes et 58 secondes sont causées par des pannes sur le réseau basse tension (4 minutes et 57 secondes en 2017) et 14 minutes et 20 secondes en raison d'interruptions du réseau moyenne tension (17 minutes et 12 secondes en 2017).

L'alimentation électrique d'un client final a été interrompue en moyenne 0,37 fois dans le courant de l'année 2018. On peut dire qu'un utilisateur du réseau flamand est touché par des coupures de courant une fois tous les 2,7 ans en moyenne. L'indisponibilité est principalement (80% en 2018) due à des défauts aux câbles moyenne tension.

En 2018, 1446 signalements de perturbations de tension ont été enregistrés. La plus grande part des perturbations sont généralement causées par une injection simultanée des systèmes PV.

En 2019, 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 voisins⁴².

2.2.2.3. Région wallonne

En concertation avec la CWaPE, les GRDs 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 2019 dans cette matière.

La CWaPE reçoit également, une fois par an et en annexe du plan d'adaptation, un rapport sur la qualité des prestations des GRDs. Les données communiquées dans ce rapport font l'objet d'une analyse et sont ensuite discutées lors d'une réunion de travail CWaPE-GRD, dans le cadre de l'analyse des plans d'adaptation.

La CWaPE a réalisé et finalisé en 2019 un audit approfondi de ces rapports qualité, destiné à évaluer et sécuriser les processus de manière à valider les contenus (démarche de certification) : interprétation des définitions, exactitude et exhaustivité des données. Cet audit devrait également permettre d'évaluer les indicateurs les plus pertinents sur lesquels développer des KPI.

L'audit s'est déroulé en deux temps :

⁴² <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2019-12.pdf>

- un audit « SYSTÈME » qui a consisté en l'analyse des procédures et autres documents de travail (formulaires, documents méthode, règlements, ...) propres à chaque GRD afin d'en vérifier la conformité par rapport à la législation et le respect des lignes directrices. Cette analyse a débuté en 2018 et s'est terminée dans le courant du premier semestre 2019;
- un audit « PROCESSUS » qui a résidé dans le contrôle de l'application des procédures in situ, notamment par la discussion avec les personnes responsables de chaque étape des processus et le contrôle de cas pratiques. Cet audit a été réalisé dans le second semestre 2019.
- Un rapport reprenant notamment les conclusions de l'audit a été transmis aux GRDs en avril 2020. Ce rapport est disponible sur le site de la CWaPE⁴³.

2.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Les GRDs 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.

L'analyse de ces rapports ont notamment fait l'objet d'un avis⁴⁴ d'initiative publié en 2019 sur le site internet de BRUGEL.

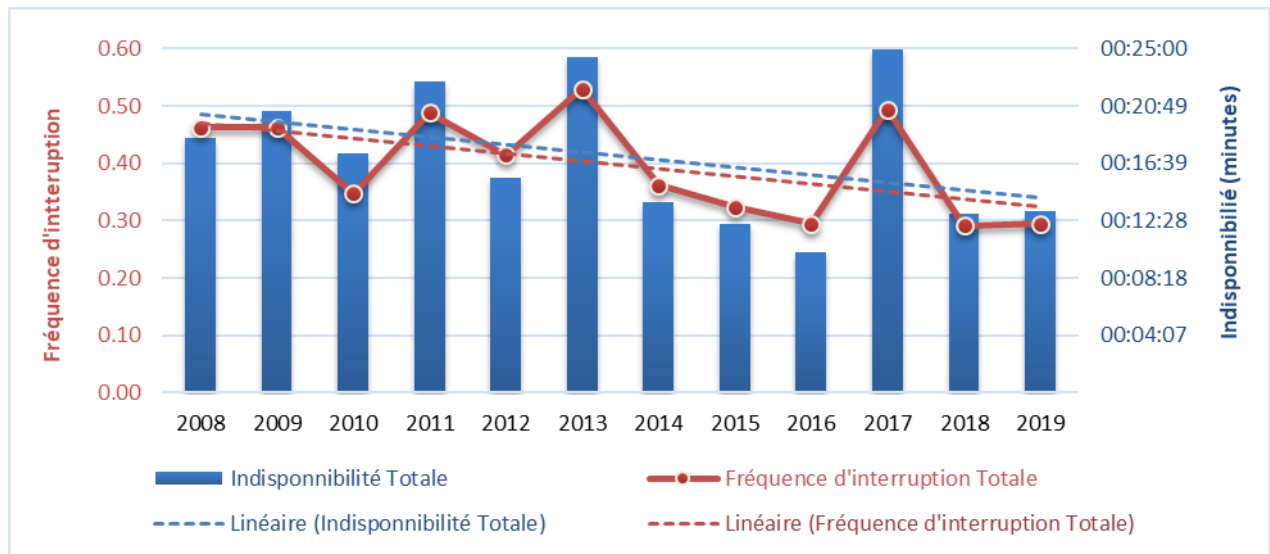
D'une manière générale, BRUGEL observe une amélioration de la qualité d'alimentation en électricité des consommateurs bruxellois ces dernières années. Cette amélioration est notamment visible à travers l'évolution du nombre d'interruptions non planifiées qui ont lieu chaque année sur le réseau. En 2019, 2.202 interruptions ont eu lieu sur les réseaux HT (ELIA), MT et BT (SIBELGA).

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

⁴³ CD-20d23-CWaPE-0072 du 24 avril 2020

⁴⁴ <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2019/fr/AVIS-283-qualite-services-Sibelga-2018.pdf>

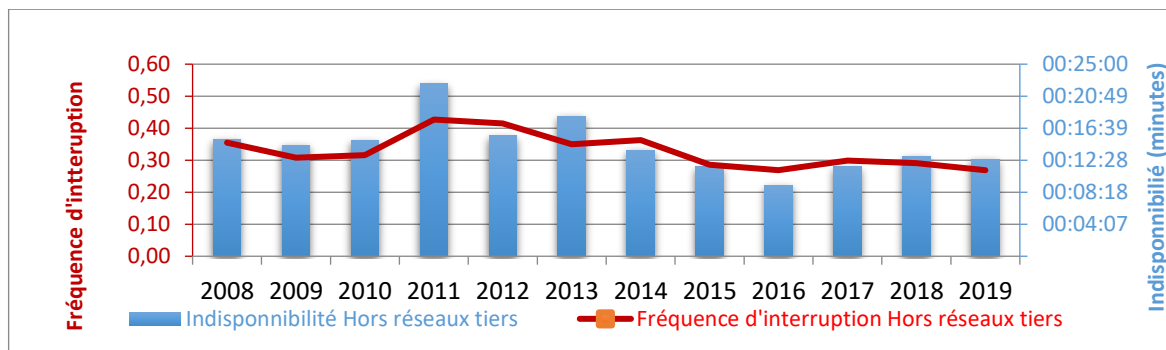
Figure 2 : Évolution de l'indisponibilité et de la fréquence d'interruption des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité



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

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

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



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

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

2.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

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

Réparations :

Pour 2019 aucune donnée n'est disponible.

2.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁴⁵:

- *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.

En 2018, 29 plaintes ont été reçues en lien avec le délai de réalisation du raccordement suivant le contrat/l'offre, et 19 en lien avec délai de réalisation de raccordements simples suivant l'offre/le règlement technique distribution électricité. Des informations plus détaillées à ce sujet ne seront disponibles qu'à l'été 2020, dans le rapport qualité 2019 publié sur le site Internet du VREG.

Réparations :

En 2018, 11 plaintes ont été reçues pour ne pas avoir commencé dans les temps des travaux de réparation visant à résoudre une panne sur le réseau de distribution ou le raccordement (2 heures après la notification). Dans ce cas également, les informations relatives à l'année 2019 seront disponibles dans le rapport qualité 2019, qui ne sera publié qu'à l'été 2020 sur le site Internet du VREG.

2.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁴⁶ :

- pour le raccordement des clients résidentiels : sauf convention contraire, 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de

⁴⁵ Règlement technique, Article 2.2.39

⁴⁶ Article 25 quater du Décret du 12 avril 2001.

raccordement. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis ;

- pour les autres clients de la basse tension : délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 30 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2019. Dans seulement 7 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 7.592,40 EUR, dont la totalité versée par RESA. Neuf autres demandes étaient toujours en cours de traitement au moment du *reporting* et pourraient donner lieu à une indemnisation.

Réparations :

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

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

En ce qui concerne des interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des GRD relatifs à l'année 2019 ne sont pas encore disponibles. Des statistiques à ce sujet mais aussi au sujet des indicateurs qualité en général seront publiées dans le courant du second semestre de 2020.

2.2.3.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants⁴⁷ :

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

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

⁴⁷ Art. 118 du règlement technique électricité.

Réparations :

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

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

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

Indemnisation :

L'année 2019 a été marquée par le dépôt de 199 plaintes reçues et clôturées (demandes d'indemnisation pour l'électricité).

Le tableau ci-dessous reprend les 206 plaintes totales reçues par motif de dépôt de plainte.

Tableau 4 : Plaintes enregistrées (électricité)

Matière	Raison	Nombre de plaintes	de	Plainte fondées	Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai
Electricité :					
	interruption de plus de 6 heures	71		35	36
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	17		5	12
	retard dans les délais de raccordement	2		0	2
	dommage suite à une faute du GRD	116		27	89

Sur les 206 plaintes totales enregistrées pour l'électricité, 67 ont été considérées comme étant fondées et ont données lieu à une indemnisation.

2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

Réserve stratégique :

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

Le 15 janvier 2019, la ministre de l'Énergie a donné instruction au GRT de constituer une réserve stratégique pour un volume de 0 MW pour une période d'un an à partir du 1er novembre 2019⁴⁸. Ensuite, le 30 août 2019, la ministre a communiqué - avant la date légale ultime de révision du volume - qu'il n'y avait pas lieu de constituer de réserve stratégique pour l'hiver 2019-2020.

Comme la loi le prescrit, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour la période hivernale 2019-2020. La CREG a organisé une consultation publique relative à la proposition de règles de fonctionnement et à son projet de décision. La CREG a approuvé la proposition d'Elia sous réserve de certaines adaptations. Les règles de fonctionnement approuvées sont entrées en vigueur le 1er novembre 2019⁴⁹.

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élevait, en 2019, à 0 €/MWh, prélevé net. Par sa décision du 7 novembre 2019⁵⁰, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif. Un tarif identique à celui de 2019 (0 €/MWh) sera applicable à partir du 1er janvier 2020.

Comme prévu dans la loi Électricité, Elia doit soumettre, le 15 novembre de chaque année, une analyse probabiliste sur l'adéquation de la Belgique pour l'hiver suivant. Cette analyse est un élément important à prendre en compte par le ministre fédéral de l'Énergie pour prendre une décision sur le volume de réserve stratégique nécessaire. L'échéance de cette décision pour l'hiver 2019-20 est fixée à la date du 15 janvier 2020. Le rapport⁵¹ fournit une évaluation probabiliste de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique pour le prochain hiver (2020-21) tenant compte de certaines hypothèses. Outre le scénario 'base case', Elia a aussi effectué des analyses de sensibilité en évaluant le besoin de réserve stratégique correspondant. Ce rapport donne également une première estimation sur le besoin en réserve stratégique pour les prochaines périodes hivernales 2021-22 et 2022-23.

Mesures de sauvegarde :

Dans le cadre de l'élaboration de la législation secondaire relative au mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « CRM »), la CREG a finalisé sa proposition d'arrêté royal relative à la détermination des seuils et critères d'investissement⁵².

Elle a également remis ses avis sur le projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer à la

⁴⁸ Arrêté ministériel du 15 janvier 2019 donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique à partir du 1er novembre 2019 (Moniteur belge du 21 janvier 2019).

⁴⁹ Décision (B)1885 du 14 février 2019 concernant la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2019.

⁵⁰ Décision (B)658E/62 du 7 novembre 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA Elia System Operator pour la période réglementaire 2020-2023.

⁵¹ Rapport Elia, The need for a strategic reserve for winter 2020-21 and winter outlook for 2021-22 and 2022-23, November 2019

⁵² Proposition d'arrêté royal (C)1907 du 12 décembre 2019 fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités

procédure de préqualification⁵³, soumis par la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie et sur la proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et certains paramètres des enchères⁵⁴, soumise par Elia. Par ailleurs, la CREG a transmis à la ministre une note exposant les principes et la méthode utilisés pour la détermination des paramètres relatifs au volume à acheter dans un CRM.

Cette note a été établie à la suite d'une consultation publique sur un projet de note, rédigé fin 2019 afin d'anticiper la compétence de proposition qui lui a été conférée par le règlement électricité (UE) 2019/943⁵⁵. Par ailleurs, Elia, a organisé une consultation publique sur les données relatives à l'étude sur les besoins d'adéquation et de flexibilité du système électrique belge pour la période 2020-2030. Dans sa note, la CREG formule ses remarques sur la proposition d'Elia⁵⁶. Enfin, le 28 juin 2019, Elia a publié son étude 2020-2030 sur la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité. Dans son étude 1957, la CREG formule plusieurs propositions d'amélioration.

Selon la CREG, certaines hypothèses de l'étude d'Elia peuvent mener à une surestimation des besoins en capacités évalués par Elia. Vu l'impact du coût d'un CRM sur la facture des consommateurs, la CREG estime qu'il est important de déterminer les besoins en capacités de la manière la plus optimale et la plus précise possible, en tenant compte de la sécurité d'approvisionnement et en évitant de surestimer le volume nécessaire. C'est pourquoi la CREG suggère de demander à Elia une analyse complémentaire où les propositions énumérées dans son étude seront intégrées. Par ailleurs, afin de répondre le plus efficacement possible aux enjeux de la sécurité d'approvisionnement, la CREG estime souhaitable de garder ouverte l'option d'une réserve stratégique, en plus de l'option d'un CRM à l'échelle du marché⁵⁷.

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

En 2019, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

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

2.2.5.1. Niveau fédéral

Raccordement planifié et réalisé :

⁵³ Avis (A)2038 du 12 décembre 2019 concernant le projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer au mécanisme de rémunération de capacité

⁵⁴ Avis (A)2030 du 6 décembre 2019 relatif au projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

⁵⁵ (Z)2024 du 20 décembre 2019 concernant les paramètres déterminant le volume de la capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité.

⁵⁶ Note (Z)1901 du 7 février 2019 en réaction à la consultation publique organisée par Elia au sujet des données de l'étude sur les besoins d'adéquation et de flexibilité du système belge.

⁵⁷ Étude (F)1957 du 11 juillet 2019 portant sur l'analyse de l'étude d'Elia 'Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030'.

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.

Cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 1.186 MW sont opérationnels en mer du Nord belge : C-Power, Belwind, Northwind, Nobelwind et Rentel. En 2019, un sixième projet en mer du Nord belge, Norther, est également devenu opérationnel. Il dispose de 44 éoliennes Vestas avec une capacité de 370 MW pour fournir 400 000 ménages en énergie verte

Sur propositions de la CREG⁵⁸, l'arrêté royal du 11 février 2019 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (Moniteur belge du 21 février 2019) a fixé au 30 septembre 2019 la date ultime de mise en service de l'ensemble des éléments composant le *Modular Offshore Grid*.

En vertu de l'article 7, § 3, quatrième alinéa, de la loi électricité, la CREG a fixé la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du *Modular Offshore Grid*. Elle a également révisé en conséquence le subside et la surcharge pour le câble de Rentel⁵⁹.

Le lecteur est également renvoyé à la page 7 et suivantes du présent rapport .

Dans le courant de 2019 la CREG a pris une dizaine décisions d'une part relative à la demande d'approbation d'une proposition de contrat pour l'achat de certificats verts conclu entre Elia et le producteur de l'électricité *offshore* et d'autre part relative à la fixation du facteur de correction portant sur une période de l'année pour la détermination du prix minimum des certificats verts délivrés pour l'électricité produite par les installations d'une concession domaniale.

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 369,6 MW en 2019, pour atteindre un total de 1 556,4 MW. L'évolution de la capacité installée depuis 2009 est illustrée à la figure 4. Cette hausse résulte de la réalisation du parc éolien de Norther.

En 2019, tous les parcs éoliens *offshore* ont injecté ensemble 4 660 GWh dans le réseau de transport (contre 3 305 GWh en 2018). La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes *offshore* certifiées s'élevait à 4 773 GWh pour l'année 2019, ce qui représente une augmentation de près de 40,7 % par rapport à la production nette en 2018 (3 391 GWh). Cette hausse est due quasi intégralement à la mise en service du parc éolien de Norther au premier semestre de 2019 et à la production du parc éolien de Rentel qui fut réalisé en 2018.

⁵⁸ 48 Proposition (C)1697 d'arrêté royal du 9 novembre 2017 portant détermination de la date ultime à laquelle chaque partie du *Modular Offshore Grid* doit être mise en service et du dispositif d'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore concernés en cas d'indisponibilité du

Modular Offshore Grid ; Proposition (C)1801 d'arrêté royal du 19 juillet 2018 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables.

⁵⁹ Décision (B)1910 du 27 juin 2019 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du *Modular Offshore Grid* et révision du subside pour le câble et de la surcharge pour le câble de Rentel.

La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 3. Le *load factor* moyen en 2019 (la production divisée par la capacité installée) varie de minimum 15 % en juillet à maximum 61 % en décembre. La CREG octroie un certificat vert par MWh produit net.

Les certificats verts octroyés dans le cadre de la production nette des six parcs éoliens *offshore* opérationnels en 2019 représentent un montant de 465 856 785 € (contre 350 247 917 € en 2018). Le coût unitaire de subsidiation de l'*offshore* à travers des certificats verts a diminué en 2019 à 97,6 €/MWh, contre 103,3 €/MWh en 2018.

Figure 4 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne *offshore* par parc entre avril 2009 et décembre 2019 (Source : CREG)

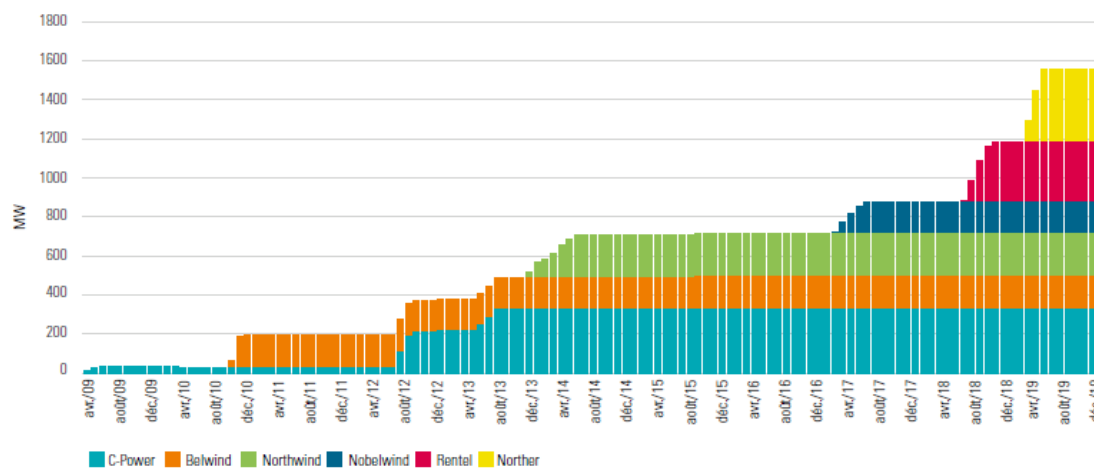
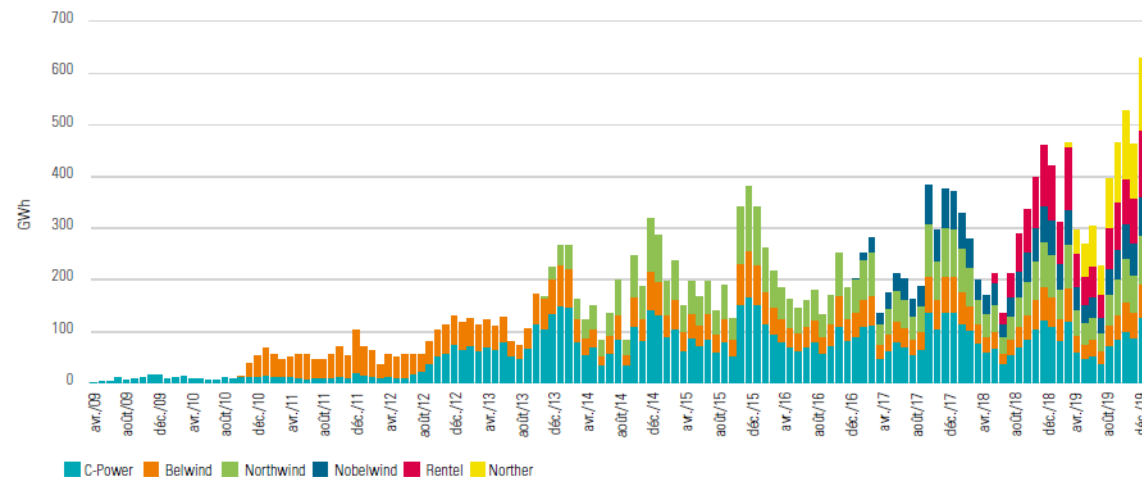


Figure 5 : Production nette d'électricité verte *offshore* par parc entre avril 2009 et décembre 2019 (Source : CREG)



2.2.5.2. Région flamande

Raccordement planifié et réalisé :

Pour 2019 aucune donnée n'est disponible.

Procédures d'accès au réseau, description 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 2019.

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

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

Tableau 5 : Evolution de puissance installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre, qui qualifie pour les certificats verts et/ou les garanties d'origine

Source d'énergie	2018	2019
Biomasse	631.167	620127
Biogaz	154.080	149655
Onshore	1.204.471	1.276.397
Energie hydraulique	5.562	5.5553
Energie solaire	2.874.000	3.249.000
Total	4.869.280	5.300.732

2.2.5.3. Région wallonne

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 6 : Raccordements planifiés et réalisés en 2019

New applications for connection received in 2019 (RES-E plants > 10 kVA)	2019
Number	222
Total capacity (MW)	77

Procédures d'accès au réseau et description 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 2014⁶⁰. Pour un exposé détaillé de ces dispositions, le lecteur est invité à se référer au Rapport National de la Belgique de 2016. En substance, les articles 26, § 2^{ter} et 26, § 2^{quater} 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 GRD – un régime de compensation financière au bénéfice des unités de production d'électricité verte de plus de 5 kVA, et ce sous réserve du respect de certaines conditions.

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

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

Tableau 7 : Connexion de RES-E

	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Total	152 907	152 662	143 563	134 601	128 566	125 784

Tableau 8 : Capacité (MW)

Technology	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Biomass	304	304	302	301	274	270
Wind	933	881	824	736	674	630
Hydro	48	115	115	115	111	111
Solar	1076	1022	934	849	799	758
Total	2362	2 322	2 175	2 001	1 857	1 770

Tableau 9 : Production (GWh)

Technology	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Biomass	1895	1 567	1 959	1 820	1 258	1 062
Wind	2084	1 711	1 570	1 405	1 512	1 326
Hydro	142	246	265	367	327	287
Solar	1076	1 017	835	777	797	725
Total	5197	4 540	4 630	4 368	3 894	3 400

⁶⁰ Articles 25 *decies* et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014.

2.2.5.4. Région de Bruxelles-Capitale

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 10 : “Number of new applications for connection in 2019”

Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)	
Total capacity (MW)	35,830 MW
Number of connections completed in the year (RES-E plants)	1.888
Total capacity (MW)	35,830 MW
Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2019 (RES-E plants > 0,4MVA)	
Number	0
Total capacity (MW)	0 MW

Procédures d'accès au réseau et description 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 30 KVA et de celles qui ne sont pas munies d'un système de sectionnement automatique conforme, font 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.

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018	2019
Maximum electricity daily consumption (TWh/day).	0,27	0,27	0,27	0,26	0,27
Number of TSOs	1	1	1	1	1
Extension of TSO grid (km)	+20	+63	+124	+34	+280
Number of DSOs	27	21	26	20	7
Extension of DSO grid (km)	+521	-1827	+1870	+1867	+1723,5

2.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)

Méthodologie tarifaire :

Période régulatoire 2020-2023 :

La CREG a approuvé l'arrêté définitif fixant la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2020-2023 le 28 juin 2018⁶¹.

La méthodologie tarifaire 2020-2023 pour le transport d'électricité prévoit une série d'incitants destinés à l'amélioration des performances du GRT. La CREG en fixe les modalités, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs, après consultation des acteurs du marché et avant l'introduction de la proposition tarifaire.

Le 25 avril 2019, la CREG a pris sa décision sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2020-2023⁶².

Le 7 novembre 2019⁶³, la CREG a pris une décision approuvant la proposition tarifaire adaptée pour la période régulatoire 2020-2023 introduite par Elia en octobre 2019. Suite aux adaptations demandées par la CREG, le revenu total devant être couvert par les tarifs au cours de la période 2023-2023 a diminué de 345 millions EUR par rapport au revenu total initialement proposé le 10 mai 2019, ce qui correspond à une baisse de 9,6%. Les tarifs de transport proposés couvrent ainsi le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport.

Le 21 novembre 2019, la CREG a pris une décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia System Operator en 2020 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Globalement, il s'agit d'une décision d'approbation mais qui requiert certaines adaptations à la proposition d'Elia, suite notamment aux remarques formulées lors de la

⁶¹ Par arrêt du 9 janvier 2019 (2018/AR/1328), la Cour des marchés a rejeté le recours introduit par Elia System Operator contre la méthodologie tarifaire 2020-2023 (plus précisément contre un critère de raisonnabilité repris à l'article 30, h), 6) relatif au financement des activités non régulées). La

Cour affirme clairement que « la CREG n'ajoute pas un critère nouveau autre que le fait de paraphraser le texte de la loi », qui interdit déjà les subsides croisés entre activités régulées et non régulées. La Cour continue en affirmant que « la disposition litigieuse est suffisamment précise pour que

l'on puisse comprendre son objet et ses effets avec un degré de certitude suffisant, alors que la méthodologie tarifaire, quant à elle, est exhaustive, transparente et prévisible ». Elle affirme également que « la disposition litigieuse ne crée aucune subsidiation croisée au profit de l'activité régulée »,

mais qu'elle « veille au contraire à éviter et à exclure une subsidiation croisée ». Enfin, la Cour affirme que « la décision tend à protéger la solvabilité d'Elia et [à] éviter le risque qu'Elia subisse des effets négatifs dans le cadre son activité régulée par le fait d'investissements imprudents dans le cadre de son activité non régulée ».

⁶² Décision (B)658E/55 du 25 avril 2019 sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2020-2023.

⁶³ Décision (B)658E/62 du 7 novembre 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2020-2023.

consultation publique⁶⁴. Le 23 décembre 2019, la CREG a pris une décision sur la proposition de plan de recherche et développement d'Elia pour la période 2020-2023⁶⁵.

Cette décision s'inscrit dans le cadre de l'incitant visé à l'article 26, § 2, de la méthodologie tarifaire. À la suite de la consultation publique organisée en novembre 2019, la CREG a sélectionné, pour l'application de l'incitant, une partie seulement des projets proposés par Elia. Comme prévu dans la méthodologie tarifaire, chaque année de la période régulatoire, Elia a la possibilité de soumettre à l'approbation de la CREG une nouvelle proposition de plan de recherche et développement.

Evolution des tarifs :

Pour contrôler le caractère proportionnel, l'application non discriminatoire et le respect des règles d'évolution prescrites, les tarifs, liés à l'exécution des obligations de service public (ci-après : « OSP ») et des surcharges, sont évalués annuellement.

En 2018, la CREG a approuvé une proposition d'Elia de modifier la valeur applicable en 2019 de certains tarifs OSP et surcharges. Par ailleurs, dans le cadre des modalités des OSP sur le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie, la CREG a été invitée à remettre ses observations sur un avis relatif à une proposition d'Elia de ne pas temporiser de certificats verts en 2019. La proposition d'Elia et la réponse de la CREG ont été formulés conformément à l'article 42/1, § 2 d'un décret wallon du 12 avril 2001.

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

Tableau 11: Évolution de la charge tarifaire (hors raccordement, tarifs OSP, surcharges et TVA) pour les utilisateurs du réseau de transport sur la période 2013-2019 (Source : CREG)

COÛT DE RÉSEAU UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES clients types (en €/MWh)	Tarifs 2013 (1)	Tarifs 2014-2015 (2)	Tarifs 2016 (3)	Tarifs 2017 (4)	Tarifs 2018 (5)	Tarifs 2019 (6)	Tarifs moyen 2016-2019 (7)	2016-2019 vs 2014-2015 (8) = (7)/(2)%
Selon décision CREG d.d.	658E/26 16/05/2013	658E/26 16/05/2013	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015	658E/36 3/12/2015		
CLIENT TYPE DANS RÉSEAUX 150-220-380 kV (45 MVA ; 30 MW/an ; 35 MW/mois ; 155 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	3,6643	3,4807	3,5120	3,6228	3,5450	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	4,8400	5,4200	4,8300	4,9600	5,2700	5,5800	5,1600	95%
CLIENT TYPE DANS RÉSEAUX 70-36-30 kV (12 MVA ; 6 MW/an ; 7 MW/mois ; 32 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	6,6343	6,5607	6,5420	6,7028	6,6100	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	7,9000	9,0050	7,9000	8,0400	8,3000	8,6600	8,2250	91%
CLIENT TYPE TRANSFORMATION VERS MOYENNETENSION (50 MVA ; 20 MW/an ; 17 MW/mois ; 90 GWh)								
UTILISATION DU RÉSEAU	n.a.	n.a.	10,1343	10,0707	9,9620	10,0828	10,0625	
RÉSERVES DE PUISSANCE ET BLACK-START	n.a.	n.a.	0,9165	1,1189	1,3710	1,5626	1,2423	
INTÉGRATION DU MARCHÉ	n.a.	n.a.	0,3492	0,3604	0,3870	0,3946	0,3728	
TOTAL	9,9900	11,4000	11,4000	11,5500	11,7200	12,0400	11,6775	102%
Tarif d'injection - Réserves de puissance et Black-start	0,9111	0,9111	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644	106%

Surcharge Offshore :

En application de l'article 14sexies de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, sur proposition de la CREG⁶⁶, un arrêté ministériel du 15 décembre 2019 (Moniteur belge du 19 décembre 2019) a fixé la valeur pour 2020 de la surcharge *offshore* (ou « tarif pour obligations de

⁶⁴ Décision (B)658E/63 du 21 novembre 2019 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia System Operator en 2020 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

⁶⁵ Décision (B)658E/64 du 23 décembre 2019 sur le plan de recherche et développement de la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2020-2023 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26,§2 de la méthodologie tarifaire.

⁶⁶ Proposition (C)2016 du 21 novembre 2019 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 2020.

service public pour le financement des certificats verts fédéraux ») à 9,0141 €/MWh, soit une hausse de 23,69 % par rapport à celle appliquée en 2019. Cette augmentation résulte de la disponibilité complète du parc Norther (contrairement à 2019) et de la mise en service des parcs Northwester 2, Mermaid et Seastar.

Soldes :

Le solde cumulé des exercices 2015, 2016, 2017 et 2018 à transférer en diminution des tarifs de la période réglementaire 2020-2023 est de -431.369.077 €⁶⁷.

Plaintes et jurisprudence:

En 2019, la CREG n'a reçu aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

Aucune procédure devant la Cour des marchés n'a été introduite en 2019 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 :

Dans son étude annuelle sur les composantes des prix d'électricité et de gaz naturel⁶⁸, la CREG a analysé l'évolution des tarifs de distribution.

Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 82,19 % plus élevé en 2018 pour un client-type Dc 2v. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs de réseau de distribution flamands liée à la hausse des coûts des OSP. Les coûts nets liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif « OSP » dans le tarif de réseau de distribution.

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 137,21 % (58,50 €/MWh). 73,85 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif OSP. Les OSP en Flandre comprennent entre autres les coûts des actions visant une utilisation rationnelle de l'énergie (URE), ainsi que les coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et de cogénération. La part du tarif des OSP s'élève en 2019 à 49,99 % en Flandre.

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

En 2016 et 2017 cette augmentation se poursuit chez les GRD mixtes en Flandre. En 2018, la Flandre a connu une baisse globale des tarifs de réseau de distribution, de même qu'en 2019. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », 82 URE = utilisation rationnelle de l'énergie ; les OSP URE comprennent les primes URE, l'obligation de réaliser des scans énergétiques et l'obligation de réaliser des projets sociaux d'isolation des toits « fixe » et

⁶⁷ Décision (B)658E, Décision du 18 juillet 2019 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire incluant les soldes introduits par SA Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2018.

⁶⁸ Étude (F)2071 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

« proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques.

L'augmentation du tarif de réseau de distribution est moins forte à Bruxelles + 48,29 % (19,47 €/MWh) et en Wallonie + 59,73 % (26,00 €/MWh). Cette augmentation est également imputable au tarif OSP à raison de + 17,81 % à Bruxelles et de + 34,29 % en Wallonie. La part du tarif des OSP s'élève à 16,54 % à Bruxelles et à 14,58 % en Wallonie.

En comparaison avec les GRD flamands et bruxellois, la part des OSP dans les coûts de réseau de distribution demeure relativement faible. Les OSP ont fortement augmenté dans les tarifs approuvés 2009-2012 (en moyenne 6,84 €/MWh chez Ores Hainaut Electricité et 3,80 €/MWh chez Resa Tecteo). Cette hausse est due à l'application de l'arrêté relatif à l'éclairage public et à l'application de « Talexus90 ». En 2015, le tarif des OSP a également augmenté légèrement chez les GRD wallons pour rester quasiment constant en 2016. En 2017, ces coûts ont baissé légèrement. Les tarifs 2017 ont été maintenus en 2018. En 2019, on constate une légère augmentation chez les deux GRD wallons. La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (gestion du système, activité de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu.

A Bruxelles, après une baisse des tarifs en janvier 2015 chez le GRD bruxellois (Sibelga), ceux-ci sont restés quasiment stables en 2016 et en 2017 avant de connaître une légère hausse en 2018. En 2019, les tarifs de réseau de distribution sont restés quasiment stables.

Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 143,65 €/MWh en Flandre, de 66,81 €/MWh à Bruxelles et de 108,44 €/MWh en Wallonie.

2.3.2.2. Région flamande

Méthodologie tarifaire :

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

En 2019, une adaptation suivante a été apportée à la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2017-2020 :

En vue de la mise en service des premiers compteurs d'électricité numériques à partir du 1^{er} juillet 2019, la VREG a décidé que les *prosumers* équipés d'un compteur numérique continueront à payer jusqu'à fin 2020 leurs tarifs de réseau comme dans le cas du compteur à rebours, c'est-à-dire sur la base de la quantité d'énergie nette majorée du tarif *prosumer*. Le tarif *prosumer* est un tarif de capacité complémentaire facturé sur la base de la puissance AC maximale de l'onduleur de l'installation de production. Chaque *prosumer* peut toutefois demander au gestionnaire de réseau de lui facturer les tarifs de réseau sur la base du prélèvement brut enregistré sur son compteur numérique, le tarif *prosumer* n'étant plus d'application dans ce cas.

Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2019. Après une vérification détaillée, le VREG a approuvé le 14 décembre 2018 les tarifs de distribution pour 2019.

[Tableau 12 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe \(01/01/2019-28/02/2019\).](#)

Elektriciteit Vanaf 01.01.19 t.e.m. 28.02.19	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)			Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
DNB									
GASELWEST	14,34	14,34	9,63	3,25	3,86	1,74	0,19261	0,16508	5,16
IMEA	10,35	10,35	7,77	2,64	3,86	1,64	0,19261	0,14120	5,16
IMEWO	11,39	11,39	7,63	2,65	3,86	1,73	0,19261	0,18830	5,16
INFRAX WEST	11,20	11,20	9,01	3,86	4,33	1,62	0,19261	0,15465	5,16
INTER-ENERGA	9,97	9,97	8,23	3,54	4,33	1,58	0,19261	0,24322	5,16
INTERGEM	9,70	9,70	6,44	2,28	3,86	1,66	0,19261	0,20468	5,16
IVEG	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	1,98	0,19261	0,04773	5,16
IVEKA	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,43	0,19261	0,01756	5,16
IVERLEK	11,80	11,80	8,15	2,77	3,86	1,60	0,19261	0,18005	5,16
PBE	11,41	11,41	8,73	4,52	4,33	1,65	0,19261	0,28318	5,16
SIBELGAS	12,84	12,84	9,31	3,39	3,86	1,80	0,19261	0,33092	5,16

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

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

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

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

Tableau 13 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2019-24/04/2019).

Elektriciteit Vanaf 01.03.19 t.e.m. 24.04.19	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)			Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
DNB									
GASELWEST	14,34	14,34	9,63	3,25	3,86	1,88	0,19261	0,16508	5,16
IMEA	10,35	10,35	7,77	2,64	3,86	1,83	0,19261	0,14120	5,16
IMEWO	11,39	11,39	7,63	2,65	3,86	1,90	0,19261	0,18830	5,16
INFRAX WEST	11,20	11,20	9,01	3,86	4,33	1,85	0,19261	0,15465	5,16
INTER-ENERGA	9,97	9,97	8,23	3,54	4,33	1,79	0,19261	0,24322	5,16
INTERGEM	9,70	9,70	6,44	2,28	3,86	1,81	0,19261	0,20468	5,16
IVEG	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	2,06	0,19261	0,04773	5,16
IVEKA	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,59	0,19261	0,01756	5,16
IVERLEK	11,80	11,80	8,15	2,77	3,86	1,77	0,19261	0,18005	5,16
PBE	11,41	11,41	8,73	4,52	4,33	1,86	0,19261	0,28318	5,16
SIBELGAS	12,84	12,84	9,31	3,39	3,86	1,99	0,19261	0,33092	5,16

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

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

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

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

Tableau 14 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (25/04/2019-31/12/2019)

Elektriciteit Vanaf 25.04.19 t.e.m. 31.12.19	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Enkelvoudige teller	Distributie (c€/kWh)			Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
DNB									
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) ⁵	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	2,06	0,19261	0,04773	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) ⁶	10,35	10,35	7,77	2,64	3,86	1,83	0,19261	0,14120	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) ⁷	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,59	0,19261	0,01756	5,16
FLUVIUS LIMBURG	9,97	9,97	8,23	3,54	4,33	1,79	0,19261	0,24322	5,16
GASELWEST	14,34	14,34	9,63	3,25	3,86	1,88	0,19261	0,16508	5,16
IMEWO	11,39	11,39	7,63	2,65	3,86	1,90	0,19261	0,18830	5,16
INFRAX WEST	11,20	11,20	9,01	3,86	4,33	1,85	0,19261	0,15465	5,16
INTERGEM	9,70	9,70	6,44	2,28	3,86	1,81	0,19261	0,20468	5,16
IVEKA ⁸	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,59	0,19261	0,01756	5,16
IVEKA (EX-IVEG) ⁹	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	2,06	0,19261	0,04773	5,16
IVERLEK	11,80	11,80	8,15	2,77	3,86	1,77	0,19261	0,18005	5,16
PBE	11,41	11,41	8,73	4,52	4,33	1,86	0,19261	0,28318	5,16
SIBELGAS	12,84	12,84	9,31	3,39	3,86	1,99	0,19261	0,33092	5,16

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

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

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

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

Tableau 15: Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2019-28/02/2019)

Électricité Vanaf 01.01.19 t.e.m. 28.02.19	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller	Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energiebijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Dag	Nacht						
DNB									
GASELWEST	14,34	14,34	9,63	3,25	3,86	1,74	0,19261	0,16508	96,72
IMEA	10,35	10,35	7,77	2,64	3,86	1,64	0,19261	0,14120	96,72
IMEWO	11,39	11,39	7,63	2,65	3,86	1,73	0,19261	0,18830	96,72
INFRAX WEST	11,20	11,20	9,01	3,86	4,33	1,62	0,19261	0,15465	96,72
INTER-ENERGA	9,97	9,97	8,23	3,54	4,33	1,58	0,19261	0,24322	96,72
INTERGEM	9,70	9,70	6,44	2,28	3,86	1,66	0,19261	0,20468	96,72
IVEG	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	1,98	0,19261	0,04773	96,72
IVEKA	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,43	0,19261	0,01756	96,72
IVERLEK	11,80	11,80	8,15	2,77	3,86	1,60	0,19261	0,18005	96,72
PBE	11,41	11,41	8,73	4,52	4,33	1,65	0,19261	0,28318	96,72
SIBELGAS	12,84	12,84	9,31	3,39	3,86	1,80	0,19261	0,33092	96,72

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

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

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

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

Tableau 16 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/03/2019-24/04/2019)

Électricité Vanaf 01.03.19 t.e.m. 24.04.19	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller	Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energiebijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Dag	Nacht						
DNB									
GASELWEST	14,34	14,34	9,63	3,25	3,86	1,88	0,19261	0,16508	5,16
IMEA	10,35	10,35	7,77	2,64	3,86	1,83	0,19261	0,14120	5,16
IMEWO	11,39	11,39	7,63	2,65	3,86	1,90	0,19261	0,18830	5,16
INFRAX WEST	11,20	11,20	9,01	3,86	4,33	1,85	0,19261	0,15465	5,16
INTER-ENERGA	9,97	9,97	8,23	3,54	4,33	1,79	0,19261	0,24322	5,16
INTERGEM	9,70	9,70	6,44	2,28	3,86	1,81	0,19261	0,20468	5,16
IVEG	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	2,06	0,19261	0,04773	5,16
IVEKA	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,59	0,19261	0,01756	5,16
IVERLEK	11,80	11,80	8,15	2,77	3,86	1,77	0,19261	0,18005	5,16
PBE	11,41	11,41	8,73	4,52	4,33	1,86	0,19261	0,28318	5,16
SIBELGAS	12,84	12,84	9,31	3,39	3,86	1,99	0,19261	0,33092	5,16

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

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

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

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

Tableau 17 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (25/04/2019-31/12/2019)

Électricité Vanaf 25.04.19 t.e.m. 31.12.19	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller	Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energiebijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{2,3} (c€/kWh)	Energieheffing ⁴ (€/jaar)
		Dag	Nacht						
DNB									
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) ⁵	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	2,06	0,19261	0,04773	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) ⁶	10,35	10,35	7,77	2,64	3,86	1,83	0,19261	0,14120	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) ⁷	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,59	0,19261	0,01756	5,16
FLUVIUS LIMBURG	9,97	9,97	8,23	3,54	4,33	1,79	0,19261	0,24322	5,16
GASELWEST	14,34	14,34	9,63	3,25	3,86	1,88	0,19261	0,16508	5,16
IMEWO	11,39	11,39	7,63	2,65	3,86	1,90	0,19261	0,18830	5,16
INFRAX WEST	11,20	11,20	9,01	3,86	4,33	1,85	0,19261	0,15465	5,16
INTERGEM	9,70	9,70	6,44	2,28	3,86	1,81	0,19261	0,20468	5,16
IVEKA ⁸	11,45	11,45	8,19	2,81	3,86	1,59	0,19261	0,01756	5,16
IVEKA (EX-IVEG) ⁹	11,48	11,48	8,99	4,11	4,33	2,06	0,19261	0,04773	5,16
IVERLEK	11,80	11,80	8,15	2,77	3,86	1,77	0,19261	0,18005	5,16
PBE	11,41	11,41	8,73	4,52	4,33	1,86	0,19261	0,28318	5,16
SIBELGAS	12,84	12,84	9,31	3,39	3,86	1,99	0,19261	0,33092	5,16

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

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

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

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

Les soldes :

Soldes 2018 :

Le 29 août 2019, le VREG a fixé pour 2018 les soldes réglementaires des GRD d'électricité et de gaz naturel en Flandre. Ces soldes ont été fixés et traités dans le plein respect de la méthodologie tarifaire 2017-2020.

Pour les GRD d'électricité, un excédent global de 5 % sur un budget total d'environ 2,5 milliards d'euros a été constaté.

Tableau 18 : soldes réglementaires 2018

Soldes réglementaires	Electricité (€)
Coûts exogènes	- 139,1 million
Différences de volume	- 0,8 million
Réindexation	+ 5,1 million
Impôt des sociétés	+ 2,8 million
+ = déficit et - = excédent	

Jurisprudence :

La cour d'appel de Bruxelles confirme les décisions de la VREG sur l'allocation des soldes historiques 2010-2014.

Dans son arrêt du 27 février 2019, la cour d'appel de Bruxelles a décidé de confirmer les décisions de la VREG concernant la détermination et l'affectation des soldes résultant de l'application des tarifs de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les années d'exploitation 2010 à 2014 incluse.

Ce faisant, la cour a rejeté la demande des GRD flamands, qui collaborent ensemble par le biais de la société d'exploitation Fluvius. Ils avaient engagé cette action en justice suite à un litige sur l'affectation partielle des soldes des coûts gérables aux tarifs du réseau de distribution (c'est-à-dire la moitié des montants provisionnés en 2010-2011 et la totalité des montants provisionnés en 2012-2014). La contrepartie estimait que le VREG avait ainsi violé les règlements précédents, allait à l'encontre de 10 ans de pratique et diminuait la récompense pour les efforts d'efficacité. La cour n'a pas suivi ce raisonnement et a déclaré non fondé le recours des GRD. La Cour d'appel de Bruxelles confirme la décision de la VREG sur le potentiel d'économies de Fluvius grâce à la fusion d'Eandis et d'Infrax.

Dans son arrêt du 10 avril 2019, la cour d'appel de Bruxelles a décidé de confirmer la décision de la VREG déterminant les économies de coûts annuelles supplémentaires attendues des GRD flamands.

Ce faisant, la cour a rejeté la demande des GRD flamands, qui collaborent actuellement par le biais de la société d'exploitation Fluvius. Les deux sociétés d'exploitation Eandis et Infrax ont fusionné pour former Fluvius le 1^{er} juillet 2018.

Les 11 GRD et Fluvius ont engagé une action en justice et ont contesté le montant du potentiel d'économies supplémentaire maximum supposé suite aux gains d'efficacité d'une telle fusion (150 millions d'euros sur une base annuelle d'ici la fin 2024). Ils estimaient que le montant et les modalités de l'incitant aux économies ne leur étaient pas suffisamment favorables. La cour n'a pas suivi ce raisonnement et a déclaré non fondé le recours des GRD.

Le Parlement flamand a approuvé le 19 mars 2019 un projet-décret relative aux compteurs numériques. Le 25 mars 2019 le VREG a publié son avis sur ce projet-décret. En date du 3 avril 2019 le Parlement flamand a adopté le décret relative aux compteurs numériques. Dans son avis du 25 mars 2019, le VREG a indiqué que le projet-décret est d'une part discriminatoire et d'autre part en contradiction avec la législation européenne quant à l'indépendance du régulateur de l'énergie en ce qui concerne sa compétence exclusive des tarifs. Outre les objections juridiques, le VREG conteste

également l'article 31 du décret, qui prévoit que toute personne qui installe des panneaux solaires avant la fin de 2020 peut choisir de continuer à bénéficier du principe du compteur à rebours et d'un tarif *prosumers* forfaitaire. Pour ces raisons le VREG a introduit un recours en annulation auprès de la Cour constitutionnelle

Dans l'attente de l'arrêt de la Cour constitutionnelle et conformément au décret, le VREG a adapté la méthodologie tarifaire 2017-2020 et a prolongé la période durant laquelle le *prosumers* équipé d'un compteur numérique a le choix entre le tarif *prosumers* et un règlement des tarifs de réseau sur base de la consommation réelle. Cette règle sera d'application jusque fin 2020.

2.3.2.3. Région wallonne

Contexte législatif :

En matière tarifaire, l'année 2019 a vu plusieurs événements se succéder quant à l'entrée en vigueur du tarif *prosumer*. La méthodologie tarifaire 2019-2023, adoptée en 2017, prévoyait l'entrée en vigueur du tarif *prosumer* pour le 1^{er} janvier 2020. Ce tarif, qui avait fait l'objet de recours, a été confirmé par un arrêt de la Cour d'appel de Liège fin 2018.

En janvier 2019, le Gouvernement a fait part de son souhait de supprimer l'application du tarif *prosumer* pour tous les utilisateurs du réseau ayant installé des panneaux photovoltaïques avant le mois de juillet 2019. Le projet de décret préconisant une exemption de tarif pour les détenteurs d'une installation de production d'électricité renouvelable de petite puissance mise en service avant le 1^{er} juillet 2019 a été transmis à la CWaPE en date du 1^{er} février 2019. Le 1^{er} mars 2019, la CWaPE a publié un avis défavorable sur ce projet de texte. Cependant, aucune suite n'a été donnée à ce texte.

Le 15 novembre 2019, le Gouvernement wallon a adopté en première lecture un avant-projet de décret visant une nouvelle fois à reporter l'entrée en vigueur du tarif *prosumer*. Le 10 décembre 2019, la CWaPE a publié son avis à propos de ce projet de décret.

Finalement, c'est le 31 décembre 2019 que le Gouvernement wallon a adopté un arrêté prévoyant explicitement la non-facturation du tarif *prosumer* par les GRD pour la période allant du 1^{er} janvier au 30 avril 2020. Le 22 janvier 2020, la CWaPE a publié son avis sur l'arrêté du 31 janvier 2020 relatif au report de la facturation du tarif *prosumer*. Cet arrêté a ensuite été prolongé le 7 mai 2020 pour étendre la période de non-facturation du tarif *prosumer* jusqu'au 1^{er} octobre 2020. Par ailleurs, un autre sujet a animé l'actualité législative de 2019: les communautés d'énergie.

Le Parlement wallon a adopté le décret du 2 mai 2019 modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable.

Concomitamment à ce travail parlementaire, la directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables introduisait le concept de communauté d'énergie renouvelable (CER). Six mois plus tard, la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE introduisait, elle, la notion de communauté d'énergie citoyenne (CEC).

En pratique, le régime des communautés d'énergie renouvelable n'est pas encore entré en application. Pour cela, il faut au préalable :

- transposer complètement ces deux directives en droit wallon ;
- adopter des mesures d'exécution par le Gouvernement qui doivent notamment déterminer le périmètre local au sein duquel une CER peut être autorisée, les conditions générales, droits et obligations de la CER, entre autres concernant les seuils d'autoconsommation, le contenu minimal de la convention que chacun des participants doit conclure avec la CER, les modalités de la procédure d'autorisation des CER, etc. ;
- développer une tarification spécifique pour l'utilisation du réseau pour les communautés d'énergie et les opérations d'autoconsommation collective. Cette tarification spécifique devra refléter les gains environnementaux, économiques et sociaux liés à ces nouveaux régimes. Elle devra également assurer une contribution équitable des consommateurs impliqués dans ces régimes par rapport à l'utilisation du réseau public. Eu égard, d'une part, au fait que différents projets-pilotes visant à tester le régime de communauté et les tarifs spécifiques en sont à leurs débuts et n'ont dès lors pas encore pu livrer de conclusions à ce sujet et, d'autre part, aux différentes étapes réglementaires et délais de la procédure d'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau, l'adoption de tarifs spécifiques pour l'utilisation du réseau dans le cadre de CER, si ces tarifs se justifient, ne pourra selon toute vraisemblance pas être envisagée avant 2022, voire avant la nouvelle période tarifaire 2024-2028. Il convient en effet d'être prudent en la matière, afin d'éviter la création de toute nouvelle « bulle » ou tout changement tarifaire important qui pourraient découler d'une approche mal calibrée.

Tarifs de distribution 2019 :

Entre le 28 novembre 2018 et le 7 février 2019, la CWaPE a approuvé les propositions de tarifs périodiques et non périodiques des GRD AIEG, AIESH, ORES Assets, RESA et REW. Les tarifs de distribution de l'année 2019 des GRD AIEG, AIESH, RESA et REW sont entrés en vigueur le 1er janvier 2019 tandis que les tarifs de distribution de l'année 2019 d'ORES Assets sont entrés en vigueur le 1er mars 2019. Les tarifs périodiques et non périodiques des secteurs électricité et gaz d'ORES Assets applicables au 31 décembre 2018 ont dès lors été prolongés jusqu'au 28 février 2019.

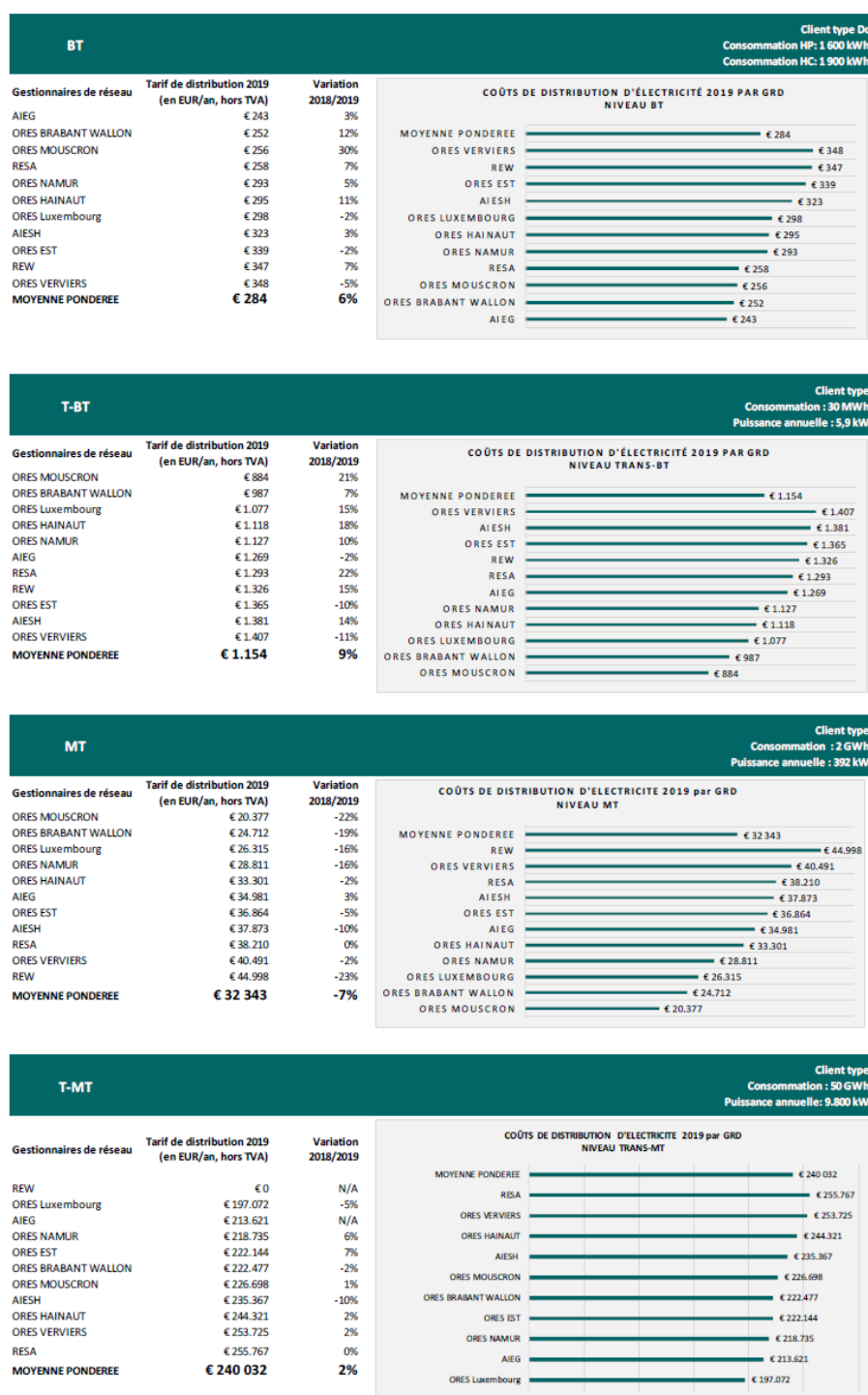
Le mandat octroyé à Gaselwest en tant que GRD pour le territoire des communes de Celles, Comines-Warneton, Ellezelles et Mont-de-l'Enclus ayant été transféré, en date du 1er janvier 2019, à l'intercommunale ORES Assets, les tarifs du secteur ORES Mouscron sont d'application pour ces quatre communes wallonnes et ce, depuis le 1er janvier 2019. Conformément à l'article 4, §2, 7° du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité qui dispose que « les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du GRD ou dans les zones correspondant aux territoires desservis par les gestionnaires du réseau de distribution au 31 décembre 2012 », la partie de la commune de Frasnes-les-Anvaing anciennement desservie par Gaselwest s'est également vu appliquer les tarifs du secteur ORES Mouscron à partir du 1er janvier 2019.

Le 9 avril 2019, l'AIEG a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision des tarifs du niveau de tension T-BT avec mesure de pointe suite au constat d'une erreur matérielle dans l'élaboration de ces tarifs. Le 6 juin 2019, la CWaPE a approuvé les tarifs de distribution périodiques révisés du niveau de tension T-BT de l'AIEG pour la période réglementaire 2019-2023.

Le 20 mai 2019, ORES Assets a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision de ses tarifs périodiques du niveau de tension BT applicables aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de pointe est réalisée, suite au constat d'une erreur matérielle dans l'élaboration de ces tarifs. En date

du 27 juin 2019, la CWaPE a approuvé les tarifs de distribution périodiques révisés du niveau de tension BT d'ORES Assets pour la période régulatoire 2019-2023.

Tableau 19 : Tarifs de distribution d'électricité en Wallonie 2019



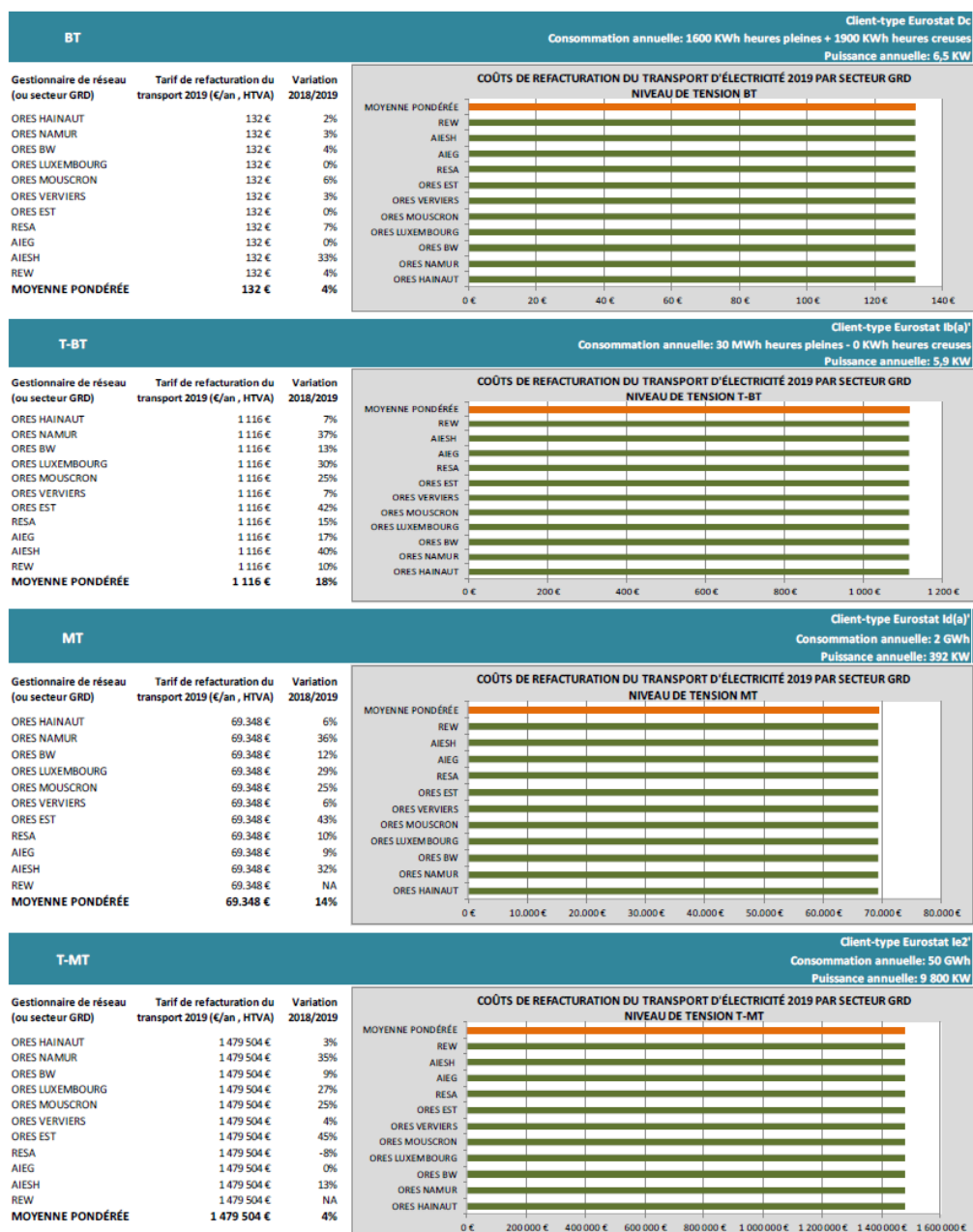
Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 2019 :

En date du 7 février 2019 et en application de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1er, alinéa 2, du décret tarifaire et des articles 7 et 134, § 4, de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE a adopté la décision référencée CD-CWaPE-19b07-0293 d'approbation des propositions de tarifs de

refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport des GRD actifs en Région wallonne pour l'année 2019.

Ainsi, les nouveaux tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport de l'année 2019 sont entrés en vigueur au 1er mars 2019 et sont d'application jusqu'au 29 février 2020.

Tableau 20 : Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité applicables du 1^{er} mars 2019 au 29 février 2020



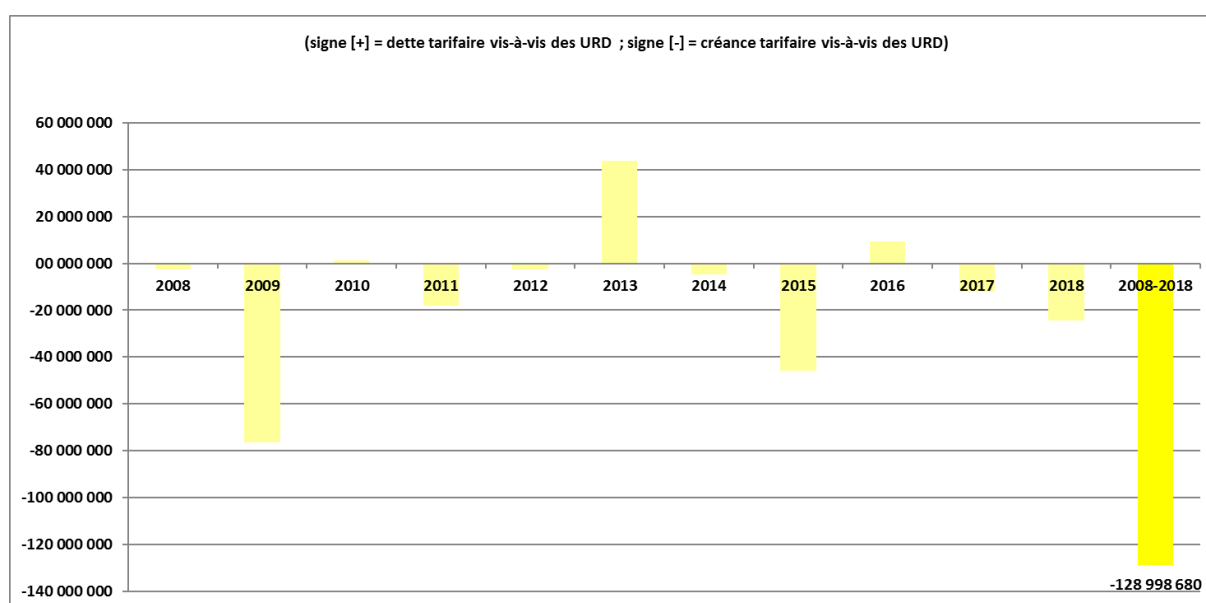
Contrôle des soldes réglementaires rapportés des GRD :

La CWaPE contrôle annuellement les soldes rapportés par les GRD concernant l'exercice d'exploitation écoulé. Au cours de l'année 2019, la CWaPE a poursuivi le contrôle des soldes réglementaires 2016 et 2017 initié courant de l'année 2017 et 2018, et a entamé l'examen des rapports tarifaires ex-post relatifs à l'exercice d'exploitation 2018.

Au 31 décembre 2019, le solde réglementaire cumulé rapporté (non entièrement approuvé) entre 2008-2018 s'élève, pour la Région wallonne, à -129 millions EUR pour le secteur d'électricité (créance tarifaire).

Les graphiques repris ci-après reprennent, pour le secteur d'électricité, les soldes réglementaires annuels rapportés entre 2008 et 2018 par l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne.

Figure 6 : soldes réglementaires annuels rapportés entre 2008 et 2018



Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

2.3.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

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

Après concertation structurée, documentée et transparente avec Sibelga, le GRD en Région bruxelloise, BRUGEL établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser Sibelga pour l'établissement de sa proposition tarifaire. En date du 9 janvier 2019, BRUGEL a approuvé les adaptations apportées aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et aux tarifs redevance de voirie.

Tableau 21 : Tarif de distribution - électricité 2019

Tableau 15 : Grille tarifaire

Année 2019

Sibelga
Distribution électricité

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT	
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe
1. Tarif d'utilisation du réseau							
1.1. Tarifs Utilisation du réseau de distribution							
[X * E1] EUR /kW + Y * EUR /kWh H + Z * EUR /kWh L + Zn * EUR /kWh EX							
où E1 =	0,1 + 796,5 / (885+kW)		0,1 + 796,5 / (885+kW)		0,1+796,5/(885+kW)	1,00	-
avec X = EUR / kW / an	71,029152	35,514576	47,856456	35,514576	45,868080	57,048768	-
X/12 = EUR / kW / mois	5,919096	2,959548	3,988038	2,959548	3,822340	4,754064	-
Y = EUR / kWh H	0,000962	0,002480	0,002480	0,002480	0,008700	0,024016	0,057180
Z = EUR / kWh L	0,000576	0,001488	0,001488	0,001488	0,005220	0,004275	0,034308
Zn = EUR / kWh EX	-	-	-	-	-	-	0,027446
maximum X + Y = EUR / kWh H	-	-	0,171540	-	0,171540	-	-
1.2. Tarif pour le réglage de la tension et l'énergie réactive							
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	32,9%	32,9%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire							
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage							
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an	690,56	690,56	690,56	690,56	690,56	690,56	690,56
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensuel EUR / an	-	-	610,88	610,88	610,88	610,88	610,88
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	-	-	-	-	-	-	12,54
Sans comptage - forfaitaire EUR / an	-	-	-	-	-	-	345,28
3. Surcharges							
3.1. Charges de pensions EUR / kWh T	0,000166	0,000166	0,000387	0,000387	0,001101	0,001565	0,001565
3.2. Impôts & prélèvements							
- Redevance de voirie EUR / kWh T	0,003465	0,003465	0,003465	0,003465	0,006931	0,006931	0,006931
- Autres EUR / kWh T	0,000336	0,000336	0,000903	0,000903	0,002400	0,004255	0,004255

kWh T = kWh H + kWh L + kWh EX

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

Contrôle des soldes régulatoires de SIBELGA :

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé en 2019 les soldes régulatoires pour l'exercice 2018.

En effet, au-delà de l'approbation des tarifs, la compétence tarifaire s'étend également au contrôle ex post annuel des comptes du GRD. 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 GRD SIBELGA (exercice 2015). Ce contrôle avait permis de pointer des soldes régulatoires 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 2018 ont de nouveau mis en lumière un écart conséquent entre la réalité et les budgets prévisionnels, et donc l'existence d'un solde régulatoire 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 régulatoires ont été approuvés par BRUGEL.

Pour l'année 2018, le solde régulatoire (non gérable) cumulé en électricité s'élevait à environ 123,3 millions d'euros, dont 72,7 millions non affectés à des projets spécifiques.

La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,8 millions EUR pour l'électricité. Ce montant fait partie du résultat global reversé sous forme de dividende par Sibelga en

plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2018 à 22,7 millions EUR pour l'électricité. Si on ajoute à cela les redevances de voiries d'application en électricité et en gaz, on peut estimer qu'environ un euro sur quatre de recette du GRD retourne aux actionnaires. Brugel plaide pour qu'à l'avenir cette situation soit modifiée.

Lors de chaque contrôle *ex post*, certains postes font l'objet d'un examen plus fouillé. En 2019, une attention particulière a été portée sur certaines catégories de coûts où une analyse plus poussée a été réalisée notamment sur : les primes jubilaires ainsi que certains avantages extralégaux et leurs prises en charge tarifaire, les dépenses de projets en particulier à caractère informatiques et certaines questions permettant de préparer l'analyse des propositions tarifaires 2020-2024.

Ce qui a été observé particulièrement cette année c'est la tendance du GRD à optimiser le mécanisme d'incitation mis en place au détriment des tarifs sans augmenter globalement son efficacité. Par ailleurs, Brugel s'est interrogée sur la pertinence du mécanisme de négociation (commission paritaire) actuellement d'application au secteur de l'électricité et du gaz et de la cohérence d'appliquer un système de négociation unique entre les entreprises publiques régulées monopolistiques et celles non régulées. Cette réflexion pousse à repenser le modèle de régulation actuel et limiter toute surestimation budgétaire à l'avenir.

Par ailleurs, sans pour autant rejeter des coûts, Brugel a souhaité recommander à Sibelga de réfléchir au bénéfice économique ou environnemental de l'organisation de certaines de ces activités (mode de déplacement de certains employés,...).

Cet exercice a permis de résorber encore un peu plus l'asymétrie d'information entre le régulateur et le GRD.

Méthodologie tarifaire 2020 – 2024 :

Suites aux nombreuses discussions en 2018 concernant les méthodologies tarifaires, Brugel a soumis celles-ci à consultation du Conseil des usagers ainsi qu'à consultation publique début 2019. Excepté l'avis du Conseil des usagers, un seul autre répondant à formuler des remarques sur les méthodologies établies par Brugel. Brugel a répondu à l'ensemble de ses remarques dans un rapport de consultation⁶⁹ et modifié les méthodologies en fonction des commentaires reçus.

Les méthodologies tarifaires « énergie » ont été approuvées par Brugel le 7 mars 2019. Ces méthodologies ont été transmises à Sibelga qui disposait de 6 mois pour établir ses propositions tarifaires.

Les méthodologies tarifaires ainsi que les décisions d'approbation des tarifs 2020-2024 n'ont fait l'objet d'aucun recours.

Proposition tarifaire 2020 – 2024 :

L'approbation des tarifs de distribution est une étape importante car elle fixe une partie de la facture des consommateurs bruxellois pour une période de 5 ans. Le rôle de Brugel est de vérifier la conformité de ces propositions tarifaires avec les méthodologies et de confronter certains choix effectués par le GRD dans ses projections de coûts. La première étape à consister à valider les hypothèses structurantes des propositions tarifaires. Par exemple, l'évolution des quantités distribuées sur la période, les clés de répartitions, les hypothèses au niveau des paramètres d'inflation, ... Cette étape a constitué également à une prévalidation de l'ensemble des tarifs pour des prestations techniques (pose compteurs, ...).

⁶⁹ Décision 77 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/rapports/2019/fr/RAPPORT-77-CONSULTATION-PUBLIQUE-METHODOTARIFAIRE.pdf>

A partir de septembre Brugel a challengé Sibelga sur l'ensemble des coûts repris dans les propositions tarifaires. Les propositions tarifaires transmises initialement ont été rejetées par Brugel en date du 20 novembre 2019. Dans ces décisions de rejet⁷⁰, Brugel demandait à Sibelga de remanier les propositions tarifaires transmises tout en précisant les différents éléments à modifier pour obtenir une décision d'approbation.

Sur base de propositions tarifaires adaptées, Brugel a approuver⁷¹ les tarifs de distribution d'électricité en date du 18 décembre 2019.

En synthèse, l'enveloppe globale à couvrir par les tarifs évolue comme suit :

- pour l'électricité : en baisse entre 2019 et 2020 et augmente ensuite sur toute la période (210,7 millions d'euro en 2019, augmentation de 9,3% entre budget 20 et 24).

Pour la période 2020-2024, un montant de l'ordre de 45 millions d'euro a été affecté afin de lisser les tarifs électricité de distribution sur la période.

Bien que les grands principes fixés dans les méthodologies précédentes soient globalement maintenus et perfectionnés, des changements importants ont été opérés.

Evolution des tarifs de distribution électricité :

Pour les clients alimentés en basse tension (résidentiel et petit professionnel), comme annoncé l'an dernier un terme capacitaire – en remplacement du tarif existant a été introduit. Il s'agit d'un tarif basé sur la puissance mise à disposition et qui permet déjà une meilleure réactivité. Demain, et dès la présence de compteur intelligent sur le réseau, l'idée est de développer une tarification qui permettra d'inciter le consommateur à mieux utiliser le réseau (par exemple par l'introduction de plusieurs plages horaires au détriment du jour nuit classique, ...).

Les utilisateurs MT et TMT verront leurs factures augmenter. Augmentation qui résulte des différentes mesures prises par BRUGEL pour simplifier les grilles tarifaires et supprimer progressivement une structure tarifaire n'ayant plus lieu d'être.

En 2019, les discussions liées aux premiers projets d'autoconsommation collective/de communauté d'énergie en région bruxelloise ont débuté. Il s'agit d'un nouveau développement du modèle de marché dans lequel l'aspect tarifaire a un rôle important et qui focalisera une partie de l'attention de Brugel au cours des prochaines années. Par ailleurs, des soldes tarifaires sont actuellement réservés pour le financement de certains projets innovants.

Maintenant que ces tarifs ont été fixés pour 5 ans, Brugel réalisera une feuille de route traçant les objectifs de Brugel en matière de tarification pour la prochaine méthodologie. Au terme de cette deuxième période tarifaire, la régulation devrait être suffisamment mature pour revoir en profondeur certains mécanismes du cadre tarifaire actuel.

⁷⁰Décision 122 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-122-REFUS-TARIF-20-24-Elec.pdf>

Décision 123 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-123-REFUS-TARIF-20-24-GAZ.pdf>

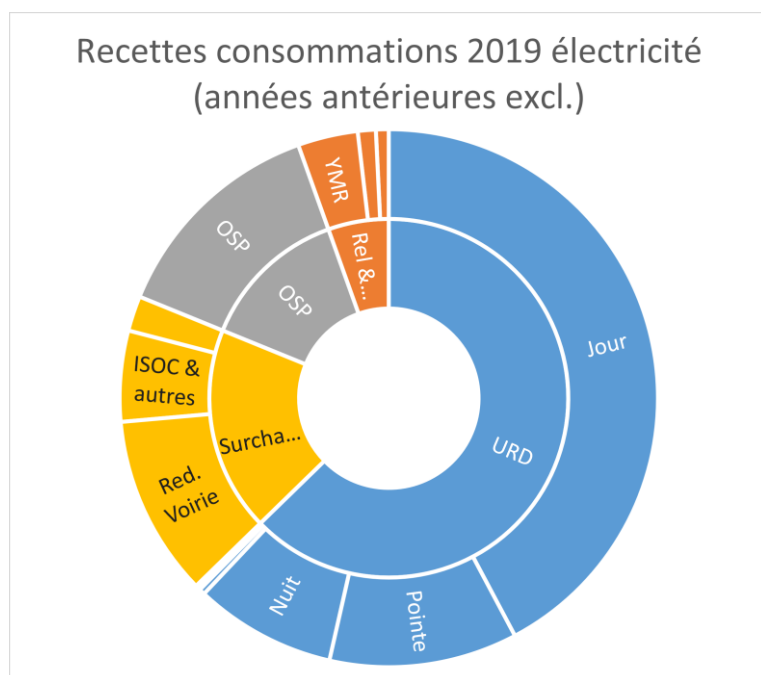
⁷¹ Décision 122 bis : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-122bis-approbation-nouveaux-tarifs-ELEC.pdf>

Décomposition des tarifs de distribution électricité :

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

Le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution et compte pour environ 64 % du tarif. L'activité de mesure et de comptage représente 6 % 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 22,8 millions d'euro pour 2019.

Figure 7 : Décomposition des tarifs de distribution d'électricité 2019



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

Tableau 22 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 2.036 kWh annuel, <13kVA

En euro HTVA – arrondi	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilisation du réseau	95	100	106	112	116	123
Pensions non capitalisées	9	9	3	3	3	3
OSP	22	23	19	22	20	23
Comptage	13	12	12	13	13	10
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	21	21	22	22	23	21
	161	166	162	172	175	180

Remarquons par ailleurs que les modalités d'application relatives à la cotisation fédérale ont été modifiées par l'arrêté royal du 3 octobre 2017 pour ce qui concerne la cotisation fédérale à partir du

premier janvier 2018. À partir de cette date, le montant répercuté par l'ensemble des gestionnaires de réseau sera identique.

Tableau 23 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 1.600 kWh + 1.900 kWh annuel <13 kVA

En euro HTVA (arrondi)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilisation du réseau	128	135	142	151	156	157
Pensions non capitalisées	16	15	6	6	5	4
OSP	39	40	33	37	35	40
Comptage	13	12	12	13	13	10
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	36	37	37	39	39	36
	231	239	230	245	248	247

Révision de la méthodologie :

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le GRD a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2020.

Ces propositions tarifaires spécifiques ne visaient que les postes tarifaires liés au tarif « OSP » et à la surcharge concernant l'impôt des sociétés. BRUGEL a approuvé, le 18 décembre 2019, les nouveaux tarifs de distribution qui sont d'application depuis le 1er janvier 2020. 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 plus élevée en 2020 (1,1375 c€/kWh) par rapport au tarif pratiquée en 2019 (0,9894 c€/kWh). Pour la surcharge « impôt des sociétés », elle passe de 0,4255 c€/kWh en 2019 à 0,3130c€/kWh en 2020.

Mécanismes de régulation incitative :

Voir section précédente.

Jurisprudence :

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

2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

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

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

2.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

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

Dans le cadre de la mise en œuvre des règlements européens CACM⁷², FCA⁷³, EB⁷⁴, SO⁷⁵, ER⁷⁶ et RfG⁷⁷, la CREG doit, avec d'autres autorités de régulation, prendre une décision 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, infrajournalier et à long terme des marchés en Europe.

Il s'agit de :

Règlement européen CACM

- En février 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une proposition pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage de marchés unique. La méthodologie pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier décrit comment le responsable du calcul, institué par les GRT, sur la base de l'output de l'algorithme de couplage par les prix (c'est-à-dire les prix et les positions nettes par zone de dépôt des offres) répartira les transferts d'électricité entre zones de dépôt des offres, zones de contrôle et NEMO Trading Hubs. Tous les GRT précisent que le calcul de l'échange programmé fera partie intégrante de l'algorithme de couplage par les prix. Les GRT indiquent qu'ils mettront au point, en collaboration avec les NEMO, une structure de gestion pour mettre en place le responsable du calcul pour les échanges programmés. Le calcul des échanges programmés doit permettre aux NEMO, à leurs contreparties centrales et aux agents de transfert d'exécuter le règlement physique et financier des transferts d'électricité d'une manière rentable. Après une

⁷² 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.

⁷³ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

⁷⁴ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

⁷⁵ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

⁷⁶ Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

⁷⁷ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

précédente demande de modification en septembre 2018, la CREG a approuvé la proposition relative au marché journalier⁷⁸.

- En février 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une proposition pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage de marchés unique. La Proposition ID SCH EXCH modifiée comprend, outre un préambule et les articles déterminant le calcul des échanges programmés, une note explicative. Cette note explicative est donnée à titre informatif et n'entre pas dans le champ d'application de la présente décision. En plus de la Proposition ID SCH EXCH modifiée et à la demande informelle de toutes les autorités de régulation, une version de la Proposition ID SCH EXCH modifiée comportant de petites modifications textuelles a été soumise le 14 février 2019. Dans la Proposition ID SCH EXCH, Elia et tous les GRT décrivent la mise en place du responsable du calcul pour les échanges programmés, un certain nombre de principes généraux concernant la méthode de calcul des échanges programmés entre zones de dépôt des offres, zones de contrôle et NEMO Trading Hubs respectivement. Ces principes et modes de calcul se fondent intégralement sur ceux de la Proposition DA SCH EXCH. Après une précédente demande de modification en septembre 2018, la CREG a approuvé la proposition relative au marché infrajournalier⁷⁹.
- Le 7 novembre 2019, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia relative à sa contribution aux coûts des NEMO pour la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier en 2019 conformément au règlement européen CACM. La contribution qui sera effectivement due en application de la présente décision fera l'objet d'un rapport et d'une décision spécifique dans le courant 2020⁸⁰.
- Dans sa décision du 20 décembre 2019⁸¹, la CREG a déterminé la contribution d'Elia en 2018 au coût supporté par les bourses d'échange d'électricité (NEMO) actives en Belgique pour la mise au point, la modification et l'application du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés. Cette contribution est prévue à l'article 76 du règlement européen CACM et a été calculée conformément aux lignes directrices de la CREG du 22 novembre 2017.
- La CREG a reçu en novembre 2018 une demande d'approbation, formulée par Elia, des règles de nomination pour les échanges en J-1 à la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne. Le processus standard de couplage des marchés en *day-ahead* est régi par un couplage des prix implicite à la plupart des frontières entre zones de dépôt des offres en Europe, conformément aux dispositions du règlement CACM. Les capacités transfrontalières et l'énergie y sont vendues et allouées simultanément aux acteurs du marché. Les différentes démarches de ce processus d'allocation sont réalisées conjointement par les GRT et les opérateurs désignés du marché de l'électricité (ci-après dénommés « NEMO »). Si ce processus de couplage implicite par les prix ne produit pas de résultats, les GRT au niveau régional ou national doivent garantir l'accès aux capacités transfrontalières en établissant des procédures de repli. Dans la région de calcul de la capacité Channel, ces procédures de repli impliquent

⁷⁸ Décision (B)1903 du 14 février 2019 relative à la proposition commune, formulée par la SA Elia System Operator et tous les gestionnaires de réseau de transport, de méthodologie modifiée pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier.

⁷⁹ Décision (B)1904 du 21 février 2019 relative à la proposition commune, formulée par la SA Elia System Operator et tous les gestionnaires de réseau de transport, de méthodologie modifiée pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique infrajournalier.

⁸⁰ Décision (B)1968 du 7 novembre 2019 relative à la proposition adaptée de la SA Elia System Operator portant sur sa participation aux coûts des NEMO en Belgique relatifs à la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier en 2019.

⁸¹ Décision (B)2019 du 20 décembre 2019 relative au rapport sur la participation d'Elia en 2018 aux coûts supportés par les NEMO dans le cadre de la mise au point, la modification et l'application du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés.

l'utilisation d'enchères fictives. Ces enchères fictives sont organisées si l'algorithme de couplage unique par les prix ne produit pas ou risque de ne pas produire de résultats. Cette situation est décrite à l'article 50 du règlement CACM. Les règles d'allocation au moyen d'enchères fictives de la proposition SAR précisent comment les acteurs du marché peuvent explicitement acheter de la capacité transfrontalière sous la forme de PTR lorsque les procédures de repli sont en place à cette frontière (ou au niveau régional). Les règles de nomination DA décrivent les procédures selon lesquelles les acteurs au marché doivent fournir des informations détaillées sur les procédures, les exigences, les calendriers, les heures d'ouverture et de fermeture des guichets et les critères pour l'échange des PTR. Elles s'appliquent, après approbation, à la frontière entre zones de dépôt des offres GB-BE en cas d'activation des procédures de repli Channel au moyen d'enchères fictives. La CREG a approuvé cette proposition⁸².

- La CREG a reçu en août 2019 une demande d'approbation, formulée par Elia, d'une proposition d'allocation infrajournalière de la capacité transfrontalière et de nomination journalière et infrajournalière pour les échanges d'énergie à la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique–Grande-Bretagne. Les règles d'allocation et de nomination proposées décrivent les étapes que les acteurs du marché doivent entreprendre et les conditions qu'ils doivent satisfaire pour acheter de la capacité de manière explicite et ensuite nommer leurs échanges d'énergie. Ce processus explicite sert de processus de couplage de marché alternatif en infrajournalier en attendant la mise en œuvre du couplage de marchés implicite dans le projet XBID, dans le cadre du couplage infrajournalier uniforme prévu par le règlement CACM. La CREG a approuvé cette proposition⁸³.
- La CREG a reçu en mars 2018 une demande d'approbation, formulée par Elia, de proposition pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés et pour une méthodologie de répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie. Cette proposition a été élaborée avec les autres gestionnaires de réseau de transport de la région *Channel*. Afin d'augmenter l'efficacité du calcul coordonné des capacités, les GRT doivent, au niveau régional, développer une série d'actions correctives, incluant l'utilisation coordonnée du *redispatching* et des échanges de contrepartie. L'utilisation coordonnée du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans le calcul des capacités vise à réduire (plus) efficacement la congestion et à éviter des restrictions de capacités inutiles. Lorsque le *redispatching* et les échanges de contrepartie ont une incidence transfrontalière, ils doivent être coordonnés tant à l'intérieur (c.-à-d. au sein d'une zone de contrôle) qu'à l'extérieur (c.- à-d. avec les autres GRT d'une région pour le calcul de la capacité). La proposition de coordination RD et CT décrit la manière dont cette coordination est organisée et les actions correctives qui entrent en considération pour cette coordination. La proposition de coûts RD et CT définit comment les coûts y afférents sont répartis, et par qui. Après une demande de modification formulée en septembre 2018, la CREG a approuvé la proposition modifiée⁸⁴.

⁸² Décision (B)1865 du 24 janvier 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator de règles de nominations pour les échanges en *day-ahead* à la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne en cas d'enchères fictives.

⁸³ Décision (B)1992 du 10 octobre 2019 relative à la demande d'approbation, soumise par la SA Elia System Operator, de règles d'allocation infrajournalières et de règles de nomination journalières et infrajournalières pour les échanges à la frontière entre les zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne.

⁸⁴ Décision (B)1894 du 24 janvier 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport de la région pour le calcul de la capacité *Channel* d'une méthodologie commune modifiée pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés et d'une proposition modifiée de méthodologie commune pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie.

Règlement européen FCA

- La CREG a reçu en juillet 2018 une demande d'approbation, formulée par Elia, d'annexe aux règles d'allocation harmonisées pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne. Tous les GRT d'une région de calcul de la capacité doivent, aux frontières entre zones de dépôt des offres auxquelles les capacités à long terme sont calculées et les droits à long terme émis, proposer ces droits à long terme sur la plate-forme centrale d'allocation, conformément aux règles d'allocation harmonisées. Ces règles d'allocation harmonisées peuvent comporter un certain nombre d'exigences régionales et spécifiques à la frontière entre zones de dépôt des offres qui doivent être intégrées dans la proposition d'exigences régionales. La proposition GB-BE BSA HAR vise, pour la frontière entre zones de dépôt des offres formée par l'interconnexion Nemo Link entre la Grande-Bretagne et la Belgique, à : (1) fixer un plafond mensuel pour l'indemnisation des détenteurs de droits à long terme réduits ; (2) calculer la rémunération des détenteurs de droits à long terme réduits ; (3) déterminer la rémunération des droits de transport physiques non nominés ; et (4) proposer des périodes de réduction. La CREG a approuvé cette proposition⁸⁵.
- En avril 2018, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia portant sur une modification des exigences régionales relatives aux règles d'allocation harmonisées pour les droits à long terme. L'objectif de proposition de modification de l'annexe Core HAR est d'introduire un nouvel article 19, qui fixe un plafond pour les indemnités des détenteurs de droits de transport à long terme à la frontière entre zones de dépôt des offres CZ-SK. Ce plafond a déjà été approuvé, pour les autres frontières entre zones de dépôt des offres, dans la proposition initiale d'annexe Core HAR. Après une demande de modification formulée en septembre 2018, la CREG a approuvé les règles proposées⁸⁶.
- En juin 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une méthodologie pour la répartition du revenu de congestion tiré de l'allocation de capacité à long terme. Le revenu de congestion perçu par la plateforme centralisée d'attribution dans le cadre de l'allocation de droits à long terme doit être réparti entre les GRT concernés aux frontières d'une zone de dépôt des offres. Dans ce but, les GRT doivent élaborer conjointement une méthodologie dans laquelle la totalité du revenu de congestion est affectée à une zone de dépôt des offres, d'une part, et aux GRT de cette zone de dépôt des offres, d'autre part. Cette méthodologie doit remplacer les accords bilatéraux ou multilatéraux actuels pour la collecte et la répartition du revenu de congestion provenant des droits à long terme. La CREG a décidé, après une demande de modification, d'approuver la proposition modifiée⁸⁷.
- En avril 2019, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia concernant les règles de nomination pour des droits à long terme aux frontières entre zones de dépôt des offres de la région *Channel*. Afin de garantir une allocation transparente et non discriminatoire des droits de transport à long terme, les GRT émettant des droits de transport physique à une frontière entre zones de dépôt des offres doivent mettre au point des règles de nomination pour ces droits. Ces règles de nomination comportent des informations détaillées sur les procédures, les exigences, les horaires, les fermetures des guichets et l'éligibilité pour l'échange de droits

⁸⁵ Décision (B)1864 du 24 janvier 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator d'une annexe spécifique aux règles d'allocation harmonisées pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne.

⁸⁶ Décision (B)1915 du 21 mars 2019 relative à la proposition commune, formulée par la SA Elia System Operator et tous les gestionnaires de réseau de distribution de la région de calcul de la capacité Core, modifiant les exigences régionales relatives aux règles d'allocation harmonisées.

⁸⁷ Décision (B)1931 du 6 juin 2019 relative à la demande d'approbation la SA Elia System Operator de méthodologie modifiée pour la répartition du revenu de congestion.

de transport physique. La proposition de règles de nomination Channel définit ces règles de nomination pour les frontières entre zones de dépôt des offres de la région de calcul de la capacité Channel (NL-GB, FR-GB et BE-GB). Après concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a approuvé la proposition⁸⁸.

- En juillet 2019, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia relative à une proposition de modification des exigences régionales relatives aux règles d'enchères harmonisées. Cette proposition, élaborée par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport de la région Core, a été soumise pour approbation. L'objectif de la proposition de modification de l'annexe Core HAR est d'introduire un plafond aux compensations pour diminution des droits à long terme, à la nouvelle frontière des zones de dépôt des offres entre la Belgique et l'Allemagne / le Luxembourg suite à la mise en service prévue de l'interconnexion Alegro. En outre, la proposition de modification vise à supprimer un certain nombre de dispositions particulières concernant la frontière entre zones de dépôt des offres entre la Hongrie et la Roumanie. La CREG est d'accord avec ces modifications, qui sont conformes à ses décisions antérieures en matière d'exigences régionales et aux dispositions de l'article 54 du règlement FCA. Après concertation avec les autres autorités de régulation de la région Core, la CREG a approuvé cette proposition⁸⁹.

Règlement européen EB

- En septembre 2018, la CREG a reçu d'Elia et des GRT d'Europe continentale une demande d'approbation de méthodologies, conditions et valeurs communes incluses dans les accords d'exploitation de zones synchrones concernant les règles de dimensionnement applicables aux réserves FCR (*Frequency Containment Reserve*). Tous les GRT de chaque zone synchrone doivent disposer de réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) suffisantes pour stabiliser la fréquence du réseau à la suite d'un déséquilibre. Les FCR doivent être activées dans le cadre du processus de stabilisation de la fréquence et visent à stabiliser la fréquence du système après un déséquilibre. Les FCR activées sont progressivement remplacées par l'activation de réserves de restauration de la fréquence (ci-après : la « FRR ») de sorte que des réserves de stabilisation de la fréquence suffisantes soient à nouveau disponibles pour ramener à zéro l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence en cas de déséquilibre ultérieur. L'objectif de la Proposition FCR est d'établir une méthodologie harmonisée pour déterminer la capacité de réserve FCR nécessaire pour la zone synchrone. Cette méthodologie doit promouvoir la transparence dans la définition de la capacité de réserve FCR par zone synchrone et sa répartition par zone de réglage fréquence-puissance. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a approuvé la proposition⁹⁰.
- Le 18 juin 2018, la CREG a reçu par courrier d'Elia pour approbation la proposition de modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre. Le 28 mars 2019, la CREG a décidé de demander à Elia des modifications de cette proposition⁹¹. Le 14 mai 2019, la CREG a

⁸⁸ Décision (B)1954 du 20 juin 2019 relative à la proposition, formulée par la SA Elia System Operator et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, de modification des règles de nomination pour les programmes d'échange d'électricité entre zones de dépôt des offres.

⁸⁹ Décision (B)2011 du 17 octobre 2019 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, modifiant les exigences régionales relatives aux règles d'enchères harmonisées.

⁹⁰ Décision (B)1916 du 2 avril 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia System Operator, de méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zone synchrone énumérés à l'article 118 concernant les règles de dimensionnement applicables aux réserves FCR.

⁹¹ Décision (B)1913 du 28 mars 2019 relative à la demande d'approbation d'une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre ou « BRP ».

reçu par courrier d'Elia la proposition modifiée des modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre. La proposition modifiée contient les éléments conformes à la décision précitée de la CREG. Le 27 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition modifiée. Elle formule cependant quelques demandes à Elia, à prendre en compte dans la prochaine version du document⁹². Le 11 octobre 2019, la CREG a reçu par courrier d'Elia pour approbation une proposition de modification des modalités et conditions applicables au contrat de responsable d'équilibre approuvées par décision de la CREG du 27 mai 2019 susmentionnée, en vue d'y intégrer la procédure de gestion de tempête en mer. Suite à des discussions avec la CREG, Elia a envoyé le 3 décembre 2019 à la CREG pour approbation une version adaptée de sa proposition du 11 octobre 2019. Le 20 décembre 2019, la CREG a approuvé cette proposition adaptée⁹³.

- Le 18 juin 2018, la CREG a reçu par courrier d'Elia pour approbation la proposition de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage (respectivement pour la FCR, l'aFRR et la mFRR). Le 3 octobre 2019, la CREG a demandé à Elia de modifier la partie de cette proposition relative aux réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle (mFRR)⁹⁴. Le 3 décembre 2019, la CREG a reçu par courrier d'Elia la proposition modifiée des modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage pour le service de mFRR. La proposition modifiée contient les éléments conformes à la décision précitée de la CREG. Le 20 décembre 2019, la CREG a approuvé la proposition modifiée. Elle formule cependant quelques demandes à Elia concernant la mise en œuvre des conditions générales, à prendre en compte dans la prochaine version du document⁹⁵.

Règlement européen SO

- En octobre 2018, la CREG a reçu une demande d'approbation, formulée par Elia et tous les gestionnaires de réseau de transport européens, de proposition KORRR (*Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities*) modifiée. Cette proposition définit les rôles, exigences et responsabilités relatifs à l'échange de données entre les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution et les utilisateurs principaux de réseau qui garantit l'observabilité du réseau d'électricité. Elle vise à maintenir la sécurité d'exploitation, la qualité de la fréquence et l'utilisation efficace du réseau d'électricité interconnecté. La proposition KORRR s'applique tant aux données structurelles qu'aux données de programmation et de prévision ainsi qu'aux données en temps réel. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a approuvé la proposition KORRR modifiée⁹⁶.
- En septembre 2018, la CREG a reçu d'Elia et des gestionnaires de réseau de transport d'Europe continentale une demande d'approbation de méthodologies, conditions et valeurs communes incluses dans les accords d'exploitation de zones synchrones concernant les limites au volume

⁹² Décision (B)1913/2 du 27 mai 2019 relative à la demande d'approbation d'une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre ou « BRP ».

⁹³ Décision (B)2013 du 20 décembre 2019 sur la demande d'approbation d'une proposition de la SA Elia System Operator de modification relative aux modalités et conditions pour les responsables d'équilibre (T&C BRP) concernant l'intégration de la procédure de gestion de tempête en mer.

⁹⁴ Décision (B)2000 du 3 octobre 2019 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (*Balancing Service Provider*) pour la mFRR.

⁹⁵ Décision (B)2000/2 du 20 décembre 2019 relative à la demande d'approbation d'une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (*Balancing Service Provider*) pour la mFRR.

⁹⁶ Décision (B)1890 du 21 janvier 2019 relative à la proposition commune modifiée, de la SA Elia System Operator et de tous les gestionnaires de réseau de transport, d'exigences organisationnelles, rôles et responsabilités clés pour les échanges de données.

d'échange et de partage de RR (*Replacement Reserve*) et de FRR (*Frequency Restoration Reserve*) entre zones synchrones. L'objectif de la Proposition FRR est d'autoriser un GRT d'un bloc RFP dans la première zone synchrone à recevoir d'un bloc RFP d'une seconde zone synchrone une part de la capacité totale de réserve FRR requise pour ce bloc RFP. La méthodologie décrite dans la Proposition FRR promeut la transparence en matière de détermination des limites au volume d'échange et de partage de FRR entre zones synchrones. Par ailleurs, l'objectif de la Proposition RR est d'autoriser un GRT d'un bloc RFP dans la première zone synchrone à recevoir d'un bloc RFP d'une seconde zone synchrone une part de la capacité totale de réserve RR requise pour ce bloc RFP. La méthodologie décrite dans la Proposition RR promeut la transparence en matière de détermination des limites au volume d'échange et de partage de RR entre zones synchrones. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a approuvé les deux propositions⁹⁷.

- En novembre 2018, la CREG a reçu une demande d'approbation, formulée par Elia et les gestionnaires de réseau de transport d'Europe continentale, des hypothèses et de la méthodologie portant sur une analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée durant laquelle les unités ou groupes fournissant des FCR (*Frequency Containment Reserve*) dotés de réservoirs d'énergie limités doivent rester disponibles en état d'alerte. L'objectif de la Proposition CBA LER est que l'analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte puisse être évaluée objectivement. Cette analyse des coûts et bénéfices favorise la transparence et l'égalité des conditions de concurrence dans la participation de ces unités au marché. En concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a approuvé la proposition⁹⁸.
- Le 14 septembre 2018, la CREG a reçu d'Elia, pour approbation, la proposition de méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP. Le 14 mars 2019, la CREG a décidé de demander à Elia des modifications de cette proposition⁹⁹. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu d'Elia la proposition modifiée des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP. La proposition modifiée contient les éléments conformes à la décision précitée de la CREG. L'objectif de la proposition de LFCBOA du 14 mai 2019 est de déterminer le LFCBOA dont le contenu est décrit à l'article 119.1 du règlement SO, et de proposer à l'approbation du régulateur les méthodologies et conditions visées par l'article 6.3.e) de ce même règlement. Le 27 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition modifiée. Elle formule cependant quelques demandes à Elia, à prendre en compte dans les prochaines versions du document¹⁰⁰. Le 20 novembre 2019, la CREG a reçu par courrier d'Elia, pour approbation, une proposition de modification des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP approuvée par la décision de la CREG du 27 mai

⁹⁷ Décision (B)1917 du 2 avril 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia System Operator, de méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zone synchrone et énumérés à l'article 118 concernant les limites au volume d'échange et de partage de RR entre zones synchrones ; Décision (B)1918 du 2 avril 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia System Operator, de méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zone synchrone et énumérés à l'article 118 concernant les limites au volume d'échange et de partage de FRR entre zones synchrones.

⁹⁸ Décision (B)1929 du 17 avril 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia System Operator, d'hypothèses et de méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte.

⁹⁹ Décision (B)1912 du 14 mars 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator, des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP visés à l'article 119.

¹⁰⁰ Décision (B)1912/2 du 27 mai 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator, de la proposition modifiée des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP visés à l'article 119.

2019 susmentionnée. Le 6 décembre 2019, la CREG a approuvé les modifications proposées. Elle formule cependant quelques remarques, en demandant à Elia d'y donner suite¹⁰¹.

Règlement européen ER

- Le règlement européen ER prévoit entre autres que le gestionnaire du réseau de transport élabore des modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution. À ce jour, il n'existe qu'un seul service de reconstitution sur une base contractuelle et il porte sur le service de *black-start*. Le 18 juin 2019, la CREG a pris la décision de rejeter la proposition d'Elia de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, reçue le 19 décembre 2018. Elia doit soumettre pour approbation une proposition adaptée, après consultation publique du marché, qui tient compte des remarques de la CREG formulées dans sa décision¹⁰².
- Le règlement européen ER prévoit entre autres que le gestionnaire du réseau de transport élabore des modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de défense. À l'heure actuelle, il n'existe toutefois pas de services de défense sur une base contractuelle. La CREG a adressé dans ce cadre une lettre à Elia, où elle indique se rallier à la position d'Elia, selon laquelle il n'est pas opportun d'élaborer ces modalités et conditions maintenant, tout en soulignant qu'il convient de les élaborer de manière anticipée si le besoin de services de défense sur une base contractuelle devait se présenter dans les faits.
- Le règlement européen ER prévoit entre autres qu'Elia élabore des règles de suspension et de rétablissement des activités de marché ainsi que des règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché. Le 19 septembre 2019, la CREG a pris la décision de rejeter la proposition d'Elia, reçue le 19 décembre 2018. Elia doit dès lors encore soumettre une proposition adaptée, après consultation publique du marché, qui tient compte des remarques de la CREG formulées dans la décision précitée¹⁰³.
- Le 9 octobre 2019, la CREG a reçu de la part de la ministre de l'Énergie une demande d'avis sur les projets révisés du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution, en ce compris les projets de listes des utilisateurs significatifs du réseau (USR) et des USR de haute priorité y afférents. Ces projets, élaborés par Elia, ont été soumis à l'approbation de la ministre de l'Énergie conformément au règlement européen ER et à l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique fédéral pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci. Dans sa demande d'avis, la ministre demande également que la CREG se prononce sur la pertinence de maintenir l'arrêté ministériel spécifique « Plan de délestage » dans le nouveau contexte juridique exécuté par deux règlements européens (le règlement (UE) 2017/2196 précité et le règlement (UE) 2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité). La CREG était également invitée à donner son avis sur la possibilité de prévoir, lors de l'approbation des plans, qu'une première révision des plans soit effectuée dans les deux ans suivant leur approbation. La CREG a rendu ses deux avis

¹⁰¹ Décision (B)2025 du 6 décembre 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator, de la proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia.

¹⁰² Décision (B)1928 du 18 juin 2019 relative à la proposition de la SA Elia System Operator de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution.

¹⁰³ Décision (B)1941 du 19 septembre 2019 relative à la proposition d'Elia System Operator SA de règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et de règles spécifiques régissant le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché.

le 14 novembre 2019¹⁰⁴. Par arrêté ministériel du 19 décembre 2019 sont approuvées la proposition de plan de défense du réseau et la proposition de plan de reconstitution du réseau, sous réserve de certaines exceptions spécifiques. Le gestionnaire du réseau est tenu de soumettre un plan de défense révisé et un plan de reconstitution révisé au ministre dans les deux ans suivant l'entrée en vigueur dudit arrêté.

Règlement européen RfG

- En juillet 2019, Elia a soumis à la CREG une demande de dérogation à certaines exigences techniques de raccordement du règlement européen RfG pour les unités de production d'électricité d'une puissance inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV. Dans l'attente de la décision sur le fond de cette demande, la CREG a décidé en août 2019, également à la demande d'Elia, que les unités pour lesquelles la dérogation a été demandée ne devaient plus satisfaire aux exigences du règlement européen RfG pour lesquelles une dérogation a été demandée, jusqu'au moment où la CREG aura pris sa décision sur le fond de la demande de dérogation d'Elia¹⁰⁵. Début décembre 2019, la CREG a pris sa décision sur le fond et approuvé la dérogation au règlement européen RfG demandée par Elia. Par conséquent, les nouvelles unités de production d'électricité de la catégorie de puissance inférieure à 25 MW qui sont raccordées au réseau de transport à un niveau de tension égal ou supérieur à 110 kV dans les cinq ans de l'introduction de la demande (9 juillet 2019) doivent uniquement se conformer aux dispositions du règlement européen RfG (et leur application nationale, conformément à l'article 7 de ce règlement) comme si elles étaient raccordées au réseau de transport à un niveau de tension inférieur à 110 kV¹⁰⁶.

Règles non liées aux règlements européens précités

- En février 2019, la CREG a reçu une demande d'approbation, formulée par Elia, de règles alternatives pour l'allocation et la nomination de la capacité d'interconnexion journalière à la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne. Ces règles d'enchères explicites constituent une alternative dans la situation où le Royaume-Uni quitte l'Union européenne sans accord de retrait et ne fait par conséquent plus partie du marché intérieur de l'énergie (en cas de Brexit dur). Les règles d'allocation et de nomination proposées décrivent les étapes que les acteurs du marché doivent entreprendre et les conditions qu'ils doivent satisfaire pour acheter de la capacité de manière explicite et ensuite nommer leurs échanges d'énergie. Ce processus explicite sert de processus de couplage de marchés alternatif dans la situation où la Grande-Bretagne quitte l'IEM et où les processus de couplage implicites

¹⁰⁴ Avis (A)2022 du 14 novembre 2019 sur la proposition de plan de protection du réseau d'Elia System Operator SA, en ce compris les listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et les mesures/conditions associées ; Avis (A)2023 du 14 novembre 2019 sur la proposition de plan de reconstitution d'Elia System Operator SA, en ce compris les listes des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité et les mesures/conditions associées.

¹⁰⁵ Décision (B)1978 du 23 août 2019 relative à la demande, formulée par la SA Elia System Operator, de suspension de l'obligation, applicable aux unités de production d'électricité d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV, de se conformer à certaines exigences du code de réseau européen RfG dans l'attente de la décision sur le fond de la CREG relative à la demande de dérogation soumise le 9 juillet 2019.

¹⁰⁶ Décision (B)2028 du 6 décembre 2019 relative à la demande, formulée par la SA Elia System Operator le 9 juillet 2019, de dérogation à l'obligation, applicable aux unités de production d'électricité d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV, de se conformer à certaines exigences du code de réseau européen RfG.

de marchés ne pourraient plus être opérationnels sur l'interconnexion Nemo Link. La CREG a approuvé cette proposition moyennant le respect de certaines conditions liées au Brexit¹⁰⁷.

- La CREG a reçu en août 2019 une demande d'approbation, formulée par Elia, d'une proposition d'allocation à long terme et infrajournalière de la capacité transfrontalière et de nomination pour les échanges d'énergie à la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique - Grande-Bretagne. Ces règles d'enchères explicites constituent une alternative dans la situation où le Royaume-Uni quitte l'Union européenne sans accord de retrait et ne fait par conséquent plus partie du marché intérieur de l'énergie. Les règles d'allocation et de nomination proposées décrivent les étapes que les acteurs du marché doivent entreprendre et les conditions qu'ils doivent satisfaire pour acheter de la capacité de manière explicite et ensuite nommer leurs échanges d'énergie. Ce processus explicite sert de processus de couplage de marchés alternatif en infrajournalier et à long terme dans la situation où le Royaume-Uni quitte l'IEM et où les processus de couplage implicites de marchés ne pourraient pas être opérationnels sur l'interconnexion Nemo Link. La CREG a approuvé cette proposition moyennant le respect de certaines conditions liées au Brexit¹⁰⁸.
- La CREG a reçu en décembre 2018 une demande d'approbation d'Elia relative à une modification du couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE. Par sa décision du 7 février 2019, la CREG a approuvé l'application d'une restriction des importations françaises durant la période hivernale 2018- 2019. Le but de cette restriction des importations est de faire face aux risques prévus pour la sécurité du système sur le réseau électrique suisse¹⁰⁹. En avril 2019, la CREG a reçu une nouvelle demande d'approbation d'Elia relative à une proposition d'adaptations apportées au couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE. Ces adaptations visent à supprimer la limitation d'importation depuis la France et à mettre en œuvre les « modalités applicables à plusieurs NEMO ». Après une consultation publique des parties intéressées, la CREG a approuvé la proposition¹¹⁰.
- La CREG a reçu en février 2019 une demande d'approbation de la SA Elia System Operator relative à une proposition de règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier. Il s'agit d'une proposition pour une période d'essai d'un an dans le cadre des échanges de contrepartie sur l'interconnexion NEMO Link. La CREG a approuvé la proposition¹¹¹.
- En mai 2019, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation de modifications apportées à la méthodologie coordonnée pour le calcul de la capacité en infrajournalier selon le processus *increase/decrease* dans la région CWE, afin de pouvoir appliquer ce mode de calcul, avec les autres gestionnaires de réseau de transport, à la frontière entre zones de dépôt des

¹⁰⁷ Décision (B)1911 du 14 mars 2019 relative à la proposition de la SA Elia System Operator de règles d'allocation et de nomination journalières alternatives pour la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne en cas de sortie de la Grande-Bretagne du marché intérieur européen de l'énergie.

¹⁰⁸ Décision (B)1993 du 3 octobre 2019 relative à la demande d'approbation de la SA Elia System Operator de règles alternatives d'allocation et de nomination infrajournalières et à long terme pour les échanges à la frontière entre zones de dépôt des offres Belgique – Grande-Bretagne en cas de sortie de la Grande-Bretagne du marché intérieur européen de l'énergie.

¹⁰⁹ Décision (B)1891 du 7 février 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator concernant l'adaptation apportée au couplage de marchés journalier dans la région Europe Centre-Ouest (CWE) faisant suite à l'application d'une restriction des importations françaises durant la période hivernale 2018-2019 en cas de risques prévus pour la sécurité du réseau électrique suisse.

¹¹⁰ Décision (B)1937 du 20 juin 2019 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia System Operator, de la proposition d'adaptations apportées au couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE.

¹¹¹ Décision (B)1905 du 4 avril 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator de règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier de l'électricité dans le cadre de la gestion de la congestion.

offres entre l'Allemagne et l'Autriche. Après une consultation publique des parties intéressées, la CREG a approuvé la proposition d'Elia¹¹².

- En octobre 2019, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une dérogation à l'obligation prévue à l'article 16, huitième alinéa, du règlement (UE) 2019/943 de mettre au moins 70 % de la capacité de transport à la disposition des échanges transfrontaliers. La demande de dérogation d'Elia se compose de deux parties : un préambule et la proposition proprement dite. Le préambule expose le contexte de l'élaboration de la demande, tandis que la proposition proprement dite décrit quand Elia mettra à disposition quels volumes pour les échanges entre zones et dans quelles conditions la demande sera mise en œuvre. Après consultation des autres autorités de régulation et des parties prenantes belges, la CREG a approuvé la demande d'Elia¹¹³.
- Le *Clean Energy Package* (CEP) prévoit le recours au *redispatching* pour atteindre l'objectif ambitieux d'offrir 70 % de la capacité du réseau de transport au marché. Toutefois, le *redispatching*, quand il est utilisé pour résoudre des congestions structurelles, conduit à des distorsions du marché (prix zonaux et volumes échangés entre *bidding* zones dans le cadre du couplage des marchés). Dans son étude 1987, la CREG propose des modalités pour la mise en place d'un mécanisme de *redispatching* coordonné qui atténue les distorsions observées et est compatible avec l'ensemble des exigences du CEP, dont notamment la nécessité d'avoir des prix qui reflètent l'offre et la demande réelle¹¹⁴.

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 :

L'étude des GRT de la région CWE reçue en 2018 n'a pas permis d'adopter une nouvelle règle pour la sélection des éléments de réseau à prendre en compte. C'est pourquoi, il a été décidé au sein de la région CWE, de garantir un minimum de 20 % de la capacité thermique d'une branche critique pour les échanges commerciaux entre zones d'offres. Cette mesure est particulièrement importante pour les branches critiques internes où les flux résultant des échanges internes aux zones d'offres occupent une grande partie de la capacité disponible. Cette mesure a été mise en place fin avril 2018 et a permis d'augmenter le volumes des échanges de la région CWE comme présenté à la figure 8 ci-dessous.

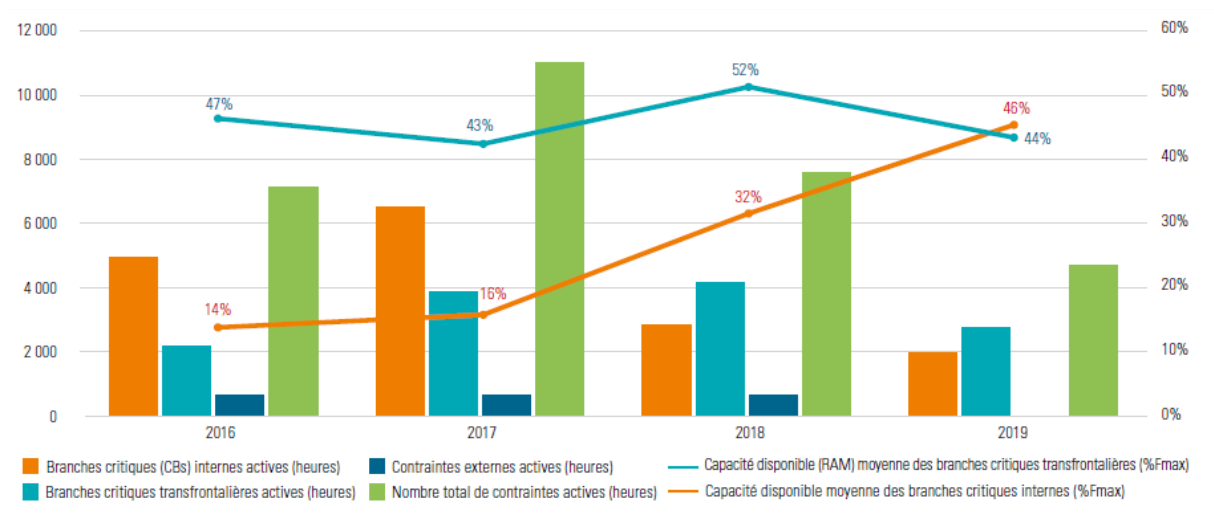
Les batonnets (échelle de gauche) montrent l'évolution sur les quatre dernières années du nombre d'heures durant lesquelles une branche critique a limité les échanges transfrontaliers en distinguant les branches critiques internes, entre zones et le nombre total de limitations. Les segments de droite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

¹¹² Décision (B)1924 du 6 juin 2019 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia System Operator, de l'adaptation apportée à la méthodologie de calcul de la capacité en infrajournalier selon le processus *increase/decrease* dans la région CWE.

¹¹³ Décision (B)2014 du 6 décembre 2019 concernant la demande d'approbation, formulée par la SA Elia System Operator, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones.

¹¹⁴ Étude (F)1987 du 10 octobre 2019 sur la meilleure prévision de mesures correctives pour prévenir la distorsion du marché.

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



La figure montre qu'en 2016 et 2017, les échanges commerciaux dans la région CWE étaient principalement limités par les branches critiques internes aux zones d'offres. Ce sont ces lignes internes, alors qu'elles sont très peu influencées par les échanges commerciaux entre zones (valeur typique de 4 %), qui limitaient principalement les échanges dans la région CWE, vu les marges extrêmement faibles disponibles qui résultent notamment de la présence de flux très élevés dus aux échanges internes (prioritaires) à la zone d'offres. En 2018 et 2019, suite à l'application de la règle des 20 %, la situation change radicalement et ce sont les lignes cross-zonales qui limitent le plus les échanges commerciaux.

En 2019, le nombre total de contraintes actives était nettement plus faible que les années précédentes. Tandis qu'en 2017, il y avait encore 11 038 branches contraignantes et en 2018 7 611, ce chiffre descend à 4 717 en 2019. Cette réduction est une évolution positive pour le marché et les échanges transfrontaliers et s'explique par différents facteurs au niveau du marché et du réseau. Au niveau du réseau, les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE appliquent depuis mai 2018 la règle de 20 % de capacité minimale disponible (« RAM ») sur les branches critiques et depuis octobre 2018, ils n'appliquent plus aucune restriction externe (*external constraints*). Il s'avère toutefois qu'il y a eu une diminution de la capacité disponible pour les contraintes actives sur les lignes cross-zonales.

En 2019, la RAM s'y élevait en moyenne à seulement 44 %, contre 52 % en 2018. Les cinq lignes cross-zonales les plus restrictives, à savoir celles aux frontières franco-allemande, germano-néerlandaise et même suisse allemande, n'avaient en moyenne qu'entre 25 % et 44 % de capacité disponible pour les échanges CWE.

La cause de cette diminution n'est pas encore claire. Sur les lignes internes, par contre, la CREG constate une hausse importante de la RAM : 46 % en 2019 contre 32 % en 2018. À titre de comparaison, il convient de signaler ici les objectifs ambitieux de minimum 70 % de la capacité thermique des lignes à disposition des échanges commerciaux cités dans le paquet législatif européen, le *Clean Energy Package*, entré en vigueur le 1er janvier 2020.

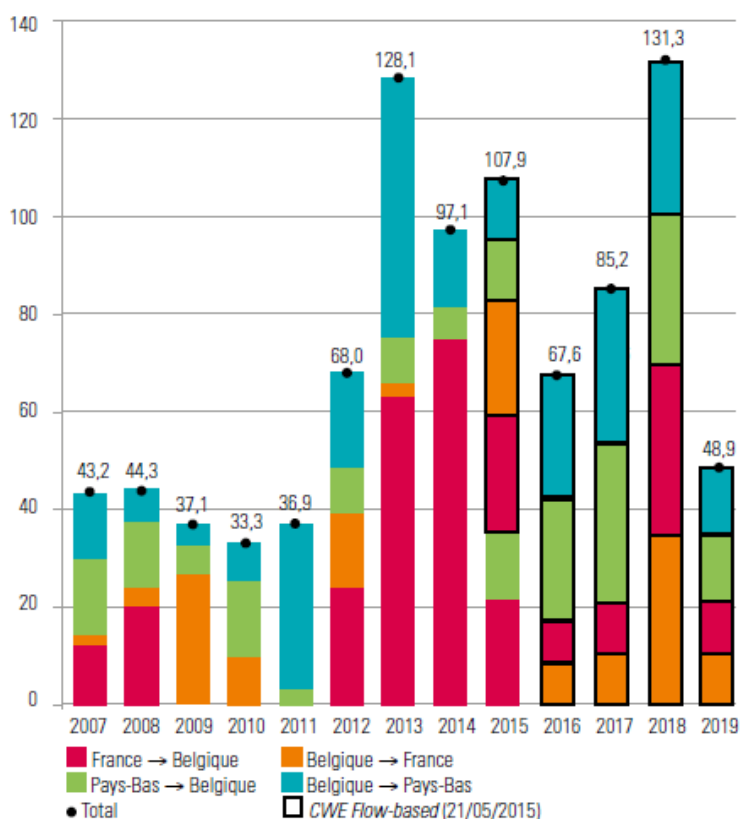
L'autre fait marquant en 2019 est la réalisation des travaux de renforcement de la ligne Mercator-Horta le 14 août 2019. Grâce au renforcement *High Temperature Low Sag* (HTLS), sa capacité nominale a doublé, passant de 2 x 1500 MW à 2 x 3000 MW. La liaison contraignante par le passé ne l'est dès lors plus.

Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion :

En juin 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une méthodologie pour la répartition du revenu de congestion tiré de l'allocation de capacité à long terme. La CREG a décidé, après une demande de modification, d'approuver la proposition modifiée¹¹⁵.

L'évolution des rentes de congestions commerciales brutes générées par le couplage des marchés en J-1, avant compensation des droits de long terme, est illustrée à figure 9 ci-dessous pour le marché belge de 2007 à 2019. 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 le gestionnaire de réseau de transport.

Figure 9 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



En 2019, les rentes de congestion brutes générées aux frontières belges en J-1 se sont élevées à 48,9 millions d'euros et ont intégralement bénéficié aux utilisateurs du réseau de transport. Ce montant, qui est le plus bas observé au cours des huit dernières années, correspond à une réduction de 62 % avec les rentes générées en 2018. Les rentes de congestion sont générées sur les deux frontières dans la région CWE : 27,7 millions d'euros à la frontière belgo-néerlandaise et 21,2 millions à la frontière franco-belge. Ce nouveau record à la baisse est expliqué par la combinaison de la légère baisse des échanges transfrontaliers dans la région CWE et la hausse importante de la convergence des prix.

¹¹⁵ Décision(B)1931 du 6 juin 2019 relative à la demande d'approbation la SA ELIA SYSTEM OPERATOR de méthodologie modifiée pour la répartition du revenu de congestion.

Les échanges sur la frontière belgo-britannique à travers NEMO Link génèrent aussi des rentes de congestion. Contrairement aux rentes de congestion générées sur les autres frontières belges, celles-ci sont attribuées en priorité aux investisseurs de NEMO Link, à savoir Elia et National Grid. Cette attribution se fait dans les limites fixées dans le cadre du mécanisme dit de *cap and floor*. Les rentes de congestion ne bénéficient aux utilisateurs du réseau de transport que lorsqu'elles sont supérieures au *cap*. En 2019, les rentes de congestion générées sur NEMO Link se trouvaient entre le *cap* et le *floor* et n'ont ainsi pas eu d'impact sur les tarifs de transport belges. Jusqu'au 21 mai 2015, les rentes de congestion pouvaient être calculées par frontière et par direction. Ce n'est plus le cas à présent.

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 gestionnaires de réseau 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 GRT européens ont soumis conjointement une nouvelle méthode de répartition des revenus de la congestion. À la demande de toutes les autorités de régulation, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après, « l'ACER ») a adapté et déterminé, le 14 décembre 2017, dans sa décision 07-2017, la méthodologie proposée par les GRT. 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.

Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation et d'exportation acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 60,2 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2019, soit nettement plus qu'en 2018. Les revenus générés par les enchères annuelles en 2019 ont été nettement plus importants que ceux générés par les enchères mensuelles.

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

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,0	102,1
2016	33,4	30,7	64,1
2017	42,0	22,7	64,6
2018	40,2	61,2	101,4
2019	60,2	15,0	75,21

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

Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) :

Les tableaux 25 à 28 donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre le Belgique et la France.

Tableaux 25 à 28 : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre la Belgique et la France et entre la Belgique et le Royaume-Uni (site JAO)

BELGIQUE VERS LA FRANCE

ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2020	200	200	3268	200	2,08	10/12/19
2019	200	200	3510	199	1,76	7/12/18
2018	100	100	1441	100	2,31	5/12/17
2017	200	200	2963	200	2,08	30/11/16

FRANCE VERS LA BELGIQUE

ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2020	1400	1400	12579	1400	1,36	10/12/19
2019	1400	1400	10814	1400	2,51	7/12/18
2018	1400	1400	11311	1400	1,50	5/12/17
2017	1450	1450	14898	1448	1,16	30/11/16

BELGIQUE VERS LES PAYS-BAS

ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2020	473	473	5591	473	1,73	10/12/19
2019	473	473	5060	473	2,23	7/11/18
2018	473	473	4859	473	1,85	20/11/17
2017	473	473	5632	473	1,22	21/11/16

LES PAYS-BAS VERS LA BELGIQUE

ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2020	473	473	5989	472	2,56	10/12/19
2019	473	473	4375	473	4,13	7/11/18
2018	473	473	5471	473	2,93	20/11/17
2017	473	473	4447	473	4,44	21/11/16

BELGIQUE VERS LE ROYAUME-UNIE

ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2020	100	100	1270	100	6,69	2/12/19

ROYAUME-UNIE VERS LA BELGIQUE

ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2020	100	100	1375	99	0,98	2/12/19

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

Afin de faciliter les échanges d'électricité aux frontières, les capacités disponibles sont calculées de manière coordonnée.

Le calcul de capacité coordonné signifie que les interdépendances entre les frontières « coordonnées » sont prises en compte dans le calcul des capacités transfrontalières. Cela permet de garantir la fiabilité du calcul de capacité et de mettre celles-ci à disposition du marché de manière optimale.

Actuellement, le calcul de capacité pour les frontières des zones d'enchères BE-NL et BE-FR s'inscrit dans une coordination plus étendue au sein de la région d'Europe du centre-ouest (ci-après : « CWE »).

Les capacités annuelles et mensuelles sont représentées à travers des calculs NTC (*Net Transfer Capacity*). Pour plus d'informations consultez le lien : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2009/yearly-and-monthly-capacity-calculation-methodology_fr.pdf?la=fr

Pour le calcul de capacité *day ahead*, la région CWE fait figure de précurseur : en 2015, elle était la première région à mettre en place une méthodologie basée sur les flux (« *flow-based* »), la méthodologie cible de la régulation en matière d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion. Pour plus d'informations, consultez le site web de JAO : <http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCrelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>

Le calcul de capacité *intraday* permet de mettre à disposition des acteurs de marché de la capacité additionnelle coordonnée au quotidien, en prenant comme point de départ le résultat du couplage de marché *day ahead* basé sur les flux. Le dossier d'approbation relatif à la méthodologie de calcul de capacité *intraday* est à consulter via le lien : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2018/2018-cwe-methodology-for-capacity-calculation-for-id-timeframe_en.pdf?la=fr

À l'avenir, les capacités sur toutes les frontières de zones d'enchères seront calculées de manière coordonnée au niveau géographique des régions de calcul de capacités (*Capacity Calculation Regions* ou « CCR »). Elia est membre de deux CCR, à savoir « Core » et « Channel », tel que cela a été établi en 2016 par ACER.

Core : Avec 15 autres GRT, Elia suit une décision de l'ACER visant à combiner les initiatives régionales existantes des anciennes régions d'Europe du centre-est et du centre-ouest au sein d'une région européenne plus étendue, la région Core. Les méthodologies du Core CCR remplaceront les méthodologies de calcul de capacité pour les frontières de zone d'enchères suivantes :

- BE-NL (existante);
- BE-FR (existante);
- BE-DE/LU (à venir).

Channel : Le calcul de capacité pour la frontière de la zone d'enchères BE-GB fait partie de la région Channel. Jusqu'à l'implémentation de la méthodologie de calcul des capacités à long terme (*Long Term Capacity Calculation Methodology* ou LTCCM) de la région Channel, Elia appliquera une méthodologie transitoire. Pour le calcul de capacité *day ahead*, Elia a développé une solution transitoire pour implémenter graduellement la Channel CCM. La solution transitoire est en grande partie, et quand c'est possible, en ligne avec la méthodologie de calcul de capacité Channel (*Channel Capacity Calculation Methodology* ou CCM). Les méthodologies de la Channel CCM remplaceront les méthodologies de calcul de capacité pour les frontières de zone d'enchères BE-GB. La région Channel est composée de trois frontières, avec une ou plusieurs interconnexions HVDC. La région Channel applique une méthode CNTC pour le calcul et l'allocation de la capacité.

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

Elia a continué à soutenir la poursuite de la mise en œuvre du marché intrajournalier transfrontalier. En novembre 2019, Elia a lancé la deuxième vague de couplage intrajournalier unique européen; anciennement connu sous le nom de projet XBID. Le commerce continu d'électricité est désormais étendu à 21 pays, marquant une autre étape importante vers l'expansion du marché unique intrajournalier européen intégré. L'intermittence croissante des énergies renouvelables a conduit à la nécessité de plus de court terme négociation et équilibrage. La prochaine vague est attendue fin 2020.

Le 14 novembre 2019, Nemo Link a lancé un produit *Intraday Capacity*, ce qui en fait la première interconnexion de canaux d'offrir des portes de nomination horaires. Cela permet au marché de réagir à des changements rapides d'approvisionnement presque en temps réel.

- Coopération FCR :

La Coopération FCR, dont Elia fait partie, a développé un processus commun d'acquisition des réserves FCR avec d'autres GRT, et ce pour réduire ainsi les coûts globaux d'acquisition de ces réserves. Ce processus est en application depuis juillet 2019.

La Coopération FCR s'efforce également d'harmoniser le produit FCR, ce qui facilitera l'accès des petits acteurs de marché, améliorera les signaux d'investissement et augmentera les avantages socio-économiques.

Les règles du marché pour l'échange de capacités FCR entre les Pays-Bas, l'Allemagne, la Belgique, la France et l'Autriche ont été mises en conformité avec les exigences de l'article 33 de l'EBGL. Depuis le 1er juillet 2019, l'enchère de capacité FCR au sein de cette région est organisée quotidiennement (hors week-end) plutôt qu'hebdomadaire. Le produit est passé de la livraison hebdomadaire à la livraison quotidienne (bloc de 24 heures). Une tarification marginale (*pay-as-cleared*) a également été introduite. Une nouvelle évolution de ces règles de marché est attendue au 1er juillet 2020.

- **CORESOS :**

En tant que Coordinateur Régional de Sécurité (ci-après : « CRS »), CORESO développe et fournit des services de coordination en coopération avec les GRT, dont Elia est membre. CORESO apporte ainsi la plus forte valeur ajoutée de quelques jours à l'avance jusqu'à l'*intraday*.

Les GRT à travers l'Europe se sont engagés à établir cinq services de coordination régionaux et à mettre en place ou à nommer des CRS pour assurer les services de coordination suivants:

- Modèles européens de grille commune de traitement des données (IGM / CGM) ;
- Analyse de sécurité coordonnée ;
- Calcul coordonné des capacités ;
- Prévision de l'adéquation à court et moyen terme (SMTA) ;
- Coordination de la planification des pannes (OPC).

- **MARI :**

Le 5 avril 2017, dix-neuf GRTs européens ont signé un protocole d'accord pour la conception, la mise en œuvre et l'exploitation d'une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage mFRR. La plateforme « *Manually Activated Reserves Initiative Platform* » ou « MARI » permettra l'échange d'énergie d'équilibrage mFRR entre les GRT participants. MARI accroîtra l'efficacité du système d'équilibrage européen et profitera à la fois aux GRT et aux *Balancing Service Provider* ou BSP. D'une part, les GRT auront accès à des offres compétitives d'énergie d'équilibrage mFRR, en provenance d'autres pays. D'autre part, les BSP pourront vendre leur énergie d'équilibrage mFRR à tous les GRT participants.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, sont étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation de cette plateforme. Les GRT prévoient de lancer la plateforme mFRR d'ici 2020 et ce en attente d'une décision d'ACER sur les T&C mFRR.

- **PICASSO :**

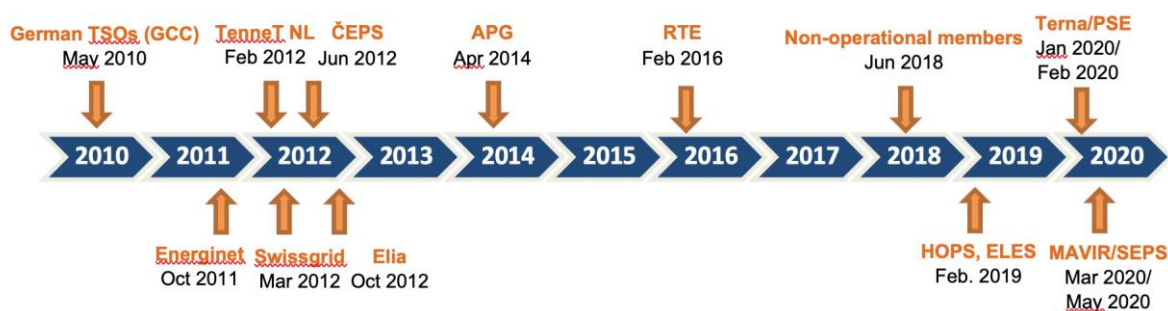
La « *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation* » ou PICASSO améliorera l'efficacité du système d'équilibrage européen et profitera tant aux GRT qu'aux BSP. Cette plateforme facilitera l'activation commune de réserves secondaires (*automatic Frequency Restoration Reserves* ou aFRR). D'une part, les GRT auront accès à des offres compétitives d'énergie d'équilibrage aFRR, en provenance d'autres pays. D'autre part, les BSP pourront vendre leur énergie d'équilibrage aFRR à tous les GRT participants.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, sont étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation de cette plateforme. Les GRT prévoient de lancer la plateforme aFRR d'ici 2020 et ce en attente d'une décision d'ACER sur les T&C aFRR.

- IGCC :

La plateforme « *International Grid Control Cooperation platform* » ou IGCC compense automatiquement les déséquilibres opposés dans les réseaux des GRT participants. L'IGCC accroît l'efficacité du système d'équilibrage européen et permet aux GRT participants d'éviter l'activation de l'aFRR dans des directions opposées.

Figure 10 : Calendrier publié par IGCC et ENSTO-E



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

Plan pour le développement du réseau de transport fédéral :

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

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

(1) *Le renforcement du réseau 380kv existant :*

Le lecteur est renvoyé au Rapport Annuel de la Belgique 2019, page 54/116.

(2) *La poursuite du développement d'interconnexions :*

Le lecteur est renvoyé au Rapport Annuel de la Belgique 2019, page 55/116.

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

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

Première liste PCI de l'Union européenne du 14 octobre 2013¹¹⁶ :

- ALEGrO : Nouvelle HTCC 100 km entre l'Allemagne (région Aix-la-Chapelle/Düren) et la Belgique (région Lixhe – Liège), nouveau OHLS 380 kV : En 2019 les travaux du projet ALEGrO ont commencé sur la E40 en direction d'Aix-la-Chapelle, entre le viaduc de Cheratte et la sortie Blegny. La fin des travaux est estimée pour fin 2020.
- Nemo (UK, BE) : la ligne sous-marine HVDC entre Zeebrugge et Richborough a été mise en service le 31 janvier 2019. Sa capacité nominale est de 1024 MW et permet à la Belgique d'échanger de l'électricité avec la zone de dépôt des offres « Grande-Bretagne » dans la région de calcul de la capacité Channel.
- MOG I : Le MOG I est opérationnel depuis septembre 2019. Une première connexion est opérationnel avec le parc éolien Rentel. Depuis lors, trois autres parcs, à savoir Northwester2, Mermaid et Seastar ont été connectés et démarrent désormais un par un.
- Cluster Belgique – Luxembourg: capacité augmentée à la frontière BE/LU. D'abord (2016) un transformateur de phase (PST) sera installé sur la ligne existante 225 kV line entre le LU et la BE. L'installation du transformateur de phase est réalisé mais pas encore en service. Dans un second temps une nouvelle interconnexion sera créée entre le réseau Creos au LU et le réseau ELIA en BE, via un câble double circuit souterrain 16 km AC double circuit 225 kV, avec une capacité de 1,000 MVA (onshore).

Deuxième liste PCI de l'Union européenne du 18 novembre 2015¹¹⁷ :

- BRABO II + III : nouvelle ligne 380 kV entre Zandvliet et Mercator composée d'une double connexion, y compris une nouvelle sous-station 380 kV à Lillo :
 - BRABO II :
 - ✓ De mars 2017 au printemps 2019, Elia a posé deux câbles 150 kV entre les postes à haute tension de *Zandvliet* et Lillo, en passant sous la *Scheldelaan* (N101). Ces nouveaux câbles souterrains remplaceront les deux lignes 150 kV existantes, situées le long de l'A12, qu'Elia portera plus tard à 380 kV.
 - ✓ De janvier 2018 à décembre 2019, Elia a construit une nouvelle ligne 380 kV entre les postes à haute tension de Lillo et *Liefkenshoek*. Pour que la ligne à haute tension puisse traverser l'Escaut, Elia installe un pylône sur chaque rive.
 - ✓ De janvier 2018 à fin 2021, Elia renouvelle et renforce la ligne 150 kV existante entre *Zandvliet* et Lillo, qui longe l'A12, pour en faire une ligne 380 kV.
 - ✓ D'août 2018 à janvier 2019, Elia a posé un nouveau câble 150 kV entre le poste à haute tension de Ketenisse et le pylône P18N à *Liefkenshoek*.
 - BRABO III : Cette ligne aura une longueur de 19 kilomètres entre *Liefkenshoek* (commune de Beveren) et le poste à haute tension Mercator (commune de Kruibeke)

¹¹⁶ Règlement délégué (UE) No 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

¹¹⁷ Règlement délégué (UE) 2016/89 de la Commission du 18 novembre 2015 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

en passant par le poste à haute tension de Kallo (commune de Beveren). Selon le planning actuel, à partir de 2023, Elia renouvellera et renforcera en 380 kV la ligne à haute tension 150 kV existante entre Liefkenshoek à Beveren et le poste à haute tension Mercator à Kruibeke.

- Horta-Mercator : Remplacement des accompagnateurs de la double connexion 380 kV entre les sous-stations Horta et Mercator par des accompagnateurs de haute performance, afin de doubler la capacité de transport. La connexion via Mercator jusque Doel est intégrée dans la sous-station Mercator afin d'obtenir un meilleur équilibre de flux et d'éviter un upgrade entre Mercator et Doel. En 2019, la liaison haute tension Mercato-Horta a été remise en service.

Dans la troisième liste PCI¹¹⁸ le projet « Installation de stockage de l'électricité par pompage-turbinage en mer en Belgique ou actuellement dénommé "iLand" » a été reconnu comme projet PCI. À l'heure actuelle, il n'existe aucune demande de raccordement concrète. Aucune réservation de capacité n'est donc prévue pour le raccordement d'iLand. Plus généralement, le raccordement de chaque nouveau client au réseau à haute tension suit un processus spécifique, défini par la loi conformément au RTF. Elia traite chaque demande de raccordement en faisant abstraction de la technologie. Elia tient à souligner qu'il convient de développer de tels projets de manière coordonnée entre toutes les parties concernées, y compris Elia.

Une quatrième liste PCI, adopté par la Commission Européenne le 31 octobre 2019, a été soumis au Parlement européen et au Conseil, qui disposent d'un délai de deux mois, renouvelable une fois, pour présenter d'éventuelles objections.

Dans ce cadre Elia a soumis deux nouveaux projets PCI, à savoir :

- MOG II : MOG-II consiste en des investissements dans le réseau *offshore* qui permettra de raccorder une nouvelle vague d'énergie *offshore* au continent (en plus des 2,3 GW d'énergie éolienne *offshore* déjà prévus d'ici 2020 - ce qu'on appelle la « phase 1 ») d'une manière efficace et fiable - et facilite donc grandement l'intégration des SER en Belgique. La quantité d'énergie *offshore* visée pour la deuxième phase est comprise entre 1,7 GW et 2,04 GW, conformément à la stratégie belge en matière d'énergie qui fixe un objectif global de 4 GW d'ici 2030. MOG II vise à raccorder les nouveaux parcs éoliens *offshore* à des plates-formes de transformation *offshore* et à transporter l'énergie au moyen de câbles 220 kV AC vers une nouvelle sous-station *onshore* qui sera intégrée au réseau de transport existant.

Le calendrier pour le raccordement de cette capacité de production *offshore* supplémentaire dépend de deux paramètres importants : d'une part, la mise en place d'une procédure d'appel d'offres (désormais prévue pour 2022) et les études préliminaires nécessaires à cette fin (voir « Note de principe Appel d'offres *offshore* parcs éoliens à partir de 2020 » approuvées par le Conseil des ministres belge fin août 2018) et d'autre part les renforcements de réseau onshore nécessaires (projets Ventilus et Boucle du Hainaut).

Elia travaille actuellement avec le gouvernement et l'administration belges, la CREG (autorité de régulation) et d'autres parties prenantes pour définir le cadre d'un système d'appel d'offres pour les nouveaux parcs éoliens et pour lancer les études nécessaires concernant les zones de production et la future infrastructure de transport (nombre de plateformes, câbles, conception du réseau, etc.).

¹¹⁸ Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

Autres investissements concernant les interconnexions transfrontalières non PCI :

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

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

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

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

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

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

Le projet Lonny-Achêne-Gramme : Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Il sera réalisé en plusieurs phases. La première phase de ce renforcement est nécessaire afin de permettre une meilleure répartition des flux attendus à la frontière sud d'ici 2025. La solution de référence consiste à installer un transformateur déphaseur du côté belge. La seconde phase est un renforcement supplémentaire. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à installer un second transformateur déphaseur et à restructurer les postes d'Achêne et de Gramme. D'autres variantes sont également analysées. Ce projet est actuellement en phase d'étude. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030. Le projet Aubange-Moulaine : ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 220 kV existante entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France) grâce à l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange. Le renforcement de la frontière sud est complémentaire au renforcement d'Avelin-Avelgem et limite les risques de voir cette interconnexion devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux entre les marchés.

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

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

une dizaine d'années, la mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt. Le calendrier, la localisation, le tracé et la capacité font encore l'objet d'études complémentaires. Dans ce contexte, Elia et National Grid Interconnector Holdings Limited (NGIHL) mènent une étude de faisabilité bilatérale avant de confirmer que cette interconnexion pourrait être définitivement réalisée.

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

En 2019, la CREG a continué d'entretenir de bonnes relations avec ses homologues étrangers, y compris en dehors du CEER et de l'ACER. En ce qui concerne les pays voisins, elle a veillé à maintenir de bons contacts au plus haut niveau.

Ainsi, grâce à un cofinancement de la Commission européenne, les travaux de développement menés avec la présidence du régulateur français de l'énergie (la CRE) se sont poursuivis en vue du développement de Regulae.fr, le réseau international des régulateurs francophones de l'énergie. La CREG a contribué à l'organisation du cinquième atelier sur les énergies renouvelables. Cet atelier a eu lieu les 2 et 3 juillet 2019 à Cotonou, au Bénin, à l'invitation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE) du Bénin. L'assemblée générale s'est tenue les 19 et 20 novembre 2019 à Luxembourg-Ville, au Grand-Duché de Luxembourg, et a traité plus en profondeur des règles de dissociation juridique et organisationnelle des acteurs traditionnels du secteur de l'énergie.

Dans le cadre du Brexit, sur la base de signaux antérieurs émis par les institutions et les États membres de l'Union européenne, la CREG a poursuivi en 2019 son engagement à consolider le cadre réglementaire des marchés belges de l'électricité et du gaz dans l'hypothèse où le Royaume-Uni quitterait l'Union européenne sans accord. À cette fin, la CREG et les autres régulateurs de l'énergie des pays voisins du Royaume-Uni (à savoir, la France (CRE), les Pays-Bas (ACM), le Danemark (DUR), la Norvège (NVE) et l'Irlande (CRU)) se sont étroitement concertés avec la Commission européenne afin de clarifier diverses questions relatives aux interconnexions existantes ou en construction avec le Royaume-Uni. La continuité du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, dans l'hypothèse d'un scénario *no deal*, a été annoncée comme étant une priorité. D'autres contacts étroits ont été maintenus avec le régulateur britannique Ofgem et le régulateur allemand BNetzA. Dans les deux cas, des modifications apportées au niveau national dans les deux pays ont nécessité des consultations supplémentaires afin d'attirer l'attention au plus haut niveau sur l'impact des activités sur leurs marchés du gaz et de l'électricité pour le marché belge, en particulier, pour le Royaume-Uni, le Brexit et pour l'Allemagne, la fusion de son marché du gaz naturel en une seule grande zone. Outre ces contacts bilatéraux directs avec ses homologues voisins, la CREG a répondu en 2019 à des questions diverses et variées posées par les régulateurs ou organismes de régulation néerlandais, allemands, roumains, chypriotes, français, tchèques, grecs et polonais.

Mais surtout, dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et des lignes directrices pour l'électricité, la coopération régionale et européenne entre les régulateurs nationaux s'est renforcée considérablement en 2019. Ainsi, 16 décisions ont été adoptées au sein du *European Regulators Forum*, instauré pour se conformer à l'obligation qu'ont les régulateurs nationaux de l'énergie de l'Union européenne d'adopter des décisions conjointes (les *all NRA decisions*) sur des propositions communes émanant de l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport (les *all TSO proposals*). Dans trois de ces dossiers, l'unanimité n'a pu être obtenue et la décision a été renvoyée à l'ACER.

Au niveau régional, la CREG fait partie, pour la poursuite du développement des règles harmonisées d'allocation des capacités à court et à long terme, de la région *Core* (s'agissant des couplages avec les pays voisins sur le continent, c'est-à-dire avec la France et les Pays-Bas) et de la région *Channel*

(s'agissant du couplage avec la Grande-Bretagne). Deux décisions relatives aux règles d'allocation à long terme dans la région *Core* ont été prises en 2019¹¹⁹. Faute d'accord entre les régulateurs, une décision sur la conception régionale des droits de transport à long terme a été renvoyée à l'ACER. Deux décisions conjointes ont été prises dans la région *Channel*, en application des règlements CACM et FCA¹²⁰. En outre, la CREG a défini, en concertation avec les autres régulateurs concernés, des règles d'allocation alternatives (à long et à court terme) dans l'éventualité où le Royaume-Uni quitte le marché intérieur de l'énergie suite au Brexit. Elles ne sont pas encore entrées en vigueur à ce jour.

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 2019.

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 2019.

2.5.2.2. Région flamande

L'Article 13.1.2 du Décret sur l'Energie accorde à le VREG le droit d'exiger auprès de chaque partie du marché toute information ou communication de documents/données et dans le cas échéant d'imposer des amendes administratives.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

2.5.2.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

¹¹⁹ Décision (B)1915 du 21 mars 2019 relative à la proposition commune, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de distribution de la région de calcul de la capacité Core, modifiant les exigences régionales relatives aux règles d'allocation harmonisées et Décision (B)2011 du 17 octobre 2019 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, modifiant les exigences régionales relatives aux règles d'enchères harmonisées.

¹²⁰ Décision (B)1894 du 24 janvier 2019 relative à la demande d'approbation de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et de tous les gestionnaires de réseau de transport de la région pour le calcul de la capacité Channel d'une méthodologie commune modifiée pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés et d'une proposition modifiée de méthodologie commune pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie et Décision (B)1954 du 20 juin 2019 relative à la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, de modification des règles de nomination pour les programmes d'échange d'électricité entre zones de dépôt des offres.

2.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

L'article 32 de l'ordonnance électricité permet à BRUGEL d'imposer une sanction administrative en cas de non-respect du cadre légal bruxellois et réglementaire lié au marché de l'énergie. Cette compétence n'a pas été mise en œuvre en 2019. Néanmoins, BRUGEL a identifié des manquements dans le chef des fournisseurs et du gestionnaire du réseau. Suite à une procédure à l'amiable, ces manquements ont été corrigés ou sont en voie de rectification.

Contentieux :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

2.6. CONCURRENCE

2.6.1. Marché de gros

En 2019, on constate que la consommation électrique belge totale, telle que mesurée par le Elia, s'est élevée à 74,6 TWh et a donc de nouveau connu une diminution par rapport à l'année précédente (-2,6%). La tendance à la baisse du prélèvement observée ces dernières années se poursuit donc. Par rapport à 2010, on observe une diminution du prélèvement sur le réseau Elia de 14%. Les centrales nucléaires ont produit 41,4 TWh (soit 56% de la production belge), ce qui représente une forte augmentation (+14,1 TWh) par rapport à 2018, en raison de disponibilités plus élevées au cours de 2019. L'intensité carbone de la production d'électricité en Belgique a continué sa tendance historique à la baisse et a diminué de moitié depuis 1990.

Sur le marché à court terme, le prix de l'électricité a connu en 2019 une baisse de 29% par rapport à l'année précédente (39,4 €/MWh). Sur les autres marchés, les prix diminuent également. Sur le marché à long terme, le prix *year-ahead* a atteint en moyenne 51,0 €/MWh. L'écart de prix moyen en région Europe du centre-ouest, beaucoup moins important en 2019, s'élève à 3,4 €/MWh. Malgré une baisse des échanges dans la région CWE, la convergence des prix a augmenté.

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

Niveau des prix de gros :

En 2019, le prix moyen du marché journalier pour la fourniture d'électricité en Belgique était de 39,4 €/MWh, ce qui représente 15,9 €/MWh ou 29% de moins qu'en 2018. Il devient de ce fait le deuxième prix annuel moyen le moins élevé enregistré pour la fourniture d'électricité depuis 2007 (Figure 12). A titre de comparaison, le prix moyen des contrats à long terme pour la fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité en Belgique en 2019, négocié en 2018, s'élevait à 51,0 €/MWh, soit 11,7 €/MWh de plus que le prix moyen réalisé sur le marché journalier (Figure 14). Après deux ans, l'achat d'électricité sur le marché journalier a été de nouveau plus avantageux en moyenne que sur le marché à long terme.

Figure 11 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par année de 2007 à 2019 inclus

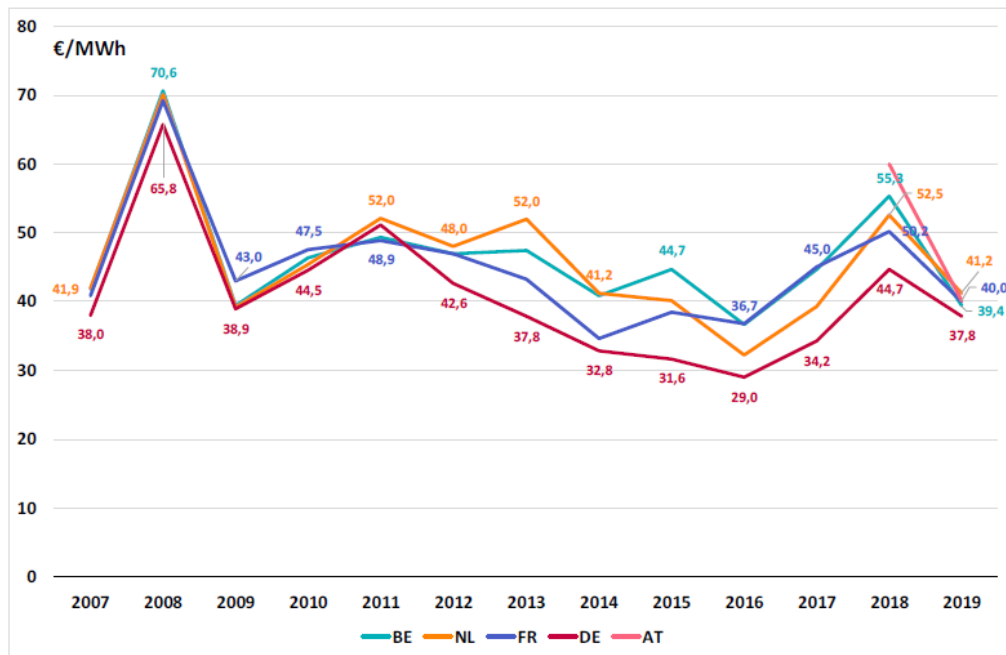


Figure 12 - Prix moyen pratiqué pendant une année de négoce pour un contrat *year ahead* pour fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité par zone de dépôt des offres dans la région CWE

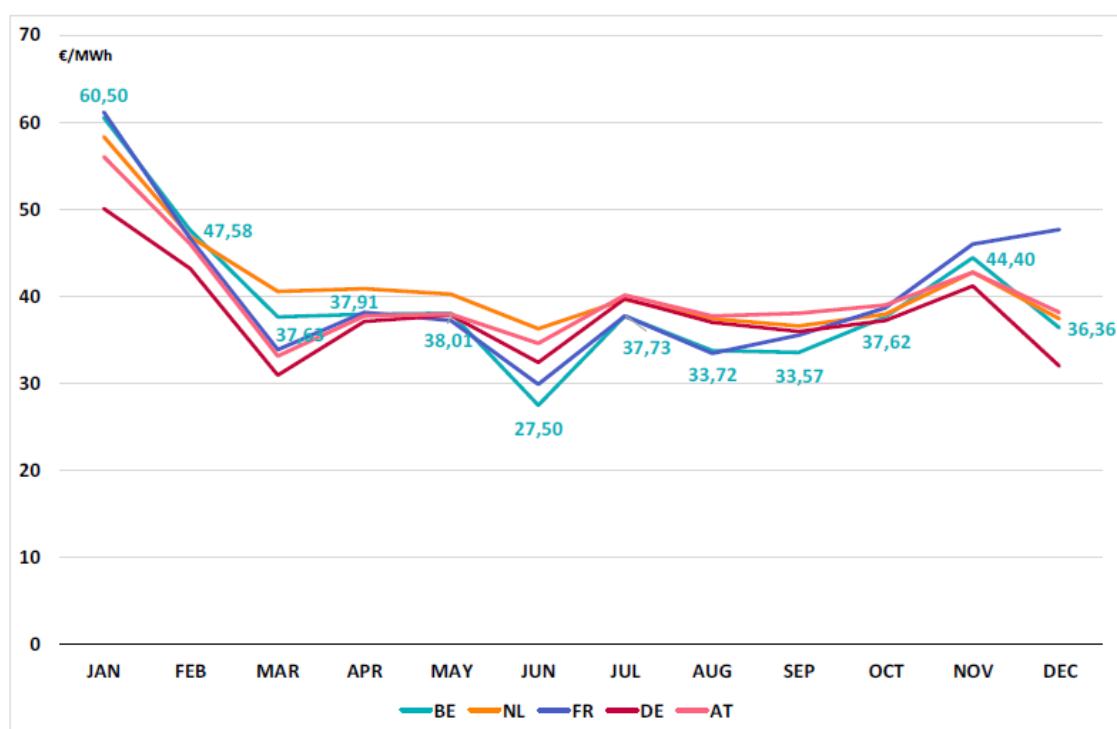


On observe une évolution à la baisse des prix sur le marché journalier comparable aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. Alors que le prix moyen sur le marché journalier en 2019 a diminué de 10,2 €/MWh par rapport à 2018 en France, il a diminué de 6,8 €/MWh en Allemagne et de 11,3 €/MWh aux Pays-Bas. Les prix belges ont, en d'autres termes, fortement baissé dans toute la région considérée et étaient en 2019 inférieurs à ceux en vigueur aux Pays-Bas et en France. Outre l'impact d'événements

internationaux, comme entre autres l'introduction d'une disponibilité minimale de capacité pour le marché européen, des événements locaux tels que la disponibilité de centrales nucléaires améliorent la convergence des prix avec ceux des pays voisins ;

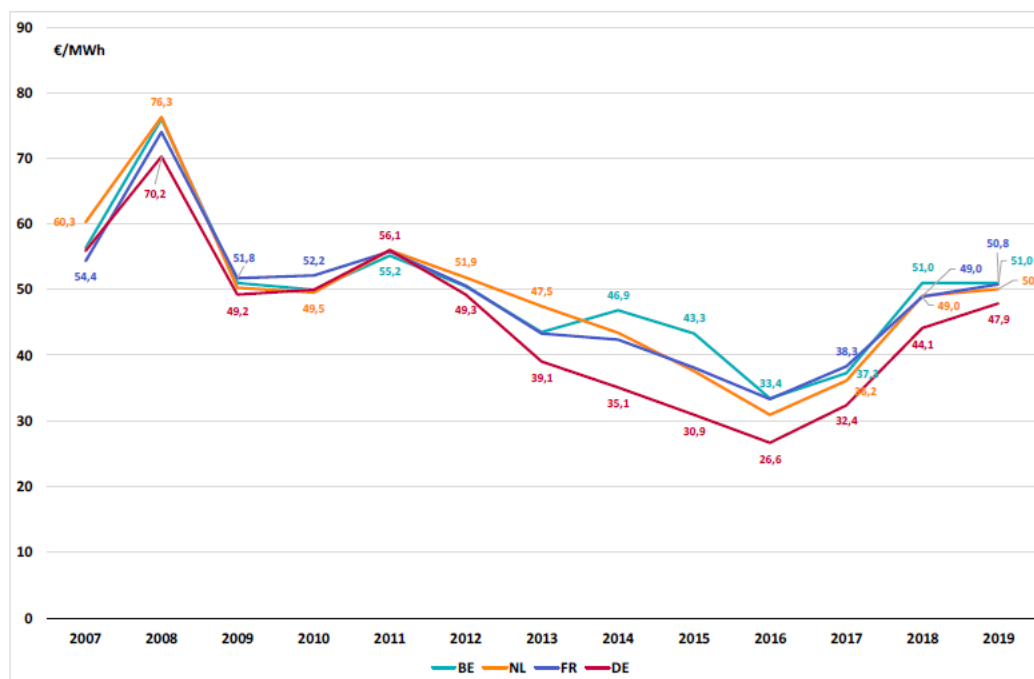
L'écart entre le prix le plus élevé en région CWE (à savoir le prix de l'électricité aux Pays-Bas) et le moins élevé (le prix de l'électricité en Allemagne) est de 3,4 €/MWh. soit environ autant qu'en 2010 et 2011. Depuis avril jusqu'y compris octobre, le prix moyen sur le marché journalier enregistré Belgique a été un des moins élevés par rapport aux pays voisins (Figure 14). En juin et en septembre la Belgique a même eu les prix les moins chers. Les écarts de prix avec les autres pays sont au plus haut pendant la période hivernale de 2019. L'écart entre le prix le plus élevé en région CWE (à savoir le prix de l'électricité aux Pays-Bas) et le moins élevé (le prix de l'électricité en Allemagne) est de 3,4 €/MWh. soit environ autant qu'en 2010 et 2011.

Figure 13 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par mois en 2019.



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

Figure 14 – Prix moyens pratiqués 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



Le degré de transparence :

En 2019, la CREG a réalisé d'initiative une étude¹²¹ sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2018, ayant pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

L'étude contient une analyse des contrats de fourniture d'électricité et du comportement de prélèvement de clients industriels. Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur une définition différente de la notion de « grand client industriel ». Dans l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution). Cela correspond à 32 % de la consommation des clients finals belges en 2018¹²², à savoir un volume de consommation total facturé de 26 TWh. 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. Le prélèvement total s'élevait en 2018 à 17,52 TWh, soit 22,9 % du prélèvement total enregistré sur le réseau de transport d'Elia.

Une analyse des contrats de fourniture démontre que ce sont surtout des contrats de courte durée (1 ou 2 ans) qui sont souscrits. Concernant le prix de l'énergie facturé, des écarts de prix importants entre clients industriels sont constatés au cours de la même année. Ceux-ci ne peuvent pas s'expliquer par le volume consommé. En 2018, les prix contractuels se situent entre 15 €/MWh et 85 €/MWh et

¹²¹ Étude (F)1983 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2018.

¹²² La consommation d'électricité est assurée, d'une part, par le prélèvement d'électricité mesuré au niveau du réseau et, d'autre part, par la production d'électricité générée par les unités de production locales sur le site industriel. Si le fournisseur n'est pas propriétaire de ces unités de production locales, la différence entre la consommation réelle et la consommation facturée par le fournisseur représentera le volume généré localement.

les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 60 €/MWh. Cette étude aborde les principaux facteurs déterminants qui contribuent aux différences entre les prix contractuels.

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

Le prélèvement annuel des grands clients industriels raccordés au réseau à haute tension d'Elia augmente de 17,17 TWh en 2017 à 17,52 TWh en 2018. La majorité de la consommation totale industrielle d'électricité était destinée à l'industrie manufacturière. Le prélèvement mensuel le plus élevé en 2018 a été mesuré en avril, le plus bas en novembre. La différence entre les deux est de 0,36 TWh. La déviation standard du prélèvement mensuel d'électricité en 2018 est 8,1 % et est augmenté en comparaison avec l'observation de 2017 (5,0 %).

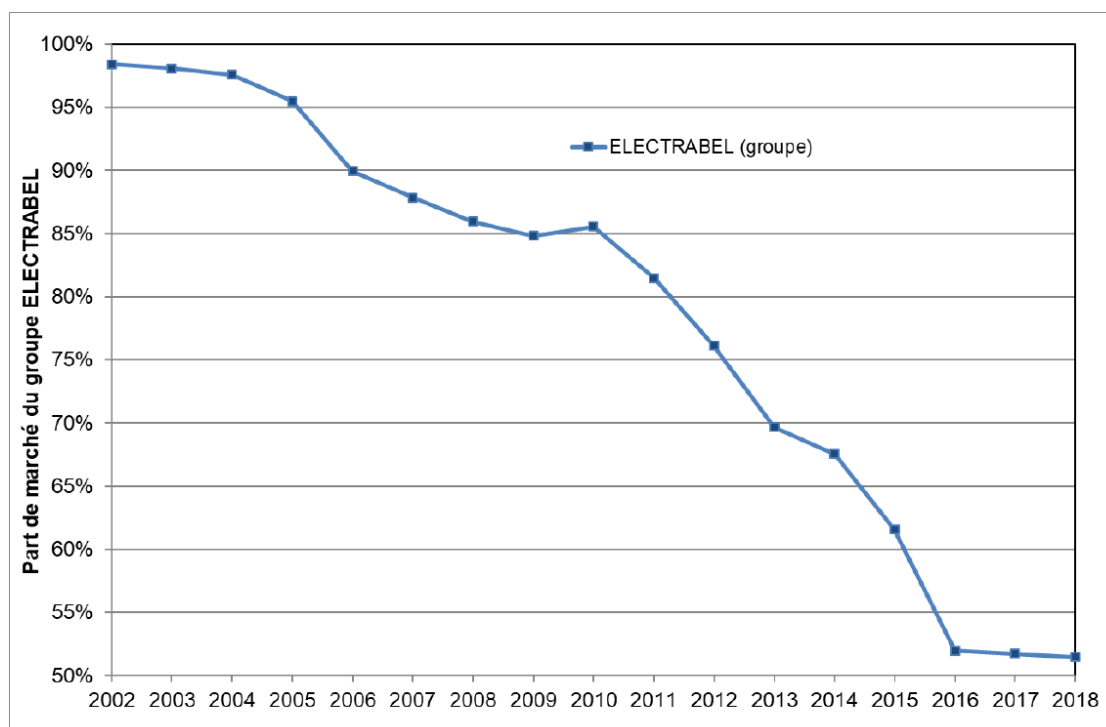
Les prix de l'énergie facturés en 2018 aux grands clients industriels sont observés dans la fourchette comprise entre 15 EUR/MWh et 85 EUR/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 EUR/MWh et 60 EUR/MWh. Ces importants différentiels de prix s'expliquent principalement par les caractéristiques propres à chaque client industriel, mais également par le timing choisi par les clients industriels pour conclure leur contrat et exécuter les « clicks ».

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est dominée par le groupe ELECTRABEL¹²³. Ce fournisseur a fourni, en 2018, 49 % des grands clients industriels belges et a couvert 51,5 % de la consommation totale facturée aux grands clients industriels belges. La figure 15 illustre que la part de marché du groupe ELECTRABEL – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse de 2002 (98,4%) à 2018 (51,5 %) qui s'est fortement accélérée entre 2010 (année où elle atteignait encore 85,5%) et 2016.

¹²³ Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

Figure 15 : 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)



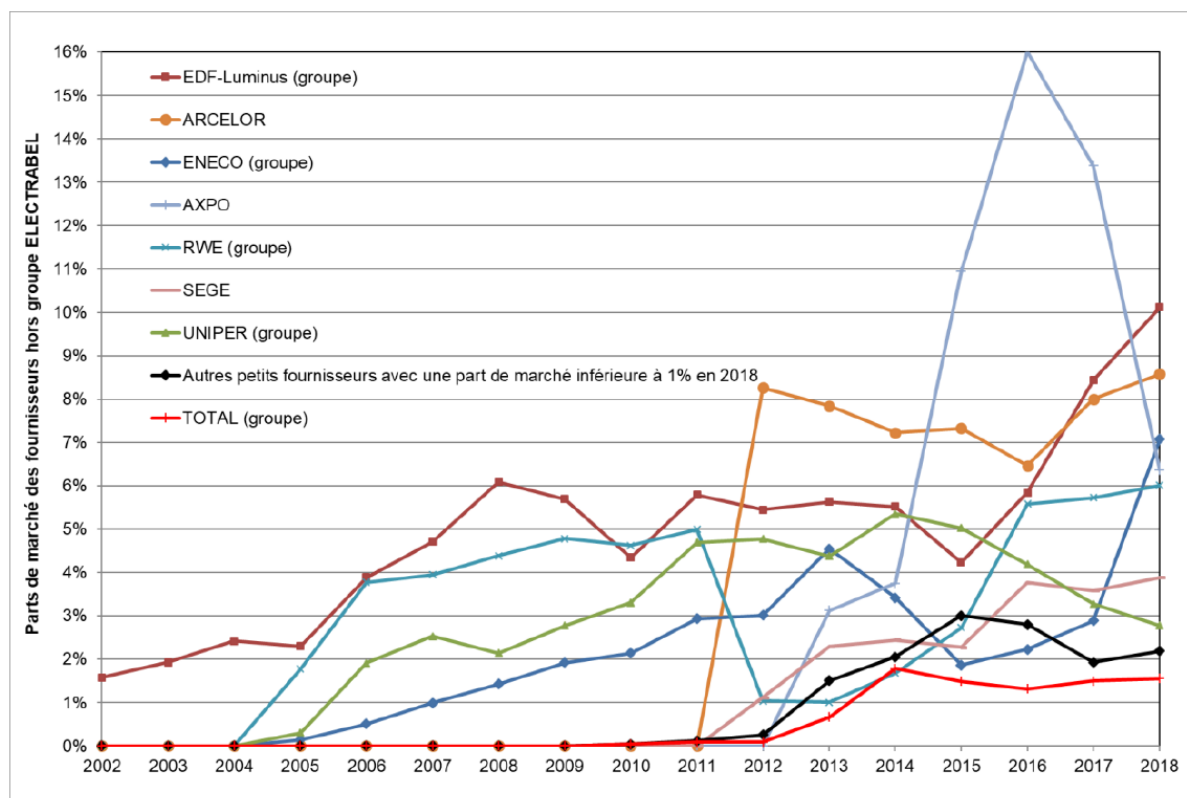
Comme illustré à la figure 16, ce sont essentiellement les groupes EDF Luminus¹²⁴ UNIPER¹²⁵ et RWE¹²⁶ qui ont pris des parts de marché à ELECTRABEL durant les premières années de la libéralisation. Depuis 2010, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui est progressivement résorbée suite à la récente relance de nouvelles activités en Belgique.

¹²⁴ Le groupe EDF Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

¹²⁵ Le groupe UNIPER reprend la société E.ON.

¹²⁶ Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, ESSENT et POWERHOUSE.

Figure 16 : Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'ELECTRABEL, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs



La diminution des parts de marché du groupe ELECTRABEL observée depuis 2010 s'explique premièrement par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs. Certains de ces nouveaux entrants ont réussi à gagner des parts de marché significatives en l'espace de quelques années seulement. A titre d'exemple, AXPO a gagné 16 % de parts de marché entre 2010 et 2016. La diminution des parts de marché du groupe ELECTRABEL observée depuis 2010 s'explique deuxièmement par le développement de certains clients industriels, tels qu'ARCELOR, TOTAL et AIR LIQUIDE - via SEGE -, de leurs propres activités de fourniture. La diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique deuxièmement 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 16 % de parts de marché entre 2012 et 2016. Depuis 2016, ce sont essentiellement les groupes EDF Luminus et Eneco¹²⁷ qui ont repris des parts de marché au détriment d'Axpo.

Electricity Wholesale market indicators	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Electricity Production</i>	21,29 GW	20,6	21,585	22,7	23,1
<i>Number of active wholesale companies</i>	NAV	NAV	NAV	34	38
<i>Total electricity demand</i>	77TWh	77TWh	77TWh	77TWh	74TWh
<i>Imports volume</i>	20,8	7,7	7,8	21,8	11,3

¹²⁷ Le groupe Eneco reprend les sociétés Eneco, ENI (de 2012 à 2017) et Nuon (de 2010 à 2011)

<i>Exports volume</i>	0	1,2	1,2	4,3	13,6
<i>Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by capacity</i>	91.9%	89,4%	89,99%	88,1%	88,3%
<i>Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by volume</i>	83,2%	93,6%	93,07%	90,3%	91,5%
<i>HHI of electricity producers</i>	4679	6303	6152	5130	5450
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	56	44	46	57	NA
<i>Traded volume in the spot electricity market</i>	23,7	19,6	17,9	25,9	18,4
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Total Traded volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Average spot electricity price</i>	44,7	36,6	44,6	55,3	39,4
<i>Generation fuel mix by source (GW)</i>					
• Coal	0.7358	0	0	0	0
	4,982	6,5	6,688	7	6,6
• Natural gas					0,3
• Petroleum					5,9
• Nuclear					1,5
• Hydro	2,172	2,3	2,807	3,2	3,3
	2,958	3,15	3,88	3,6	3,8
• Solar					
• Wind (on- and offshore)					
<i>Electricity production market share (%)</i>	9	93%	93%	79%	102%
<i>Total installed generation capacity</i>	20,5	20,6	21,3	21,9	23,1

2.6.3. Marché de détail

Dans le cadre de sa compétence relative au prix final de l'électricité et du gaz, l'étude annuelle de 2019¹²⁸ présente les résultats de la mise à jour annuelle de son étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. A l'évolution du prix de base de l'énergie, qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transmission/transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

Concernant l'électricité, le prix total moyen facturé au client résidentiel entre 2007 et 2019 a augmenté de 66,41%. Entre 2018 et 2019, le prix total moyen pour tous les fournisseurs a augmenté de 5,12 €/MWh, c'est-à-dire de + 1,89 %. L'évolution diffère par région et par fournisseur. Concrètement il s'agit d'une hausse moyenne, de 143,65 €/MWh en Flandre, de 66,81 €/MWh à Bruxelles et de 108,44 €/MWh en Wallonie.

¹²⁸ Étude (F)2071 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également augmenté, de 21,15%. Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 25,43 €/MWh en Flandre, de 14,61 €/MWh à Bruxelles et de 43,88 €/MWh en Wallonie.

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

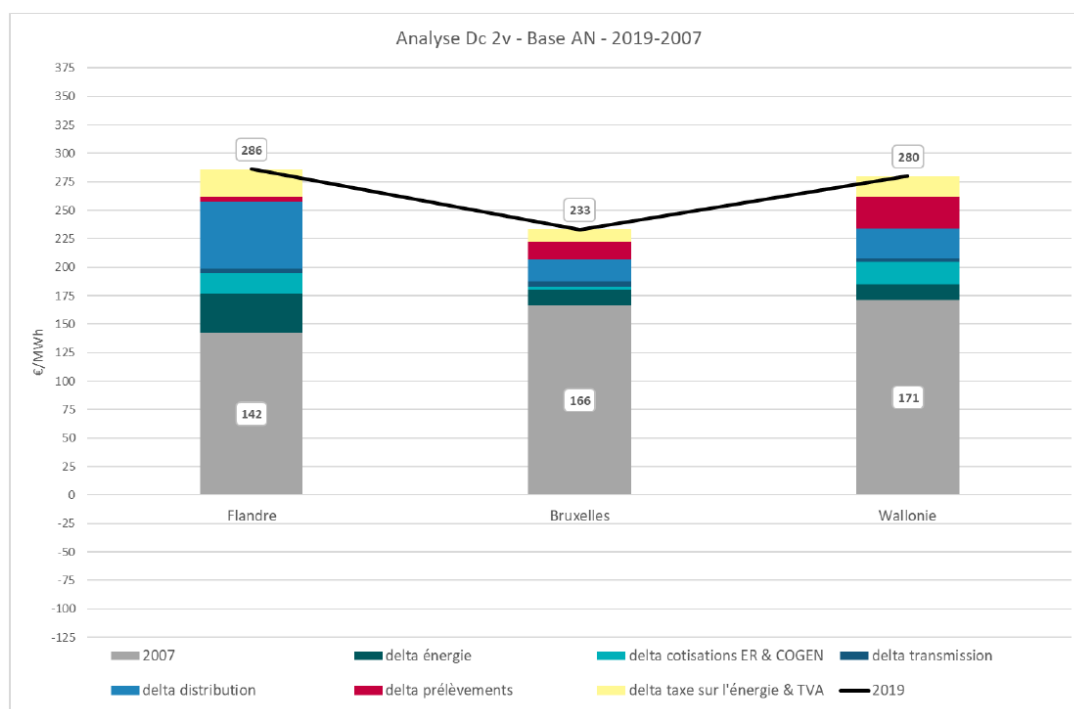
Niveau des prix :

PERIODE 2007-2019

Clients résidentiels (Dc 2v)

Entre 2007 et 2019, le prix total moyen a augmenté de 66,41 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 2,99 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type Dc 2v par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹²⁹. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2019.

Figure 17 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Dc 2v, période 2007-2019



¹²⁹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 143,65 €/MWh en Flandre, de 66,81 €/MWh à Bruxelles et de 108,44 €/MWh en Wallonie¹³⁰. Ces évolutions s'expliquent principalement par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 34,44 €/MWh en Flandre et de 13,65 €/MWh à Bruxelles et en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 5,74 €/MWh dans les trois régions.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Le premier et, dans une moindre mesure, le deuxième trimestre de 2019 ont été (fortement) sous pression en raison des prix élevés sur les marchés de gros (de fin septembre 2019 au quatrième trimestre de cette année-là). En 2019, les produits fixes ont également eu besoin d'un peu plus de temps pour revenir à des niveaux « normaux ».

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

Evolution des contributions énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 18,04 €/MWh en Flandre, de 3,31 €/MWh à Bruxelles et de 19,77 €/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 1,26 € en Flandre et de 0,50 €/MWh à Bruxelles et de 1,51 €/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 137,21 % (58,50 €/MWh) ; 73,85 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public comprenant les coûts des actions visant une utilisation rationnelle de l'énergie (URE) ainsi que les coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et de cogénération.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 48,29% (19,47 €/MWh) ; la dernière année, on a enregistré une hausse de 0,71 €/MWh. La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle dans ce cadre.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 59,73% (26,00 €/MWh) ; pour la dernière année, il s'agissait d'une augmentation de 4,91 €/MWh. A partir de mars 2019, la Wallonie a adapté la structure de ses tarifs réseau.

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

¹³⁰ Etant donné qu'un client Dc 2v a une consommation annuelle de 3 500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 519,10 €/an en Flandre, de 195,42 €/an à Bruxelles et de 320,50 €/an en Wallonie.

Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 82,19 % plus élevé en 2018 pour un client-type Dc 2v. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs de réseau de distribution flamands liée à la hausse des coûts des obligations de service public.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 4,40 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de 0,10 €/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de 1,25 €/MWh et les prélèvements fédéraux, tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...), ont grimpé de 7,12 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également enregistré une hausse de 0,76 €/MWh. Ces hausses ont été compensées par la suppression du prélèvement Elia en 2019.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 15,53 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,88 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,25 €/MWh, les prélèvements fédéraux tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de 7,12 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de 6,61 €/MWh (dont la surcharge pour le financement des obligations de service public et d'autres prélèvements locaux comme l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 27,69 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,06 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,25 €/MWh, les prélèvements fédéraux comme la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de 7,12 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de 19,87 €/MWh (dont l'indexation de la taxe de voirie et l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

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

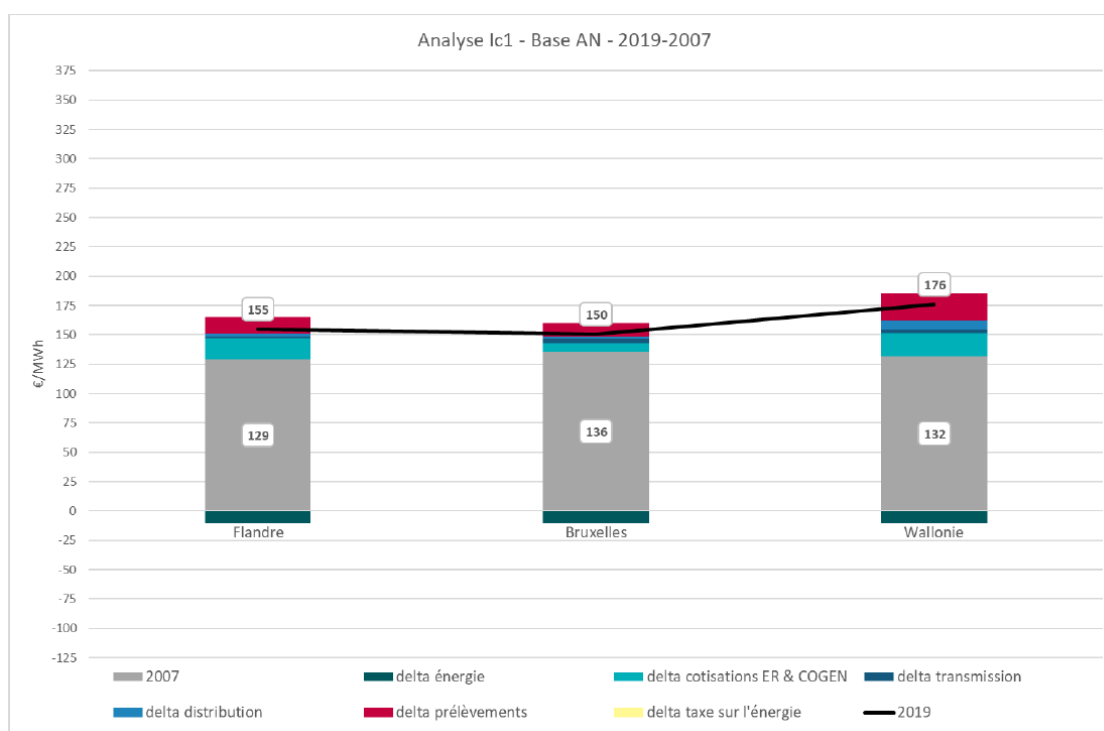
La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de 24,36 €/MWh en Flandre, de 11,03 €/MWh à Bruxelles et de 18,25 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une diminution de 0,55 € en Flandre et une augmentation de 1,92 €/MWh à Bruxelles et de 2,94 €/MWh en Wallonie.

Clients professionnels (Ic1)

Entre 2007 et 2019, le prix total moyen a augmenté de 21,15 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 2,29 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique se fonde sur un client type Ic1 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹³¹. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2019.

¹³¹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

Figure 18 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Ic1, période 2019-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 25,43 €/MWh en Flandre, de 14,61 €/MWh à Bruxelles et de 43,88 €/MWh en Wallonie¹³². Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, les contributions énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 10,12 €/MWh. La dernière année, ce prix a diminué de 5,45 € dans les trois régions.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. En 2019 on observe qu'après avoir augmenté au cours de la 2^e moitié de 2018, les prix ont à nouveau diminué et suivi l'évolution des marchés de gros.

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

Evolution des cotisations énergie renouvelable et cogénération

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

¹³² Etant donné qu'un client Ic1 a une consommation annuelle de 160 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 5 220,41 €/an en Flandre, de 2 460,92 €/an à Bruxelles et de 7 544,93 €/an en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 2,55 €/MWh ; lors de la dernière année, il a diminué de 4,17 €/MWh.

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

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 2,01 €/MWh ; lors de la dernière année, il a augmenté de 0,68 €/MWh. Une redistribution des clients sur la base du règlement technique et la forte baisse des frais de dossier pour la catégorie 26-1kV chez Sibelga sont à l'origine de cette faible augmentation sur l'ensemble de la période.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 7,52 €/MWh ; la dernière année, il s'agissait d'une diminution de 2,96 €/MWh. A partir de mars 2019, la Wallonie a adapté ses tarifs de réseau.

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

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 13,78 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 0,13 €/MWh.

Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V. La suppression du prélèvement Elia est dès lors compensée par la hausse de la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges fédérales et régionales. L'annulation par la Cour constitutionnelle du décret instituant le prélèvement Energie flamand et le nouveau prélèvement mensuel en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 constitue la cause principale de cette baisse au cours de l'année dernière en Flandre.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 11,91 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,86 €/MWh.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 23,79 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 0,73 €/MWh. Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V.

Évolution mensuelle du prix d'électricité en 2019

Figure 19 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2019 pour un client type résidentiel (client type = 3.500 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

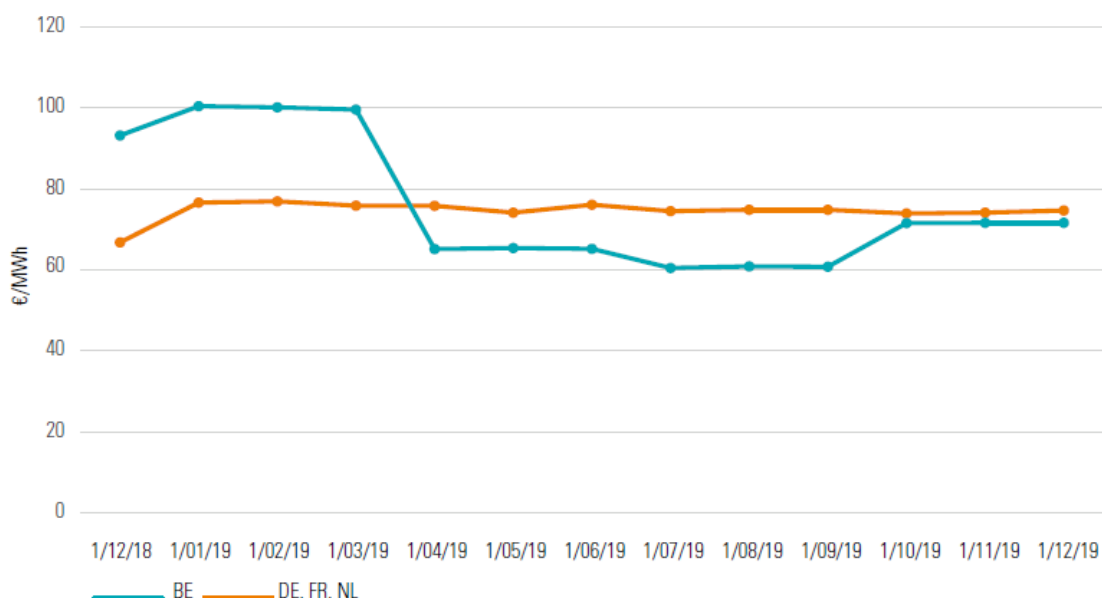
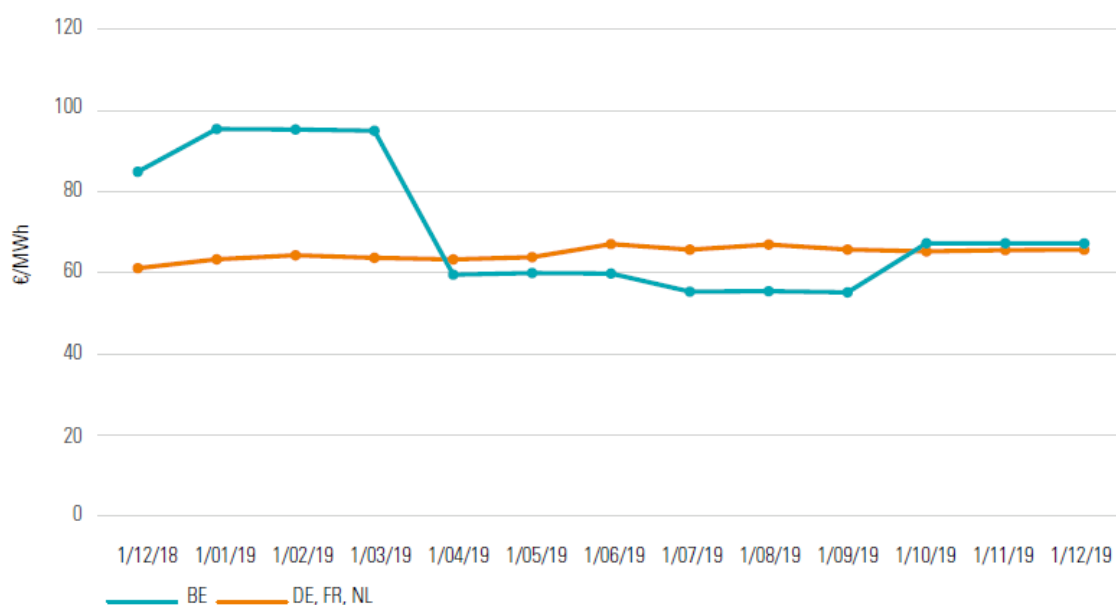


Figure 20 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2019 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



Niveau de transparence :

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

Les contrats à prix de l'énergie variable suivent l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel, ce qui signifie que les consommateurs ayant souscrit ce type de contrat voient immédiatement

les hausses de prix se répercuter (partiellement) sur leur facture, ce qui s'applique également dans le cas de prix à la baisse.

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

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

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

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

La part de marché de la production de gros :

Le tableau 29 donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Electrabel possède toujours une part de marché importante (69 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 16 % en capacité de production.

Tableau 29 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Capacité de production (GW)											Part de marché (%)										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Electrabel	12,1	11,4	11,0	10,7	9,9	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	10,8	76%	72%	70%	68%	65%	68%	71%	73%	72%	69%	69%
EDF Luminus ⁽¹⁾	2,2	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	2,6	14%	15%	15%	14%	15%	12%	12%	14%	14%	17%	16%
E.ON	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	8%	9%	9%	9%	10%	7%	4%	0%	0%	0%	0%
TPOWER	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Autres (<3%)	0,5	0,6	0,5	1,2	1,3	1,5	1,6	1,5	1,5	1,8	1,8	3%	3%	3%	7%	9%	10%	11%	11%	11%	12%	12%
Total	16,0	15,8	15,8	16,0	15,3	14,6	14,5	14,0	14,1	15,4	15,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	5 970											5 540										
	5 170											4 720										
	4 460											4 760										
	5 160											5 510										
	5 420											5 040										
	5 090																					

(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 2019 et reste très élevé avec une valeur de 5 090. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000.

Le tableau 30 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 75,8 TWh en 2019, ce qui est fort au-dessus du niveau de la production de 2018 qui était marquée par l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires, mais aussi supérieur aux années précédentes. La part de marché prédominante d'Electrabel a augmenté en 2019 à 72 % (contre 69 % en 2018). L'indice HHI a augmenté à 5 450 en 2019, ce qui témoigne encore toujours d'un marché très concentré.

Tableau 30 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)																							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Electrabel	70,3	62,7	58,9	50,7	49,9	40,7	37,2	55,0	54,4	40,1	54,6	82%	72%	73%	71%	71%	68%	67%	79%	77%	69%	72%		
EDF-Luminus ⁽¹⁾	12,2	12,2	9,3	8,5	8,6	7,6	6,6	6,5	7,8	9,7	12,1	14%	14%	12%	12%	12%	13%	12%	9%	11%	17%	16%		
E.ON	0,5	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,6	0,9	0,0	0,0	0,0	1%	10%	11%	11%	10%	11%	8%	1%	0%	0%	0%		
T-Power	0,0	0,0	1,0	0,5	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	2,4	2,7	0%	0%	1%	1%	1%	2%	4%	4%	4%	4%	4%		
Autres (<3%)	2,6	3,0	2,8	4,4	4,9	4,0	5,1	4,9	5,5	5,6	6,4	3%	3%	4%	6%	7%	7%	9%	7%	8%	10%	8%		
Total	85,5	86,6	80,5	71,9	70,7	59,9	55,8	69,9	70,2	57,8	75,8	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
HHI	6 868	5 439	5 599	5 242	5 223	4 893	4 679	6 303	6 152	5 130	5 450													

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

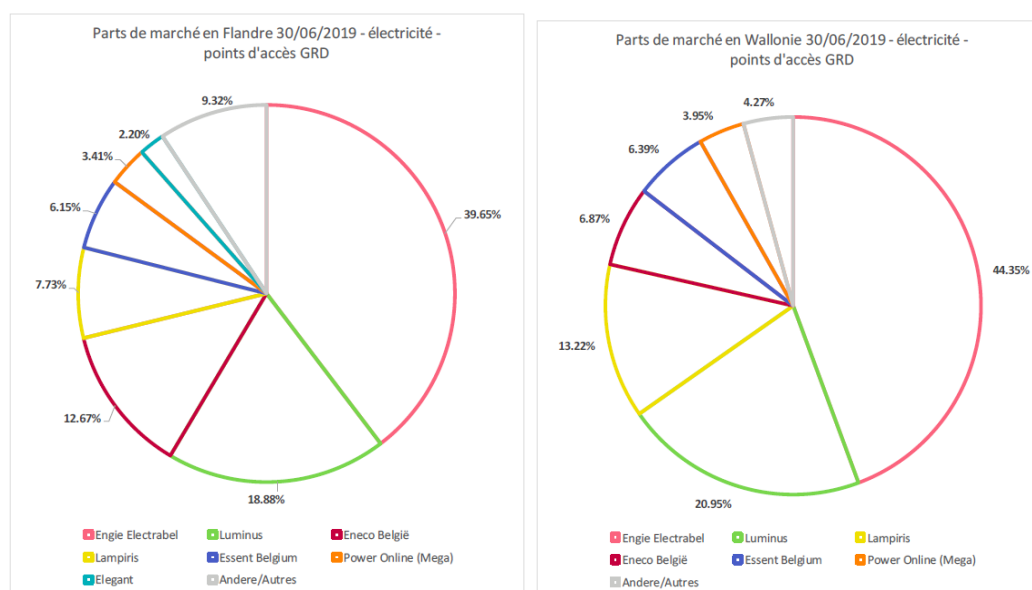
La part de marché de détail de l'énergie :

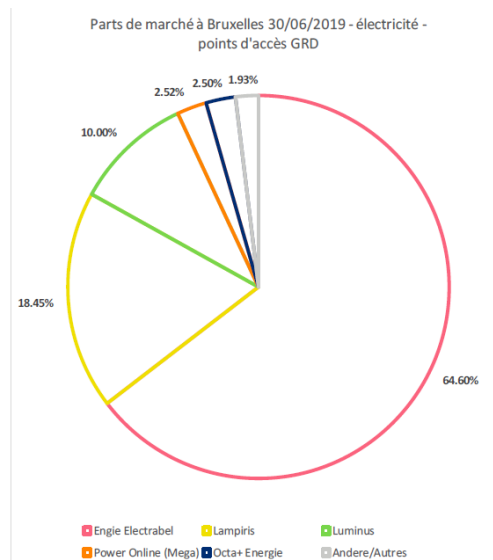
La date à laquelle le marché de détail de l'énergie a été complètement libéralisé diffère selon les trois régions. Dans un marché libéralisé de l'énergie, les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité et/ou de gaz naturel. En Flandre, c'est le cas depuis le 1er juillet 2003.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

Juste après la libéralisation du marché, les deux fournisseurs standard (Electrabel et Luminus) détenaient conjointement une part de marché d'environ 97 %. La possibilité pour le consommateur de choisir lui-même un fournisseur d'énergie a eu un effet important sur l'évolution des parts de marché des fournisseurs. Le 30 juin 2019 Electrabel et Luminus ne détenaient plus qu'une part de marché conjointe de 60 à 65 % en Flandre et en Wallonie, et de 82 % à Bruxelles.

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

Figure 21 - Parts de marché fournisseurs (3 régions)





L'indice C3 rend compte des parts de marché conjointes des trois principaux fournisseurs. Le 12 décembre 2019, cet indice s'élevait à 70 % en Flandre, à 93 % à Bruxelles et à 78 % en Wallonie. Dans les trois régions, l'indice C3 est quasiment au même niveau pour l'électricité et le gaz naturel. L'indice C3 est considéré comme un bon indicateur de la concentration de marché mais ne dit rien sur le rapport entre les parts de marché des trois principaux fournisseurs. L'indice HHI¹³³ tient compte du rapport relatif entre les parts de marché des fournisseurs. Il est généralement admis que l'indice HHI d'un marché concurrentiel est égal ou inférieur à 2000.

Le tableau 31 illustre les indices HHI, calculés le 30 juin 2019, pour les trois régions. En Flandre et Wallonie, l'indice HHI dépasse encore tout juste 2000. Dans les trois régions, nous observons une diminution de l'indice par rapport à l'an dernier, ce qui indique que la concurrence sur le marché de détail continue d'évoluer dans le bon sens. A Bruxelles, la concentration de marché reste toutefois plus élevée que dans les deux autres régions.

Tableau 31 - Indice de concentration (HHI)

FLANDRE		BRUXELLES		WALLONIE	
Électricité	Gaz naturel	Électricité	Gaz naturel	Électricité	Gaz naturel
2215	2038	4627	4495	2690	2408

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

¹³³ Indice HHI : indice Herfindahl-Hirschman.

2.6.4.2. Région flamande

Niveau de transparence :

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

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

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

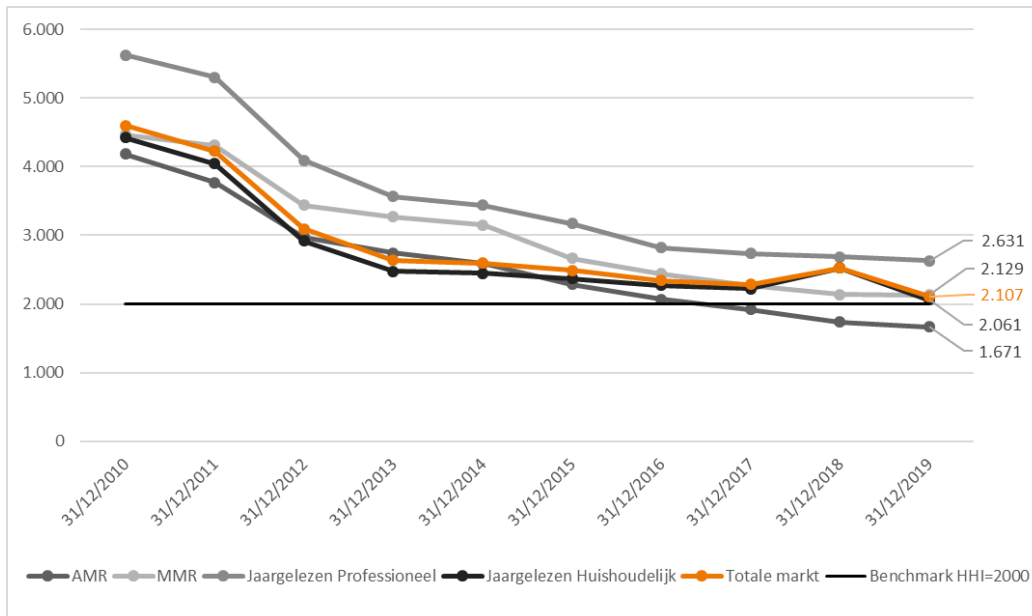
Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :

Indice HHI :

Le tableau 35 montre l'évolution du HHI au cours de la dernière décennie, sur la base du nombre de points d'accès. Après l'augmentation remarquable et atypique du HHI dans le segment de marché des consommateurs résidentiels relevés annuellement en 2018, et par conséquent dans l'ensemble du marché, le HHI baisse à nouveau en 2019 pour se rapprocher du benchmark. On observe une diminution du HHI dans toutes les catégories, mais surtout chez les clients résidentiels relevés annuellement (-18,29 %). Cela fait également fortement baisser l'indice pour l'ensemble du marché (-16,55 %). Il en ressort que l'arrivée de quelques nouveaux acteurs en 2019 et un déplacement des parts de marché vers les petits fournisseurs d'énergie ont rétabli le problème de concurrence de 2018. Par ailleurs, nous constatons que pour l'instant, seule la catégorie des compteurs AMR atteint déjà un HHI inférieur au benchmark de 2 000.

L'indice HHI peut également être calculé sur la base du volume d'électricité fourni. Pour l'ensemble du marché, ce chiffre s'élève à 2106, ce qui représente une forte baisse par rapport à l'année précédente (2178). Cela signifie que l'indice basé sur le volume d'énergie fourni suit la même évolution que l'indice basé sur le nombre de points d'accès.

Figure 22 : HHI sur la base des parts de marché en nombre de points d'accès

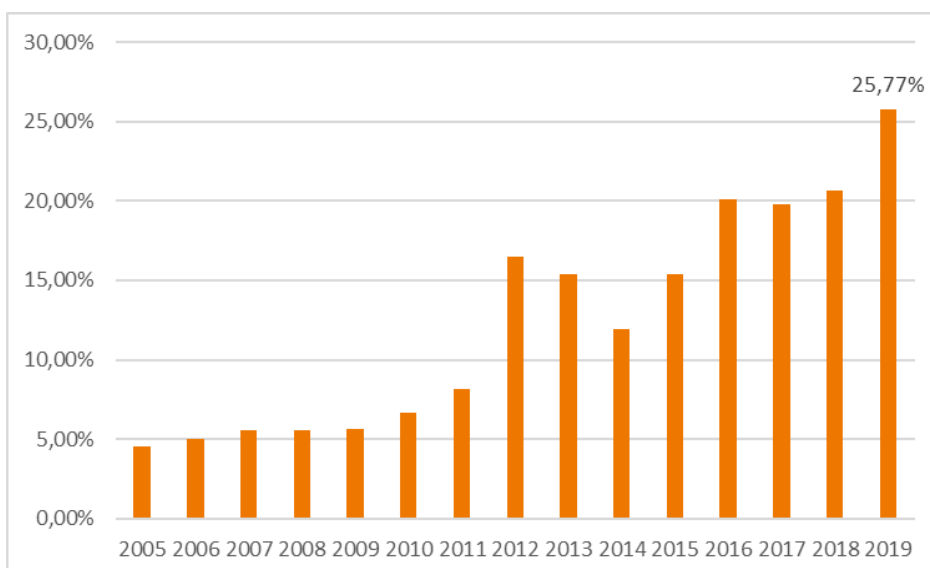


Switch :

La figure 23 rend compte, par le biais du « chiffre switch », du nombre relatif de changements effectués par les clients d'électricité sur la base de leur propre choix. Il ressort clairement de cette figure qu'un record absolu a été atteint en 2019. En septembre 2019 déjà, le taux de changement était supérieur à celui de l'ensemble de l'année 2018 (20,63 %). Selon les enquêtes annuelles du Vreg, le prix reste la principale motivation pour changer de fournisseur. Pas moins de 82 % des ménages, 79 % des petites entreprises et 78 % des PME ont indiqué que c'était la principale raison de choisir un nouveau fournisseur.

L'augmentation du nombre de changements de fournisseur en 2019 est principalement due à une forte activité dans le segment de marché des clients résidentiels, avec une augmentation d'environ 30 %. Le degré d'activité a augmenté plus légèrement, c'est-à-dire de 8 %, sur le marché non résidentiel. C'est surtout en janvier et en mai que les changements de fournisseur ont été nombreux.

Figure 23 : Indicateur annuel dynamique du marché de l'électricité (%)



2.6.4.3. Région wallonne

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site internet : <https://www.cwape.be/?dir=2&news=1057>, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de :

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

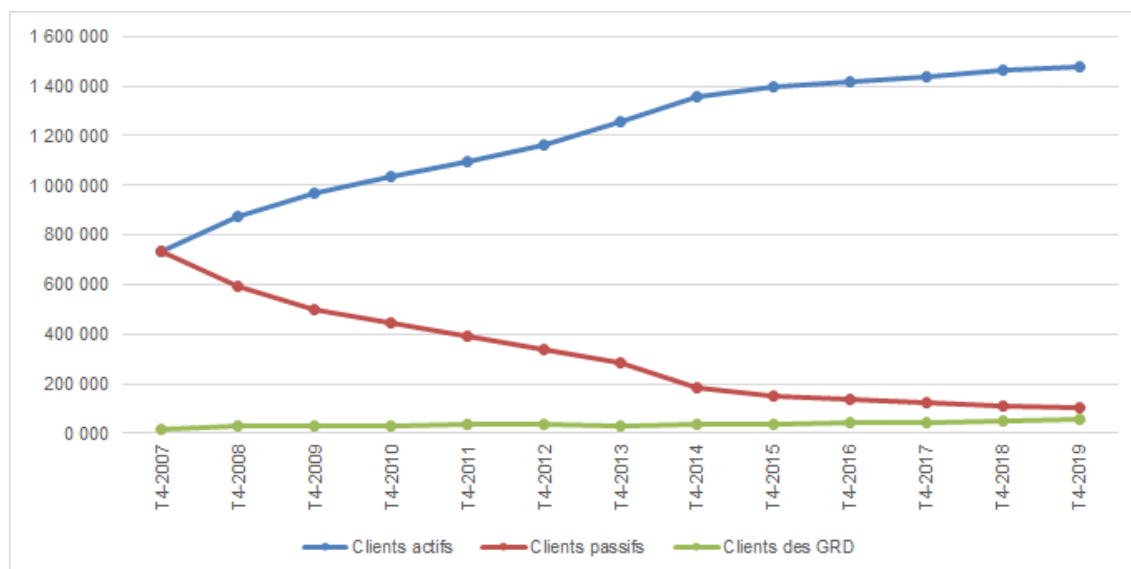
Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle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

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

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

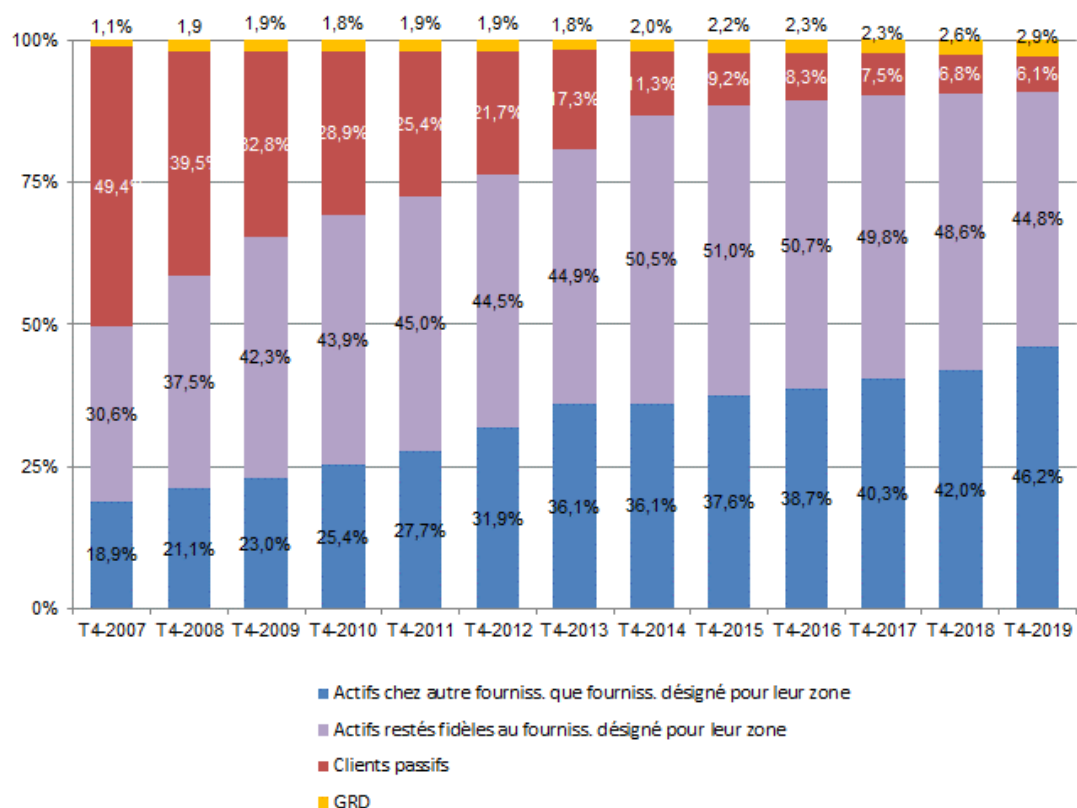
Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché wallon de l'électricité, au 1^{er} décembre 2019, 90 % de la clientèle résidentielle était active.

Figure 24 : Marché de l'électricité - clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



En 2019, 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 diminué pour atteindre 44,8%.

Figure 25 : Marché de l'électricité - Activité de la clientèle



HHI-index et C3 :

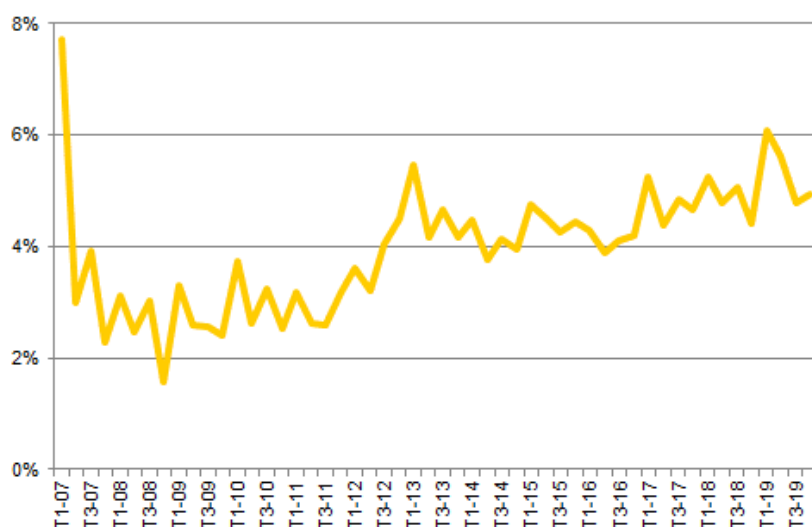
Tableau 32 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

Type	Valeurs HHI					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Clients professionnels	3.209	2.997	2.811	2.591	2.572	2.569
Clients résidentiels	3.212	3.104	3.007	2.867	2.779	2.672
Total	3.210	3.086	2.975	2.821	2.739	2.645
Type	Valeurs C3					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%	79,10%	81,80%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%	77,70%	81,10%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%	77,90%	77,20%
Total	84,90%	83,30%	81,20%	79,20%	77,80%	77,70%

Switch :

Le taux de switch moyen enregistré par trimestre en 2019 est supérieur à 2018 et se situe aux alentours des 5,5 %. Cette augmentation est toutefois à relativiser. En effet, plusieurs fournisseurs ont cessé une partie voire la totalité de leurs activités en 2019. Plusieurs milliers de clients ont donc été transférés vers d'autres fournisseurs toujours actifs à ce jour.

Figure 26 : Marché de l'électricité - Taux de switch



2.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

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

Au 31 décembre 2019, 34 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale: trois ayant une licence pour l'électricité uniquement, six ayant une licence pour le gaz uniquement et 25 disposant de licences pour les deux vecteurs d'énergie. De tous ces détenteurs de licences de fourniture, seuls 20 fournisseurs d'électricité et 23 fournisseurs de gaz ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois.

L'année 2019 a été marquée d'une part par la renonciation de la licence de fourniture d'électricité de Uniper suite à la cessation de son activité. Uniper, actif uniquement sur le segment professionnel en région de Bruxelles- Capitale, a décidé de mettre fin à son activité en 2018, mais a assuré la fourniture de ses clients jusqu'au 31 décembre 2019 afin d'assurer une période de transfert de son portefeuille vers d'autres fournisseurs.

D'autre part, deux nouvelles licences ont été octroyées pour la livraison de gaz à DATS 24 et OMV GAS, tous deux actifs exclusivement sur le secteur professionnel en région de Bruxelles-Capitale.

Enfin, en début d'année 2018 était annoncée l'acquisition de Direct Energie (et conséquemment, de sa filiale belge Poweo) par le groupe pétrolier français TOTAL qui poursuit ainsi son objectif d'implantation dans le secteur de la fourniture de gaz et d'électricité en Belgique . A la suite de cette opération rendue effective à partir du 1^{er} février 2019 toutes les offres du fournisseur POWEO ont été transférées chez LAMPIRIS. La marque POWEO a ainsi disparu du marché le 1^{er} juin 2019.

Tableau 33 : Évolution des parts de marchés

Top 3 fournisseurs Top 3 leveranciers	Electricité / Elektriciteit		Gaz / Gas	
	En volume	Points de fourniture	En volume	Points de fourniture
	In volume	Leveringspunten	In volume	Leveringspunten
ENGIE	51,93% (↓1,02%)	64,12% (↓0,98%)	54,54% (↓3,52%)	63% (↓1,42%)
EDF Luminus	18,32% (↑1,51%)	9,35% (↓1,08%)	9,45% (↓1,33%)	9,28% (↓1,28%)
Lampiris	12,88% (↑1,5%)	18,54% (↑1,69%)	17,69% (↑1,24%)	18,86% (↑1,12%)

HHI-index et C3 :

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

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

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

Plus particulièrement, s'agissant de l'indice HHI, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation on observe une tendance baissière jusqu'en 2018.

Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte entre 2011 à 2015 et qu'ensuite elle s'estompe et tend à se stabiliser autour de 4 600 (pour YMR) tant pour l'électricité que pour le gaz.

Sur le segment professionnel, on observe une diminution relativement importante entre 2007 et 2013 suivie d'une phase de stabilisation autour du niveau de 4000 pour l'électricité et de 4 300 pour le gaz.

Toutefois, on observe que pour le gaz, le niveau atteint en 2019 sur le segment AMR (pour « *Automatic Meter Reading* », soit les clients professionnels avec un relevé automatique de courbe de charge) se rapproche sensiblement de la barre symbolique de 2 000, faisant ainsi diminuer l'indice HHI de 4 380 à 3 900 entre 2018 et 2019 pour cette clientèle (AMR, MMR et YMRP confondus).

Concernant la mesure de la concentration par l'indicateur C3 relatif aux trois premiers acteurs qui concentrent toujours plus de 90% des parts de marché, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz, l'évolution à la baisse observée est très lente. A l'instar de l'indice HHI, on observe pour la clientèle AMR une tendance plus concurrentielle avec un indice C3 de 67% en gaz et 82% en électricité.

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

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

Figure 27 : Evolution HHI et C3

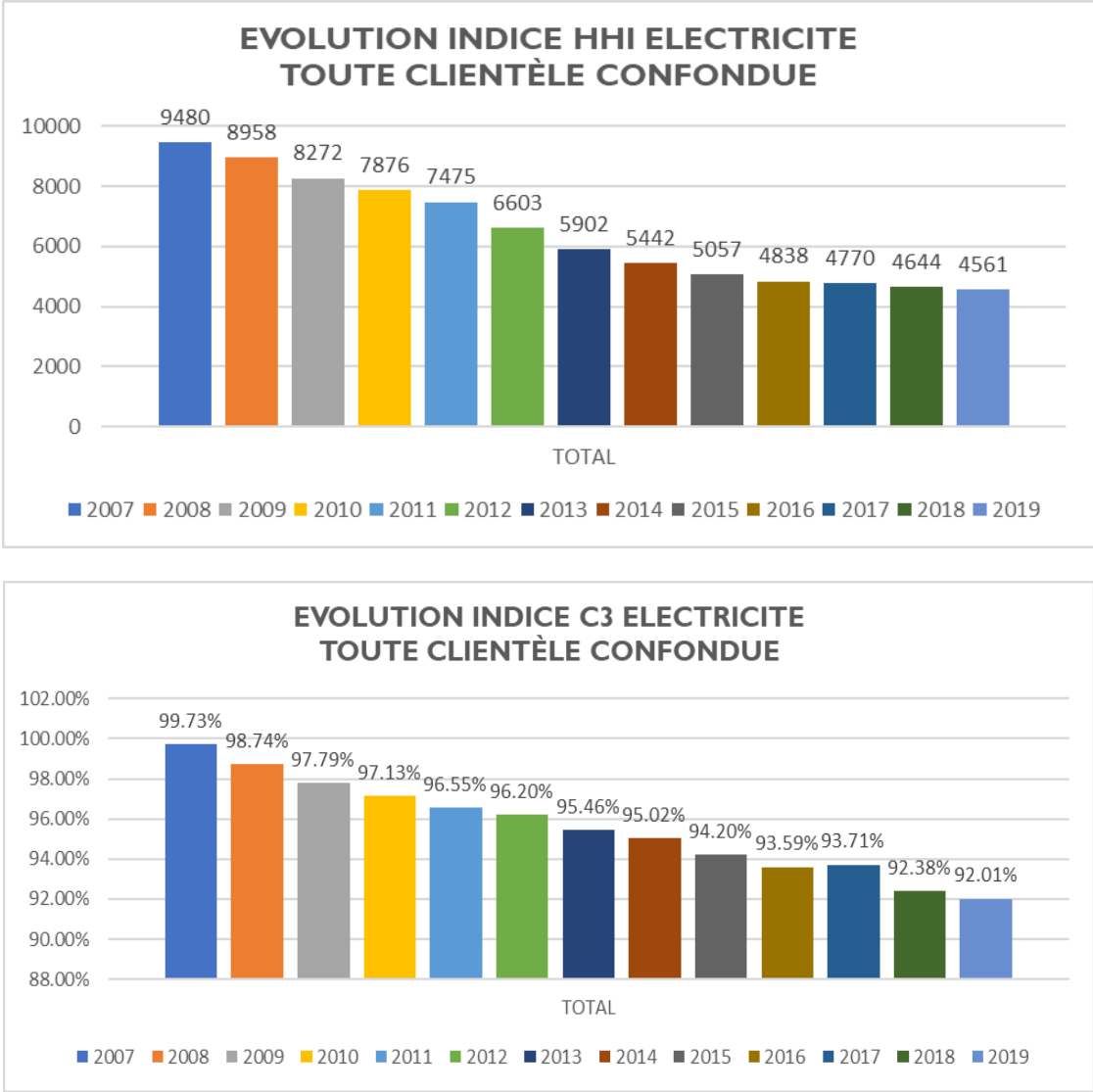
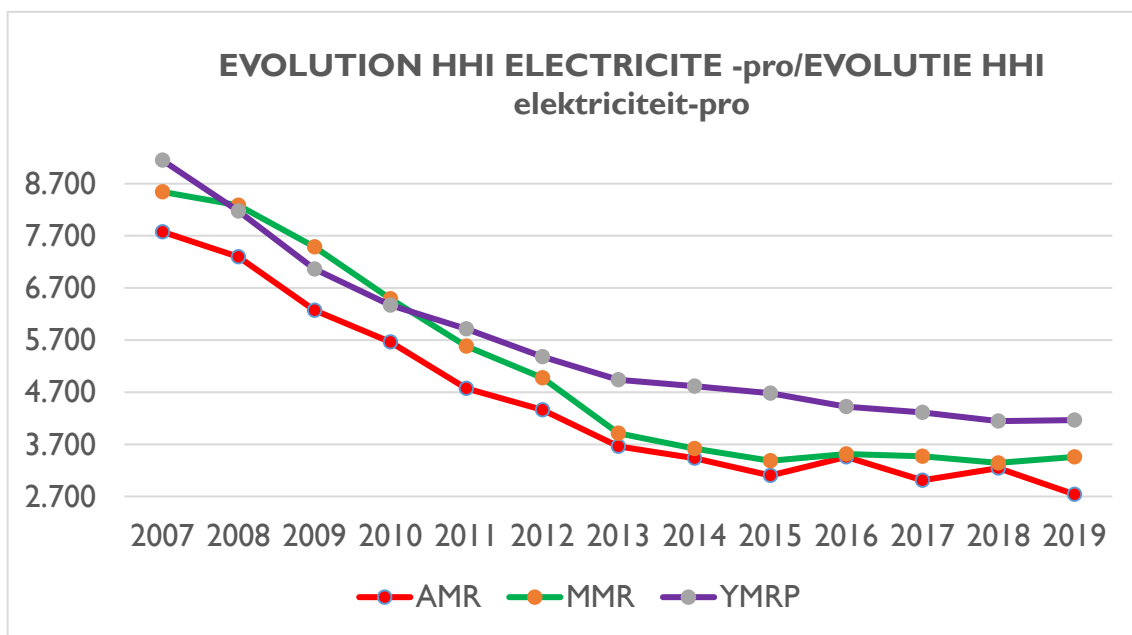
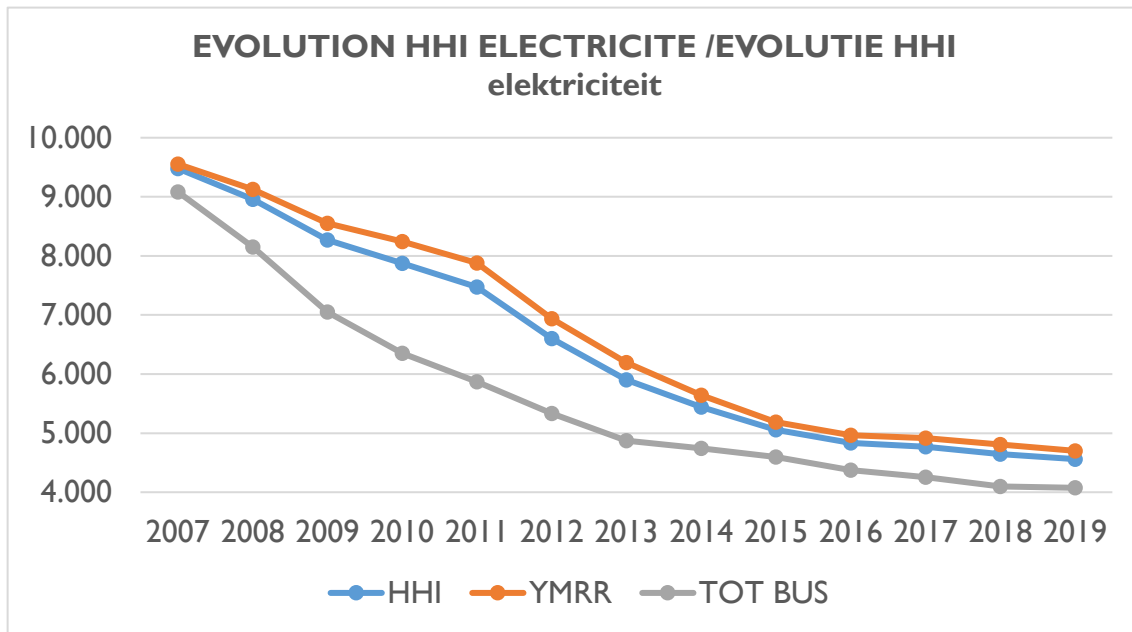


Figure 28 : Évolution indice HHI électricité clientèle résidentielle et HHI électricité clientèle professionnelle



Switch :

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

Tableau 34 : 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.

La première est inhérente au marché bruxellois dont le taux de pénétration du gaz est fort élevé. Dans la plupart des cas, le client résidentiel bruxellois utilise de l’électricité et du gaz pour ses besoins domestiques.

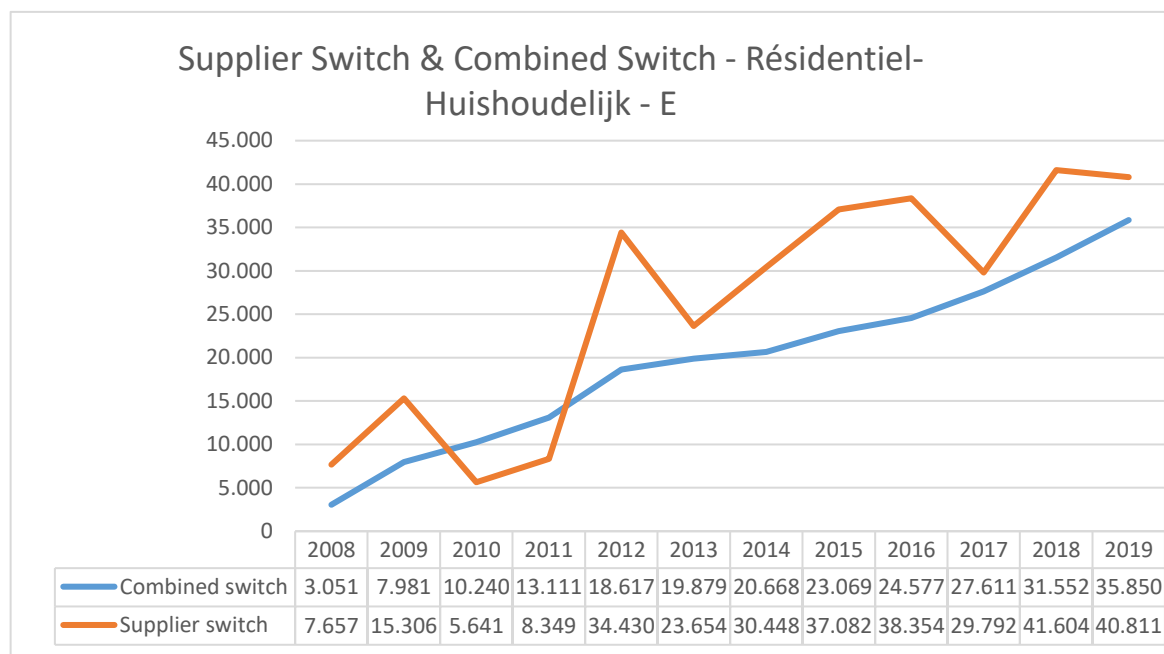
La deuxième caractéristique réside dans le fait que les gains que l’on peut engranger par un changement de fournisseur de gaz sont considérablement plus élevés par rapport à ceux induits par le changement de fournisseur d’électricité. Par conséquent, le gaz pourrait être le principal déclencheur de la volonté du client de changer de fournisseur. Etant donné que le client résidentiel disposant d’un point de fourniture de gaz a forcément un point de fourniture électricité et qu’en général, par souci de simplicité au niveau de la réception et du paiement, les clients résidentiels préfèrent disposer d’une seule facture d’énergie, le changement du fournisseur de gaz peut mener au changement de fournisseur d’électricité.

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

Cependant, l’indicateur « *supplier switch* », en hausse entre 2017 et 2018, a subi une décroissance en 2019, tout en restant néanmoins supérieur au niveau observé deux ans avant. Pour expliquer cette baisse de croissance, il est nécessaire de se tourner vers la hausse exceptionnelle en 2018 qui pourrait trouver son explication d’une part dans le changement de stratégie de croissance d’EDF Luminus à la

suite des écueils structurels rencontrés sur le marché résidentiel bruxellois et d'autre part à la répartition du portefeuille du fournisseur Belpower, ayant connu une faillite, entre les autres fournisseurs actifs. Cette décroissance peut donc être nuancée comme étant la résultante de la stabilité du nombre de fournisseurs actifs entre 2018 et 2019.

Figure 29 : Évolution *Switching*



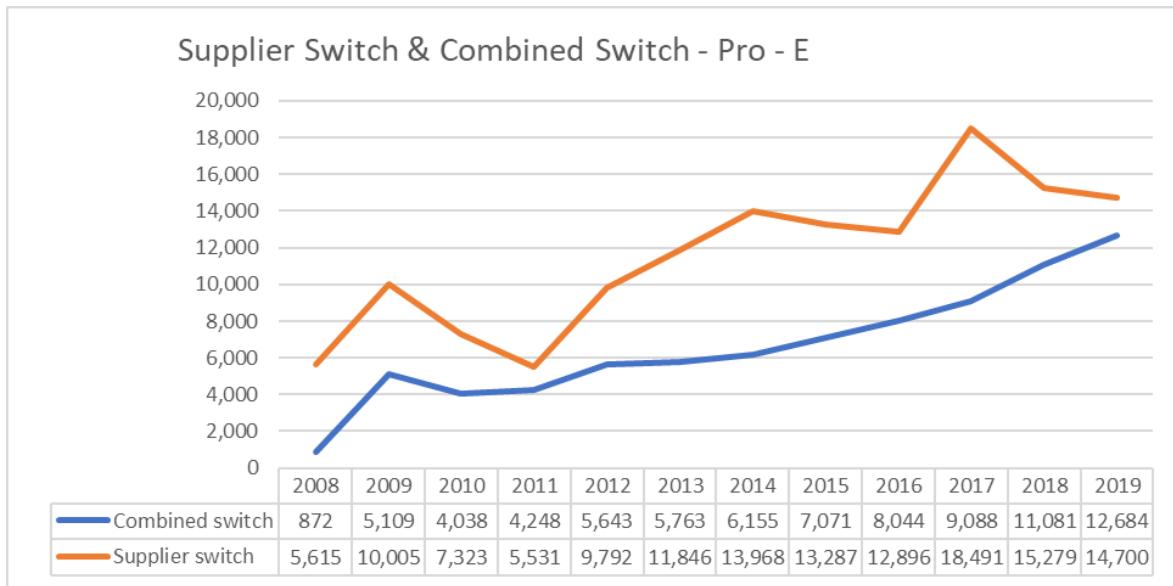
- Clientèle professionnelle

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

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

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

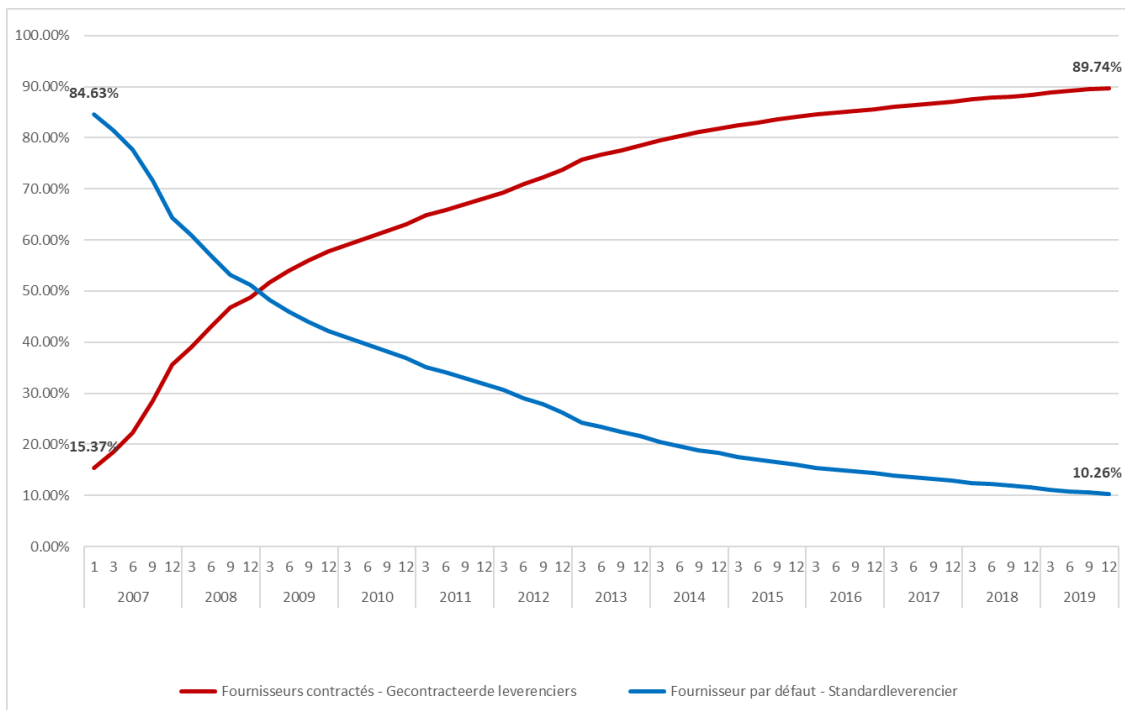
Figure 30 : Évolution Switching



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 qu'au 31 décembre 2019, seuls 10,26 % des clients résidentiels en électricité et seuls 8,81 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Figure 31 : 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 2019 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 2019 la CREG n'a pas lancé des enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

2.6.5.2. Région flamande

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Comme pour les années précédentes, le VREG a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie. Les résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans le rapport <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2019-15.pdf>

Pour l'édition 2019 également, le VREG a mené une enquête sur le comportement et les motivations des clients d'électricité et de gaz naturel en Flandre, tant auprès des ménages que des entreprises comptant jusqu'à 200 employés. En 2018, le VREG a également mené pour la première fois une enquête auprès des entreprises comptant de 1 à 4 employés. Si l'on tient compte de l'évolution au fil des ans, de nombreux ménages et entreprises ont changé de fournisseur d'électricité en 2018. Pour le gaz naturel, nous avons raté de peu le record de 2016.

Pour la première fois depuis 2013, la proportion de ménages se sentant suffisamment informés sur le marché de l'énergie a augmenté de manière significative pour atteindre 72 %. Ce pourcentage est plus faible pour les PME et les petites entreprises, qui sont respectivement 69 % et 67 % à se sentir suffisamment informées. Il est inquiétant de constater que 41 % des ménages qui n'ont pas encore changé de fournisseur d'énergie estiment encore que le changement de fournisseur entraîne trop de tracas et que 24 % estiment que les problèmes sont encore trop nombreux lors du changement. En outre, la proportion d'entreprises qui estiment que le changement de fournisseur entraîne encore trop de tracas est en augmentation (37% pour les PME, 40% pour les petites entreprises).

Une autre évolution est le déclin de la confiance des ménages dans les contrats d'électricité « verte », c'est-à-dire les contrats de fourniture d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, l'énergie solaire, la biomasse... Il est inquiétant de constater que les consommateurs commencent à se montrer plus sceptiques à l'égard des contrats d'électricité verte. Pour les entreprises ayant un contrat vert, c'est surtout le nombre de « ne sait pas » qui augmente, ce qui peut également être l'indicateur d'une baisse de confiance. Mais le scepticisme grandit surtout parmi les entreprises qui n'ont pas de contrat d'électricité verte. Il est positif de constater que les ménages flamands font à nouveau preuve de plus de confiance dans l'effet bénéfique

de la libéralisation du marché de l'électricité et du gaz. Un plus grand nombre de ménages considèrent que la libéralisation du marché de l'énergie est une bonne chose pour eux. Cela donne de l'espoir car les consommateurs d'énergie auront la possibilité de jouer un rôle plus actif à l'avenir.

La confiance des entreprises reste au même niveau élevé que ces dernières années, sauf chez les plus petites entreprises. Toutefois, le marché fonctionne bien et l'immense majorité des clients, tant les entreprises que les ménages, sont satisfaits de leur fournisseur d'énergie.

Les compteurs numériques, le stockage d'énergie, la croissance rapide des véhicules électriques : toutes ces évolutions offrent aux clients la possibilité de participer à la transition vers un modèle énergétique plus durable. Le *Marktmonitor* fournit des informations qui aident à réaliser et à guider cette transition.

2.6.5.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

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 2019.

Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Mise à jour BruSim

Afin de répondre encore mieux aux attentes des consommateurs bruxellois qui cherchent à comparer les offres des fournisseurs de gaz et d'électricité, BruSim, le simulateur tarifaire en Région de Bruxelles-Capitale, a fait peau neuve.

En plus d'être *responsive design* et d'avoir un *lay out* plus lisible, deux changements importants ont été intégrés.

Dorénavant les différentes promotions temporaires offertes par les fournisseurs d'électricité et de gaz s'affichent lors de la visualisation des résultats. De plus en cliquant sur la mention « prix promo », le détail des réductions prises en considération dans le calcul est indiqué.

Il est également possible de sélectionner jusqu'à trois offres pour pouvoir ensuite les comparer. Les utilisateurs voient alors de manière très claire les différences entre les fournisseurs sur les différents postes de la facture tels que la redevance fixe, la consommation ou encore la contribution énergie verte.

Grâce aux filtres (source d'énergie, type de contrat ou encore durée du contrat), les consommateurs bruxellois peuvent également facilement mettre en avant et sélectionner les offres qui correspondent le mieux à leurs attentes.

Il est également possible pour l'utilisateur d'indiquer s'il est *prosumer*¹³⁴. Ce faisant, les résultats correspondront au plus près à sa situation et celui-ci pourra donc choisir un fournisseur qui correspond le mieux à ses besoins. L'option *prosumer* permet également aux personnes qui souhaiteraient investir dans des panneaux photovoltaïques de faire une simulation pour voir l'impact de ce choix sur le montant de leurs prochaines factures.

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	16,96	Wal : 6,088 Fl : 9,55	16,35	NAV	15,38
<i>Number of electricity customers</i>	4.836.097	Wal: 1.597.053 Fl: 2.753.028	4.895.656	4.933.916	4.993.392
<i>Number of registered electricity suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Number of active electricity suppliers</i>	29	28	31	32	30
<i>Market share of the three largest suppliers by metering points</i>	74,8%	74,9%	73,1%	75,62%	71,05%
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	5	5	5
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>External switching rate (switching companies)</i>	Wal: 14,5% Fl: 13,40% Bxl: 10,5%	NAV	Wal: 18,4% Fl: 18,67% Bxl: 9,09%	Wal: 20,0% Fl: 19,63% Bxl: 12,10%	22,89%
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : 15 days Bru : 21 days Fl : 21 days
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 2 days
<i>Consumers under regulated tariffs</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2605	2700	2596	2750	2405
<i>Number of supply cuts by non-payment</i>					Bru : 904 Fl: 881
<i>Evolution of the price of electricity for an average consumer (9000 kWh / year), tax included</i>	+16,7%	+7,18%	+5,74%	+10,24%	-8,1%

¹³⁴ Un prosumer (contraction de producer/consumer) est un producteur d'électricité disposant d'une installation de production décentralisée (notamment photovoltaïque) d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA et qui injecte ou prélève de l'électricité sur le réseau basse tension.

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	38,78	Wal: 8,8774 Fl : 32,93	38,78	NAV	50,95
<i>Number of customers</i>	978.785	Wal : 232.184 Fl: 659.395	1.018.440	1.039.811	1.043.410
<i>Number of registered suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Number of active suppliers</i>	41	40	42	39	41
<i>Market share of the three largest suppliers by volume</i>	82,6%	81%	65,1%	NAV	NAV
<i>Number of retailers with market shares >5%</i>	5	5	5	NAV	4
<i>Number of retailers with customer shares > 5%</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Switching rate</i>	NAV	NAV	Fl : 24,85% Bx:15;25	Fl: 24,94% Bx:15,45	Wal :18,94% Fl : 27,04% Bru : 17,3%
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Fl : 21 days Wal : 15 days Bru : 21 days
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,8days
<i>Customers under regulated tariff</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV

2.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

Demande :

La charge du réseau d'Elia représentait 74,23 TWh en 2019 contre 76,65 TWh en 2018, ce qui correspond à une diminution de 3,2 % entre 2018 et 2019.

Tableau 35 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2018 (Source : Elia, 2019 : données provisoires)

	Énergie (GWh)	Puissance de pointe (MW)
2007	86 619	14 033
2008	87 760	13 431
2009	81 575	13 513
2010	86 501	13 845
2011	83 350	13 201
2012	81 717	13 369
2013	80 534	13 446
2014	77 161	12 736
2015	77 184	12 634
2016	77 295	12 734
2017	77 414	12 867
2018	76 652	12 440
2019	74 226	12 568

Offre :

Evolution du parc de production belge : Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2019, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique a augmenté par rapport à 2018, passant de 15 396 MW à 15 636 MW. Cette hausse de 239 MW est le résultat de différentes évolutions en 2019. D'une part, la mise en service du parc éolien *offshore* de Norther a contribué à l'augmentation de la capacité installée des éoliennes *offshore*. D'autre part, l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires fin 2018 a incité certains acteurs à prendre des mesures temporaires comme l'installation de groupes diesel ou la remise en service d'unités qui avaient été mises hors service définitivement. Certaines de ces unités « temporaires » ont été mises hors service.

Tableau 36 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2019 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5 931	37,9
TGV et turbines à gaz	4 532	29,0
Centrales classiques	315	2,0
Cogénération	865	5,5
Incinérateurs	247	1,6
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	177	1,1
Hydro (hors centrales de pompage-turbinage)	78	0,5
Centrales de pompage-turbinage	1 308	8,4
Éoliennes onshore	239	1,5
Éoliennes offshore	1 556	10,0
Biomasse	382	2,4
Total	15 636	100,0

Tableau 37 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2019 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire ¹	41 418	54,6
Gaz naturel ¹	20 345	26,8
Charbon ¹	0	0,0
Fuel ¹	2	0,0
Autre autoproduction consommée localement ³	1 679	2,2
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) ¹	995	1,3
Autres ¹	11 361	15,0
Total²	75 800	100,0

1 Source : Elia, données provisoires

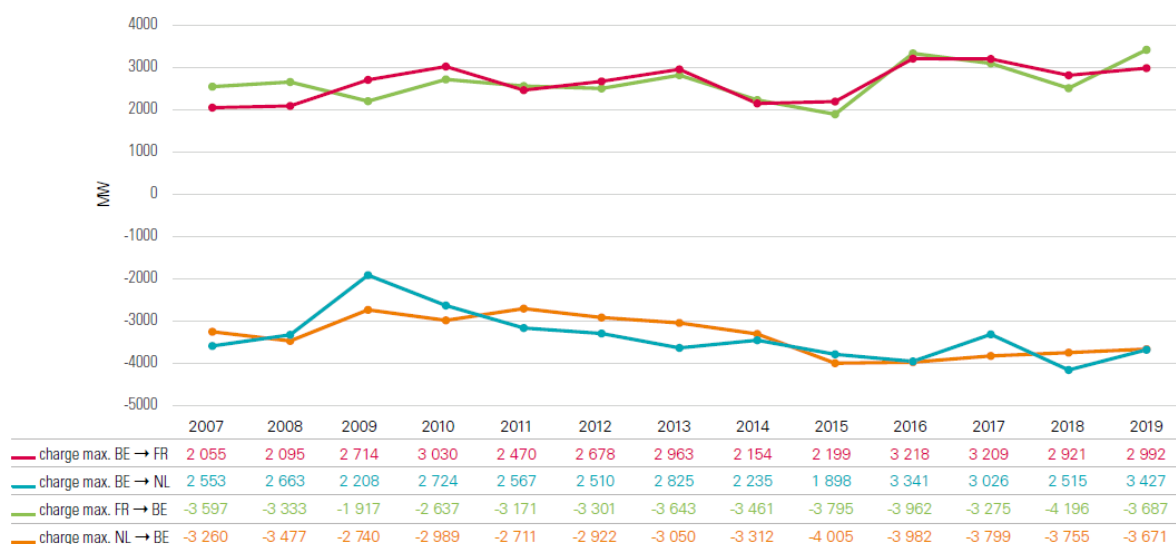
2 Source : Synergrid, données provisoires

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

Sécurité opérationnelle du réseau :

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

Figure 32 : Évolution entre 2007 et 2019 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



Les flux sur les frontières belges sont restés sous les valeurs maximales intérieures, sauf sur la frontière néerlandaise en direction des Pays-Bas. Le pic de flux maximal à cette frontière (exportations) était de 3 427 MW en 2019, contre 2 516 MW en 2018. Il a été enregistré le 25 décembre 2019 à 4 heures, moment où la Belgique et la France étaient les seules zones exportatrices de la région CWE. La Belgique avait alors exporté 561 MW et la France 4 999 MW, surtout vers les Pays-Bas qui ont importé 4 253 MW cette heure-là.

Le pic de flux maximal de 3 671 MW à la frontière néerlandaise en direction de la Belgique (importations) a eu lieu le 3 février 2019, jour où toutes les zones CWE ont conjointement exporté 11 667 MW vers l'Allemagne/Luxembourg. La Belgique avait alors exporté 2 973 MW.

Le pic de flux maximal de 2 992 MW à la frontière française en direction de la France (exportations) a eu lieu le 10 décembre 2019, jour où la France a importé 2 555 MW et l'Autriche 4 006 MW de la Belgique (1 257 MW), des Pays-Bas (1 637 MW) et de l'Allemagne/Luxembourg (3 677 MW).

Le pic de flux à la frontière française en direction de la Belgique (importations) a été enregistré le 27 décembre 2019 avec un maximum de 3 687 MW, contre 4 167 MW en 2018. À cette date, la France et l'Autriche ont exporté au total 6 992 MW, dont 2 257 MW vers la Belgique, 2 143 MW vers les Pays-Bas et 2 592 MW vers l'Allemagne-Luxembourg.

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

Le 15 janvier 2019, la ministre de l'Énergie a donné instruction au GRT de constituer une réserve stratégique pour un volume de 0 MW pour une période d'un an à partir du 1er novembre 2019¹³⁵. Ensuite, le 30 août 2019, la ministre a communiqué - avant la date légale ultime de révision du volume - qu'il n'y avait pas lieu de constituer de réserve stratégique pour l'hiver 2019-2020.

Comme la loi le prescrit, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour la période hivernale 2019-2020. La CREG a organisé une consultation publique relative à la proposition de règles de fonctionnement et à son projet de décision. La CREG a approuvé la proposition d'Elia sous réserve de certaines adaptations. Les règles de fonctionnement approuvées sont entrées en vigueur le 1er novembre 2019¹³⁶. Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élevait, en 2019, à 0 €/MWh, prélevé net. Par sa décision du 7 novembre 2019¹³⁷, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif. Un tarif identique à celui de 2019 (0 €/MWh) sera applicable à partir du 1er janvier 2020.

Pour l'hiver 2019- 2020, aucun volume de réserve stratégique n'a été contracté.

La sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2019-2020 :

Dans le cadre de l'élaboration d'un CRM, la CREG a finalisé sa proposition d'arrêté royal relative à la détermination des seuils et critères d'investissement¹³⁸. Elle a également remis ses avis sur le projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer à la procédure de préqualification¹³⁹, soumis par

¹³⁵ Arrêté ministériel du 15 janvier 2019 donnant instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique à partir du 1er novembre 2019 (Moniteur belge du 21 janvier 2019).

¹³⁶ Décision (B)1885 du 14 février 2019 concernant la proposition de la SA Elia System Operator relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2019.

¹³⁷ Décision (B)658E/62 du 7 novembre 2019 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA Elia System Operator pour la période réglementaire 2020-2023.

¹³⁸ Proposition d'arrêté royal (C)1907 du 12 décembre 2019 fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités

¹³⁹ Avis (A)2038 du 12 décembre 2019 concernant le projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer au mécanisme de rémunération de capacité

la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie et sur la proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et certains paramètres des enchères¹⁴⁰, soumise par Elia.

Par ailleurs, la CREG a transmis à la ministre une note exposant les principes et la méthode utilisés pour la détermination des paramètres relatifs au volume à acheter dans un CRM. Cette note a été établie à la suite d'une consultation publique sur un projet de note, rédigé fin 2019 afin d'anticiper la compétence de proposition qui lui a été conférée par le règlement électricité (UE) 2019/943¹⁴¹. Par ailleurs, Elia, a organisé une consultation publique sur les données relatives à l'étude sur les besoins d'adéquation et de flexibilité du système électrique belge pour la période 2020-2030. Dans sa note, la CREG formule ses remarques sur la proposition d'Elia¹⁴².

Le 28 juin 2019, Elia a publié les résultats de son analyse. Comme le prévoit l'art.7bis §5 de la loi électricité les analyses visées aux paragraphes 1er et 4bis ont été transmises au ministre et à la DG Energie par Elia et sont publiées sur son site Internet et de la Direction générale de l'Energie¹⁴³.

Enfin, le 28 juin 2019, Elia a publié son étude 2020-2030 sur la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité. Dans son étude 1957, la CREG formule plusieurs propositions d'amélioration. Selon la CREG, certaines hypothèses de l'étude d'Elia peuvent mener à une surestimation des besoins en capacités évalués par Elia. Vu l'impact du coût d'un CRM sur la facture des consommateurs, la CREG estime qu'il est important de déterminer les besoins en capacités de la manière la plus optimale et la plus précise possible, en tenant compte de la sécurité d'approvisionnement et en évitant de surestimer le volume nécessaire. C'est pourquoi la CREG suggère de demander à Elia une analyse complémentaire où les propositions énumérées dans son étude seront intégrées. Par ailleurs, afin de répondre le plus efficacement possible aux enjeux de la sécurité d'approvisionnement, la CREG estime souhaitable de garder ouverte l'option d'une réserve stratégique, en plus de l'option d'un CRM à l'échelle du marché¹⁴⁴.

Le débat sur le besoin effectif de mise en œuvre d'un CRM ayant été réouvert, la Ministre a chargé la DG Energie et le Bureau fédéral du Plan d'analyser les remarques soulevées par la CREG dans son étude 1957 et de statuer clairement et rapidement sur l'existence – ou non – d'un besoin de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La DG Energie confirme bien le besoin¹⁴⁵. Cette note a ensuite été validée par la Ministre lors de son envoi à la Commission européenne le 4 octobre 2019.

En décembre 2019, l'Etat belge a introduit un dossier de notification d'une aide d'Etat auprès de la DG de la Concurrence de la Commission européenne. Le dossier a été complété au cours des semaines suivantes. Le design final pour lequel une décision de la DG de la Concurrence est demandée est décrit dans les documents suivants :

- loi du 22 avril 2019 modifiant la Loi du 29 avril 1999 organisant le marché de l'électricité, introduisant un mécanisme de rémunération de capacité ;
- avant-projet d'arrêté royal (PDF, 239.16 Ko) relatif à l'établissement des critères et modalités d'éligibilité à la procédure de préqualification en ce qui concerne les règles relatives au seuil minimal et au cumul des mesures d'aides ;

¹⁴⁰ Avis (A)2030 du 6 décembre 2019 relatif au projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

¹⁴¹ Note (Z)2024 du 20 décembre 2019 concernant les paramètres déterminant le volume de la capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité

¹⁴² Note (Z)1901 du 7 février 2019 en réaction à la consultation publique organisée par Elia au sujet des données de l'étude sur les besoins d'adéquation et de flexibilité du système belge.

¹⁴³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Adequacy-and-flexibility-study-for-Belgium-2020-2030-Elia.pdf>

¹⁴⁴ Étude (F)1901 du 11 juillet 2019 portant sur l'analyse de l'étude d'Elia 'Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030'

¹⁴⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

- avant-projet d'arrêté royal (ZIP, 5.51 Mo) fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité ;
- avant-projet d'arrêté royal fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement en vue du classement des capacités dans les catégories de capacités ;
- avant-projet d'arrêté royal (PDF, 316.09 Ko) relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer au mécanisme de rémunération de capacité ;
- projet des règles de marché pour le mécanisme de rémunération de la capacité (25.11.2019)

En plus de ces documents et dans un souci de transparence totale, tous les documents préparatoires et descriptifs ont également été transmis (réactions des acteurs du marché, avis, design notes, etc.). En ce qui concerne le financement du mécanisme, une description a été fournie des trois options à l'étude par le gouvernement.

Bien que les documents précités aient été introduits auprès de la Commission européenne dans le cadre d'une demande d'approbation d'aide d'Etat, tant que cette approbation n'a pas été donnée et tant que les arrêtés royaux n'ont pas suivi ensuite les procédures réglementaires habituelles en Belgique, aucun droit ni engagement ne peuvent en être déduits.

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 2019.

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

En 2019, il n'y a eu aucune modification dans les participations et la structure d'actionariat de Fluxys Belgium.

Depuis le 1^{er} juin 2019, les changements détaillés ci-dessous sont intervenus au niveau des filiales et les participations directes et indirectes du groupe Fluxys. Ces évolutions ne sont pas de nature à affecter l'éligibilité de Fluxys Belgium à une certification en tant qu'entité « *ownership unbundled* », telle qu'octroyée par la CREG le 27 septembre 2012 :

- au second semestre de 2019, une réorganisation interne de l'actionariat a été opérée au sein du groupe Fluxys et 89% des actions de Fluxys TENP ont été transférées de Fluxys Europe vers Fluxys *Germany Holding*.
- Fluxys a ouvert une succursale à Singapour le 6 décembre 2019.

Le 13 juin 2019 la CREG a constaté par avis conforme que Madame Sandra Gobert, Madame Valentine Delwart, Madame Sandra Wauters et Madame Laurence Bovy ont satisfait à la notion d'« administrateur indépendant » pour ce qui est de leur mandat dans le conseil d'administration de la SA Fluxys Belgium. Par ailleurs, il ressort de l'analyse de documents que leur nomination est compatible avec le respect, par la SA Fluxys Belgium, des règles de séparation de propriété¹⁴⁶.

3.1.1.2. Interconnector (UK) Limited

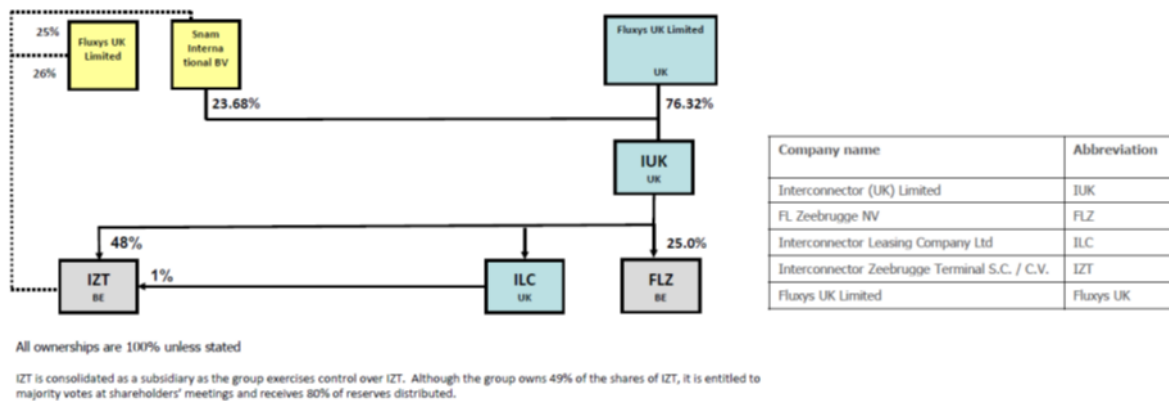
Le 21 mai 2019, Interconnector (UK) a approuvé une nouvelle convention d'actionnaires visant à simplifier la gouvernance d'Interconnector (UK) étant donné que cette dernière fait désormais partie intégrante du groupe Fluxys (76 % des actions sont détenues par Fluxys et 24 % par SNAM).

Figure 33 : Tableau parts et participations d'IUK dans d'autres entités

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

¹⁴⁶ Avis 1944, 1945, 1946 et 1947 du 13 juin 2019

Figure 34 : Organigramme de la structure de IUK au 31 décembre 2019



3.1.2. Réseaux fermés industriels

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

3.1.3.1. Région flamande

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

En 2019, 10 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz¹⁴⁷.

3.1.3.2. Région wallonne

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

3.1.3.3. Région Bruxelles-Capitale

Sibelga a été désigné seul GRD d'électricité et de gaz naturel pour la Région de Bruxelles-Capitale.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

3.1.4. Réseaux fermés professionnels

3.1.4.1. Région flamande

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

En Flandre, le VREG a confirmé le statut réseau fermé professionnel de gaz dans 1 dossier en 2019.

¹⁴⁷ GASELWEST (Intercommunale Maatschappij voor Gas en Elektriciteit van het Westen), IMEA (Intercommunale Maatschappij voor Energievoorziening Antwerpen), IMEWO (Intercommunale Maatschappij voor Elektriciteitsvoorziening in West- en Oost-Vlaanderen), INFRA WEST, INTER-ENERGA, INTERGAS ENERGIE BV, INTERGEM (Intercommunale Vereniging voor Energielevering in Midden-Vlaanderen), IVEG (Intercommunale voor Energie), IVEKA (Intercommunale Vereniging voor de Elektriciteitsdistributie in de Kempen en het Antwerpse), IVERLEK et SIBELGAS.

3.1.4.2. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.2 du présent rapport.

En 2019, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz n'a été reconnu par la CWaPE.

3.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

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

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

3.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

3.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

Fluxys Belgium offre un service d'équilibrage « *Service d'Imbalance Pooling* ». Ce service permet de transférer automatiquement à un autre utilisateur du réseau des déséquilibres horaires et/ou la différence entre les achats et ventes dans les services de négoce physique ZTP.

Ce service offre à l'utilisateur du réseau :

- d'éviter le suivi horaire de votre position d'équilibre, et donc tout tarif d'équilibrage ;
- d'utiliser la capacité à Zeebrugge d'un autre utilisateur du réseau afin de transférer les soldes des opérations des services de négoce physique ZTP et ainsi parvenir à votre position d'équilibre ;
- de regrouper différentes positions d'équilibre afin d'obtenir des « *net-offs* » entre ces positions d'équilibre.

Ce service est proposé par Fluxys Belgium tant que Balansys n'est pas opérationnel.

Balansys qui est une entreprise commune fondée par Creos Luxembourg (50%) et Fluxys Belgium (50%) aura pour mission d'agir en tant qu'opérateur d'équilibrage pour l'équilibrage dans la zone BeLux, étant composé par le marché intégré du gaz H au Luxembourg et en Belgique et le marché du gaz L en Belgique.

Balansys exercera les activités suivantes:

- performance de l'équilibrage basé sur le marché de la zone BeLux, à savoir (a) agréger les positions d'équilibrage des utilisateurs du réseau sur les réseaux respectifs de Creos Luxembourg et Fluxys Belgium et sur le ZTP et communiquer ces positions d'équilibrage aux utilisateurs du réseau et aux position d'équilibrage du marché global, (b) achat et vente de gaz à des fins d'équilibrage, et (c) facturation des frais d'équilibrage aux utilisateurs du réseau;
- exécution de certaines tâches réglementaires consistant à rédiger, concevoir et soumettre l'accord d'équilibrage, le code d'équilibrage, le programme d'équilibrage et le

tarif d'équilibrage à l'ILR et à la CREG, dans le cadre de leurs compétences, et à conclure l'accord d'équilibrage avec chaque utilisateur du réseau.

Les approbations des derniers documents réglementaires sont prévues pour 2020, année au cours de laquelle Fluxys Belgium déléguera en pratique la tâche de « *Market Based Balancing* » à Balansys.

Services auxiliaires :

Comme le modèle « *Market Based Balancing* » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2019.

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

3.2.2.1. Niveau fédéral

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

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

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

En 2019, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

3.2.2.2. Région flamande

Interruptions en raison de travaux planifiés :

En vertu de l'article 2.3.4 du Règlement technique de distribution de gaz, le GRD 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 GRD font rapport à le VREG du nombre de travaux réalisés et de la durée standard de l'indisponibilité.

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 GRD 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 2.3.5 du TRDG, le GRD 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 2.2.67 §1 du TRDG, le GRD 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.

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 GRD essaiera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés.

Durée moyenne de l'indisponibilité

L'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident) est illustrée à la figure ci-après. Pour 2019, les données ne sont pas encore disponibles.

Tableau 38: Durée moyenne de l'indisponibilité pour le gaz naturel par consommateur en 2018 (en néerlandais)

Gemiddelde onbeschikbaarheid per afnemer (berekening VREG)	Geplande werken	Niet-geplande werken	Incidenten	
	minuten	minuten	minuten	
Gaselwest	1,2	0,2	2,2	
Imea	2	0,3	0,0	
Imewo	1	0,2	0,0	
Infrac West	0,2	0,1	0,1	
Inter-energa	0,6	0,1	0,0	
Intergem	0,9	0,2	1,2	
Iveg	0,6	0,1	0,0	
Iveka	2,9	0,1	0,0	
Iverlek	2	0,1	0,0	
Sibelgas	2	0,1	0,0	
Gemiddelde 2018	1,6	0,16	0,4	2 min 11 sec
Gemiddelde 2017	2,3	0,14	0,2	2 min 40 sec
Gemiddelde 2016	3,4	0,15	1,0	4 min 31 sec
Gemiddelde 2015	3,3	0,1	0,6	4 min 4 sec
Gemiddelde 2014	5,0	0,2	0,0	5 min 14 sec

3.2.2.3. Région wallonne

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

3.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

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

Figure 35 : Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz



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

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

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

3.2.3.1. Niveau fédéral

Raccordements :

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

En 2019, deux nouveaux raccordements ont été réalisés pour des clients finals et cinq pour la distribution publique. Les réalisations de ces sept nouveaux raccordements ont duré respectivement 0 mois (pas de travaux de Fluxys Belgium vu que le branchement a eu lieu après le point de raccordement), 95 mois pour les clients finals et entre 26 et 223 mois pour la distribution publique.

Réparations :

Il y a eu, en 2019, dix réparations suite à des accidents ou des incidents et seize réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Neuf des dix réparations non planifiées ont été réalisées en un

jour, après concertation avec - et sans impact sur - les *shippers* ou les clients finals. Les seize réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour ou quelques jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

En 2019, 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 2019, Fluxys Belgium n'a pas non plus dû procéder à une diminution ou interruption des capacités interruptibles aux points d'interconnexion situés aux frontières ou aux points de prélèvement de la distribution et de l'industrie.

3.2.3.2. Région flamande

Raccordements :

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

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

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

Réparations :

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

Indemnisations :

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

3.2.3.3. Région wallonne

Raccordements :

En matière de raccordement gaz en Wallonie, les délais de raccordement prévus au règlement technique sont les suivants :

- raccordement 'simple' (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours ouvrables après réception par le GRD de toutes les autorisations administratives nécessaires. A cet effet, ce dernier entreprend les démarches nécessaires dans les 5 jours ouvrables suivant réception d'une commande ferme de la part du demandeur. Le délai de réalisation peut

être étendu si des travaux en voirie et/ou une extension du réseau sont nécessaires ou pour des raisons techniques ou administratives se justifient ;

- raccordement 'non simple': le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. L'offre de raccordement précise le délai.

Un monitoring des délais de raccordement est fait chaque année au travers du rapport qualité du GRD. Les données suivantes sont entre autres collectées : nombre de dossier, nombre de cas de dépassement de délais, nombre de dépassement de délais pour les demandes d'autorisation, nombre de plaintes justifiées pour dépassement de délais.

Pour 2019 aucune donnée n'a été communiquée.

Réparations :

Dans le cadre du rapport qualité que le GRD transmet annuellement au régulateur, sont rapportés :

- les demandes d'intervention par cause et par objet en distinguant les demandes qui se sont avérées justifiées et non justifiées ;
- les temps moyens d'intervention par niveau d'urgence et par type de panne (délai moyen d'arrivée sur site et durée moyenne d'intervention).

Toutefois, aucun indicateur de performance n'est appliqué à la durée moyenne d'intervention, la sécurité des biens et personnes étant prioritaire sur ce délai.

En Wallonie aucun monitoring n'est effectué à ce sujet.

Indemnisations :

Le tableau ci-dessous reprend les plaintes liées à l'insatisfaction clients, le nombre de plaintes justifiées et le nombre de demandes d'indemnisations pour retard de raccordement pour l'année 2019.

Tableau 39 : Nombre de plaintes

GRD	Nombre de plaintes liées à l'insatisfaction clients	Nombre de plaintes justifiées	Nombre de demande d'indemnisation pour retard de raccordement
ORES Brabant wallon	219	107	-
ORES Hainaut	610	444	2
ORES Luxembourg	15	9	-
ORES Mouscron	44	34	-
ORES Namur	157	103	-
RESA	13	12	3

3.2.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Raccordements :

En ce qui concerne le gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les raccordements standards, le raccordement est réalisé dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement de l'offre, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau de distribution ait réalisé les travaux à sa charge ;
- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

En 2019, SIBELGA a reçu une plainte fondée concernant les procédures de raccordement.

Réparations :

Il s'agit de travaux non prévus, provoquant une indisponibilité chez plusieurs clients. Les incidents qui n'impliquent pas d'indisponibilité ne sont pas comptés.

En 2019, suite à la pénétration d'eau dans le réseau BP, situé place Saint-Denis à Forest, 455 points d'accès ont été privés d'alimentation en gaz pendant 72h00. A l'origine de cet incident : une fuite sur une conduite mère du réseau de distribution d'eau combiné à un problème d'étanchéité d'une conduite mère du réseau de distribution gaz. Le manque d'étanchéité de la conduite de distribution de gaz est consécutif au défaut d'étanchéité de conduite de distribution d'eau (érosion conduite gaz en PE due à la pression d'eau et à la présence de terre/remblais).

Indemnisations :

L'année 2019 a été marquée par le dépôt de 16 plaintes pour le gaz :

Tableau 40 : Nombre de plaintes

<u>GAZ</u>	<u>Raison</u>	<u>Nombre de plaintes</u>	<u>Plainte fondées</u>	<u>Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai</u>
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	5	2	3
	retard de raccordement	2	1	1
	dommage suite à une faute	9	6	3

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 2019.

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 2019, l'Etat belge n'a pris aucune mesure de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Maximum gas daily consumption (TWh/day).</i>	0,933	0,957	0,988	1,030	1,053
<i>Pipeline entry capacity in TWh/y.</i>	11388	11388	11388	11388	11388
<i>Pipeline exit capacity (exports) in TWh/y</i>	8760	8760	8760	8760	8760
<i>LNG import capacity (maximum technical availability) in TWh/y</i>	172,57	172,57	172,57	172,57	172,57
<i>Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country (TWh/day)</i>	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728
<i>LNG Gas Storage Capacity</i>	386000	386000	386000	386000	566000
<i>Underground gas storage-working gas volume in m³(n)</i>	700000000	700000000	700000000	700000000	700000000
<i>Underground gas storage- Maximum withdrawal capacity (TWh/day)</i>	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174
<i>Number of TSOs</i>	2	2	2	2	2
<i>Extension of TSO grid (km)</i>	0	0	0	0	0
<i>Number of DSOs</i>	5	5	5	4	4
<i>Extension of DSO grid (km)</i>	746	547	296	648,488	+534,8

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 :

La CREG a approuvé en juin 2018 l'arrêté définitif fixant la méthodologie de détermination des tarifs de transport, de stockage et de GNL pour la période 2020-2023.

Le 25 avril 2019, la CREG a adopté une décision sur les modalités finales de détermination des incitants pour Fluxys Belgium SA au cours de la période 2020-2023. Par cette décision, la CREG a notamment

approuvé le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs. Cette décision fait suite à une consultation publique organisée sur son projet de décision¹⁴⁸.

Méthodologie tarifaire d'Interconnector (UK) Limited :

En décembre 2018, Interconnector (UK) a soumis à l'approbation de la CREG et du régulateur britannique Ofgem une version révisée de sa méthodologie de tarification. Cette proposition faisait suite à une consultation publique, à la suite de laquelle l'ACER a formulé des remarques.

Tout comme l'Ofgem précédemment, la CREG a approuvé la méthodologie de tarification d'IUK. La CREG a toutefois demandé à IUK de répondre à deux remarques formelles de l'ACER. Elle a admis qu'IUK puisse y répondre au moyen d'une prochaine révision de la méthodologie de tarification.

La décision de la CREG est une décision motivée conforme aux dispositions du code de réseau européen sur l'harmonisation des structures tarifaires, qui a été portée à la connaissance de la Commission européenne et de l'ACER¹⁴⁹.

Par ailleurs en juillet 2019, après une consultation publique, Interconnector (UK) a introduit sa méthodologie de tarification révisée à l'approbation de la CREG et du régulateur britannique Ofgem. Ce faisant, IUK rencontre deux remarques formelles de l'ACER. La CREG a approuvé la méthodologie de tarification¹⁵⁰.

Pour rappel, la CREG a adopté fin 2017 un arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le raccordement à une interconnexion et son utilisation et a approuvé la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et au règlement d'accès Interconnector (UK).

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

Tarifs de transport 2019

En mai 2017, la CREG a approuvé les tarifs de transport de gaz naturel pour 2018 ainsi que la formule d'indexation qui est appliquée pour obtenir les tarifs de 2019. Les tarifs pour 2018 présentaient une baisse de 7,5 % par rapport à l'année 2017 (saut d'index compris). Ces tarifs de 2018 ont été multipliés fin décembre 2018 par l'indice des prix à la consommation pour obtenir les tarifs de 2019.

Pour plus d'info consulter le lien suivant : <https://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/gaz-naturel-transport-stockage-et-gnl/tarifs-de-reseau-fluxys-1>.

Tarifs de transport 2020-2023 :

Le 7 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période régulatoire 2020-2023. A partir du 1er janvier 2020, ces tarifs diminuent pour la 5ième fois consécutive, ce qui aura un effet positif sur la facture des particuliers, des PME et des grandes entreprises¹⁵¹.

¹⁴⁸ Décision (B)656G/39 du 25 avril 2019 sur les modalités finales de détermination des incitants pour Fluxys Belgium SA au cours de la période 2020-2023.

¹⁴⁹ Décision (B)1442/5 du 28 mars 2019 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK).

¹⁵⁰ Décision (B)1442/6 du 12 septembre 2019 relative à la méthodologie de tarification relative au contrat d'accès conclu avec Interconnector (UK) et au règlement d'accès d'Interconnector (UK).

¹⁵¹ Décision(B)656G/40 du 7 mai 2019 sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de transport pour les années 2020-2023, ainsi que sur les rabais, multiplicateurs et facteurs saisonniers applicables aux tarifs de réseau de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour la période 2020-2023

Tarifs de stockage 2020-2023

Le 20 décembre 2019, la CREG a également approuvé les tarifs pour la période 2020-2023 pour les services de stockage de gaz naturel à Loenhout. Les tarifs pour 2020 affichent une baisse de 17,9 % par rapport à ceux de 2019 indexés. Ils seront ensuite indexés pour les années 2021-2023¹⁵².

Tarifs d'équilibrage 2020

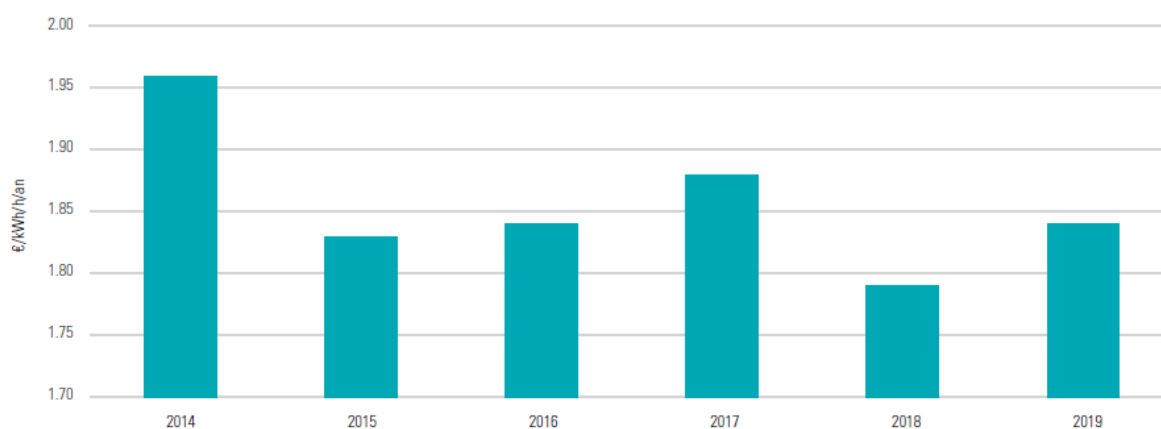
Après une consultation du marché du 19 août au 6 septembre 2019, Fluxys Belgium et Balansys ont soumis à la CREG une proposition d'approbation des tarifs d'équilibrage. La CREG a accepté cette proposition. Ainsi, la redevance de déséquilibre journalier et infrajournalier est maintenue à son niveau de 2018 et la redevance à des fins de neutralité a été ramenée à -0,004 €/MWh. Ces tarifs seront d'application du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020 inclus¹⁵³.

Tarifs du terminal GNL

Le 27 juin 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire et la proposition de contrat de services GNL pour des slots de déchargement et des services de stockage additionnels au terminal GNL de Zeebruges. Cette approbation ouvre la voie à Fluxys LNG pour conclure de nouveaux contrats à long terme pour l'installation jusqu'en 2044¹⁵⁴

Les nouveaux tarifs pour la période 2020-2044 affichent une baisse d'environ 30 % pour l'année 2020. Les années suivantes, ces tarifs seront partiellement indexés.

Figure 38 : Évolution des tarifs de transport de gaz naturel (tarifs d'entrée et de sortie pour le gaz H) de Fluxys Belgium entre 2007 et 2019 (Source : CREG)



¹⁵² Décision (B)656G/43 du 20 décembre 2019 sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs des services de stockage pour les années 2020-2023.

¹⁵³ Décision (B)656G/42 du 25 octobre 2019 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement.

¹⁵⁴ Décision (B)657G/17 du 27 juin 2019 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG relative aux tarifs pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges.

Soldes de Fluxys Belgium et Fluxys LNG:

Par décisions du 11 juillet 2019, la CREG a approuvé les rapports tarifaires adaptés incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium et la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2018¹⁵⁵. La CREG a dans ce cadre contrôlé le revenu total et les soldes d'exploitation des deux entreprises. Ces soldes résultent des différences entre les estimations tarifaires et les chiffres et quantités réellement constatés.

3.3.2. Tarifs de distribution

3.3.2.1. Niveau fédéral

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.1 du présent rapport.

3.3.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

Tableau 41 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2019-24/04/2019)

GAS Vanaf 01.01.19 t.e.m. 24.04.19	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)				
GASLWEST	13,97	2,05	61,53	1,10	600,63	0,74	4,87	0,09978	0,06122
IMEA	11,36	1,69	70,99	0,49	283,97	0,35	4,87	0,09978	0,06122
IMEWO	14,90	2,17	83,61	0,79	412,90	0,57	4,87	0,09978	0,06122
INFRA-X WEST	7,29	2,28	69,97	1,03	713,93	0,60	4,33	0,09978	0,06122
INTER-ENERGA	6,96	1,66	48,16	0,84	572,88	0,49	4,33	0,09978	0,06122
INTERGEM	11,32	1,68	54,67	0,81	439,96	0,56	4,87	0,09978	0,06122
IVEG	14,25	1,78	67,07	0,72	178,52	0,65	4,33	0,09978	0,06122
IVEKA	11,14	1,63	59,84	0,65	374,05	0,44	4,87	0,09978	0,06122
IVERLEK	13,50	1,97	67,29	0,90	504,37	0,60	4,87	0,09978	0,06122
SIBELGAS	15,05	2,26	83,48	0,89	184,62	0,82	4,87	0,09978	0,06122

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

² Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt

³ De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §§1 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

1 Loi du 26 décembre 2015 (art. 130) relative aux mesures concernant le renforcement de la création d'emplois et du pouvoir d'achat.

2 Arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.

3 La cotisation fédérale est augmentée deux fois forfaitairement de 0,1 % étant donné que cette augmentation forfaitaire est appliquée à toute refacturation de la cotisation fédérale, sauf lorsque la surcharge est facturée au client final (A.R. du 2 avril 2014, art. 5, § 2). La cotisation fédérale facturée aux clients finals est ensuite augmentée de 1,1 % pour couvrir les frais administratifs et financiers et pour compenser la partie de la cotisation fédérale facturée qui n'aurait pas été totalement versée par les clients finals (A.R. du 2 avril 2014, art.6, §§ 1^{er} et 2). Cette liste tarifaire tient également compte de cette dernière augmentation de 1,1 %.

¹⁵⁵ Décision (B)656G/41 du 11 juillet 2019 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2018 et décision (B)657G/16 du 11 juillet 2019 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2018.

Tableau 42 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (25/04/2019-31/12/2019)

GAS Vanaf 25.04.19 t.e.m. 31.12.19	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)				
DNB									
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) ⁴	14,25	1,78	67,07	0,72	178,52	0,65	4,33	0,09978	0,06122
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) ⁵	11,36	1,69	70,99	0,49	283,97	0,35	4,87	0,09978	0,06122
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) ⁶	11,14	1,63	59,84	0,65	374,05	0,44	4,87	0,09978	0,06122
FLUVIUS LIMBURG	6,96	1,66	48,16	0,84	572,88	0,49	4,33	0,09978	0,06122
GASELWEST	13,97	2,05	61,53	1,10	600,63	0,74	4,87	0,09978	0,06122
IMEWO	14,90	2,17	83,61	0,79	412,90	0,57	4,87	0,09978	0,06122
INFRAX WEST	7,29	2,28	69,97	1,03	713,93	0,60	4,33	0,09978	0,06122
INTERGEM	11,32	1,68	54,67	0,81	439,96	0,56	4,87	0,09978	0,06122
IVEKA	11,14	1,63	59,84	0,65	374,05	0,44	4,87	0,09978	0,06122
IVERLEK	13,50	1,97	67,29	0,90	504,37	0,60	4,87	0,09978	0,06122
SIBELGAS	15,05	2,26	83,48	0,89	184,62	0,82	4,87	0,09978	0,06122

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

² Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

³ De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §51 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

Tableau 43 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2019-24/04/2019)

GAS Vanaf 01.01.19 t.e.m. 24.04.19	Distributietarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	Distributie						Huur meter (€/jaar)	Energie- bijdrage ¹ (c€/kWh)	Federale bijdrage ² (c€/kWh)
	T1		T2		T3				
	0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar				
Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)				
DNB									
GASELWEST	13,97	2,05	61,53	1,10	600,63	0,74	4,87	0,09978	0,06122
IMEA	11,36	1,69	70,99	0,49	283,97	0,35	4,87	0,09978	0,06122
IMEWO	14,90	2,17	83,61	0,79	412,90	0,57	4,87	0,09978	0,06122
INFRAX WEST	7,29	2,28	69,97	1,03	713,93	0,60	4,33	0,09978	0,06122
INTER-ENERGA	6,96	1,66	48,16	0,84	572,88	0,49	4,33	0,09978	0,06122
INTERGEM	11,32	1,68	54,67	0,81	439,96	0,56	4,87	0,09978	0,06122
IVEG	14,25	1,78	67,07	0,72	178,52	0,65	4,33	0,09978	0,06122
IVEKA	11,14	1,63	59,84	0,65	374,05	0,44	4,87	0,09978	0,06122
IVERLEK	13,50	1,97	67,29	0,90	504,37	0,60	4,87	0,09978	0,06122
SIBELGAS	15,05	2,26	83,48	0,89	184,62	0,82	4,87	0,09978	0,06122

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

² Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende een federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

³ De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §51 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

Tableau 44 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (25/04/2019-31/12/2019)

GAS Vanaf 25.04.19 t.e.m. 31.12.19	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)				
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) ⁴	14,25	1,78	67,07	0,72	178,52	0,65	4,33	0,09978	0,06122
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) ⁵	11,36	1,69	70,99	0,49	283,97	0,35	4,87	0,09978	0,06122
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) ⁶	11,14	1,63	59,84	0,65	374,05	0,44	4,87	0,09978	0,06122
FLUVIUS LIMBURG	6,96	1,66	48,16	0,84	572,88	0,49	4,33	0,09978	0,06122
GASELWEST	13,97	2,05	61,53	1,10	600,63	0,74	4,87	0,09978	0,06122
IMEWO	14,90	2,17	83,61	0,79	412,90	0,57	4,87	0,09978	0,06122
INFRA X WEST	7,29	2,28	69,97	1,03	713,93	0,60	4,33	0,09978	0,06122
INTERGEM	11,32	1,68	54,67	0,81	439,96	0,56	4,87	0,09978	0,06122
IVEKA	11,14	1,63	59,84	0,65	374,05	0,44	4,87	0,09978	0,06122
IVERLEK	13,50	1,97	67,29	0,90	504,37	0,60	4,87	0,09978	0,06122
SIBELGAS	15,05	2,26	83,48	0,89	184,62	0,82	4,87	0,09978	0,06122

¹ Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

² Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

³ De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B. van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §51 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

Soldes 2018:

Pour les GRD de gaz naturel, nous constatons pour 2018 un excédent global de 5 % sur un budget total d'environ 0,5 milliard d'euros.

Tableau 45 : soldes réglementaires 2018

Soldes réglementaires	Gaz naturel (€)
Coûts exogènes	- 3,5 million
Différences de volume	- 27,2 million
Réindexation	+ 2,5 million
Impôt des sociétés	+ 1,6 million
+ = déficit et - = excédent	

3.3.2.3. Région wallonne

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

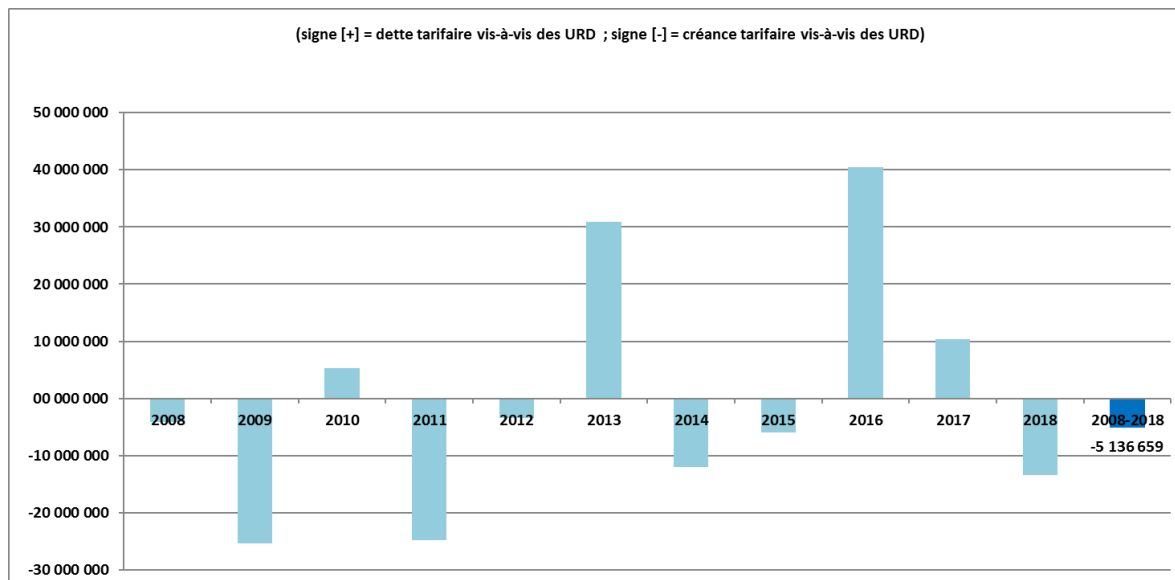
Tableau 46 : Tarifs de distribution gaz applicables en Région wallonne en 2019, hors TVA 21%

T2			Relevé annuel Consommation annuelle: 34 890kWh
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2019 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2018/2019	COÛTS DE DISTRIBUTION DE GAZ 2019 PAR GRD GROUPE DE CLIENT T2
ORES LUXEMBOURG	€ 521	-3%	
ORES MOUSCRON	€ 589	-8%	
ORES BRABANT WALLON	€ 605	-1%	
RESA	€ 613	0%	
ORES NAMUR	€ 665	-5%	
ORES HAINAUT	€ 734	-7%	
MOYENNE PONDEREE	€ 664	-4%	
T4			Relevé mensuel Consommation annuelle: 2 300 000 kWh
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2019 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2018/2019	COÛTS DE DISTRIBUTION DE GAZ 2019 PAR GRD GROUPE DE CLIENT T4
ORES MOUSCRON	€ 9.204	9%	
ORES HAINAUT	€ 11.995	6%	
RESA	€ 11.778	0%	
ORES BRABANT WALLON	€ 12.387	11%	
ORES NAMUR	€ 12.561	9%	
ORES LUXEMBOURG	€ 13.632	3%	
MOYENNE PONDEREE	€ 11.702	4%	
T5			Relevé horaire automatique Consommation annuelle: 5 GWh Capacité maximale : 2.500 kW
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2019 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2018/2019	COÛTS DE DISTRIBUTION DE GAZ 2019 PAR GRD GROUPE DE CLIENT T5
ORES MOUSCRON	€ 14.316	3%	
RESA	€ 17.340	-25%	
ORES HAINAUT	€ 17.352	3%	
ORES BRABANT WALLON	€ 17.748	5%	
ORES NAMUR	€ 17.901	2%	
ORES LUXEMBOURG	€ 18.466	-2%	
MOYENNE PONDEREE	€ 16.716	-1%	
T6			Relevé horaire automatique Consommation annuelle: 36 000 MWh Capacité maximale : 12.000 kW
Gestionnaires de réseau	Tarif de distribution 2019 (en EUR/an, hors TVA)	Variation 2018/2019	COÛTS DE DISTRIBUTION DE GAZ 2019 PAR GRD GROUPE DE CLIENT T6
ORES BRABANT WALLON	€ 22.099	-9%	
ORES HAINAUT	€ 23.434	-14%	
RESA	€ 24.340	0%	
ORES NAMUR	€ 26.112	-9%	
ORES LUXEMBOURG	€ 27.607	-2%	
ORES MOUSCRON	€ 29.280	-6%	
MOYENNE PONDEREE	€ 25.988	-5%	

Les soldes:

Au 31 décembre 2019, le solde régulateur cumulé rapporté (non entièrement approuvé) 2008-2018 s'élève, pour la Région wallonne, à -5 millions EUR pour le secteur gaz (créance tarifaire).

Figure 36 : soldes régulateurs annuels rapportés entre 2008 et 2018




3.3.2.4. Région Bruxelles-Capitale

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

Tarif de distribution gaz pour l'année 2019 :

Tableau 46: Tarif de distribution – gaz 2019

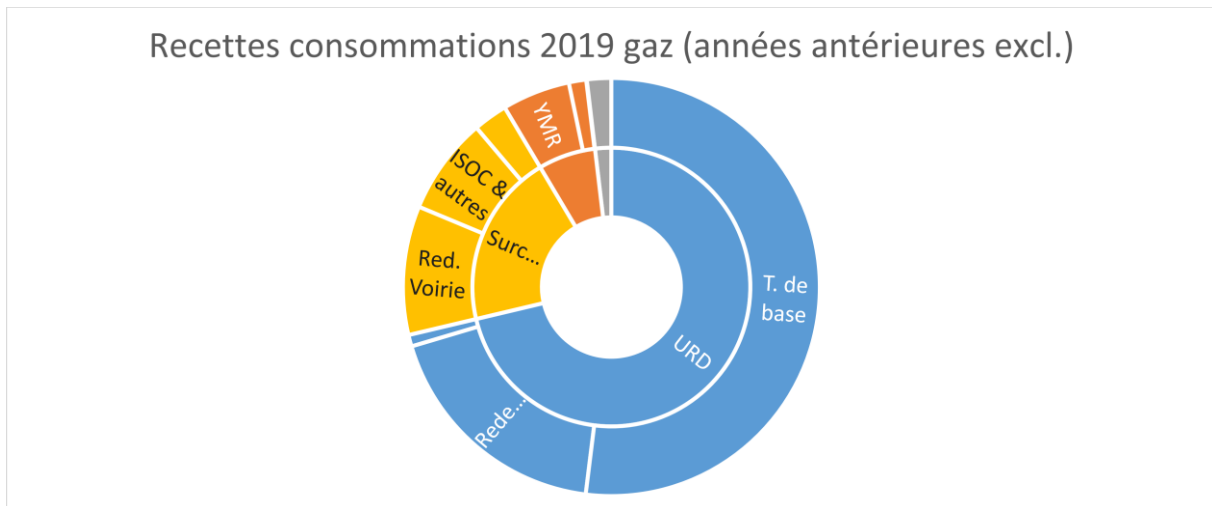
 **Distribution gaz**

prix hors TVA

	MMR & YMR				AMR
	T1	T2	T3	T4	T5
Consommation annuelle (en kWh)	0-5.000	5.001-150.000	150.001-1.000.000	plus de 1.000.000	
1. Tarif d'utilisation du réseau					
[X * G1] EUR / kW / an + Y * EUR / kWh + W * EUR / an					
où G1 = 0,5 + 4000 / (1750 + kW) avec X = EUR / kW / an					2.559696
X/12 = EUR / kW / mois					0.213308
Y = EUR / kWh	0,018811	0,008975	0,003652	0,001954	-
W = EUR / an	3,36	54,36	879,72	2.651,04	5.449,68
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage					
Comptage AMR (Automatic Meter Reading) - télérelevé EUR / an	-	-	-	-	796,81
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensuel EUR / an	610,75	610,75	610,75	610,75	-
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	16,08	16,08	16,08	16,08	-
3. Surcharges					
3.1. Charges de pensions EUR / kWh	0,000461	0,000369	0,000322	0,000230	0,000071
3.2. Impôts & prélèvements					
- Redevance de voirie EUR / kWh	0,001248	0,001248	0,001248	0,001248	0,001248
- Autres EUR / kWh	0,001137	0,000987	0,000918	0,000813	0,000132

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

Figure 37: Décomposition tarif de distribution Gaz 2019



Comme pour l'électricité, le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution (71 % en 2019). L'activité de mesure et de comptage représente également 7 %. Le poste «comptage» n'est pas le seul poste fixe des tarifs de distribution gaz. En effet, un poste fixe existe également au niveau de l'utilisation du réseau (54,36EUR HTVA pour une consommation annuelle entre 5.001 et 150.000 kWh en 2019). La partie fixe totale d'un consommateur médian bruxellois est de l'ordre de 30 % du montant total de la partie distribution.

Pour le gaz, la redevance de voirie s'élève à environ 12 millions EUR en 2019. La marge équitable pour ce fluide s'élève en 2018 à environ 15 millions EUR. Électricité et gaz confondus, le montant total de la marge équitable et de la redevance de voirie s'élève pour 2019 à environ 73 millions EUR.

Contrôle des soldes régulateurs de SIBELGA :

Pour l'année 2018, le solde régulateur (non gérable) cumulé pour le gaz s'élève à 112,9 millions d'euros, dont environ 73,7 millions encore non affectés.

La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,2 millions EUR pour le gaz. Ce montant fait partie du résultat global reversé sous forme de dividende par Sibelga en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2018 à 15 millions EUR pour le gaz.

Méthodologie tarifaire 2020 – 2024 :

En plus de certains éléments mentionnés au point 2.3.2.4 du présent rapport qui s'appliquent tant à la méthodologie électricité qu'à la méthodologie gaz, l'aspect *tarif design* gaz a fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de la proposition tarifaire 2020-2024. Des modifications spécifiques impactent les gros consommateurs:

- indépendance de l'infrastructure de comptage dans la fixation du tarif de distribution;
- suppression du tarif basé sur la pointe et du terme dégressif lié;
- rapprochement du tarif de distribution pour les consommations excédant annuellement 10 GWh avec les tarifs de distribution pratiqués dans les autres régions.

Période tarifaire 2020 – 2024:

Sur base des propositions tarifaires adaptées, Brugel a approuvé¹⁵⁶ les tarifs de distribution de gaz en date du 18 décembre 2019. En synthèse, l'enveloppe globale à couvrir par les tarifs évolue comme suit: une baisse du budget tarifaire entre 2019 et 2020 (107,2 millions d'euros) avec un tarif globalement stable (+/- 2,5% d'augmentation sur 5 ans).

Pour la période 2020-2024 aucun solde régulateur n'a été utilisé pour diminuer les tarifs de la période. En 2020, Brugel se penchera sur la question du financement du réseau de gaz (coûts échoués) dans une vision européenne visant une décarbonisation.

A propos des plus grosses consommations, on constate une forte baisse (-24%) de la partie distribution de la facture, conformément aux lignes directrices émises par BRUGEL. Cette situation est illustrée à la figure suivante:

Figure 38: Évolution des factures de plusieurs profils type non-résidentiels (partie distribution)

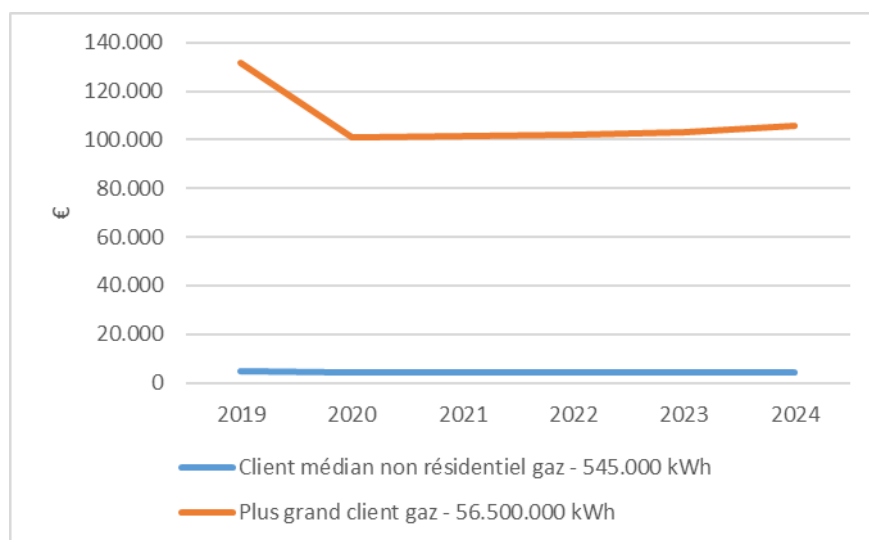


Tableau 47: Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

En euro HTVA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilisation du réseau	149	156	163	167	168	145
Pensions non capitalisées	15	14	5	5	5	3
OSP	6	6	5	4	3	3
Comptage	16	15	16	16	16	16
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	25	26	28	29	28	27
	211	218	216	221	220	195

¹⁵⁶ Décision 123 bis : <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-123bis-approbation-nouveaux-tarifs-GAZ.pdf>

Révision de la méthodologie:

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le GRD a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2020.

Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12.000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera identique en 2020 (0,0272 c€/kWh) par rapport au tarif 2019. La surcharge liée à l'impôt des sociétés enregistre une légère baisse. Le tarif pour l'année 2020 s'élève en effet pour un client résidentiel à 0,0870987 c€/kWh contre 0,0987 c€/kWh en 2019.

Mécanismes de régulation incitative :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

Jurisprudence :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

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»

Via ses points d'interconnexion, le réseau belge est relié à la plupart des sources de production de gaz naturel alimentant le marché européen, à savoir:

- l'approvisionnement en gaz naturel par canalisations, en provenance de Norvège, du Royaume-Uni, des Pays-Bas, d'Allemagne, et de France;
- l'approvisionnement en GNL auprès de pays producteurs via le Terminal GNL de Zeebrugge et le terminal GNL de Dunkerque.

Le GNL et le gaz acheminé par canalisations en Belgique peuvent être négociés via le réseau de Fluxys Belgium au point de négoce gazier belge qui est divisé en deux services:

- ZTP-P (Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services);
- ZTP-N (Zeebrugge Trading Point – Notional Trading Services), qui est composé de ZTP (pour le réseau à haut pouvoir calorifique) et ZTPL (pour le réseau à bas pouvoir calorifique).

Le réseau de Fluxys Belgium est directement connecté aux marchés gaziers suivants :

- Pays-Bas : TTF et Zebra;
- Royaume-Uni : NBP;
- Allemagne : NCG et Gaspool;
- France : TRF (Trading Région France).

En ce qui concerne les entrées de gaz, le réseau de Fluxys Belgium est connecté aux marchés gaziers/zones de production suivant(e)s :

- Pays-Bas : TTF;
- Royaume-Uni : NBP;
- Allemagne : NCG et Gaspool;
- France : TRF (Trading Région France);
- Norvège;
- GNL via Zeebrugge & Dunkerque.

Tableaux 48 à 50 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)

Réseau Fluxys Belgium: Cross-border Interconnection Capacity 2019											
	BE - NL TTF	BE - NL Zebra	NL - BE TTF	NL - BE Zebra	BE - UK	UK - BE	BE - DE	DE - BE	BE - FR	FR - BE	Norvège
Average Commercial Max	41.764 MWh/h	4.400 MWh/h	63.901 MWh/h	5.650 MWh/h	6.880 MWh/h	4.337 MWh/h	22.600 MWh/h	19.082 MWh/h	42.691 MWh/h	11.755 MWh/h	14.008 MWh/h
Average Contracted Capacity	8.274 MWh/h	4.053 MWh/h	44.894 MWh/h	0 MWh/h	2.828 MWh/h	19 MWh/h	5.101 MWh/h	9.462 MWh/h	36.503 MWh/h	2.049 MWh/h	13.137 MWh/h

Réseau Fluxys Belgium: Cross-border Interconnection Capacity [H] 2019											
	BE - NL TTF	BE - NL Zebra	NL - BE TTF	NL - BE Zebra	BE - UK	UK - BE	BE - DE	DE - BE	BE - FR	FR - BE	Norvège
Average Commercial Max	21.764 MWh/h	4.400 MWh/h	36.951 MWh/h	5.650 MWh/h	6.880 MWh/h	4.337 MWh/h	22.600 MWh/h	19.082 MWh/h	32.205 MWh/h	6.692 MWh/h	14.008 MWh/h
Average Contracted Capacity	6.933 MWh/h	4.053 MWh/h	24.172 MWh/h	0 MWh/h	2.828 MWh/h	19 MWh/h	5.101 MWh/h	9.462 MWh/h	27.193 MWh/h	2.049 MWh/h	13.137 MWh/h

Réseau Fluxys Belgium: Cross-border Interconnection Capacity [L] 2019											
	BE - NL TTF		NL - BE TTF						BE - FR	FR - BE	
Average Commercial Max	20.000 MWh/h		26.950 MWh/h						10.486 MWh/h	5.063 MWh/h	
Average Contracted Capacity	1.340 MWh/h		20.722 MWh/h						9.310 MWh/h	1 MWh/h	

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

Les codes de réseau européens (CAM, BAL, TAR) et la réglementation concernant la gestion de la congestion aux points d'interconnexion ont été mis en œuvre avec succès et dans les délais. A cet effet, le contrat standard de transport de gaz naturel et le règlement d'accès de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium, ainsi que le contrat d'équilibrage et le code d'équilibrage de Balansys ont été modifiés à plusieurs reprises après consultation des acteurs du marché pour être conforme aux codes de réseau européens.

En 2019, un nouveau VIP (*Virtual Interconnection Point*) entre la Belgique et l'Allemagne a été mis en service en application de l'article 19 du code de réseau CAM. Depuis le 1^{er} juillet 2019, les utilisateurs du réseau ont la possibilité de réserver des capacités de transport sur le VIP Belgium NCG par le biais de Prisma.

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

PCI accepté:

En 2014, un nouveau processus à travers les groupes régionaux a été lancé afin d'avoir une 2ème liste de projets PCI adoptés en novembre 2015 par la Commission européenne. Fluxys Belgium a déposé sa candidature PCI pour le projet de conversion L / H en Belgique, qui sera évaluée avec le projet de reconversion en France proposé par GRTgaz & GrDF.

Ce n'est qu'à la suite de l'établissement de la troisième liste de projets PCI que le projet H / L a reçu le label PCI, ce qui montre que la conversion progressive au gaz H des zones aujourd'hui approvisionnées en gaz L, en Allemagne, en Belgique et en France, est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs concernés. Le projet de conversion en France et en Belgique s'est donc vu accorder le statut de PCI en 2017.

La Commission européenne a reconfirmé que la conversion L/H en Belgique était un besoin essentiel d'infrastructure dans la région occidentale de l'Europe, ce qui a conduit à un renouvellement du label PIC fin 2019 (4^{ème} liste PCI).

Relation entre PCI's et plan d'investissement Fluxys Belgium:

Les principales adaptations du réseau de transport consistent à connecter et à intégrer progressivement les infrastructures de gaz L aux infrastructures de gaz H. Suivant le planning de conversion, les connexions existantes entre les deux réseaux L et H seront adaptées si nécessaire afin d'alimenter en gaz H, de manière sélective, les postes des GRD et les clients industriels.

Cependant, pour certaines parties du réseau, la capacité des connexions existantes ne suffira pas et des renforcements devront être réalisés, en particulier entre les grands réseaux de transport de gaz L et de gaz H (connexion RTR¹⁵⁷-Dorsales¹⁵⁸ en particulier). Le maintien de la capacité de transport vers le marché de gaz L non converti est une contrainte importante, en particulier en ce qui concerne la capacité d'exportation vers le marché français. Étant donné le point d'entrée unique du gaz L à Hilvarenbeek/Poppel, et le point de sortie unique du gaz L vers la France à Blaregnies, une des deux dorsales devra être maintenue en gaz L jusqu'à la fin de la conversion du marché français.

Le processus de conversion du marché belge ne peut dès lors se réaliser que sur la base de l'alimentation progressive en gaz H de la seconde dorsale, et ce, principalement depuis une interconnexion à créer avec le grand axe de transport de gaz H Zeebrugge – Eynatten interceptant les dorsales à Winksele, au cœur du marché L à convertir. Le processus poursuivra dès lors une orientation Sud-Nord, repoussant progressivement le gaz L vers le point d'entrée d'Hilvarenbeek/Poppel.

- Conversion effectué de 2017-2019:

Jusqu'à présent la conversion de L vers H a été réalisée depuis des interconnexions existantes ne nécessitant que des adaptations limitées du réseau. Il s'agit des nœuds d'interconnexion de Warnant Dreye (1), de Beuzet (2) et d'Antwerpen CGA (3). Seule la conversion de la région de Brasschaat-Wuustwezel a nécessité un nouveau poste de détente à Kalmthout.

¹⁵⁷ Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

¹⁵⁸ Les conduites transportant le gaz L depuis Hilvarenbeek vers le sud sont appelées "dorsales".

- Période 2020-2024 : «Sud de l'axe Zeebrugge/Eynatten»:

Entre 2020 et 2024, le besoin en capacité de gaz H pour la zone à convertir devient plus important. Fluxys Belgium doit adapter son réseau et construire de nouvelles infrastructures permettant la connexion entre le RTR, les réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales. À cet effet, des adaptations sont prévues à la station de compression de Winksele.

- Période 2025-2029 : «Nord de l'axe Zeebrugge/Eynatten»:

Dès 2025, la conversion du marché belge se poursuit en remontant progressivement du gaz H en direction du point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek. La Campine et la région d'Anvers sont converties via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele.

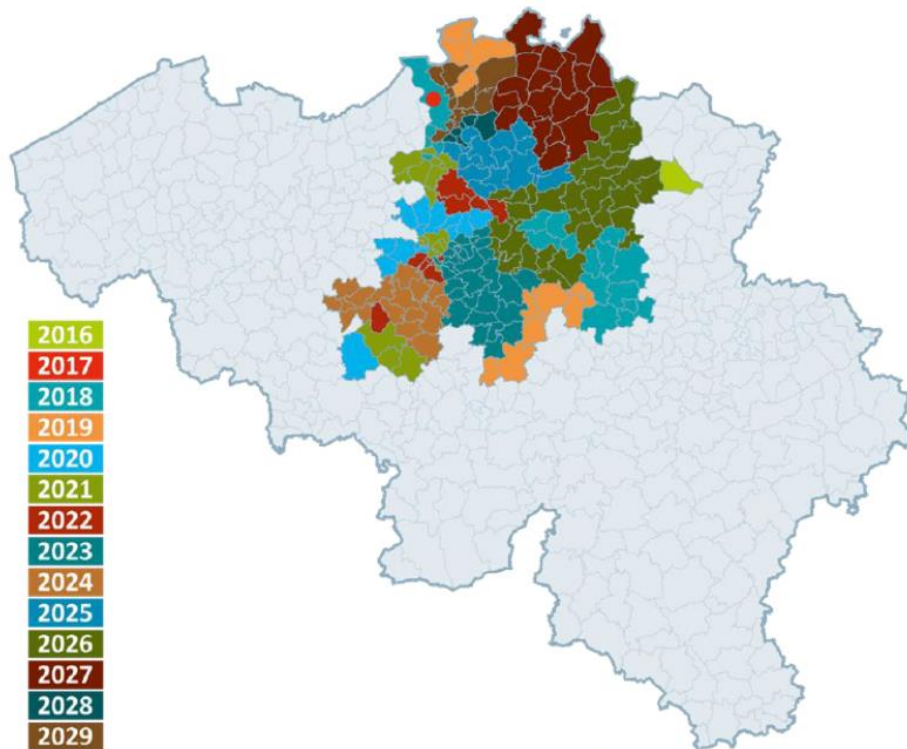
- Conclusion:

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.

Il n'est pas tenu compte ici des inspections des appareils à gaz sur les sites des clients industriels ou particuliers, ni des adaptations des infrastructures des GRD.

Figure 39: Planning indicatif de conversion du marché gaz – L



[Source : Synergrid]

Analyse du plan d'investissement de Fluxys Belgium et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne:

La CREG n'a pas la compétence d'analyser le plan d'investissement Fluxys Belgium et de donner des éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne.

3.4.4. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER

Il n'y a rien de spécifique à signaler pour 2019 quant à la coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation européennes.

Cependant au sein d'ACER la CREG a continué à être étroitement impliquée dans le *Gas Working Group*. Elle en assure la vice-présidence. En 2019, les différentes *task forces* du GWG ont continué à assurer le suivi de la surveillance du marché du gaz naturel et ont travaillé sur deux rapports, à savoir le «*6th Annual Report on Contractual Congestion at Interconnection Point* » et l'ACER «*Report on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity*».

Une bonne partie du travail des *task forces* a été basée sur les questions posées par les stakeholders sur la plateforme de transparence FUNC, établie pour clarifier des questions sur les codes de réseau européens.

En 2019, le GWG a aussi suivi de près l'approbation du *Clean Energy Package* dans le contexte d'une évolution vers un système de gaz naturel décarbonisé. Il a en outre approuvé le rapport consolidé sur les progrès de l'électricité et du gaz des projets classés comme PCI.

Le GWG a ensuite assuré le suivi de la consultation publique de la méthodologie tarifaire par les différents États membres. Enfin, le GWG a travaillé sur la consultation publique en vue de décarboniser le secteur de l'énergie. Cette décarbonisation implique, pour le secteur de gaz, un changement de la législation, une amélioration du planning et une mise à niveau de l'infrastructure. Ce travail a été finalisé en coopération avec le CEER.

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 2019.

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 2019.

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 gros¹⁵⁹

En 2019, la consommation de gaz naturel en Belgique a connu une croissance, qui est principalement attribuable à la consommation accrue des grands consommateurs (+7,2 % de consommation industrielle et +4,1 % de consommation pour les centrales électriques alimentées au gaz naturel) et à la consommation sur les réseaux de distribution (+0,4 %). Il ressort des variations de température en 2019 que le besoin en chauffage a diminué de 0,8% par rapport à 2018.

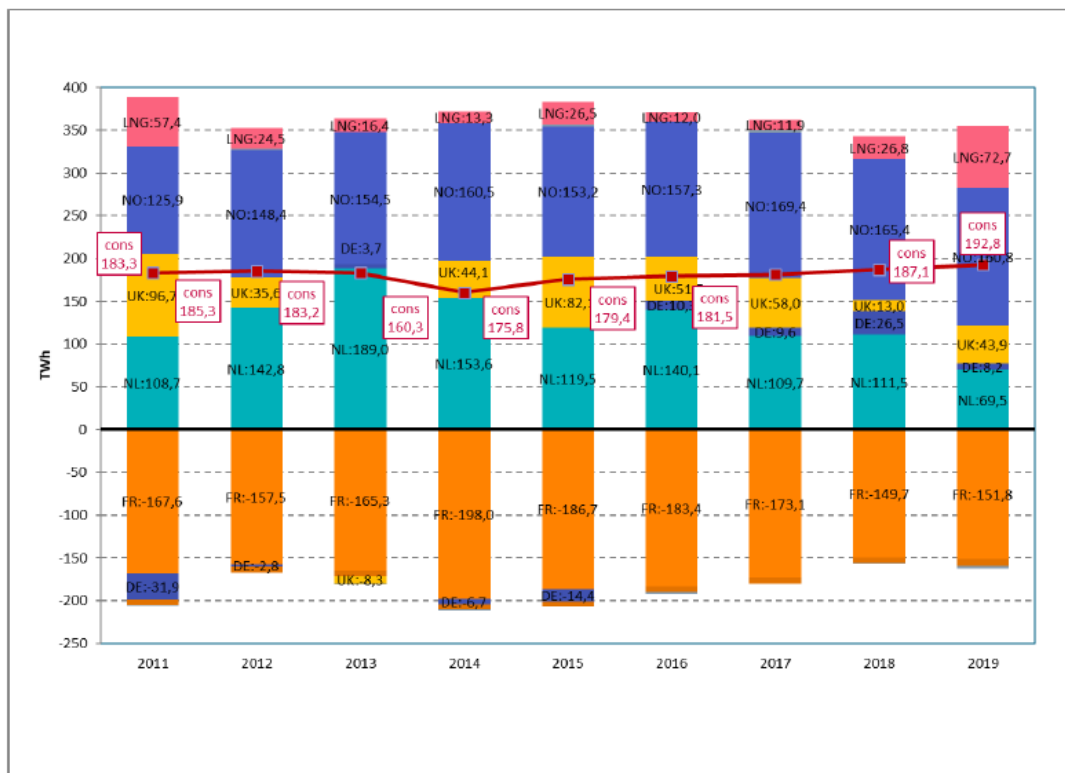
La figure 40 ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou pour le GNL, tant pour l'entry (positif) que pour l'exit (négatif), durant la période 2011-2019. La ligne rouge représente la différence entre les flux *entry* et *exit* transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique¹⁶⁰. En 2019, la consommation de gaz naturel était de 192,8 TWh, soit une hausse de 3 % par rapport à 2018.

Les prix du gaz naturel ont également baissé entre 2018 et 2019, tant sur le marché à court qu'à long terme (soit de 33 % et 22 % en moyenne), jusqu'à respectivement 13,7 €/MWh et 18,6 €/MWh en moyenne.

¹⁵⁹ Note (Z)2045 du 30 janvier 2020 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2019

¹⁶⁰ Il ne s'agit pas exactement de la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh ; 2019 : -3,27 TWh)

Figure 40 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)



Les flux de gaz naturel transfrontaliers pour 2019 sont les suivants :

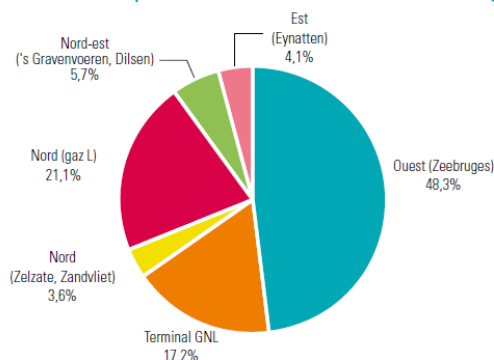
- depuis le Royaume-Uni : 43,9 TWh (13 TWh en 2018);
- depuis les Pays-Bas : 69,5TWh (111,5 TWh en 2018);
- en provenance directe des champs gaziers norvégiens : 160,8 TWh (165,4 TWh en 2018).

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. En 2019, les flux de gaz naturel en direction de la France s’est stabilisé et s’élève à 150 TWh (comme en 2018), soit l’équivalent de 80 % de la consommation belge de gaz naturel.

Le flux de gaz naturel net vers l’Allemagne en 2019 est tombé à 8,2 TWh (26,5 TWh en 2018).

Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg représentent à 7,6 TWh en 2019 contre 6 TWh en 2018.

Figure 40: Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2019 (Source : CREG)



* Le point d'entrée de Blaregnies est utilisé « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de frontière à frontière dominants sur ce point d'interconnexion.

Le taux de remplissage de stockage pour la saison 2018-2019 était de 54% pour la Belgique (Loenhout), en nette diminution par rapport à celui de la saison 2017-2018 qui était de 84%. Ceci est une conséquence de l'utilisation importante des stockages durant l'hiver 2018 entre autres en raison de la vague de froid observée entre le 27 février au 2 mars 2018¹⁶¹. La demande lors de l'été 2018 gaz pour remplir les stockages partout en Europe a été importante, ce qui a soutenu le prix du gaz lors de l'été 2018 et réduit le spread été-hiver. Pour l'ensemble de l'UE28, le taux de remplissage pour la saison 2018-2019 (87%) a été stable par rapport à celui de la saison 2017-2018 (89 %). Ceci s'explique en partie par l'entrée en vigueur d'un nouveau cadre réglementaire en France qui a permis de remplir les stockages français à hauteur de 94% en 2018-2019 contre 75% en 2017-2018.

Le taux de remplissage pour la saison 2019-2020 est exceptionnel, tant pour la Belgique que pour l'UE28 (97% dans les 2 cas). Ceci s'explique par des prix du gaz très bas durant l'été 2019 et un spread été-hiver important, favorable au remplissage des installations de stockage de gaz naturel.

En 2018, l'activité GNL à Zeebruges s'est fortement développée mais c'est 2019 qui est une année record pour le terminal: avec 90 méthaniers qui ont déchargé 95 TWh de GNL et 40 méthaniers qui en ont chargé 21 TWh. Sur ces 90 méthaniers déchargés, 19 y ont effectué un déchargement dans le cadre de services de transbordement¹⁶ (pour un volume de 20,8 TWh) et sur ces 40 méthaniers chargés 19 y l'ont été (volume de 19,6 TWh) dans le cadre de services de transbordement.

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

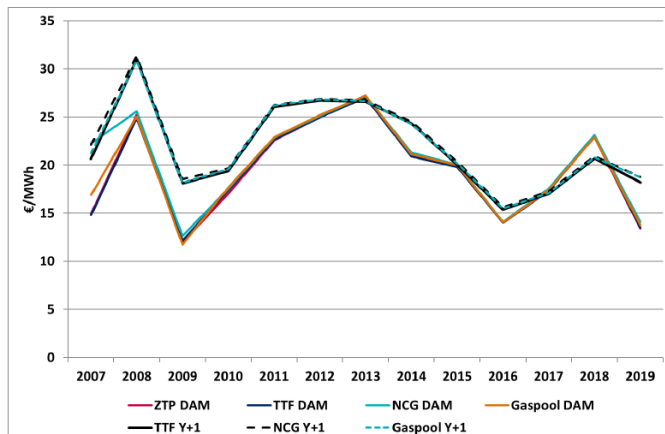
Niveau prix de gros :

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a fortement baissé de 23,0 €/MWh en 2018 à 13,7 €/MWh en 2019 et celui sur le marché à long terme a baissé mais dans une moindre proportion passant de 20,8 €/MWh à 18,5 €/MWh, ce qui représente pour les deux produits une baisse, mais qui n'atteint pas encore le niveau plancher de 2009 d'environ 12 et 18 €/MWh respective.

En 2019, la tendance s'est donc inversée et les prix sur le marché à court terme ont été inférieurs à ceux du marché à long terme. Les prix moyens du gaz sur le marché à court terme en Belgique et à l'étranger étaient d'un niveau comparable, avec une différence de 0,1% entre NCG et ZTP.

¹⁶¹ Voir note de la CREG 1803 <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1803EN.pdf>

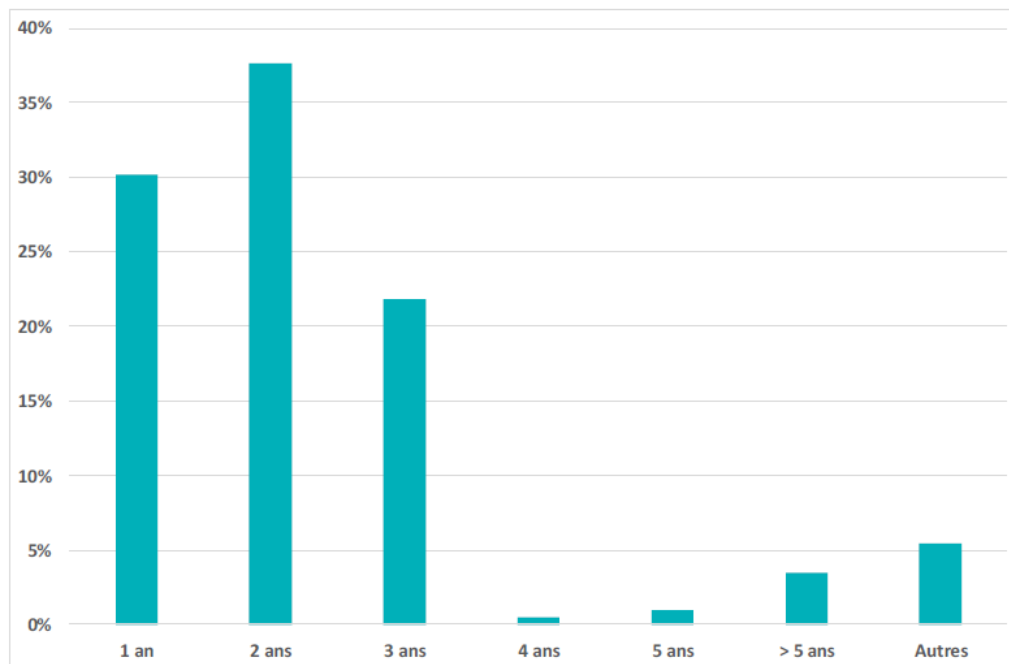
Figure 41: Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés *day-ahead* et *year-ahead* (Sources : CREG, données traitées issues de *icis.com*, *ice.com*, *eex.com* et *powernext.com*)



Degré de transparence:

L'analyse des contrats de fourniture démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1 ou 2 ans). En effet, en 2018, les contrats de fourniture d'une durée de deux années sont les plus courants avec 38 % des cas, devant les contrats d'une année qui représentent 31 % du total. Une minorité (4 %) de contrats a une durée égale ou supérieure à 5 années. Cinq fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. Le contrat le plus long actuellement en cours a une durée de 14 ans. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée.

Figure 42: Contrats de vente de gaz naturel aux industries étudiés en fonction de leur durée (en années)



En ce qui concerne les types d'indexation, la CREG a calculé qu'en 2018 :

- 1 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières (même pourcentage en 2017 ? contre 3 % en 2016);
- 78 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (contre 91 % en 2017 et 84% en 2016);

- 21 % des clients ont un prix fixe dans leur contrat (c'était 8% en 2017 et 13 % en 2016).

Ces proportions évoluent chaque année. D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (Zeebrugge, TTF) corrélée à une diminution voire une quasi disparition de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO ou Brent).

La cotation néerlandaise TTF est utilisée dans 51,5 % des contrats sur le marché belge. La cotation belge Zeebrugge 4 est utilisée dans 26,5 % des contrats. 21 % des contrats sont à prix fixe et seulement 1 % des contrats utilisent une cotation pétrolière basée sur le Brent.

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

En 2019, la CREG a rendu quatorze avis relatifs à des demandes d'autorisation de fourniture de gaz naturel émanant de Total Gas & Power Belgium SA, Ineos Services Belgium SA, Lampiris SA, Getec Énergie GmbH, Eni SpA, OMV Gas Marketing & Trading Belgium SPRL, Equinor ASA, B.T.G. - Belgische Technische Gassen SPRL, Scholt Energy Control SA, Vattenfall Energy Trading Netherlands SA, Uniper Global Commodities SE, Electrabel SA, AXPO Benelux SA et Wintershall Dea GmbH¹⁶².

Au cours de l'année 2019, la ministre de l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à quinze entreprises, à savoir European Energy Pooling sprl, Total Gas & Power Belgium SA, Ineos Services Belgium SA, Eni SpA, OMV Gas Marketing & Trading Belgium SPRL, B.T.G. - Belgische Technische Gassen SPRL, Equinor ASA, Scholt Energy Control SA, Axpo Benelux SA, Vattenfall Energy Trading Netherlands SA, Uniper Global Commodities SE, Electrabel SA, Lampiris SA, GETEC Énergie GmbH et Wintershall Dea GmbH¹⁶³.

¹⁶² Avis (A)1892, (A)1893, (A)1920, (A)1925, (A)1935, (A)1936, (A)1940, (A)1942, (A)1943, (A)1960, (A)1961, (A)1965, (A)1966, (A)2027.

¹⁶³ Arrêtés ministériels des 15 février, 22 février, 1er mars, 18 juin, 27 juin, 4 juillet, 9 juillet, 21 août, 21 octobre, 5 novembre et 16 décembre 2019.

Tableau 51: Entreprises actives en 2019 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2018 (Source : CREG)

PARTS DE MARCHÉ EN BELGIQUE (en %)	2018		2019		Δ2019/2018	
	TWh	%	TWh	%	(%)**	(%-point)***
ANTARGAZ FINAGAZ	1,44	0,77	3,84	1,99	267	1,22
ARCELORMITTAL ENERGY S.C.A.	4,87	2,60	3,26	1,69	-33	-0,91
AXPO SOLUTIONS AG	0,12	0,06	1,38	0,72	1 154	0,66
BELGIAN ECO ENERGY SA	0,11	0,06	1,29	0,67	1 168	0,61
DIRECT ENERGIE	2,84	1,52	6,23	3,23	219	1,71
EDF LUMINUS	20,16	10,78	24,80	12,86	23	2,08
ENECO ENERGY TRADE B.V.	9,63	5,15	10,27	5,33	7	0,18
ENERGY GLOBAL HANDEL B.V.	0,34	0,18	5,22	2,71	1 536	2,53
ENGIE	61,18	32,70	50,43	26,16	-18	-6,54
ENI S.P.A.	21,09	11,27	17,05	8,84	-19	-2,43
ENOVOS LUXEMBOURG S.A.	1,74	0,93	1,59	0,82	-9	-0,11
EQUINOR ASA	5,77	3,08	5,09	2,64	-12	-0,44
ESSENT SALES PORTFOLIO MANAGEMENT B.V.	4,09	2,18	3,57	1,85	-13	-0,33
EUROPEAN ENERGY POOLING	3,35	1,79	4,11	2,13	23	0,34
GAS NATURAL EUROPE SAS	6,64	3,55	6,73	3,49	-2	-0,06
GETEC ENERGIE GMBH	0,25	0,14	1,22	0,63	487	0,49
LAMPIRIS SA	0,001	0,00	0,65	0,34	65 460	0,34
NATGAS AKTIENGESELLSCHAFT	1,29	0,69	2,39	1,24	85	0,55
NOVATEK GAS & POWER GMBH			1,02	0,53		
PROGRESS ENERGY SERVICES	0,98	0,52	1,89	0,98	93	0,46
RWE SUPPLY & TRADING GMBH	6,38	3,41	7,29	3,78	14	0,37
SOC. EUROP. DE GESTION DE L'ENERGIE SA	1,76	0,94	3,71	1,92	211	0,98
TOTAL GAS & POWER LTD	14,56	7,78	15,23	7,90	5	0,12
UNIPER GLOBAL COMMODITIES SE	0,50	0,27	1,26	0,66	253	0,39
VATTENFALL ENERGY TRADING NETHERLANDS NV	6,45	3,44	5,57	2,89	-14	-0,55
WINGAS GMBH	11,57	6,18	7,69	3,99	-34	-2,19
TOTAL FINAL	187	100	193	100	3	

* Ces chiffres ne concernent que les fournitures aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes sur la fourniture aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution, le lecteur est invité à consulter la publication conjointe des quatre régulateurs énergétiques sur le site Internet de la CREG (www.creg.be).

** Evolution relative 2019 par rapport à 2018 (la base est 2018).

*** Evolution absolue de la part de marché.

Au 31 décembre 2019, trente-trois utilisateurs du réseau détenaient une autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel. Courant 2019, vingt-six d'entre eux ont exercé, sur le réseau de transport, des activités de fourniture de gaz naturel au profit de clients finals belges. À titre de comparaison, seuls six utilisateurs du réseau étaient actifs sur le réseau de transport de Fluxys Belgium à la fin 2007 pour l'approvisionnement des clients finals belges.

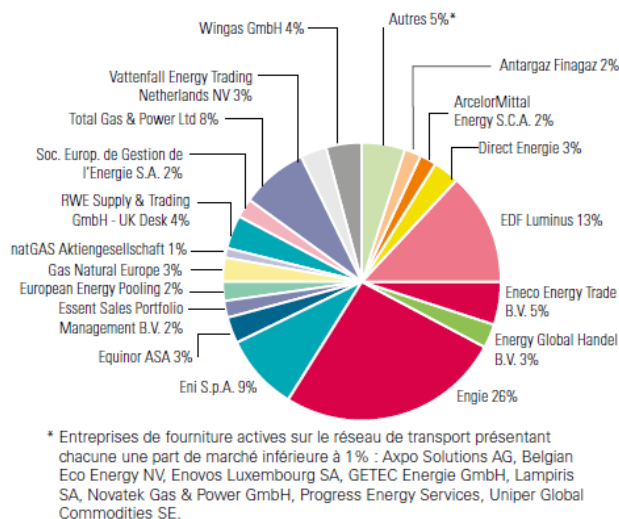
Une nouvelle entreprise a entamé des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel en 2019. Si l'on tient compte de la fusion d'activités de transport au sein d'une entreprise du même groupe, cela porte à vingt-six les entreprises actives sur le marché belge du transport de gaz naturel en 2019.

Le top 3 des entreprises actives sur le réseau de transport détient conjointement 48 % des parts de marché, soit 7 % de moins qu'en 2018. Engie conserve la première place mais voit sa part de marché chuter à 26,2 % (contre 32,7 % en 2018). Eni S.p.A. se maintient en deuxième position mais voit sa part de marché à nouveau diminuer de 2,5 %, passant à 8,8 %. La part de EDF Luminus augmente par contre de 2,1 %, atteignant les 12,9 %. Total Gas & Power Ltd, dont la part augmente de 0,1 % (atteignant 7,9 %) occupe la quatrième place du tableau tandis que Eneco Energy Trade BV détient une part de marché de 4 %. Seuls ces six acteurs du marché détiennent une part de marché supérieure à 5 %. Wingas GmbH perd 2,2 % de parts de marché, s'élevant à 4 %.

RWE Supply & Trading GmbH présente une augmentation à 3,8 %. Gas Natural Europe affiche une stabilisation à 3,5 %. Direct Energy présente une augmentation importante, atteignant 3,2 %. Vattenfall Energy Trading Netherlands NV voit sa part de marché diminuer de 3,4 % à 2,9 % (- 0,6 %). Energy Global Handel BV représente une part de marché de 2,7 %. Equinor ASA affiche une chute (- 0,4 %),

atteignant 2,6 % et Europe Energy Pooling représente une part de marché de 2,1 %. Les autres utilisateurs du réseau actifs détiennent chacun une part de marché inférieure à 2 %.

Figure 43: Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2019 (Source : CREG)

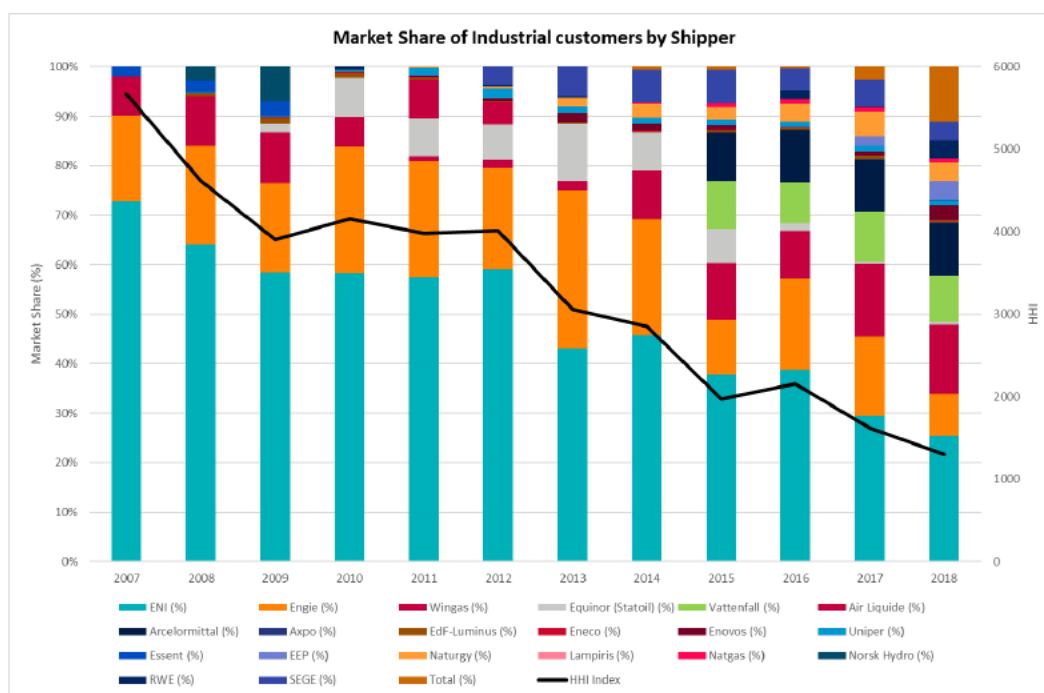


En 2019, un total de vingt-six entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge. Electrabel (Engie) avec 26 % (33 % en 2018) et EDF Luminus 13 % (11% en 2018) assuraient ensemble 39 % des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est Eni S.p.A., qui détenait une part de 9 % en 2019 (11 % en 2018). En 2019, Total Gas & Power (8 %) et Eneco Energy Trade (5 %) ont rejoint le groupe des entreprises de fourniture détenant une part de marché supérieure à 5 %. Les vingt-et-une entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 39 %) détiennent chacune une part de marché de moins de 5 % et, pour huit d'entre elles, la part de marché n'atteint pas 1 %. La concentration du marché a diminué en 2019 par rapport à 2018.

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est (toutefois de moins en moins) majoritairement dominée par le groupe ENI. Ce fournisseur a fourni en 2018 quelque 25,5 % des volumes consommés par les grands clients industriels belges. Il est à noter que l'on se base ici sur les données issues du shipping et non de la fourniture. Un *shipper* peut parfois acheminer le gaz pour le compte d'un tiers.

Toutefois, la Figure 44 montre que la part de marché du groupe ENI selon la consommation totale facturée – connaît une baisse presque constante de 72,9 % (2007) à 37,8 % (2015). Au cours des premières années de la libéralisation, ce sont essentiellement les groupes Engie et Wingas qui ont pris des parts de marché au groupe ENI, avec en 2016 une légère augmentation de la part de marché du groupe ENI (de 37,8 % à 38,9 %) qui baisse à nouveau à (29,6 % en 2017 et à 25,5% en 2018). La part de marché du groupe Engie passe de 11 % en 2015 à 18,3 % en 2016 pour redescendre à 16 % en 2017 et à 8,4% en 2018.

Figure 44: Part de marché des fournisseurs sur le segment des grands clients industriels de gaz naturel, par an (en anglais)



Par ailleurs, nous observons l'arrivée d'un producteur de gaz naturel (Equinor, autrefois Statoil) en 2009. Ce fournisseur a acquis une part de marchés qui oscille entre 11,6 % en 2013 et 6,9 % en 2015. En 2016, cette part de marché chute à 1,5% et continue de baisser en 2017 pour atteindre 0,5 %, niveau qui est resté stable en 2018.

Vattenfall est présente pour la première fois en 2015 avec une part de marché au-delà de 5 % (9,7 %) ; elle passe à 8,3 % en 2016 et continue de croître pour arriver à 10,1 % en 2017 ; elle est suivie d'une légère baisse en 2018 (9,4%). La part de marché des plus petits fournisseurs⁹ de gaz naturel aux clients industriels représente 21,1 % des fournitures de gaz naturel en 2018, elle était de 23,1 % en 2015, 23,4 % en 2016 et 29,1% en 2017.

Avec l'indice HHI qui a continué à baisser en 2018, pour atteindre le niveau le plus bas sur la période observée (2007- 2018), le marché des clients industriels directement raccordés au réseau de Fluxys Belgium est un marché dynamique où la concurrence est bien présente. Toutefois, vu la baisse du nombre de contrats ayant fait l'objet de changements de fournisseurs en 2018 (bien que les volumes concernés soient supérieurs), il convient de continuer à assurer le suivi de ce segment de marché¹⁶⁴.

¹⁶⁴ Étude (F)1927 du 18 juillet 2019 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique.

Gas Wholesale market indicators	2015	2016	2017	2018	2019
National Gas Production	0	0	0	0	0
Number of active wholesale companies	23	23	23	25	25
Biogas injected into the gas grid	0	0	0	0,5GW	3,6GW
Total gas demand	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8
Gas demand for power generation	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2
Imports volume (by pipeline and LNG)	407,6	391,8	423,2	392,2	372,5
Exports volume	233,6	210,6	245,0	204,7	168,8
Main Origin of gas imports	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway
Number of origins of gas supplies	>5	>5	>5	>5	>5
Market share of the largest entities bringing natural gas (CR3)	31,4	34,6	32,0	32,7	31,8
HHI for gas imports	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Gas import prices	20,7	14,9	17,8	20,9	17,4
Number of traders active in the wholesale market	NAV	NAV	NAV	NAV	>90
Traded volume in the spot gas market	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Traded volume in futures markets	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Total Traded volume	NAV	NAV	NAV	NAV	1081
Average spot gas price (Day Ahead product)	19,9	13,3	17,2	22,9	13,7

3.6.3. Marché de détail

Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. Dès lors, cette étude annuelle rend compte de l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. A l'évolution du prix de base de l'énergie qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

L'étude annuelle de 2019¹⁶⁵ décrit l'évolution des prix de détail pour la période janvier 2007 décembre 2019. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

Concernant le gaz naturel, le prix total moyen facturé au client résidentiel entre 2007 et 2019, a augmenté de 18,70 % : la dernière année, la CREG a noté une diminution de -6,20 %. Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 5,09 €/MWh en Flandre, de 6,58 €/MWh à Bruxelles et de 15,20 €/MWh en Wallonie.

Le prix moyen facturé aux clients professionnels en Belgique a augmenté de 0,49 %: lors de la dernière année, il a diminué de -14,55 %. Le prix total a diminué durant la période totale en moyenne de -1,41 €/MWh en Flandre et augmenté de 0,53 €/MWh à Bruxelles et de 1,32 €/MWh en Wallonie.

¹⁶⁵ Etude (F)2071 du 9 avril 2020 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

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

3.6.4.1. Niveau fédéral

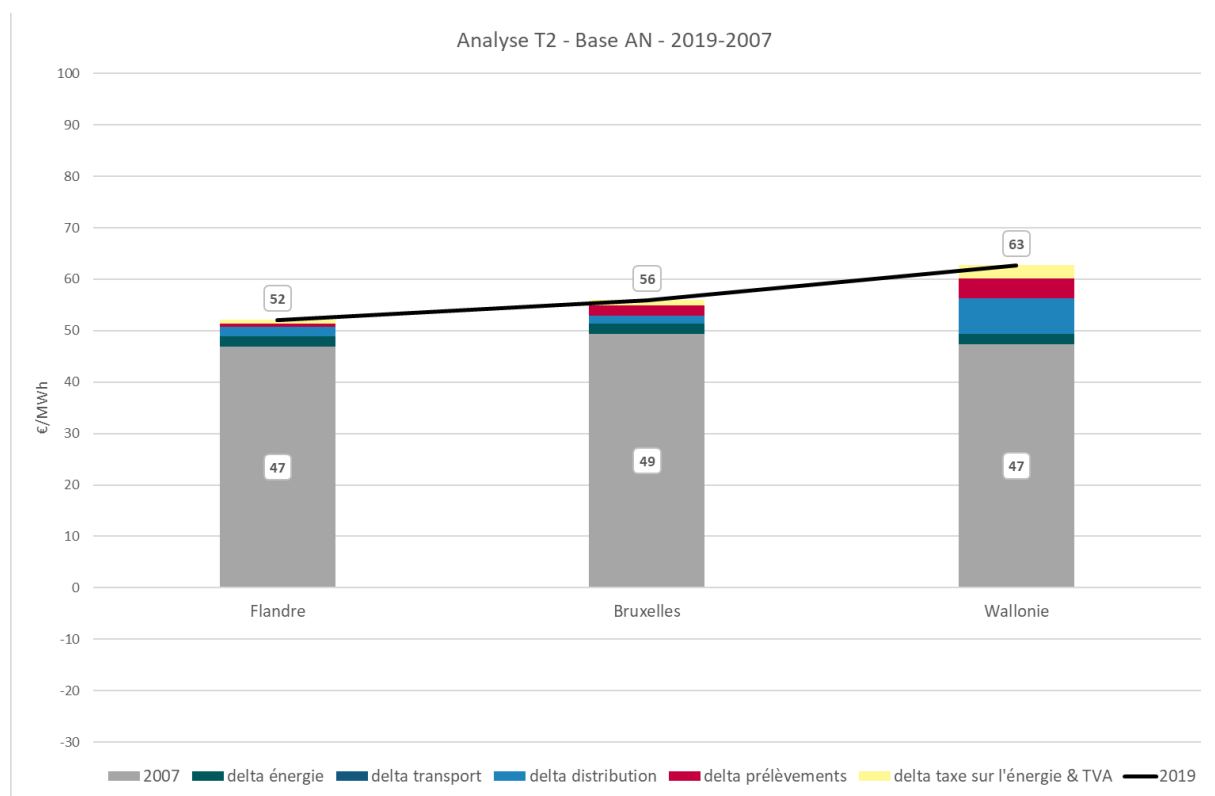
Niveau des prix :

Client résidentiel (T2)¹⁶⁶:

Entre 2007 et 2019, le prix total moyen a augmenté de 18,70 %. La dernière année, la CREG a noté une diminution du prix total moyen pour tous les fournisseurs de 6,64 %, à c'est-à-dire de 4,00 €/MWh.

L'évolution est différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, la figure ci-dessous se fonde sur un client-type T2 par région. Cette figure montre les évolutions moyennes par région. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2019.

Figure 45: aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T2, période 2019-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 5,09 €/MWh en Flandre, de 6,58 €/MWh à Bruxelles et de 15,20 €/MWh en Wallonie¹⁶⁷. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

¹⁶⁶ Le segment T2 représente la clientèle résidentielle qui consomme entre 5.000 et 150.000 kWh/an.

¹⁶⁷ Etant donné qu'un client T2 a une consommation annuelle de 23 260 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de 118,41 €/an en Flandre, de 152,99 €/an à Bruxelles et de 353,52 €/an en Wallonie.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 1,99 €/MWh. Lors de la dernière année, il a diminué de - 2,60 €/MWh.

L'évolution diffère par fournisseur, cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. En 2019, on observe qu'après avoir augmenté au cours du 4^e trimestre de 2018, les prix ont à nouveau diminué et suivi l'évolution des marchés de gros.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 1,75 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une diminution de 1,14 €/MWh.

Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Chez les GRD flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des GRD, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

À Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 1,66 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une hausse de 0,09 €/MWh.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 6,84 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une diminution de - 0,75 €/MWh. A partir de mars 2019, la Wallonie a adapté ses tarifs de réseau.

Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des GRD, qui est imputé à Bruxelles et en Wallonie via les prélèvements locaux). En outre, en Wallonie, les OSP ont plus fortement augmenté par rapport à l'année initiale.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 0,63 €/MWh. Lors de la dernière année, ils ont diminué de 0,05 €/MWh.

Cette évolution historique s'explique principalement par la hausse de la cotisation fédérale et la surcharge clients protégés.

À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 1,95 €/MWh. La dernière année, on a enregistré une augmentation de 0,03 €/MWh.

Cette évolution s'explique par la hausse de la cotisation fédérale, de la surcharge clients protégés et les prélèvements locaux, provinciaux et autres dans le tarif de réseau de distribution. En outre, une surcharge est facturée depuis 2012 pour le financement des OSP. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau GRD est facturée via les prélèvements locaux.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 3,89 €/MWh. La dernière année il s'agissait d'une augmentation de 0,16 €/MWh

Cette hausse est due non seulement à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés mais également à une nouvelle surcharge en Wallonie. Depuis 2011, la taxe de voirie

s'applique également au gaz naturel. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des GRD est facturée via les prélèvements locaux.

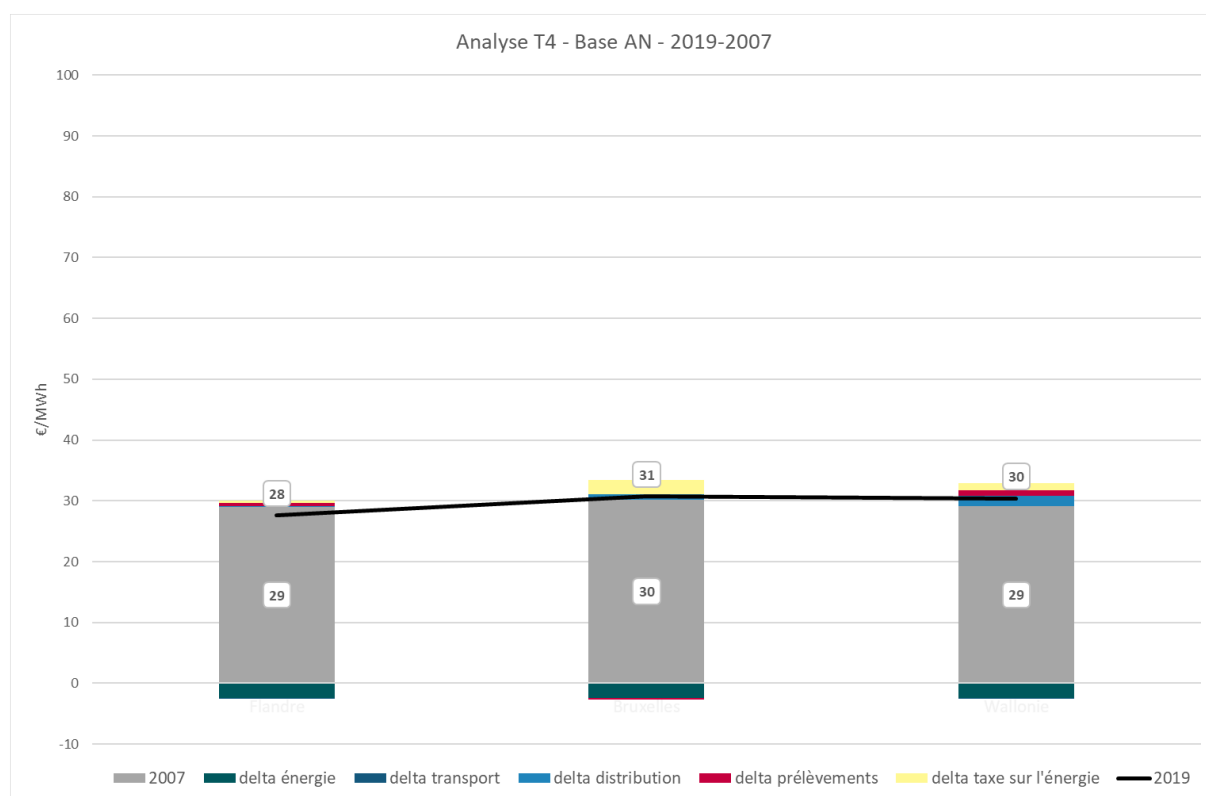
Évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de 0,79 €/MWh en Flandre, de 1,05 €/MWh à Bruxelles et de 2,654 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une diminution de - 0,78 € en Flandre, de - 0,52 €/MWh à Bruxelles et de - 0,67 €/MWh en Wallonie.

Client professionnel (T4)¹⁶⁸

Entre 2007 et 2019, le prix total moyen a augmenté de 0,49% %. Lors de la dernière année, il a diminué de 14,55 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, la figure ci-dessous se fonde sur un client-type T4 par région. Cette figure montre les évolutions moyennes par région¹⁶⁹. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2019.

Figure 46: aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T4, période 2018-2007



¹⁶⁸ Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

¹⁶⁹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (anciennement IGH) et de RESA Tecteo Gaz (ALG).

Le prix total a diminué en moyenne de 1,41 €/MWh en Flandre, et augmenté de 0,53 €/MWh à Bruxelles et de 1,32 €/MWh en Wallonie¹⁷⁰. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Évolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a diminué en moyenne de 2,37 €/MWh. Lors de la dernière année, il a diminué de 5,06 €/MWh.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La forte hausse de l'an dernier est principalement observée au 4^e trimestre et peut s'expliquer par la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂.

Évolution du tarif de réseau de distribution

Le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 0,18 €/MWh en Flandre, de 0,87 €/MWh à Bruxelles et de 1,74 €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ce tarif a diminué de 0,30 €/MWh en Flandre et a augmenté de 0,06 €/MWh à Bruxelles et de 0,02 €/MWh en Wallonie.

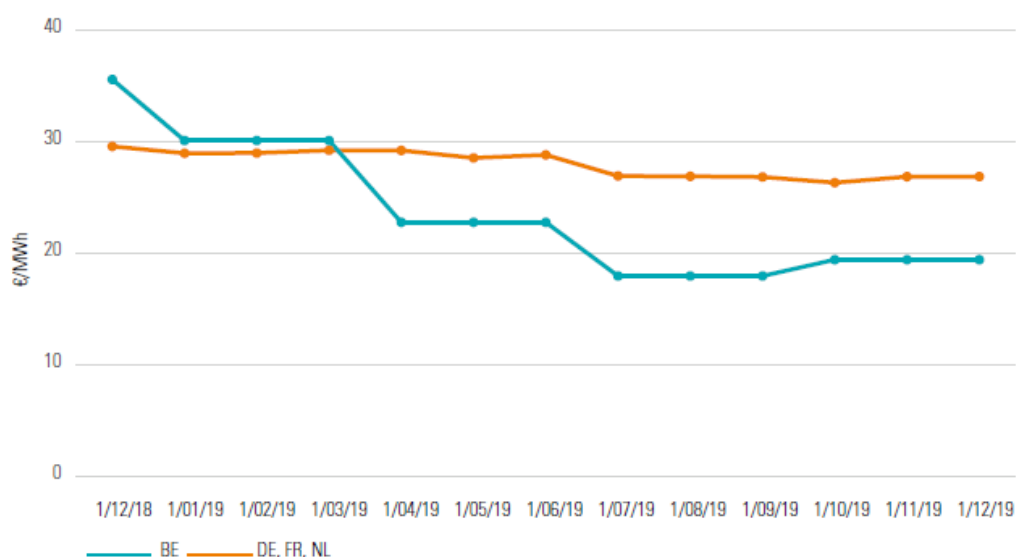
Évolution des prélèvements publics

Les prélèvements publics ont augmenté de 0,47 €/MWh en Flandre, diminué de 0,22 €/MWh à Bruxelles et augmenté de 0,95 €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ils ont augmenté de 0,02 €/MWh en Flandre et baissé de 0,01 €/MWh en Wallonie et sont restés stables à Bruxelles.

En Wallonie, cette évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que le prélèvement de rétribution est dégressif.

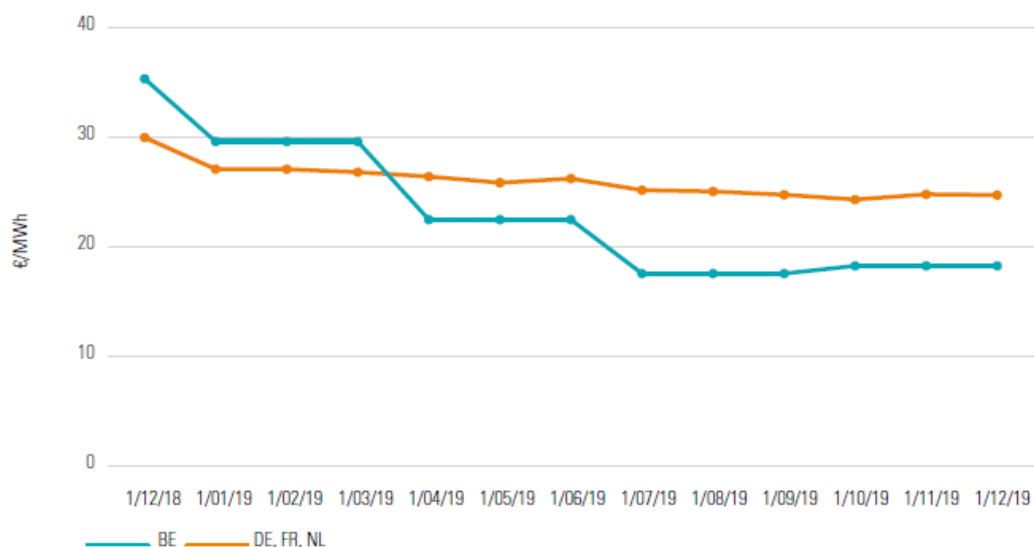
Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2019

Figure 47: Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2019 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



¹⁷⁰ Etant donné qu'un client T4 a une consommation annuelle de 2 300 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une diminution de -3 2501,09 €/MWh en Flandre, et d'une augmentation de de 1 218 ,33 €/an à Bruxelles et de 3 031,54 €/an en Wallonie.

Figure 48: Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2019 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



Niveau de transparence:

Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)

Près de 60 % des contrats sur le marché résidentiel du gaz naturel étaient à prix fixes à la fin de l'année 2019. Les contrats à prix variables représentent donc 40 % du marché. Pour la seconde année consécutive fois, le nombre de contrats à prix fixe dépasse celui des contrats à prix variables pour l'ensemble du marché. Ceci peut cependant varier d'un fournisseur à l'autre, certains fournisseurs ne proposant d'ailleurs que des contrats à prix variables.

Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

Les principaux fournisseurs présents sur ce segment sont les mêmes que ceux présents sur le marché résidentiel (T1, T2 et T3), à savoir Engie Electrabel, Luminus, Lampiris (via Total Gas & Power) et Eni Gas & Power (repris depuis par Eneco). On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme VEB, Gas Natural, Scholt et Wingas.

Seule une petite partie des consommations industrielles proviennent de ce sous-segment qui représente 11 TWh en 2018.

Le volume de consommation moyen est situé entre 2 et 3 GWh par an aussi bien pour un T4 qu'un T5.

Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)

Les principaux acteurs sur ce marché sont Engie Electrabel, Eni SpA Belgium Branch, Wingas, et Naturgy. La fourniture à la clientèle industrielle de plus de 10GWh sur le réseau de distribution représente 20 TWh. Sur ce segment, Engie Electrabel et Eni SpA ont ensemble un peu plus de 60% de parts de marché.

Les offres sur le segment T6 se répartissent comme suit :

- prix variable indexé sur les cotations pétrolières : 0 % (0% un an auparavant);
- prix variable indexé sur les cotations gazières : 82 % (89 % un an auparavant);
- prix fixe : 18 % (11 % un an auparavant).

Dans certains cas, la formule de vente est une formule hybride (mixte prix fixe / prix indexé). Il n'y a plus d'indexation pétrolière pour ce segment.

Les indexations gazières Zeebrugge et TTF sont principalement utilisées dans les contrats de vente à la clientèle T6.

La plupart des contrats ont une durée de 12, 24 ou 36 mois (comme pour les particuliers et les entreprises < 10 GWh/an). La durée moyenne des contrats tous fournisseurs confondus demeure de 2 ans pour les clients T6. Les contrats de deux ans et de trois ans restent les plus fréquents. Le contrat le plus long a même une durée de 14 ans (2012 - 2026).

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:

Le marché belge du gaz naturel se caractérise par une forte concurrence. Le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et/ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel en Belgique est de 38.

Au niveau de l'importation (187 TWh) et de la revente (113 TWh), Eni SpA et Engie représentent environ 40 % de l'importation et près de 80 % de la revente en 2018. Le segment de la revente est essentiellement constitué d'une part par Eni SpA (Italie) qui revend principalement à sa succursale Eni SpA Belgian Branch, et d'autre part par Engie (France) qui revend à sa filiale Engie Electrabel. La fourniture aux clients sur le réseau de distribution est dominé par Engie Electrabel (environ 40 % de part de marché) suivi par Luminus (environ 15 % de part de marché).

Les parts de marché des fournisseurs historiques reculent relativement peu sur ce segment en 2018:

- sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (62 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente environ 40 % des ventes en volume. Luminus a un peu moins de 20 % de ce marché. On retrouve ensuite Eneco et Lampiris (groupe Total) avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché;
- sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (11 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est également d'environ 40 %. On retrouve ensuite Luminus et Eneco avec chacun une part de marché d'environ 10 %;
- sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (20 TWh), Engie Electrabel a environ 40 % de part de marché suivi par Eni SpA Belgium Branch avec environ 20 % et Wingas avec près de 15 %.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport¹⁷¹ est dominé par Eni SpA Belgium Branch (environ 25 % de part de marché). La part de marché des principaux concurrents (Wingas, Total, ArcelorMittal Energy, Engie Electrabel) se situe entre 10 et 15 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (Total, ArcelorMittal, Air Liquide) se chargent eux-mêmes de la fourniture de gaz naturel pour leurs activités propres (raffinage, métallurgie, chimie).

Concernant la livraison de gaz naturel à la catégorie « centrales électriques » (48 TWh), 29 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 19 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération. Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec 35 % de part de marché. Viennent ensuite Equinor, Luminus, Eni SpA Belgium Branch et RWE avec chacun environ 10 % de part de marché.

L'année 2018 a été marquée par la fin des contrats indexés sur le charbon pour la fourniture des centrales électriques.

¹⁷¹ Voir également l'étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2018 <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1927>

Figure 49: Parts de marché en 2019 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (58 TWh)

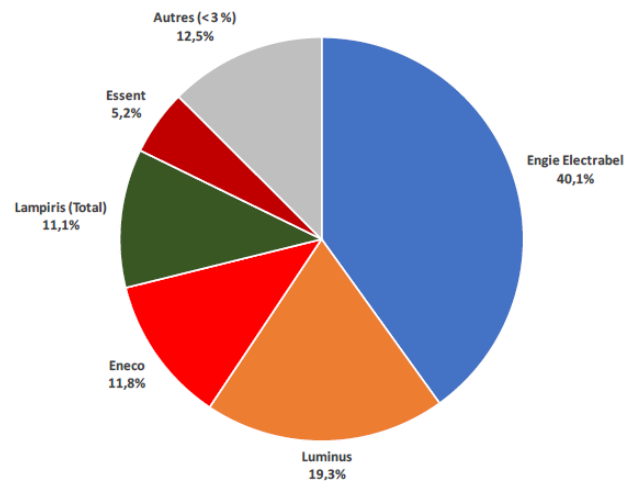


Figure 50: Parts de marché en 2019 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (13 TWh)

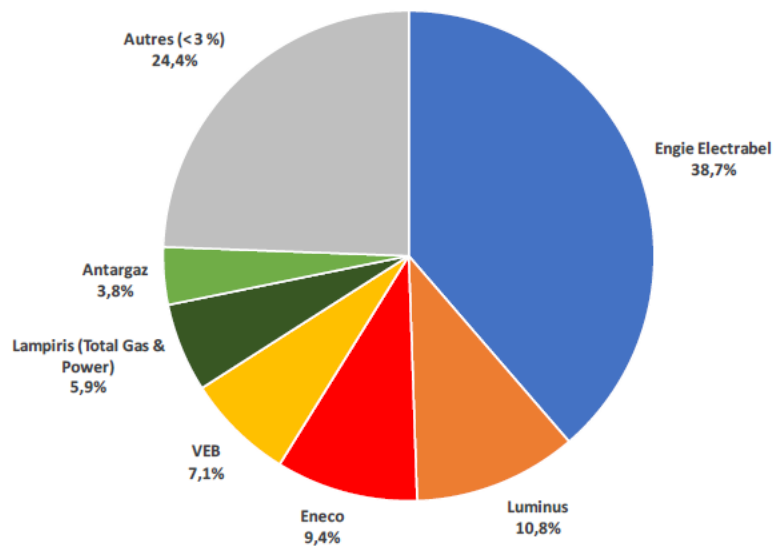
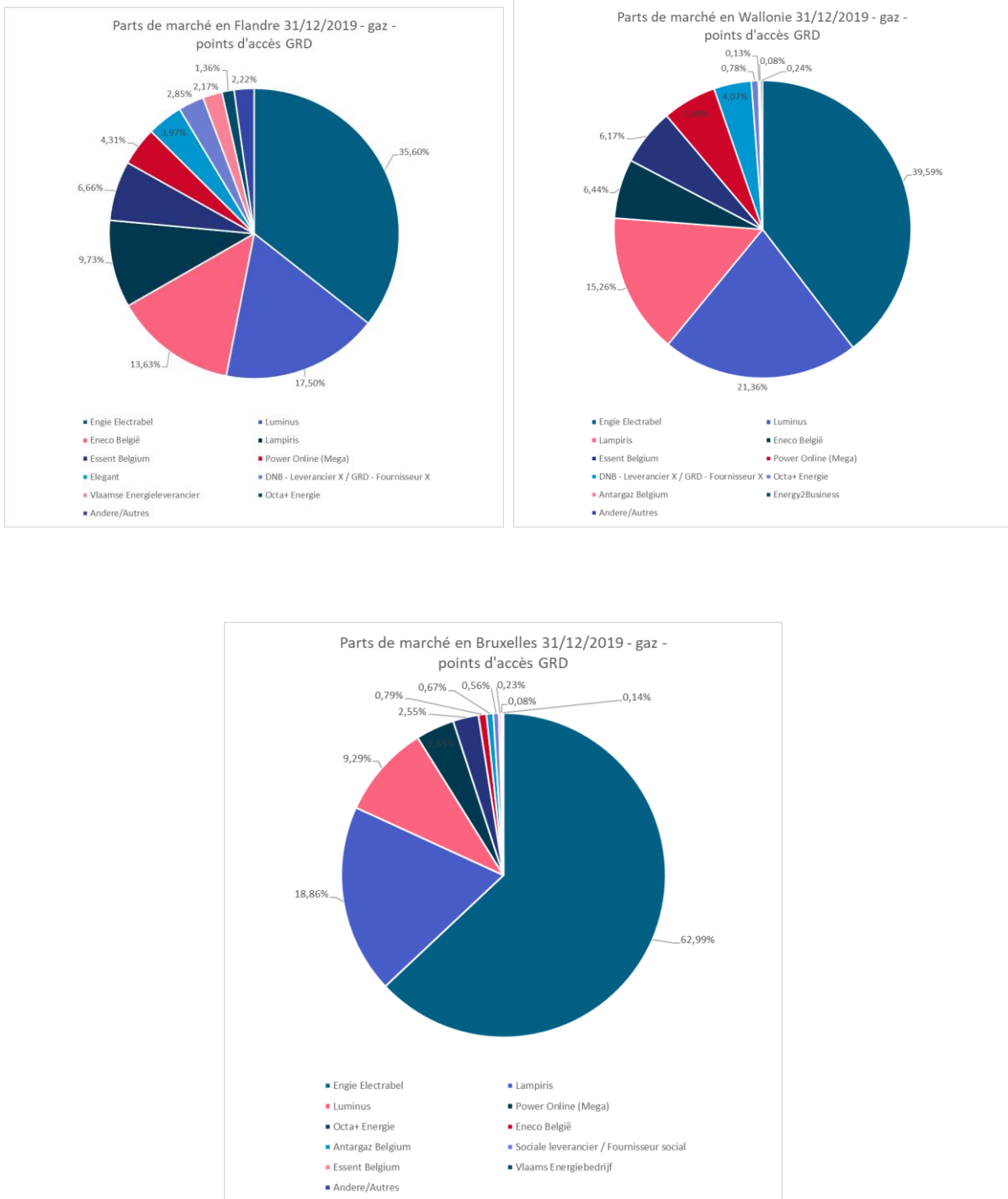


Figure 51: Parts de marché fournisseurs - 3 régions



3.6.4.2. Région flamande

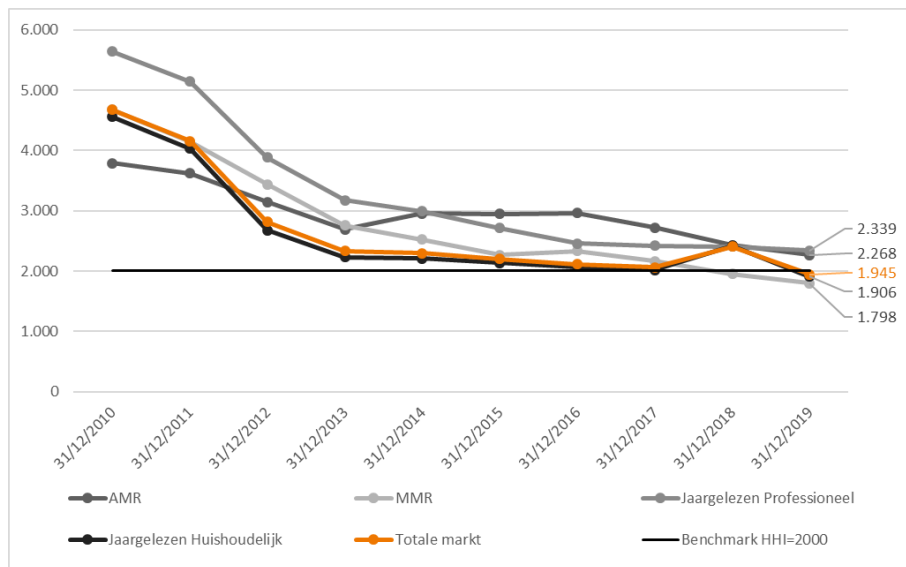
Niveau de transparence:

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.2 du présent rapport.

Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:

- HHI-index:
- La figure 49 **Fout! Ongeldige bladwijzerverwijzing.** montre une évolution similaire du HHI tant pour le gaz naturel que pour l'électricité. Seule la baisse de l'index est encore plus prononcée. S'agissant du gaz naturel, l'indice HHI a baissé de 21 % dans le segment de marché des clients résidentiels relevés annuellement. Par conséquent, l'indice HHI a également baissé de 19 % pour l'ensemble du marché. Sur le marché du gaz naturel, le HHI se situe juste en dessous de la barre des 2 000, atteignant un niveau historiquement bas. Toujours sur le marché du gaz naturel, on peut dire que la tendance négative de 2018 s'est redressée en 2019.

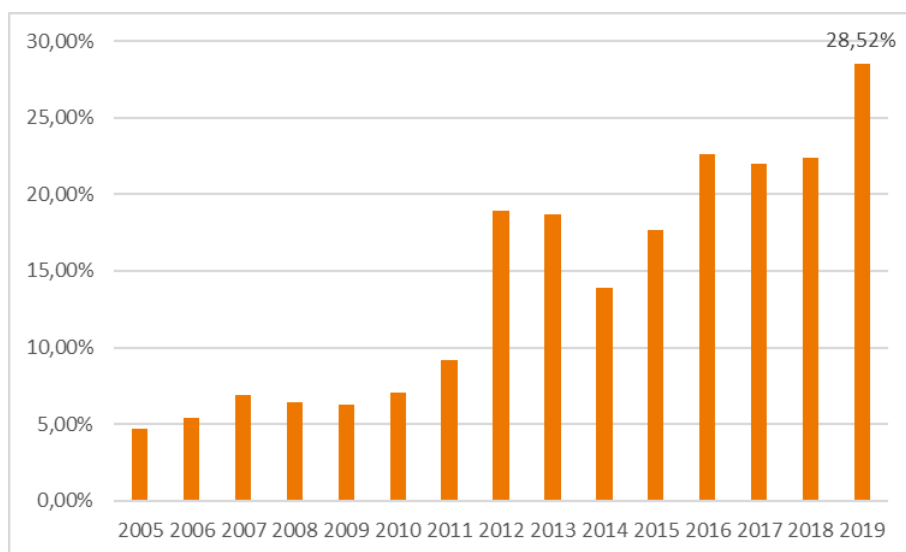
Figure 49: Evolution HHI gaz naturel (sur la base des points d'accès)



- Switch:

La figure 50ci-dessous montre graphiquement, comme pour l'indicateur de l'électricité, l'évolution de l'indicateur de changement de fournisseur pour le gaz naturel. Cet indicateur montre le changement annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix conscient du consommateur. Là encore, cet indicateur est calculé pour se faire une idée du degré d'activité.

Figure 50: Indicateur annuel dynamique pour le marché du gaz naturel



L'indicateur du marché du gaz naturel était, comme d'habitude, un peu plus élevé que l'indicateur du marché de l'électricité, mais suit la même tendance. Une fois encore, il apparaît clairement que le taux de changement de fournisseur est exceptionnellement élevé. Dans ce cas aussi, la forte augmentation est due à une activité plus importante sur le marché des clients résidentiels, soit une hausse de 30 %. Les consommateurs non résidentiels ont été 16 % plus actifs que l'année dernière. Pour le gaz naturel également, janvier et mai ont été les mois de prédilection pour changer de fournisseur.

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=1057> , visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Le rapport englobant l'année 2019 est accessible via ce lien direct : <https://www.cwape.be/docs/?doc=5043>

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 52: Valeurs HHI-index

Type	Valeurs HHI									
	2015		2016		2017		2018		2019	
	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients professionnels	1988	2828	1948	2789	1609	2471	1692	2444	1672	2389
Clients résidentiels	3004	2991	2885	2883	2586	2556	2454	2473	2389	2385
Total	2396	2971	2307	2866	1970	2541	1968	2462	1925	2377

Tableau 53: Valeurs C3

Type	Valeurs C3									
	2015		2016		2017		2018		2019	
	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN	GWh	EAN
Clients AMR	80,30 %	69,50 %	72,00 %	72,87 %	70,46 %	58,59 %	67,20 %	58,02 %	67,60 %	54,89 %
Autres clients professionnels	75,20 %	83,20 %	63,55 %	82,30 %	73,20 %	79,14 %	76,70 %	79,17 %	78,45 %	80,01 %
Clients résidentiels	86,70 %	86,50 %	84,39 %	84,12 %	79,19 %	78,68 %	76,93 %	76,91 %	75,63 %	76,21 %
Total	75,10 %	86,20 %	62,04 %	83,9 %	67,78 %	78,72 %	68,71 %	77,14 %	68,88 %	79,95 %

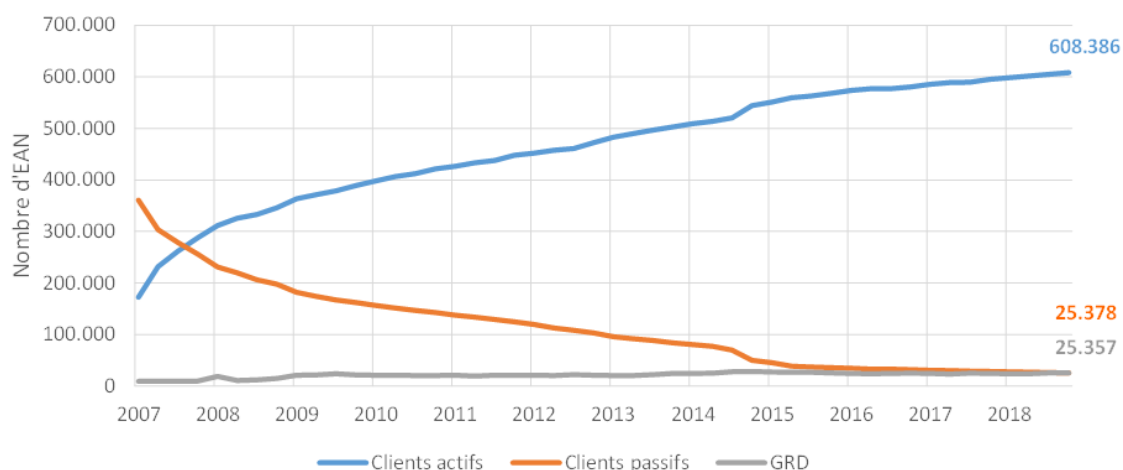
- Switch:

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).

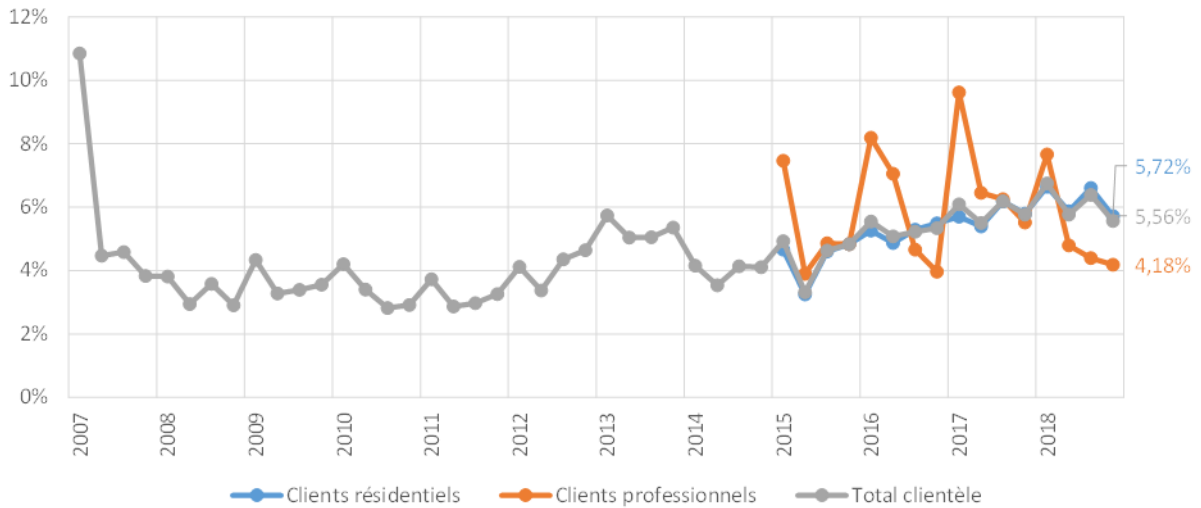
Figure 50 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 24,7% en 2018 contre 23,4% en 2017.

Le taux de switch enregistré par trimestre se maintient aux alentours de 6% depuis 2017.

Figure 51 : Marché de gaz naturel – Taux de switch



3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

Niveau de transparence:

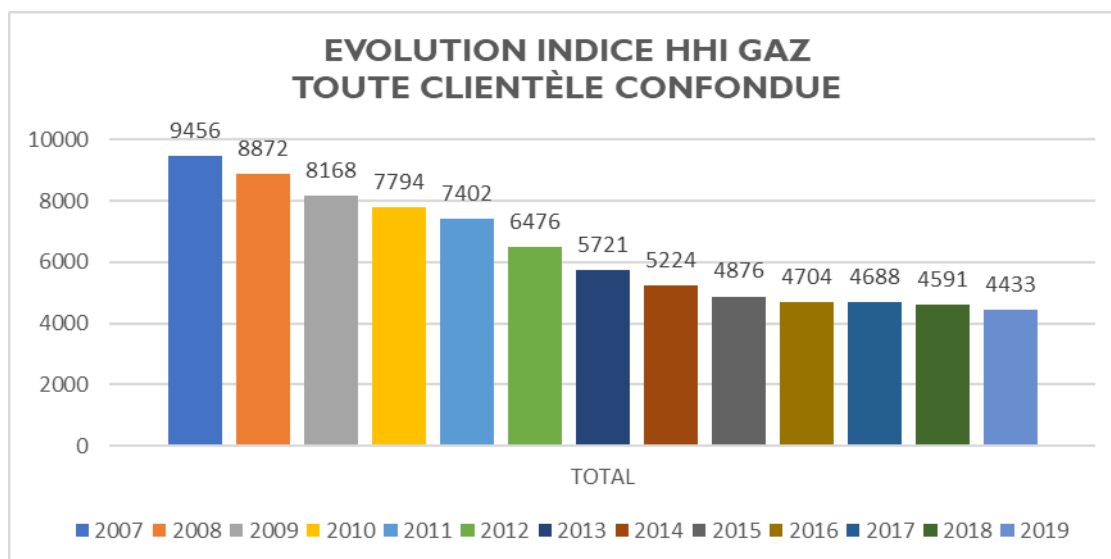
Pour 2019 il n’y a rien à signaler.

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.

BRUGEL a octroyé deux licences gaz supplémentaires pour le marché bruxellois, ce qui porte le nombre total de licences délivrées à 35.

Figure 52: HHI-index et valeurs C3



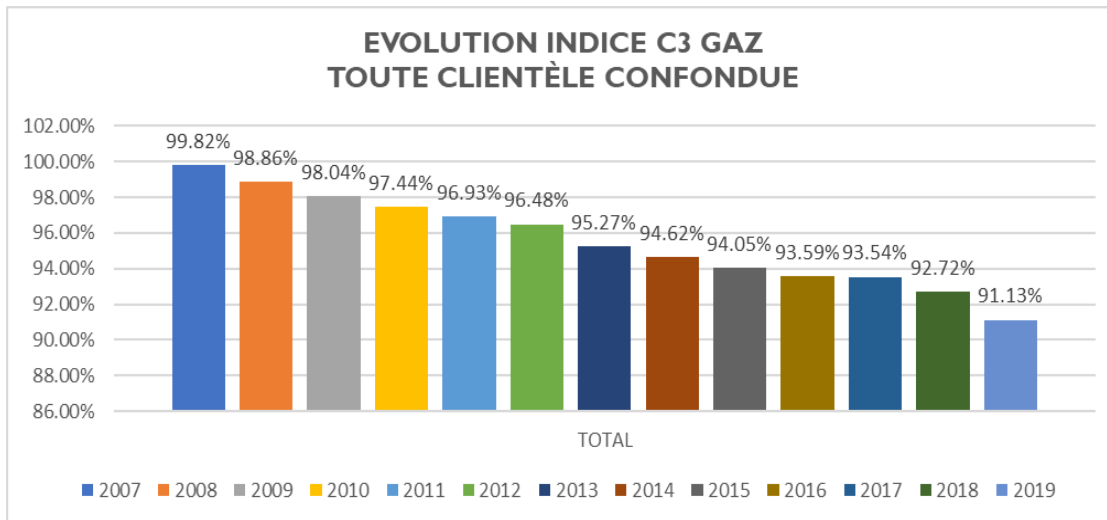
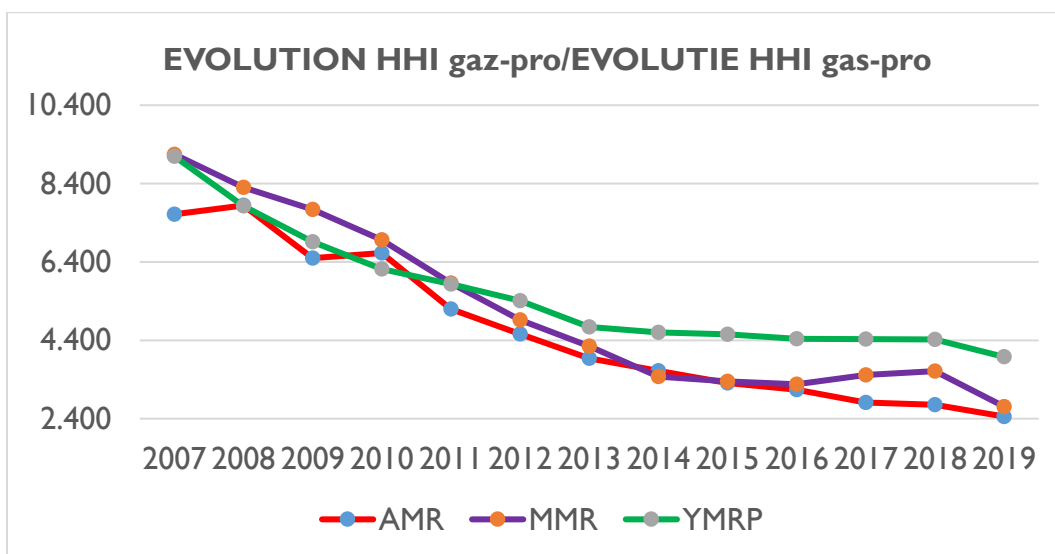
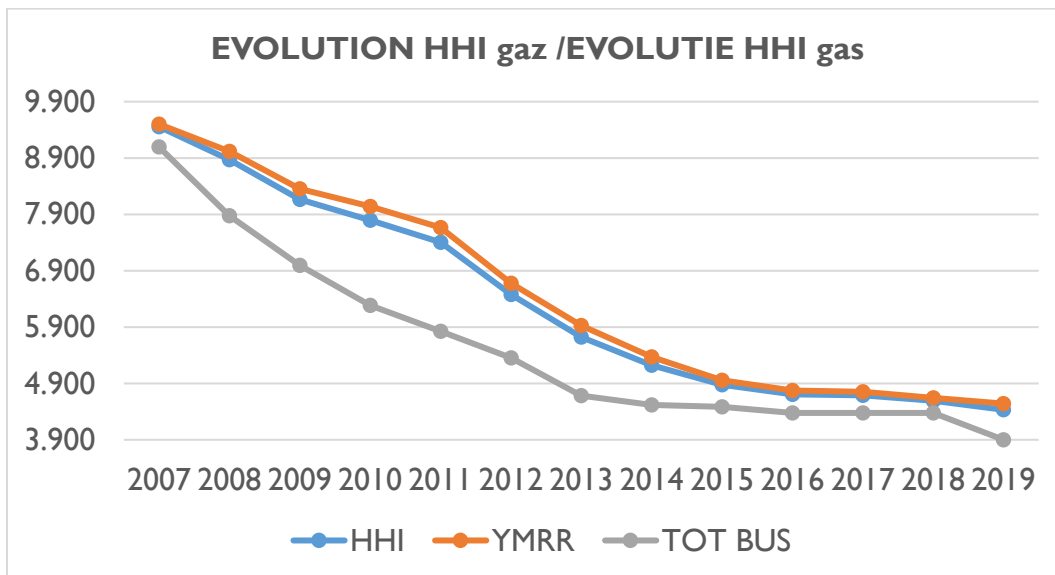


Figure 53: Évolution indice HHI

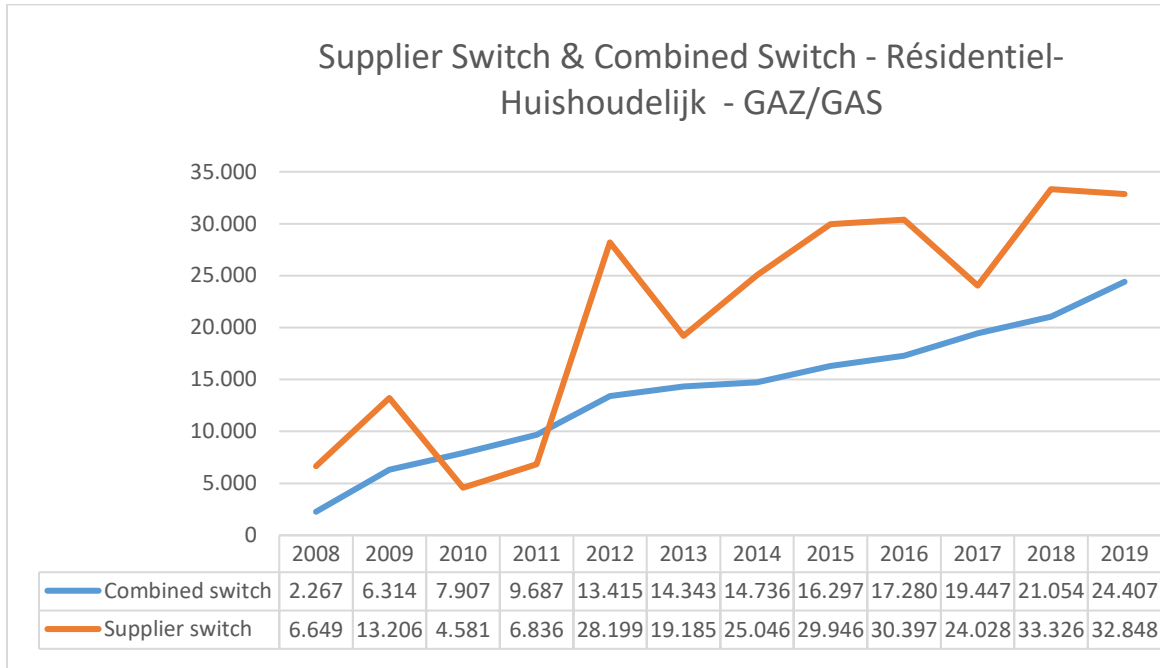


Switch :

- Clientèle résidentielle:

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

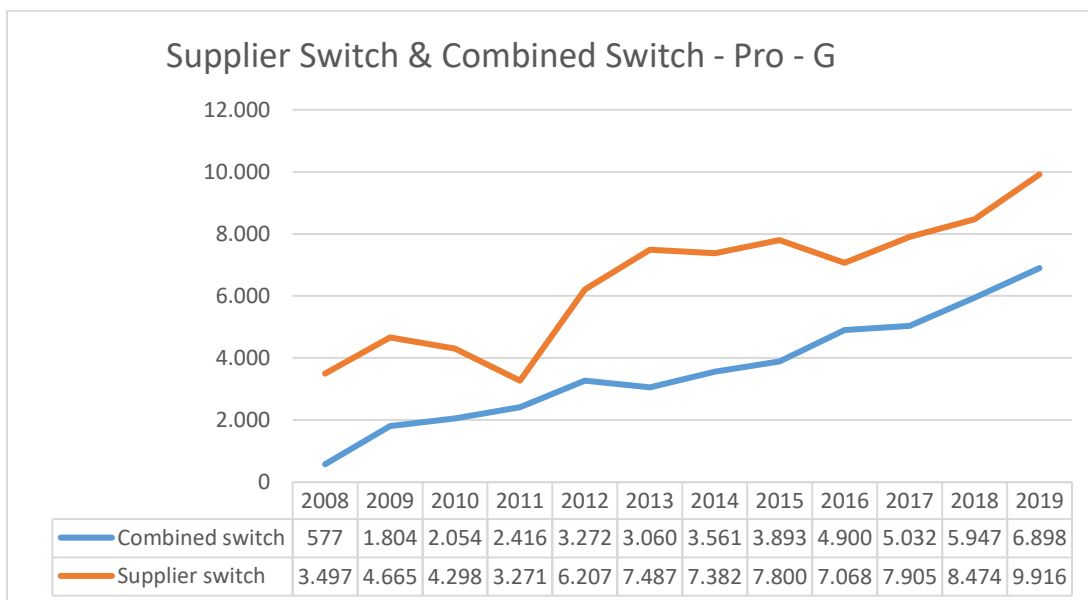
Figure 54: Supplier Switch & Combined Switch Gaz – RES



- Clientèle professionnelle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

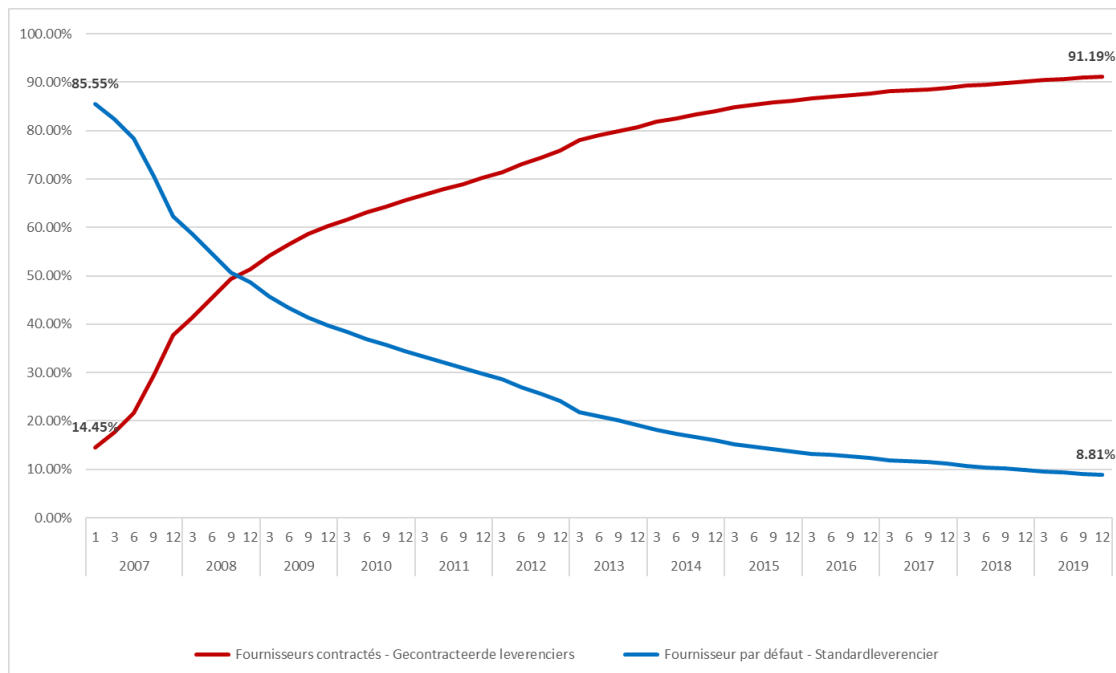
Figure 55: Supplier Switch & Combined Switch Gaz – BUS



- Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 56: 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 2019, la CREG n'a pas formulé des recommandations sur la conformité des prix de fourniture.
Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel:

En 2019 la CREG a réalisé aucune enquête sur le fonctionnement du marché de gaz naturel.

Publications des mesures promouvant une concurrence effective:

Pour 2019, 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.

Retail market indicators (households)	2015	2016	2017	2018	2019
Gas Consumption (TWh)	37,34	45,3	40,36	NAV	41,37
Number of gas customers	2.787.627	2.827.805	2.876.302	2.925.153	2.982.592
Number of registered gas suppliers	37	39	31	27	23
Number of active gas suppliers	23	20	23	12	34
Market share of the three largest gas suppliers <u>by metering points</u>	72,30%	71,70%	70,20%	73,54%	68,45%
Number of retailers with market shares >5%	5	5	NAV	NAV	6
Number of retailers with customer shares > 5%	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
External switching rate (switching companies)	Fl: 15,81 Wal : 17,30% Bru:11,20%	Wal: 20,9% Fl: 21,72%	Fl: 20,85% Wal: 22,91% Bru:10,37%	Fl : 21,68% Wal: 24,66% Bru: 12,71%	25,59%
Internal switching rate (switching offers)	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Legal switching time	20 working days	NAV	NAV	NAV	Wal : 15days Bru: 21 days Fl : 21 days
Average switching time	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal:NAV Bru : 3,3 days
Number of consumers under regulated tariffs (social tariffs)	258.055	256.117	271.737	320.000	
HHI in terms of sales	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
HHI in terms of metering points	2430	2416	2350	2584	2184
Number of supply cuts by non-payment					Fl: 801
Evolution of the price of gas for an average consumer (9000 kWh / year), tax included	-8,15%	-6%	+4,5%	+16,94%	-30,22%

Retail market indicators (non households)	2015	2016	2017	2018	2019
Gas Consumption (TWh)	51,97	Wal: 97,84	141,70	NAV	82,98

		FI : 37,05			
Number of gas customers	423.661	Wal : 70.551 FI: 307.054	449.036	458.297	459.731
Number of registered gas suppliers	39	37	31	33	31
Number of active gas suppliers	26	29	23	20	31
Market share of the three largest gas suppliers <u>by volume</u>	60,3%	67,3%	60,2%	NAV	NAV
Number of retailers with market shares >5%	9	6	5	NAV	5
Number of retailers with customer shares > 5%	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Switching rate	NAV	NAV	FI : 28,89% Bru:17,10%	FI: 26,56% Bru : 15,42 %	NAV
Legal switching time	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal: 15days Bru : 21days
Average switching time	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,1 days
Customers under regulated tariffs	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
HHI in terms of sales	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
HHI in terms of metering points	2881	2648	2616	2591	2473

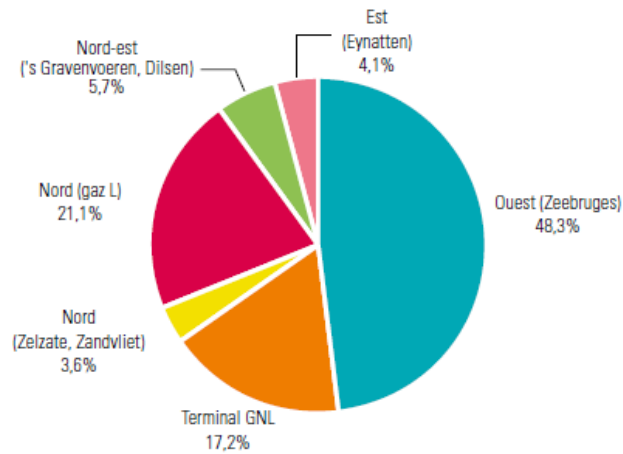
3.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

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

Offre :

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 représente 42,4 % (39,7 % en 2018). L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 47,3 % (47,0 % en 2018). L'approvisionnement net sur le marché de gros se stabilise à 52,7% (53,0 % en 2018). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel restent importants dans le portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge, mais les fournisseurs s'approvisionnent toujours plus sur le marché de gros (*hubs*).

Figure 57: Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2019 (Source : CREG)



* Le point d'entrée de Blaregnies est utilisé « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de frontière à frontière dominants sur ce point d'interconnexion.

Figure 58: Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2019 (Source : CREG)

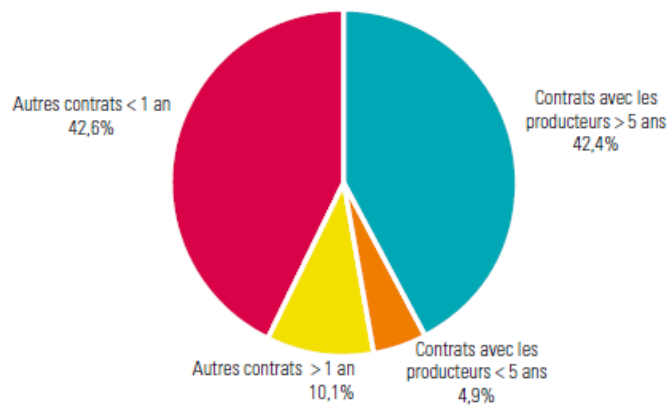
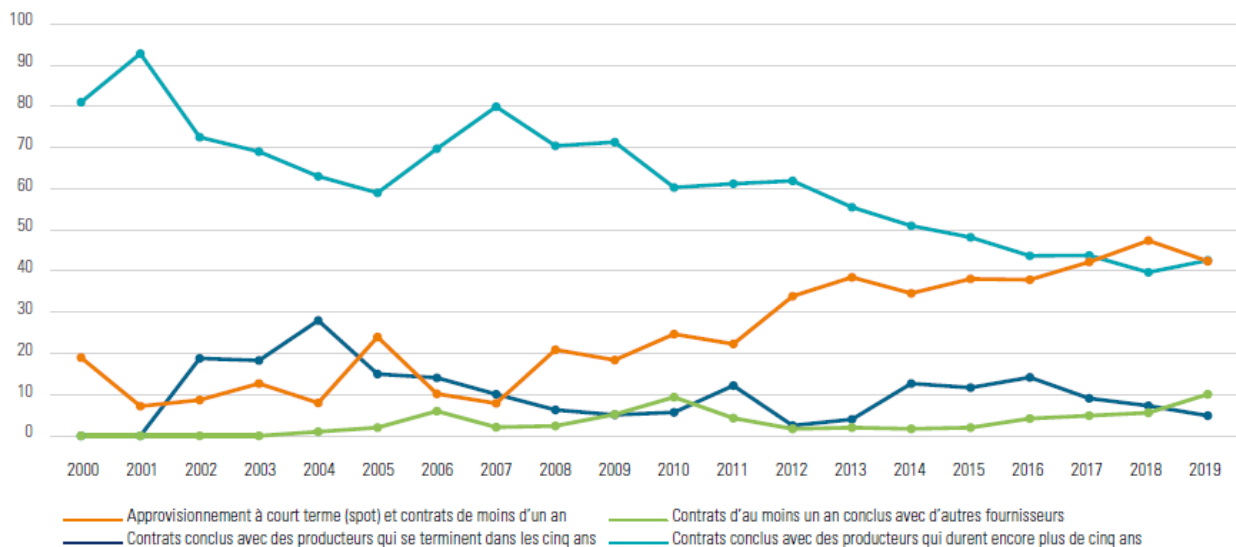


Figure 59 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2019 (parts en%) (Source : CREG)



Demande:

En 2019, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 192,78 TWh, ce qui représente une augmentation de 3,0 % par rapport à la consommation de 2018 (187,10 TWh). Cette hausse de la demande a profité principalement à l'industrie (+ 7,2 %) et aux centrales électriques au gaz (+ 4,1 %). La croissance de la demande chez les gros consommateurs est frappante, d'autant que le prix moyen du gaz naturel sur le marché de gros en 2019 était de 13,7 €/MWh, soit plus de 40 % de moins qu'en 2018 (23,0 €/MWh). Le choix du gaz par les petits consommateurs se reflète dans les chiffres. Les températures en 2019 sont comparables à celles de 2018. Néanmoins, la demande de gaz naturel sur les réseaux de distribution s'est légèrement accrue (+ 0,4 %). Compte tenu de ces circonstances, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution représente 48,4 % (contre 49,6 % en 2018).

Figure 60: Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2016 et 2019 (Source : CREG)

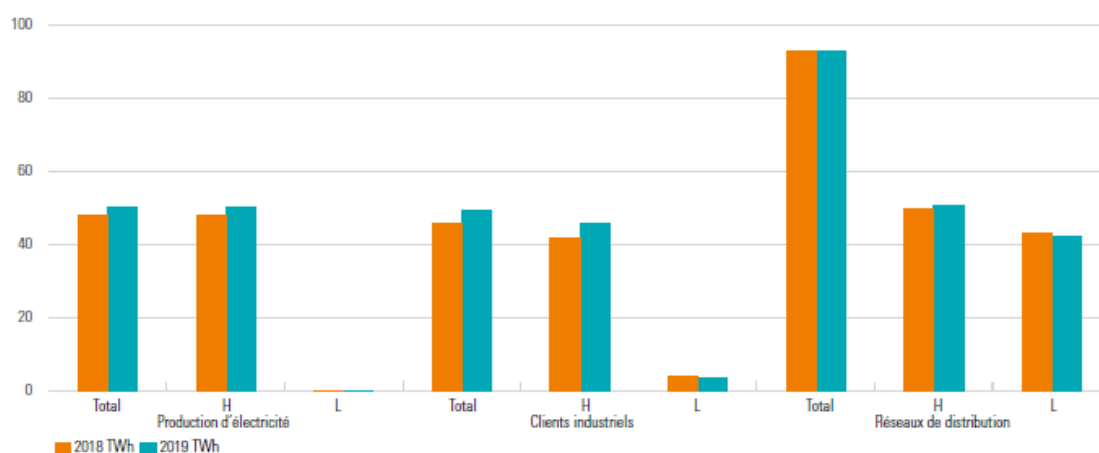
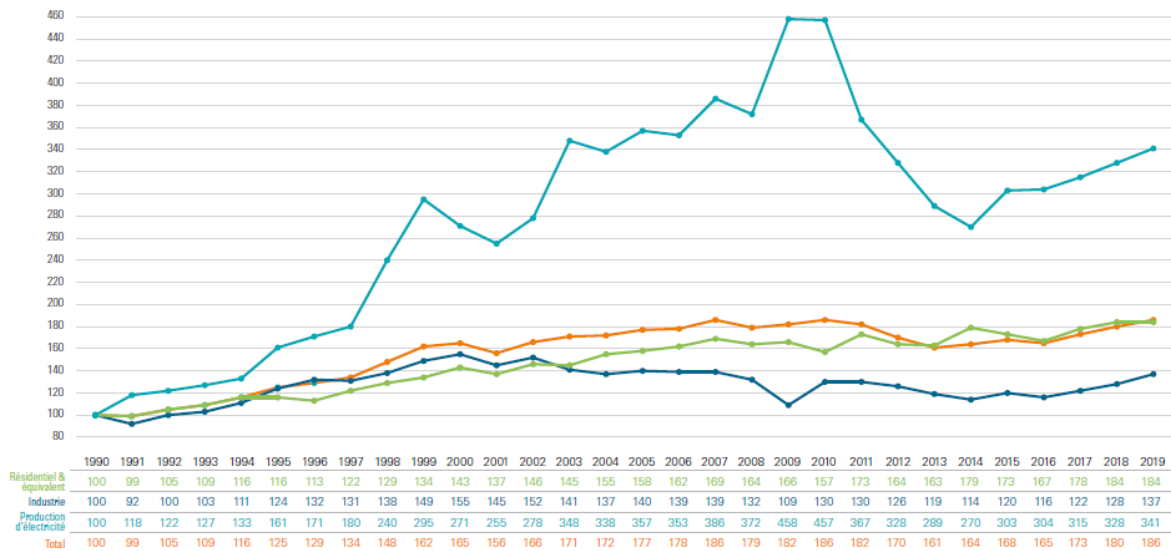


Tableau 54: Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2008 et 2019 (en TWh) (Source : CREG)

Segments d'utilisateurs	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2018
Distribution	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	79,6	88,1	93,0	91,9	92,8	93,2	+0,4%
Industrie (clients directs)	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,1	43,1	41,8	43,4	46,1	49,4	+7,2%
Production d'électricité (parc centralisé)	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	39,7	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	+4,1%
Total	194,2	215,3	183,4	185,6	183,2	160,4	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	+3,0%

Figure 61: Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2019 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



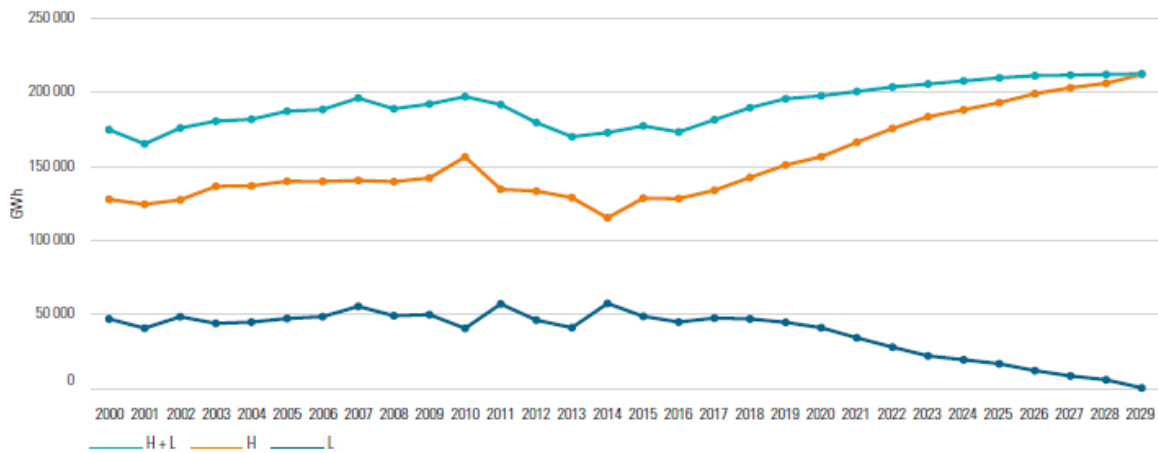
3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

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 ainsi que l'introduction des gaz alternatifs (par ex. biométhane, power-to-gas) 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. 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 62: Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2029 (GWh, t° normalisée, H+L) (Source : CREG)

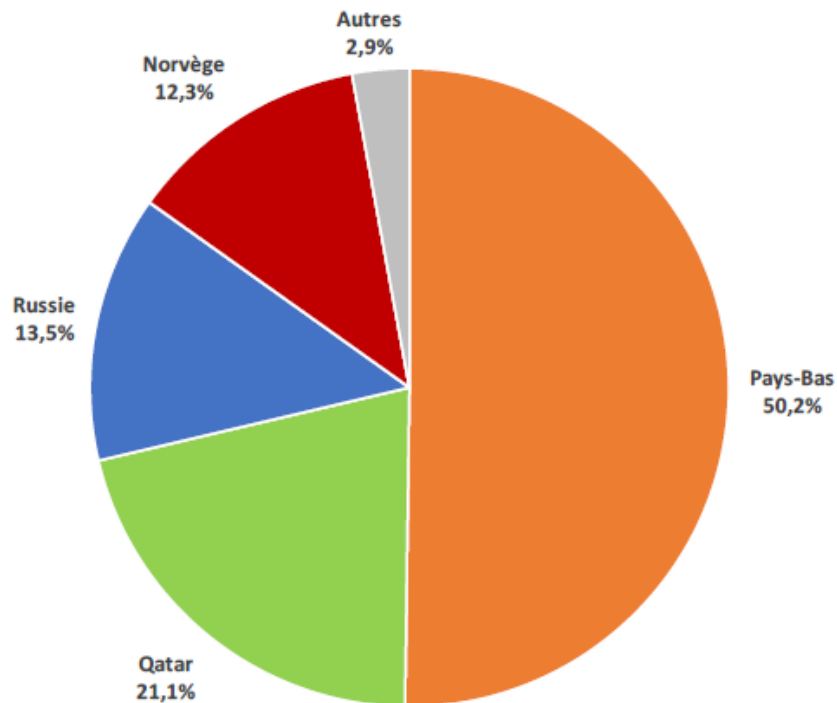


Approvisionnement:

Le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge s'élève actuellement à vingt-six (vingt-trois en 2018). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement.

Concernant l'approvisionnement en gaz L, on dénombre actuellement dix-huit (comme en 2018) fournisseurs (également actifs sur le marché belge du gaz H) qui étaient exclusivement affectés au point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel pour l'approvisionnement à partir des 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.

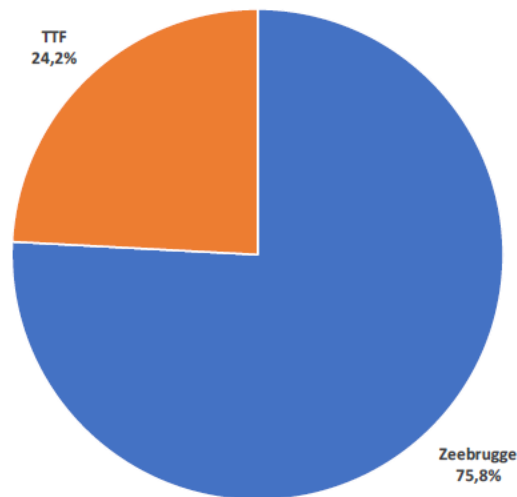
Figure 63: Provenance du gaz naturel acheté à long terme en 2018 (112 TWh)



Les approvisionnements viennent principalement des Pays-Bas, suivi par le Qatar (GNL), la Russie et la Norvège. Ces pourcentages sont issus des données de reporting fournies par les principaux fournisseurs actifs sur le marché belge, soit directement soit via leur filiale ou leur succursale.

Les approvisionnements à long terme assurent environ 60 % (112 TWh) des besoins en gaz naturel du marché belge (187 TWh) en 2018. Il s'agit bien du volume destiné aux clients finals (clients résidentiels, entreprises, centrales électriques) en Belgique. Les volumes importés en Belgique en vue de la revente à l'étranger ont été neutralisés.

Figure 64 Provenance (cotations) du gaz naturel acheté à court terme en 2018 (75 TWh)



Les flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants:

- Importations depuis le Royaume-Uni (UK): Les importations depuis le Royaume-Uni (via l'Interconnector) varient fortement en fonction de l'équilibre global offre/demande du pays et sont fortement dépendantes du fonctionnement du marché en Europe. Le taux d'utilisation futur est difficile à anticiper, étant donné l'arrivée à échéance des contrats à long terme depuis octobre 2018, mais il est attendu que la fonction d'équilibrage entre les marchés reste importante avec un maintien de l'utilisation à la pointe.

Le flux de gaz naturel depuis le Royaume-Uni s'élevait à 97 TWh nets en 2011, alors qu'on observait en 2013 un flux de gaz naturel inverse de 8 TWh nets, soit un changement de 105 TWh en deux ans. En 2014, on retrouve un flux de gaz naturel net en provenance du Royaume-Uni de 44 TWh, lequel continue d'augmenter (+ 86 %) en 2015 pour atteindre 82 TWh, avant de retomber à 52 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis le Royaume-Uni a enregistré une augmentation de 12,7 % pour arriver à un volume net de 58 TWh qui est mis à disposition du marché du négoce belge. En 2018, l'approvisionnement en gaz naturel depuis le Royaume-Uni est retombé à 13 TWh alors qu'en 2019 une augmentation significative est enregistrée jusqu'à 43,9 TWh. Ces fluctuations illustrent principalement la flexibilité du système de gaz naturel qui soutient un approvisionnement en gaz naturel efficace.

- Importations depuis les Pays-Bas (NL): Dans le cadre de la conversion L-H, les importations de gaz L vont progressivement diminuer. L'évolution des importations de gaz H depuis les Pays-Bas dépendra fortement de la demande en gaz des marchés belge et britannique.

Le flux de gaz naturel depuis les Pays-Bas s'élevait à 109 TWh nets en 2011 avant d'augmenter drastiquement à 189 TWh nets en 2013, soit une hausse de 80 TWh ou de 74 % sur deux ans. Ensuite, le flux de gaz naturel net en provenance des Pays-Bas a de

nouveau diminué pour atteindre 154 TWh en 2014, puis 119 TWh en 2015 avant de remonter à 140 TWh en 2016. En 2017, le flux de gaz naturel net depuis les Pays-Bas a diminué fortement (de 21,7 %) pour arriver à un flux de gaz naturel net de 110 TWh. Ce niveau est presque maintenu en 2018 (111,5 TWh). Une baisse de 37,7% à 69,5 TWh est enregistrée en 2019. 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.

- Importations depuis la Norvège (NO): Pour les années à venir, le TYNDP d'ENTSOG prévoit un approvisionnement assez stable depuis la Norvège vers le marché européen. On s'attend également à peu de changements pour ce qui est des importations vers la Belgique.
- Les flux de gaz naturel en provenance directe des champs gaziers norvégiens ont augmenté de 126 TWh en 2011 à 155 TWh en 2013, soit une hausse de 23 % en deux ans. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie en 2014 jusqu'à 160,5 TWh avant de retomber à 153 TWh en 2015 (-4,5 %). En 2016, on note une légère augmentation à 157 TWh (+2,7 %), qui s'est intensifiée en 2017 pour atteindre 169,4 TWh (+ 7,7 %). En 2018, le niveau était de 165,4 TWh et puis chute à 160,8 TWh en 2019, soit un volume correspondant à 83,4 % de la consommation belge de gaz naturel.
- 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 TRF, le point de négoce gazier français. Ici également, la place du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe sera déterminante pour l'utilisation de ce nouveau point d'entrée.
- Importations depuis l'Allemagne: Compte tenu de la bidirectionnalité du projet d'investissement Zeelink en Allemagne, des importations en hausse depuis l'Allemagne ne sont pas exclues. Les importations depuis l'Allemagne servent principalement de flux de transit vers le Royaume-Uni et sont également fortement sujettes à l'équilibre demande/offre au Royaume-Uni et au fonctionnement du marché.

En 2016, le négoce de gaz naturel s'est soldé par un flux d'entrée net de 10 TWh en provenance de l'Allemagne. En 2017 également, on enregistre un flux d'entrée net depuis l'Allemagne (9,6 TWh). Les flux de gaz naturel nets en provenance d'Allemagne se sont accrus d'un facteur de presque 2,8 pour atteindre 26,5 TWh en 2018. En 2019, les importations nettes en provenance d'Allemagne tombent à 8,2 TWh.

- GNL: En 2016, le flux entrant de GNL en Belgique a chuté à 12 TWh, soit 21 % du volume entrant de 2011. En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique est resté stable à 11,9 TWh pour ensuite augmenter jusqu'à 26,8 TWh en 2018. En 2019, les importations de GNL ont augmenté d'un facteur 2,7 pour atteindre un niveau de 72,7 TWh.

En 2016 une augmentation de près de 10% du nombre de chargements et un volume chargé qui a presque doublé a été constaté. En 2017, on constate que tant la quantité de GNL déchargée que la quantité de GNL chargée ont continué à diminuer fortement, tant en volume qu'en nombre de méthaniers. En 2018, l'activité GNL à Zeebruges s'est fortement développée mais c'est 2019 qui est une année record pour le terminal: avec 90 méthaniers qui ont déchargé 95 TWh de GNL et 40 méthaniers qui en ont chargé 21 TWh. Sur ces 90 méthaniers déchargés, 19 y ont effectué un déchargement dans le cadre de services de transbordement¹⁶ (pour un volume de 20,8 TWh) et sur ces 40 méthaniers chargés 19 y l'ont été (volume de 19,6 TWh) dans le cadre de services de transbordement.

- Marché Luxembourg – Belgique: Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Afin de soutenir le négoce de gaz naturel et la sécurité d’approvisionnement au Luxembourg, les marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois (gaz H) ont été fusionnés depuis le 1er octobre 2015 en une zone entry/exit unique, en une seule zone d’équilibrage et en une plateforme de négoce commune (la plateforme ZTP - Zeebrugge Trading Platform - existante). Cette réforme du marché est jugée bénéfique pour les flux de gaz naturel physiques de la Belgique vers le Luxembourg.

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 2019.

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 2019 a été enregistré le mardi 22 janvier. La consommation belge de gaz naturel s’élevait alors à 1 053 GWh (1 030 GWh en 2018), soit deux fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 62 % du prélèvement de pointe, 22% étaient destinés à la production d’électricité et les 16 % restants ont été prélevés par l’industrie.

Cette consommation journalière de pointe a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L’apport net de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 57 % de la demande de pointe (34% gaz H et 23 % gaz L). Quelques 28 % 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 8 % de la demande de pointe. En outre, 6 % de cette demande de pointe provenaient du stockage souterrain de Loenhout et 2 % du terminal de GNL à Zeebruges.

Figure 65: Répartition du prélèvement de pointe par segment d’utilisateur en 2019 (Source : CREG)

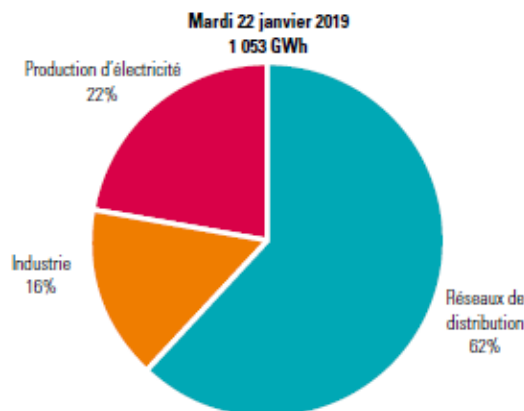
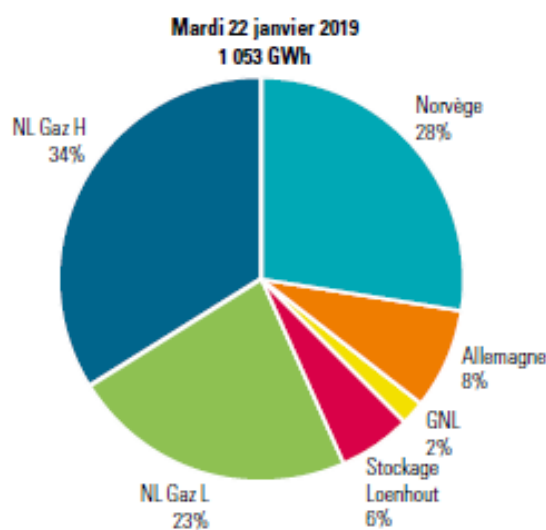


Figure 66: Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2019 (source : CREG)



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 public

4.1.1.1. Niveau fédéral

Les arrêtés royaux du 24 mars 2003 et du 2 avril 2014 fixent les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public (ci-après : « OSP ») et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et du gaz naturel. Ces cotisations sont prélevées 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 a été gelé de 2012 à 2018.

Une loi a cependant permis d'indexer (en 2020) le montant destiné à couvrir les besoins des CPAS pour l'année 2019.

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 54: Montants alloués pour l'année 2019 (avant indexation)

Étiquettes de lignes	ART 4	ART 6	TOTAL
Flandre	22.521.091,25	2.365.353,10	24.886.444,35
Bruxelles	5.353.585,12	2.422.425,72	7.776.010,84
Wallonie	17.141.767,74	4.212.541,16	21.354.308,90
Total général	45.016.444,11	9.000.319,98	54.016.764,09

4.1.1.2. Région flamande

Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu:

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 146-147/185.

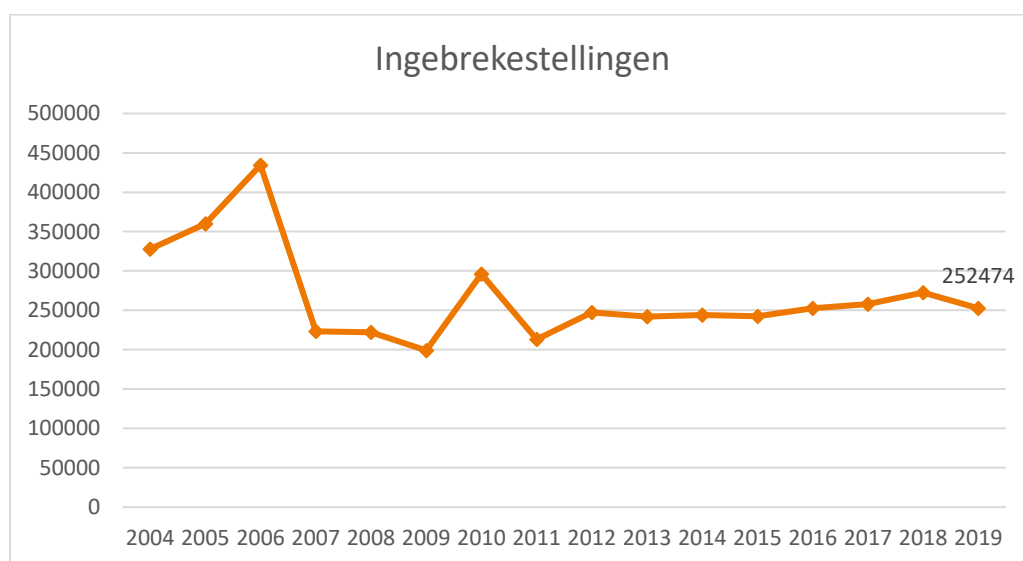
Fournisseur de dernier recours:

Le lecteur est renvoyer au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 147/185.

Mise en demeure:

Il ressort de la figure 67 que la tendance légèrement à la hausse de ces dernières années se rompt en 2019. En 2019, 252 474 clients, soit 9,25 % des clients résidentiels, ont reçu au moins une mise en demeure de leur fournisseur. Il s'agit d'une diminution remarquable de 7,29 % par rapport à 2018 (272 336). Comme le nombre total de clients résidentiels a augmenté, cette diminution est encore plus importante en termes relatifs. 9,42% des consommateurs ayant reçu au moins une lettre de mise en demeure étaient des clients protégés. Ce pourcentage est bien supérieur à celui des clients protégés sur l'ensemble du marché commercial (7,87 % pour l'électricité et 7,63 % pour le gaz naturel).

Figure 67: Evolution du nombre de mises en demeures reçues par les consommateurs par leur fournisseur pour la période 2004-2019 (en néerlandais)



Plans de paiements :

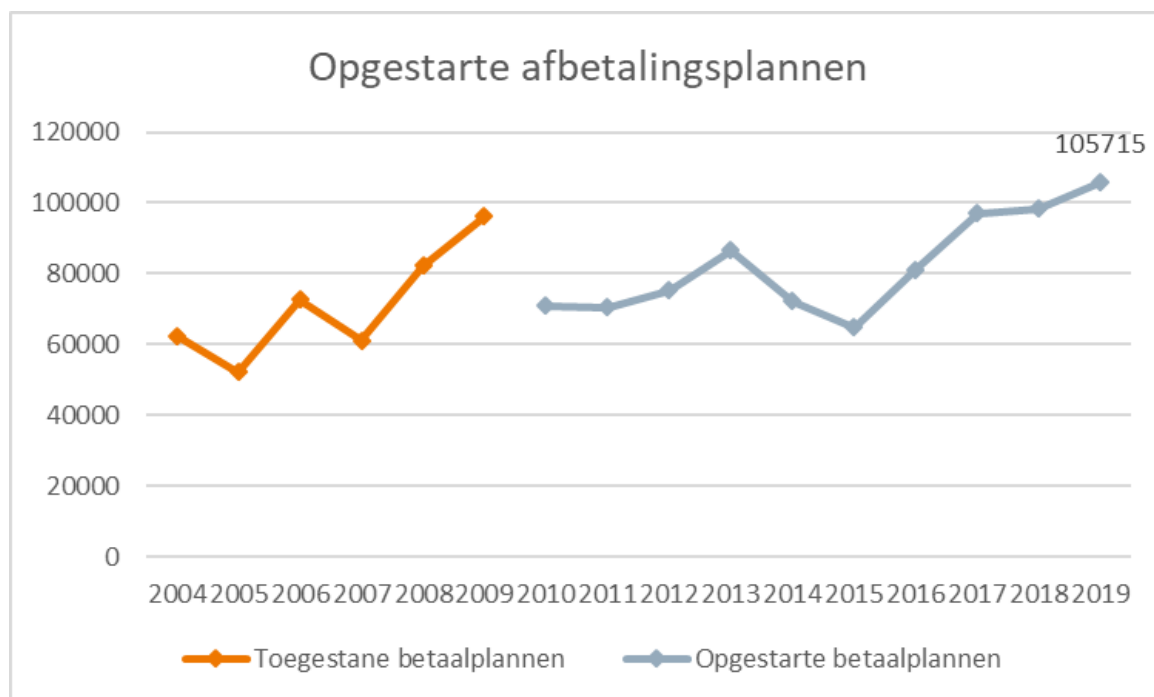
Lorsqu'un client résidentiel accumule des dettes auprès de son fournisseur d'énergie, ce dernier peut proposer de rembourser cette dette par le biais d'un plan de paiement. Les plans de paiement démarrent souvent à la suite un décompte final d'un montant qu'on ne prévoyait pas aussi élevé. Ce montant élevé peut être le résultat d'une hausse générale des prix, d'une plus grande consommation ou d'un hiver froid. Une facture de gaz naturel qui n'inclut que des mois d'hiver peut également conduire à un encours de dette élevé. Les avances sont en effet calculées sur une base annuelle et ne sont pas suffisantes pour les mois d'hiver, si bien que le solde qu'il reste à payer peut vite atteindre des sommes importantes lors de ce décompte final. Le client ne pourra récupérer son argent qu'au prochain décompte final. Tous les ménages ne peuvent toutefois pas faire face à cette dépense imprévue. Plusieurs raisons expliquent cette situation, par exemple un changement de fournisseur où la facture de décompte du fournisseur précédent couvre principalement des mois d'hiver ou un changement de compteur où la facture de décompte ne couvre que des mois d'hiver.

Les plans de paiement peuvent donc témoigner d'un problème temporaire pour régler une facture de décompte élevée par exemple, mais aussi d'un problème structurel à s'acquitter de ses paiements. Un total de 148 410 plans de paiement étaient en cours en 2019, ce qui signifie qu'au moins une échéance de paiement a eu lieu en 2019.

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 était demandé, tandis que, par la suite, le nombre de nouveaux plans de paiement a été demandé à des fins de clarté. Il s'agit du nombre de plans de paiement pour lesquels une première échéance a eu lieu en 2019. Malgré une diminution du nombre de clients résidentiels qui ont reçu une mise en demeure, le nombre de plans de paiement mis en place atteint un niveau exceptionnellement élevé de **105 715**. Cela représente une augmentation de 7,51 % par rapport à l'année précédente. Même en termes relatifs, par rapport au nombre total de points d'accès, cela représente une augmentation notable, de 3,63 % en 2018 à 3,87 % en 2019.

Par rapport à la diminution du nombre de clients résidentiels ayant reçu au moins une mise en demeure, cette augmentation du nombre de plans de paiement mis en place est notable. Une analyse plus approfondie montre que cette augmentation est observée principalement chez Luminus et Essent. Chez Luminus, cette hausse est due à un changement de méthode d'enregistrement, le choix ayant été fait en 2018 de considérer également les reports de paiement comme des plans de paiement. Cela avait déjà fait augmenter les chiffres de Luminus en 2018, mais était donc encore plus frappant dans les chiffres de 2019. Essent a indiqué qu'en raison d'un changement dans le système informatique, il y a eu un retard dans l'envoi des mises en demeure, ce qui signifie qu'en 2019, il a fallu rattraper le retard pris dans le démarrage des plans de paiement. Aujourd'hui, ils parient aussi plus sur le *soft dunning*.

Figure 68: Evolution du nombre de plans de paiement autorisés (jusqu'en 2019) et conclus auprès de fournisseurs commerciaux (en néerlandais)



Résiliation du contrat de fourniture:

Lorsqu'un client ne donne pas suite à une mise en demeure, qu'aucun plan de paiement n'est conclu ou que le plan de paiement convenu n'a pas été respecté, le fournisseur peut mettre fin au contrat du client, moyennant le respect des délais légaux¹⁷². Au total, 81 395 contrats ont été résiliés en 2019 pour l'électricité et 61 458 pour le gaz naturel, tous fournisseurs confondus. Il s'agit de respectivement 2,98% et 3,31% du nombre de points d'accès résidentiels pour l'électricité et le gaz naturel.

Dans 98,84 % des cas pour l'électricité et dans 98,86 % des cas pour le gaz naturel, la résiliation d'un contrat de fourniture en 2019 était due à un défaut de paiement. Toutefois, il est également possible qu'un fournisseur résilie le contrat pour une autre raison. C'était le cas pour 957 contrats d'électricité et 710 contrats de gaz naturel. Dans l'attente de leur retour sur le marché commercial, ces clients résidentiels sont également fournis provisoirement par le gestionnaire de réseau de distribution.

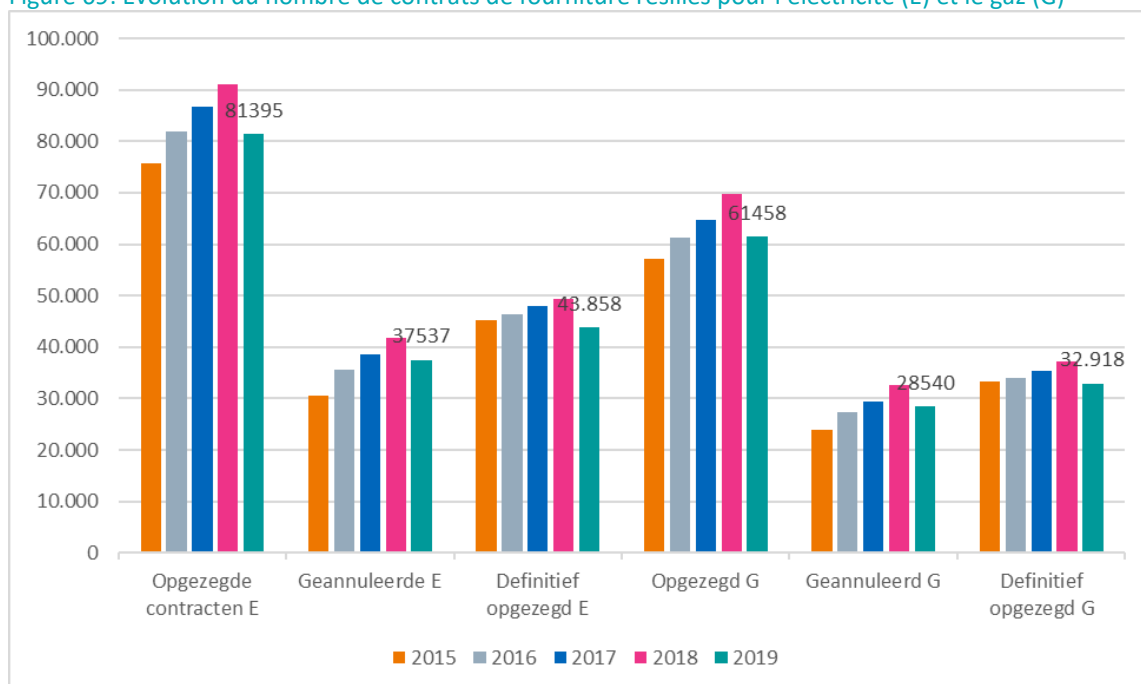
Dans 46,12 % des cas pour l'électricité et dans 46,44 % des cas pour le gaz naturel, la résiliation du contrat a été annulée durant la période de préavis de 60 jours, ce qui indique que le fournisseur était toujours en mesure de trouver une solution avec le client et de continuer à fournir ce dernier. Cette solution peut, par exemple, prendre la forme d'un plan de paiement ou du paiement intégral de la dette. 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 2018 mais dont la résiliation a été annulée en 2019, seule l'annulation apparaîtra dans les statistiques de 2019.

¹⁷² Dans de rares cas, le fournisseur résilie le contrat d'un client pour d'autres raisons. Celles-ci sont expliquées ci-dessous.

En fin de compte, les contrats pour lesquels aucune solution n'est trouvée pendant la période de préavis sont définitivement résiliés. En 2019, 43 858 contrats d'électricité et 32 918 contrats de gaz naturel ont été définitivement résiliés par le fournisseur. 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.

8,25 % des contrats définitivement résiliés pour l'électricité ont été conclus par un client protégé. Pour le gaz naturel, cette part est de 8,08 %. Il semble donc que cette part soit que légèrement supérieure à la part des clients protégés sur le marché de l'énergie. On peut dire que les clients protégés ne sont pas « droppés » de manière disproportionnée. Il est toutefois frappant de constater que ce chiffre n'est pas inférieur, ce qui indiquerait que la « protection » actuelle qu'ils reçoivent en payant un prix social maximum n'est pas toujours adéquate.

Figure 69: Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés pour l'électricité (E) et le gaz (G)



La figure 69 montre l'évolution du nombre de contrats de fourniture résiliés en raison de défauts de paiement au cours des dernières années. Nous constatons que 2019 est une année charnière tant pour le nombre de contrats résiliés que pour le nombre d'annulations et, par conséquent, le nombre de résiliations définitives. La tendance à la hausse de ces dernières années a été rompue tant pour l'électricité que pour le gaz naturel. Cela pourrait résulter d'une baisse des prix de l'énergie en 2019, grâce à laquelle les clients résidentiels ont moins de problèmes de paiement. D'autre part, cela pourrait également être la conséquence d'un effort de la part des fournisseurs pour établir des plans de paiement réalisables et ainsi parvenir à une solution avec le client en cas de problèmes de paiement, plutôt que de le menacer de le dropper. La forte augmentation (+7,49 %) du nombre de nouveaux plans de paiement semble confirmer cette dernière hypothèse.

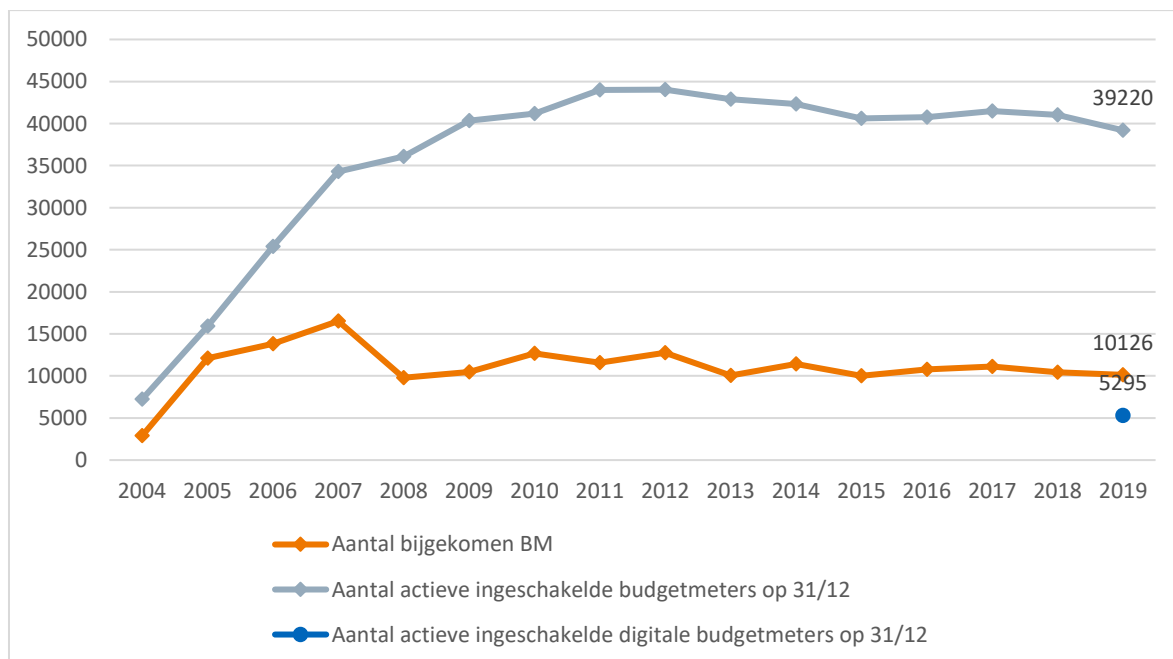
Les clients qui ne trouvent pas de solution avec leur fournisseur peuvent toujours rester sur le marché commercial en concluant un contrat avec un autre fournisseur. De cette façon, ils ne se retrouvent pas chez le gestionnaire de réseau de distribution où - en tant que client non protégé - ils paient un prix relativement élevé et où, en cas de nouveau non-paiement, un compteur à prépaiement peut leur être imposé.

Compteur à budget:

Si un client contracte à nouveau des dettes auprès du gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau de distribution installera un compteur à prépaiement chez ce client. Au 1^{er} janvier 2019, on comptait 41 042 compteurs à prépaiement actifs pour l'électricité en Flandre. Au cours de l'année 2019, 10 010 compteurs ont été ajoutés, ce qui représente une diminution par rapport à 2018 (10 418) et 2017 (11 138).

La figure 70 montre une évolution au cours des dernières années du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement et du nombre de compteurs à prépaiement actifs au 31 décembre de l'année en question. Il en ressort que le nombre de compteurs à prépaiement actifs à la fin de l'année atteint son niveau le plus bas depuis 2008. Sur ces 39 220 compteurs à prépaiement actifs, 5 295 étaient numériques. Ce niveau exceptionnellement bas est dû d'une part à une bonne situation macro-économique en 2019 et par conséquent à la diminution du portefeuille de clients du fournisseur social, mais d'autre part aussi à un retard dans la procédure dû à la mise en service des compteurs à prépaiement numériques. Nous ne pouvons donc certainement pas supposer que cette baisse est seulement le résultat d'une amélioration des problèmes de paiement des clients. Certains ménages possèdent plus d'un compteur à budget pour l'électricité. Cela peut être le cas lorsqu'ils disposent d'un compteur séparé pour leur chauffage à l'électricité, sur lequel un compteur à prépaiement a également été installé. Le nombre de ménages qui prélèvent de l'électricité via un compteur à budget est dès lors inférieur au nombre de compteurs à prépaiement actifs. 36 952 clients résidentiels prélèvent de l'électricité via un compteur à prépaiement, ce qui représente 1,30 % des raccordements résidentiels. Pour 5 109 ménages, cela s'est fait par le biais d'un compteur à prépaiement numérique.

Figure 70: Evolution du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement et du nombre de compteurs à prépaiement actifs en service au 31/12/2019 (électricité)

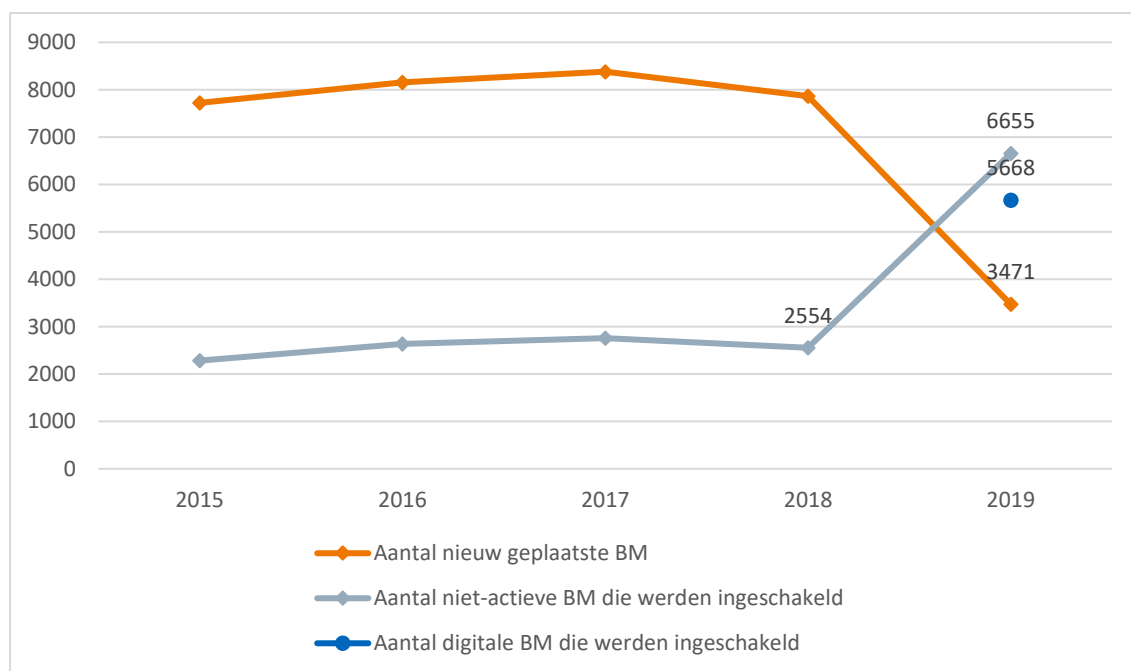


La figure 71 ci-dessous montre la répartition du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement en 2019. Avant le 1^{er} juillet 2019, deux situations étaient possibles. Soit un nouveau compteur à

prépaiement a été installé chez un client résidentiel qui n'avait jamais eu de problèmes de paiement auprès du gestionnaire de réseau de distribution. Soit un compteur à prépaiement non actif déjà installé a été réactivé. Dans les deux cas, Fluvius envoyait encore un technicien sur place. Depuis le déploiement du compteur numérique, à partir du 1^{er} juillet 2019, plus aucun compteur à prépaiement séparé n'a été installé, uniquement des compteurs numériques. La fonction de compteur à prépaiement du compteur numérique peut être activée à distance par un employé de Fluvius. L'activation de cette fonction de compteur à prépaiement sur un compteur numérique a été intégrée dans les statistiques sociales comme une activation d'un compteur à prépaiement non actif.

La figure 70 montre le changement de dynamique entre les statistiques par rapport aux années précédentes et le nombre d'activations d'un compteur à prépaiement numérique non actif. Il en ressort que la hausse du nombre de compteurs à prépaiement activés peut en fait être imputée presque entièrement à l'activation de la fonction de compteur à prépaiement dans les compteurs numériques.

Figure 70: Evolution du nombre de compteurs à prépaiement nouvellement installés et du nombre de compteurs à prépaiement non actifs (numériques) remis en service (électricité)

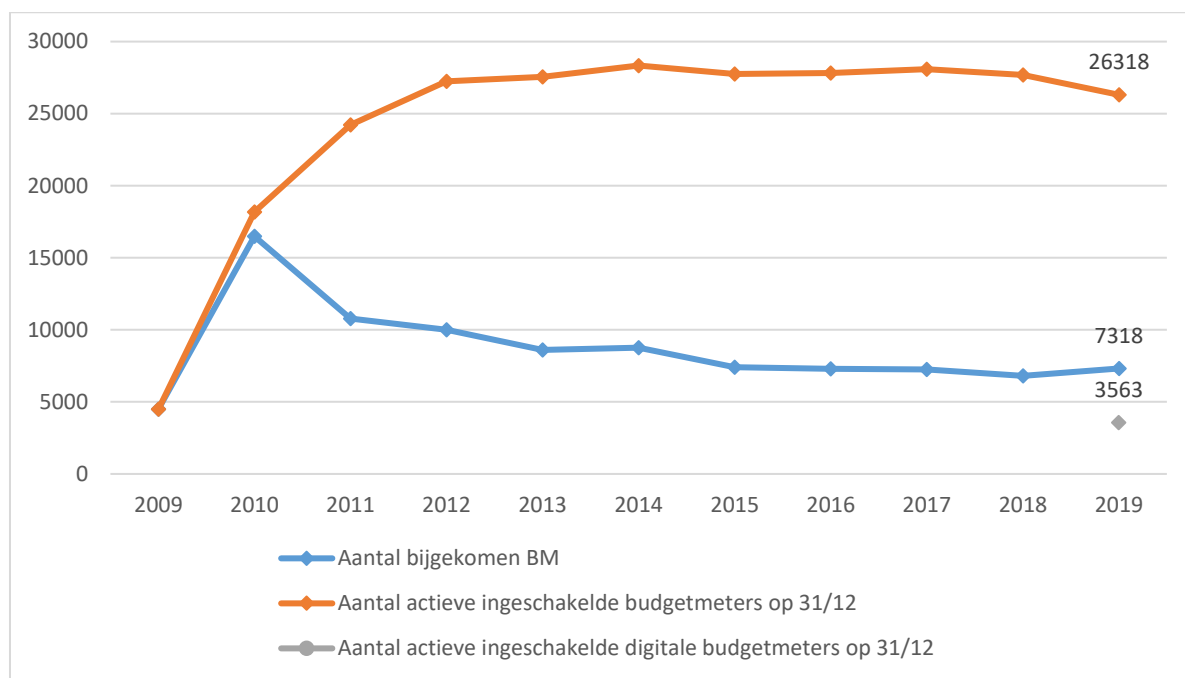


De plus, en 2019, 10 667 compteurs à prépaiement ont été désactivés, soit en raison de déménagements (7 637) soit en raison de remboursements des dettes et de retours sur le marché commercial (3 030).

Pour le gaz naturel aussi, la dynamique du nombre de compteurs à prépaiement actifs fait l'objet d'un suivi. La figure 71 montre une diminution notable en 2019 du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement. Au 1^{er} janvier 2019, 27 693 compteurs à prépaiement avaient été activés pour le gaz naturel en Flandre. Au cours de l'année 2019, 2 584 nouveaux compteurs à prépaiement ont été installés chez des clients résidentiels, et 4 734 compteurs à prépaiement non actifs ont été réactivés. Parmi ces compteurs à prépaiement non actifs qui ont été réactivés, 3 563 étaient des compteurs numériques pour lesquels la fonction de compteur à prépaiement a été activée. Une fois de plus, on

observe ici la même dynamique que pour l'électricité, où l'activation de la fonction de compteur à prépaiement sur un compteur numérique est comptabilisée dans le nombre de compteurs à prépaiement non actifs réactivés. Il est donc difficile de comparer ces chiffres avec ceux de l'année précédente.

Figure 71: Evolution du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement et du nombre de compteurs à prépaiement actifs et activés au 31/12/2019 (gaz naturel)

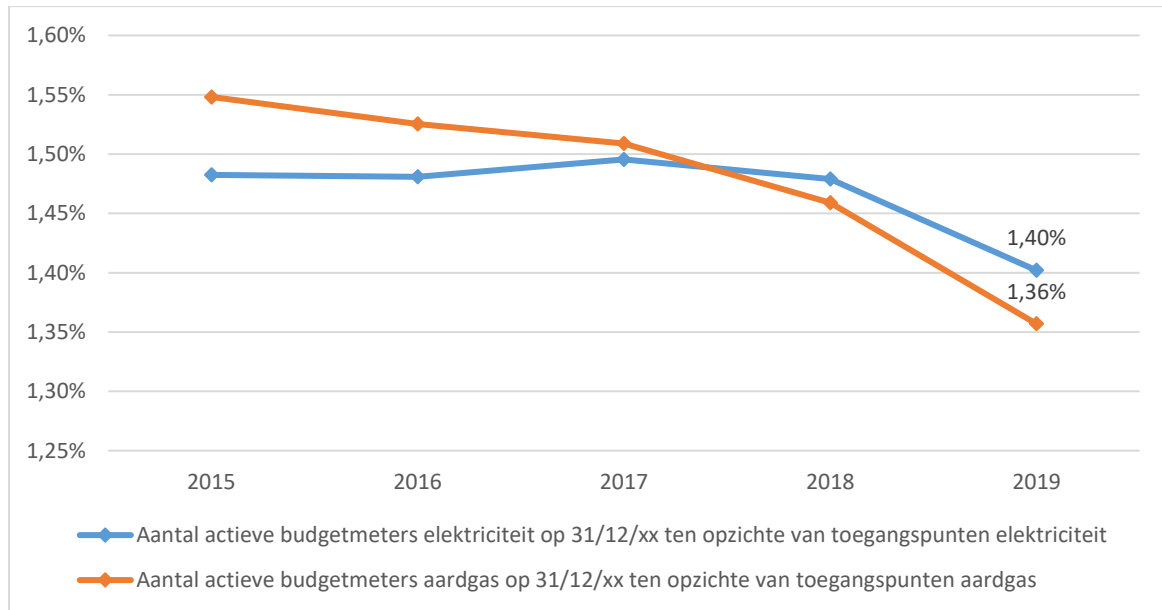


Les compteurs à prépaiement pour le gaz naturel ont été désactivés soit en raison d'un déménagement (4 935) soit en raison de remboursements des dettes et de retours sur le marché commercial (2 218). Le nombre total de compteurs à prépaiement désactivés est ainsi passé de 6 895 en 2018 à 7 153 en 2019. Cette hausse est principalement due à une augmentation du nombre de compteurs à prépaiement désactivés en raison d'un déménagement. Fin 2019, 26 318 compteurs à prépaiement étaient actifs en Flandre pour le gaz naturel, dont 3 563 compteurs numériques avec la fonction de compteur à prépaiement activée.

Si, à des fins de vérification, on ajoute le nombre de nouveaux compteurs à prépaiement et déduit les compteurs à prépaiement désactivés du nombre au 1/1/2018, on observe une différence avec le nombre indiqué pour le 31/12/2018. Cette différence est intégralement due à des démantèlements, où toute l'installation est enlevée et non remplacée. Ceux-ci ne figurent pas dans les statistiques ci-dessous.

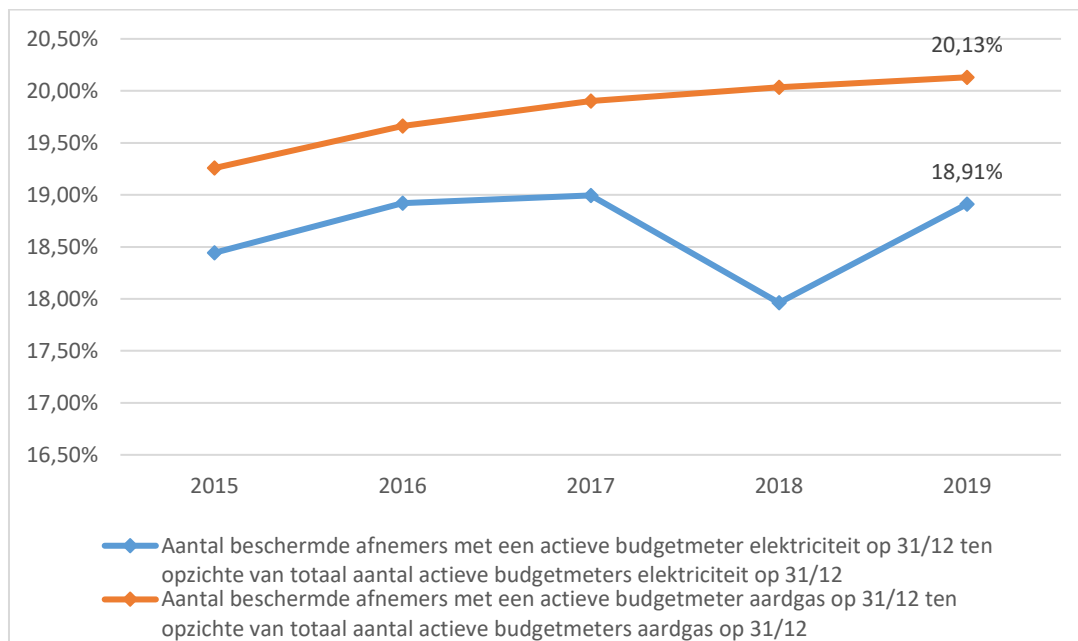
Afin de pouvoir réellement dire si le nombre de compteurs à prépaiement actifs a diminué, il faut examiner le nombre de compteurs à prépaiement actifs pour l'électricité et le gaz naturel au 31 décembre de l'année en question par rapport au nombre total de points d'accès pour la source d'énergie en question. La figure 72 reflète cette évolution. Ici aussi, on constate une diminution notable de la part des points d'accès résidentiels qui disposent d'un compteur à prépaiement actif, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel. Mais il faut aussi noter que ce chiffre est en partie imputable à un retard dû à la priorité donnée au déploiement des compteurs numériques.

Figure 72: Evolution du nombre de compteurs à prépaiement actifs au 31/12/2019 par rapport au nombre total de points d'accès pour l'électricité et le gaz naturel



Enfin, la figure 73 illustre la part des clients protégés disposant d'un compteur à prépaiement actif par rapport au nombre total de compteurs à prépaiement actifs au 31 décembre. On relèvera la cassure du graphique pour l'électricité en 2018. Elle est principalement due à une forte diminution du nombre de clients protégés disposant d'un compteur à prépaiement actif et donc pas à une augmentation de la part totale. En 2019, ce chiffre revient au même niveau qu'en 2017. Concrètement, fin 2019, 20,13 % des clients résidentiels disposant d'un compteur à prépaiement actif étaient protégés pour l'électricité, contre 18,91 % pour le gaz naturel.

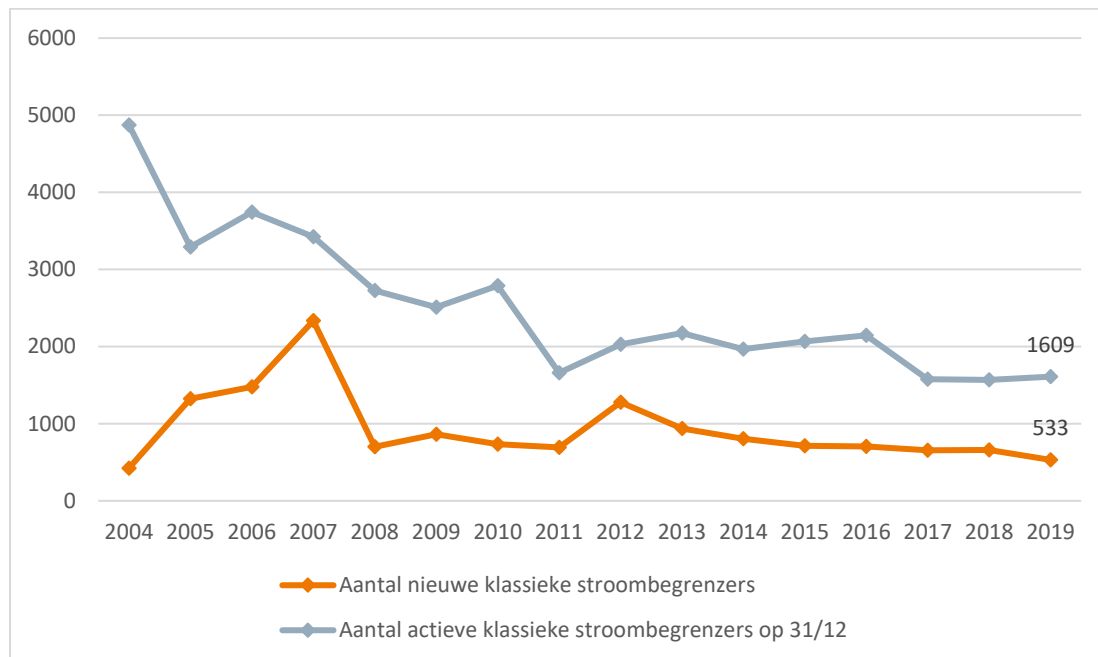
Figure 73: Part des clients protégés disposant d'un compteur à prépaiement actif au 31/12 par rapport a nombre total de compteurs à prépaiement actifs au 31/12/2019 (électricité et gaz naturel)



Limiteurs de puissance:

Dans des cas exceptionnels, par exemple par manque de place ou pour des raisons techniques, il est parfois impossible ou socialement irresponsable d'installer un compteur à prépaiement. Cela peut se produire avec les anciens types de câblage, ou parce qu'il est impossible d'installer le compteur à prépaiement (dans un endroit accessible) dans la configuration existante. Dans ce cas, il est parfois décidé d'installer un limiteur de puissance classique, qui limite la puissance de la connexion à 10 ampères.

Figure 74: Evolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs au 31/12/2019



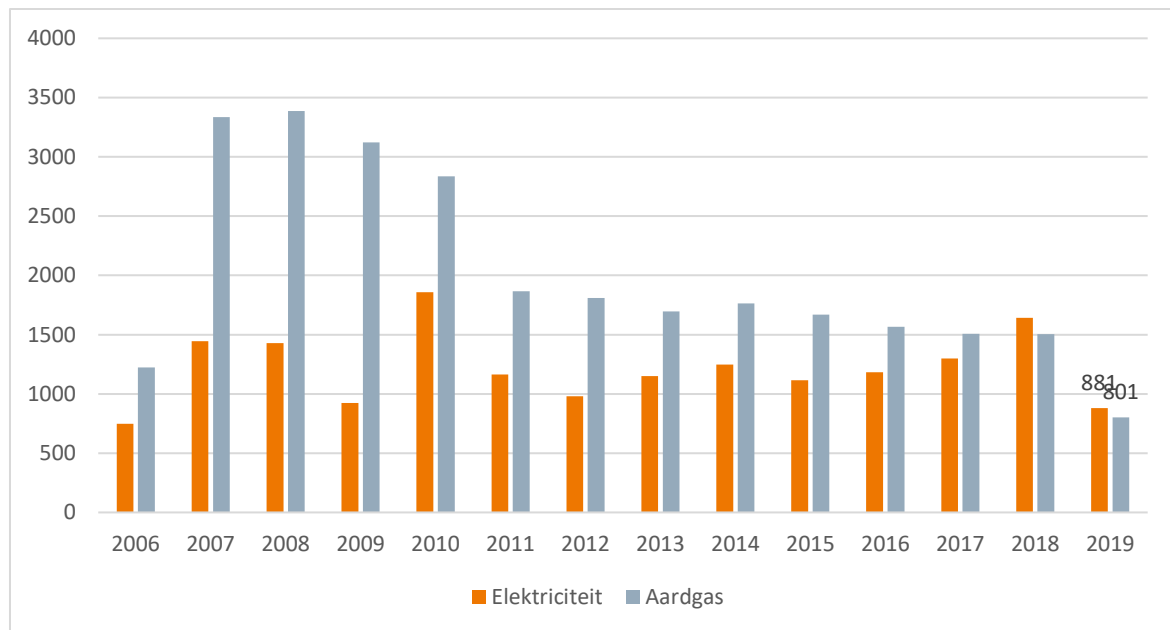
La Figure 74 montre l'évolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs à la fin de l'année en question. Le choix en 2007 de n'installer des limiteurs de puissance que dans des situations exceptionnelles explique également pourquoi le nombre de limiteurs de puissance classiques n'a cessé de diminuer depuis 2007. Entre 2012 et 2016, l'évolution s'est limitée à des fluctuations annuelles. On observe un net changement de tendance en 2017, lequel est toutefois intégralement attribuable à la correction de situations historiques sur le marché commercial. Le nombre de limiteurs de puissance installés en tant qu'alternative au compteur à budget est resté stable. En 2019, on observe une légère augmentation du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs (2,61 %).

Coupures:

La Figure 75 montre une évolution du nombre de coupures après avis de la CLAC au cours des dernières années. 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. En 2019, cette baisse se poursuit de manière notable, à savoir 46,35 % pour l'électricité et 46,74 % pour le gaz naturel. Concrètement, 881 points d'accès pour l'électricité et 801 points d'accès pour le gaz naturel ont été fermés à la suite d'un avis positif de la CLAC.

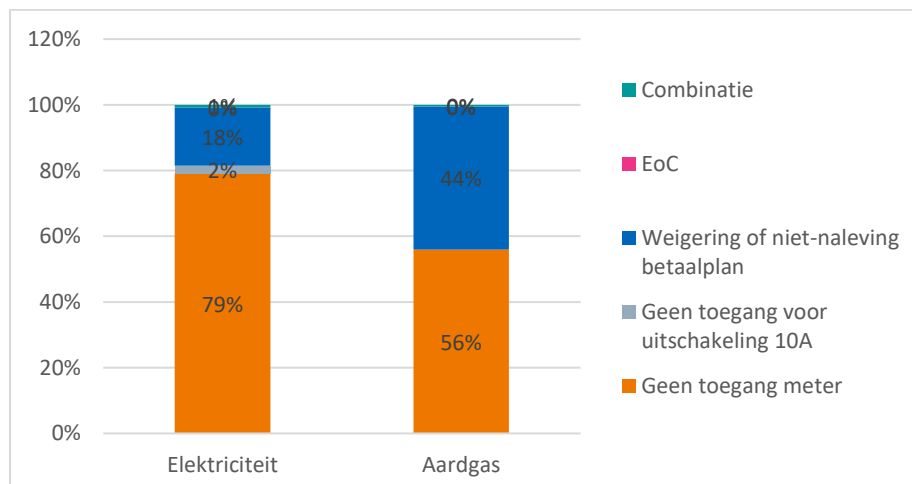
La diminution en 2019 est d'une part due à la possibilité offerte par l'ex-Eandis depuis la fin de 2018, et donc aussi depuis 2019, de recouvrer les dettes d'anciennes adresses et de partenaires commerciaux associés via un compteur à prépaiement actif. Pour ce changement, des blocages de chargement ont été installés sur le compteur à prépaiement dans ces cas et ces situations ont été comptées comme des coupures. En outre, au cours du second semestre, les techniciens de Fluvius ont donné la priorité au déploiement du compteur numérique, réduisant ainsi le temps consacré à l'exécution des ordres de suspension. Compte tenu de ces deux observations, nous ne pouvons pas simplement dire que la baisse du nombre de coupures indique clairement une diminution des problèmes de paiement chez les clients résidentiels.

Figure 75: Evolution du nombre de coupures suite à un avis positif de la CLAC pour l'électricité et le gaz naturel



La figure 76 montre la répartition des coupures en 2019 entre les différentes raisons, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel. La raison principale d'une coupure après avis de la CLAC est le refus d'accès pour installer un compteur à prépaiement, à savoir dans 79 % des cas pour l'électricité et dans 56 % des cas pour le gaz naturel. La deuxième raison est le non-respect d'un plan de paiement, avec 18 % et 44 % respectivement. Les autres raisons telles que la fin du contrat ou l'impossibilité d'accès pour la déconnexion du limiteur de puissance n'ont été signalées que quelques fois.

Figure 76: Répartition des raisons de coupures après avis de la CLAC pour l'électricité et le gaz naturel



4.1.1.3. Région wallonne

Suite à la crise COVID-19, les différentes statistiques sociales des fournisseurs et GRD n'ont pu être reçues et validées à temps pour l'établissement de ce rapport.

A l'exception des chiffres, le lecteur est donc renvoyé au rapport national de la Belgique de 2018 au point 4.1.1.3.

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 54: Récapitulatif des charges «Électricité»

	Charges		Financement
	Budget 2019	Réalisé 2019	Tarif Gridfee
Pose et enlèvement de limiteurs	3.013.193 €	2.763.117 €	2.763.117 €
Activité clients protégés	1.413.995 €	1.102.942 €	1.102.942 €
Éclairage public	27.217.689 €	21.968.416 €	21.968.416 €
<i>Construction</i>	15.023.839 €	10.410.946 €	10.410.946 €
<i>Entretien & dépannage</i>	5.337.198 €	4.971.209 €	4.971.209 €
<i>Consommation d'électricité</i>	6.856.652 €	6.586.261 €	6.586.261 €
Suivi / Ombudsman	369.909 €	296.201 €	296.201 €
Foires & festivités	274.314 €	71.156 €	71.156 €
End of Contract résidentiel	0 €	144.421 €	144.421 €
TOTAL programme	32.289.100 €	26.346.253 €	26.346.253 €
		82%	100%

Tableau 55: Récapitulatif des charges «Gaz»

	Charges		Financement
	Budget 2019	Réalisé 2019	Tarif Gridfee
Activité clients protégés	1.030.226 €	857.953 €	857.953 €
Sécurité installations intérieures	676.677 €	717.465 €	717.465 €
Pose pastille gaz	91.055 €	61.661 €	61.661 €
Suivi / Ombudsman	226.719 €	181.543 €	181.543 €
Conversion gaz pauvre > gaz riche	2.016.810 €	190.830 €	190.830 €
End of Contract résidentiel	0 €	83.134 €	83.134 €
TOTAL programme	4.041.487 €	2.092.586 €	2.092.586 €
		52%	100%

Mise en demeure:

Par rapport à 2018, les tendances enregistrées en 2019 restent relativement stables, mais confirment que la précarité énergétique s'installe en Région Bruxelles-Capitale. En électricité, les chiffres indiquent que 40 % des ménages bruxellois ont reçu un rappel de leur facture et 16 % une mise en demeure. Concernant le gaz, 41 % des ménages ont reçu un rappel de leur facture et 18 % une mise en demeure. Une analyse détaillée de ces données confirme que les petites dettes et celles des clients inactifs augmentent.

Clients protégés et limiteurs de puissance:

« À défaut de paiement sept jours après réception de la mise en demeure, le fournisseur peut entamer la procédure de placement du limiteur de puissance. » Art. 25sexies § 1er de l'ordonnance électricité.

L'alimentation minimale ininterrompue est fixée à une puissance à 2.300 W. Un dépassement de cette limite entraîne le déclenchement du disjoncteur.

Nombre de limiteurs:

Un constat peut rapidement être établi : le nombre de ménages placés sous limiteur de puissance a régulièrement augmenté jusqu'en 2012, puis s'est stabilisé pour atteindre un plafond autour des 21.085 jusqu'à la fin 2015 suivi d'une brusque augmentation à 24.829 en 2016, à 27.884 en 2017, 27.628 en 2018 et 27.370 à la fin de 2019. Cela signifie qu'environ 5,5 % des ménages résidentiels se retrouvent sous limiteur de puissance au 31 décembre 2019.

Figure 77: Nombre de limiteurs de puissance couvrant la période 2011 – 2019 (photo au 31/12 de chaque année)

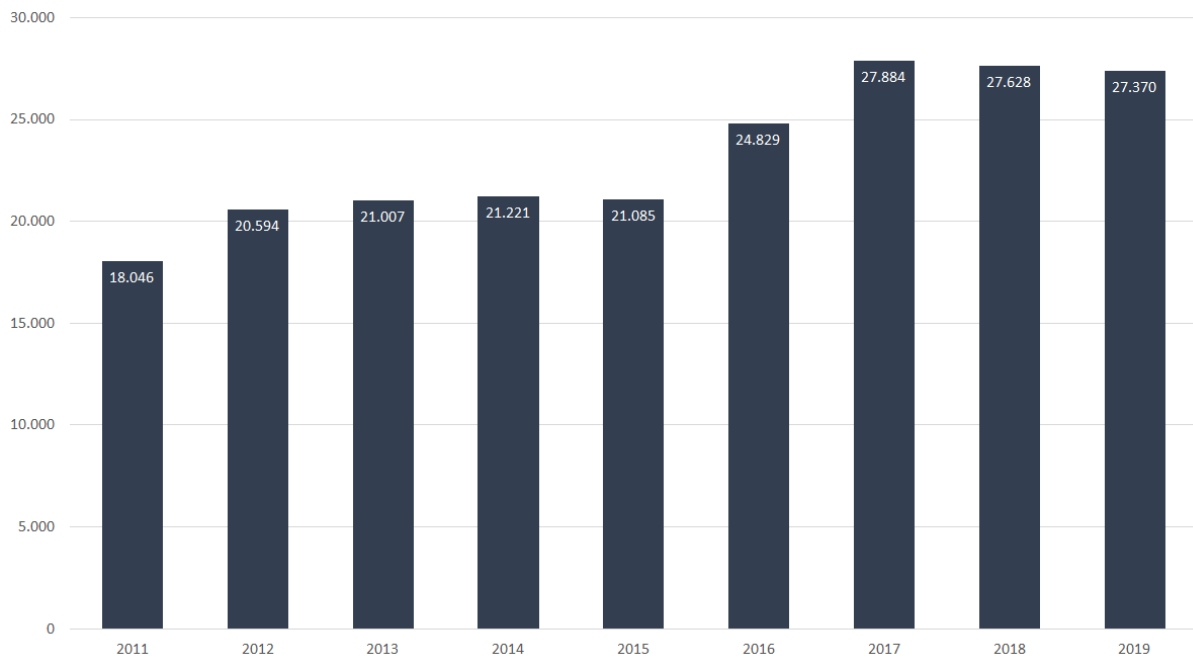


Tableau 55: Enlèvement des limiteurs – délais et pourcentages

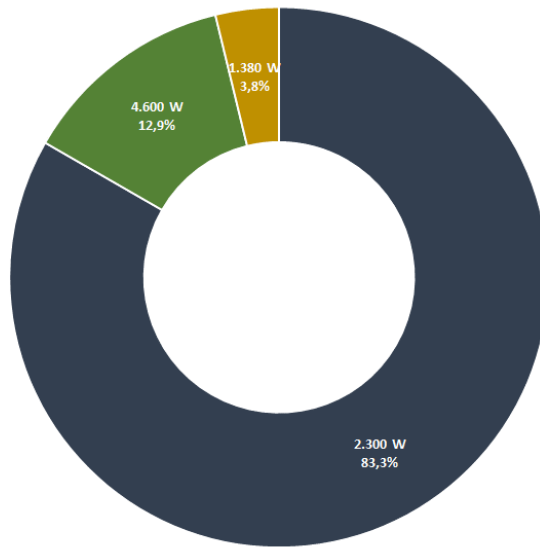
Année	Nbre de demandes de placement par les fournisseurs	Nbre de limiteurs branchés au cours de l'année	Nbre de limiteurs débranchés au cours de l'année	Nbre d'augmentation de puissance de limiteurs	Nbre de limiteurs rebranchés après plus de 30 jours
2019	19.379	14.235	14.249	28	2.463

BRUGEL constate que 83,3 % des limiteurs placés ont une capacité de 2.300 W. Quelque 13 % 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 qu'en moyenne 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, 3,8 % des ménages résidentiels se contentent d'un limiteur de 1.380 W, contre 4,2 % en 2018, 5,5 % en 2017, 6,4% en 2016, 8,3 % en 2015, et 10 % en 2014 et ce, malgré l'information diffusée par SIBELGA et le droit à un limiteur plus puissant consacré par la modification de l'ordonnance en 2011.

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.

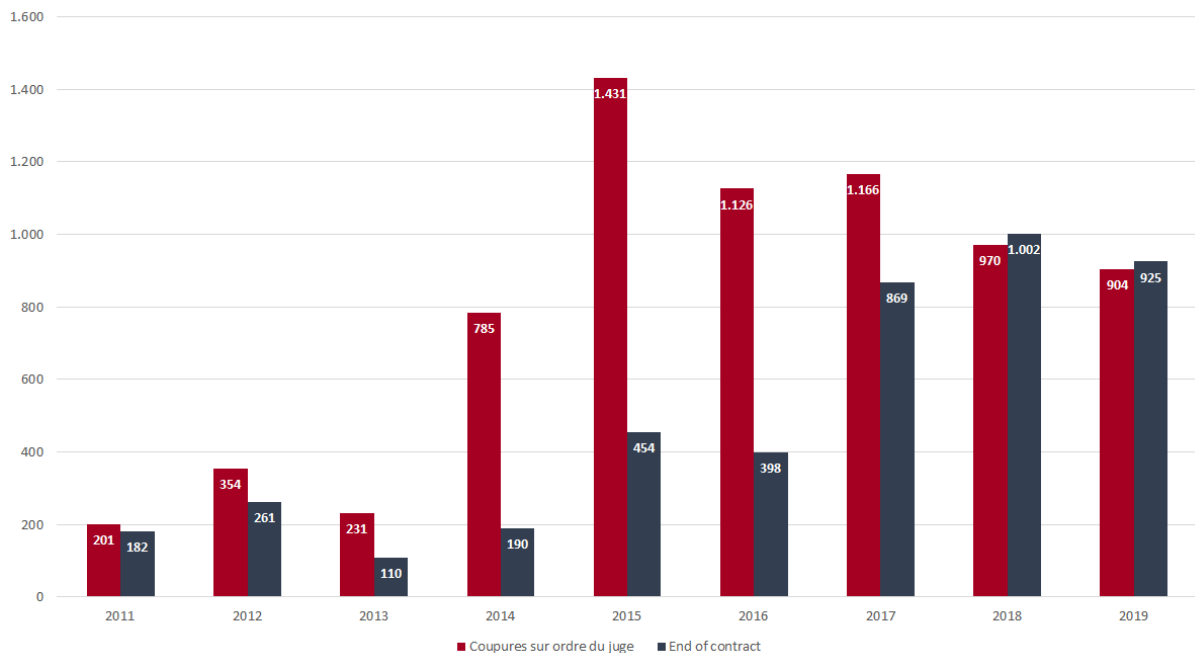
Figure 78: Répartition du nombre de limiteurs de puissance au 31 décembre 2019



Coupure suite aux décisions de la Justice de Paix:

Le nombre de coupures de clients résidentiels demandées par les fournisseurs à SIBELGA et faisant suite à une décision du juge de paix ainsi qu'à un *End of Contract* (EOC) est de 1.829.

Figure 79: Nombre de coupures sur décision du juge de paix et nombre de coupures dans le cadre d'une fin de contrat de 2011 à 2019



Mise en œuvre de la procédure de fournisseur de secours:

Il existe déjà diverses dispositions applicables en la matière. L'ordonnance électricité et son équivalent pour le gaz prévoient, par exemple, qu'en cas de faillite d'un fournisseur, le fournisseur par défaut assure l'alimentation des clients du fournisseur défaillant. Néanmoins, cet article ne semble plus s'inscrire dans la réalité des règles de marché.

4.1.2. Consommateurs vulnérables

4.1.2.1. Définition du «consommateur vulnérable»

4.1.2.1.1. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2017, page 136/152.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

4.1.2.1.2. Région flamande

4.1.2.1.3. Dans la région flamande la notion «client protégé/consommateur vulnérable» est la même qu'au niveau fédéral. Région wallonne

En Région wallonne la notion de « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 3 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. Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

4.1.2.1.4. Région Bruxelles-Capitale

Les ordonnances gaz et électricité prévoient un élargissement du statut de client protégé fédéral (bénéficiaire du TSS) pour les clients en défaut de paiement qui répondent à certaines conditions. Cette protection peut être obtenue dès la mise en demeure. Les ménages peuvent introduire leur demande immédiatement au fournisseur de dernier ressort en incluant à celle-ci la preuve qu'ils répondent à une des conditions suivantes :

- bénéficiaire du tarif social spécifique (TSS);
- en procédure de médiation de dette ;
- en procédure de règlement collectif de dette;
- bénéficiaire du statut OMNIO¹⁷³.

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

En 2018, le statut de client protégé a été quelque peu réformé, notamment avec la suppression de limiteurs de puissance afin d'augmenter le nombre de clients protégés.

¹⁷³ En matière d'assurance maladie-invalidité, le statut OMNIO est accordé aux personnes vivant dans un ménage à faibles revenus, mais qui ne remplissent pas les conditions pour bénéficier du statut BIM encore plus avantageux. Ce statut leur permet d'obtenir un plus grand remboursement de leurs frais de soins de santé (consultations chez le médecin, médicaments, etc.), ainsi que divers avantages (tarif réduit pour les transports en commun, exonération pour la redevance TV, etc.).

4.1.2.2. Tarif social

4.1.2.2.1. Niveau fédéral

Les consommateurs vulnérables bénéficient d'un tarif social qui est calculé tous les 6 mois par la CREG. Exprimé en €/kWh, ce tarif avantageux est identique chez tous les fournisseurs et tous les GRD (intercommunale ou régie). De manière simplifiée, le tarif social est égal à l'offre commerciale (parmi les fournisseurs) la plus avantageuse augmenté avec le tarif de distribution du GRD le plus bas.

Tableau 56: Tarif social électricité pour la période de février 2019 à juillet 2019 inclus

Etabli avec effet au 1^{er} février 2019 en application de l'arrêté ministériel du 28 mars 2019

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	5,025	6,080
Composante distribution (c€/kWh)	7,852	9,501
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	14,579	17,640

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	5,809	7,029
Composante distribution (c€/kWh)	7,852	9,501
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	15,363	18,589
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	4,203	5,086
Composante distribution (c€/kWh)	5,645	6,830
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	11,550	13,976

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	4,489	5,432
Composante distribution (c€/kWh)	2,603	3,150
Composante transport (c€/kWh)	1,661	2,010
Total (c€/kWh)	8,753	10,592

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre uniquement le tarif social total sur la facture du client.

Tableau 57: Tarif social électricité pour la période d'août 2019 à janvier 2020 inclus

Plafonnés en application de l'arrêté ministériel du 28 mars 2019

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL MONOHORAIRE		
Composante énergie (c€/kWh)	5,025	6,080
Composante distribution (c€/kWh)	7,852	9,501
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	14,579	17,640

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL BIHORAIRE		
Jour		
Composante énergie (c€/kWh)	5,809	7,029
Composante distribution (c€/kWh)	7,852	9,501
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	15,363	18,589
Nuit		
Composante énergie (c€/kWh)	4,203	5,086
Composante distribution (c€/kWh)	5,645	6,830
Composante transport (c€/kWh)	1,702	2,059
Total (c€/kWh)	11,550	13,976

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT		
Composante énergie (c€/kWh)	4,489	5,432
Composante distribution (c€/kWh)	2,603	3,150
Composante transport (c€/kWh)	1,661	2,010
Total (c€/kWh)	8,753	10,592

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre uniquement le tarif social total sur la facture du client.

Tableau 58: Tarif social gaz pour la période de février 2019 au juillet 2019 inclus

	hors TVA	TVA 21 % comprise
TARIF SOCIAL		
Composante énergie (c€/kWh)	1,969	2,382
Composante transport (c€/kWh)	0,151	0,183
Composante distribution (c€/kWh)	0,516	0,624
Total (c€/kWh)	2,636	3,189

NB : Ces tarifs sont exprimés hors cotisation fédérale et redevance de raccordement (Wallonie).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux (transport et/ou distribution) sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif social total sur la facture du client.

Tableau 59: Tarif social gaz pour la période d'août 2019 à janvier 2020 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
TARIF SOCIAL GAZ		
Composante énergie (c€/kWh)	1,719	2,080
Composante transport (c€/kWh)	0,153	0,185
Composante distribution (c€/kWh)	0,496	0,600
Total (c€/kWh)	2,368	2,865

NB: Ces tarifs ne comprennent pas la cotisation fédérale, ni la redevance de raccordement (Wallonie).
Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

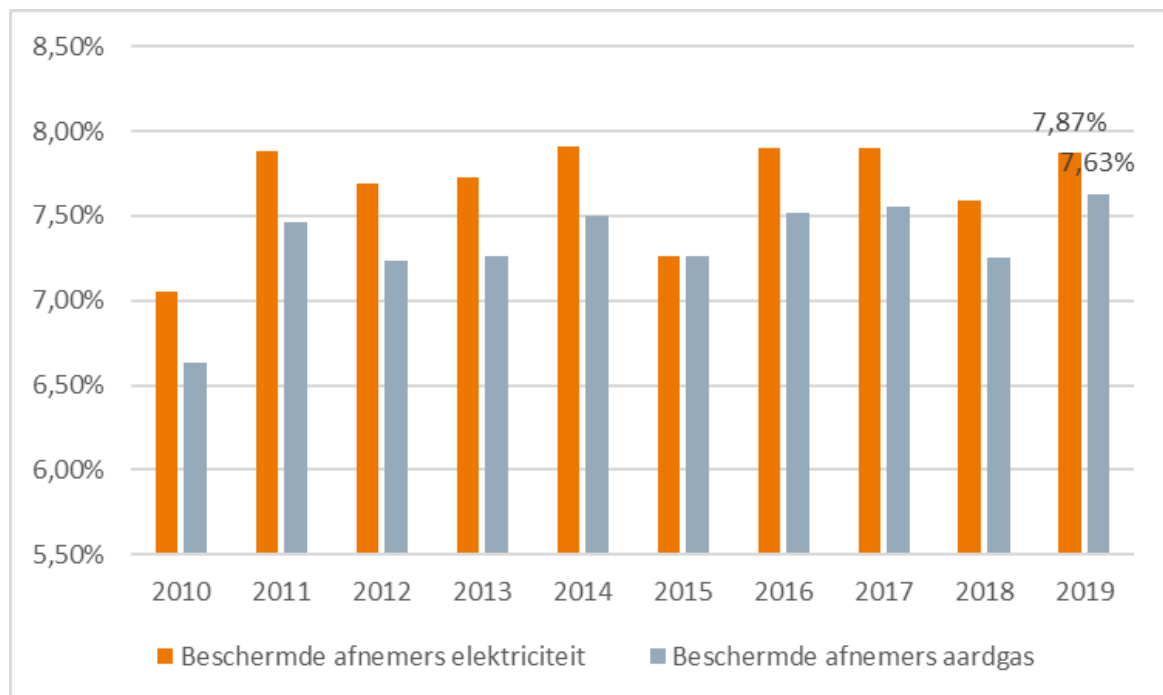
Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information.
Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

4.1.2.2.2. Région flamande

Au total, au 31 décembre 2018, 7,59% des clients pour l'électricité et 7,25% des clients clients pour le gaz naturel le statut de client protégé. C'est-à-dire qu'ils ont droit à le prix maximum social chez chaque fournisseur. Cela concernait 205 728 clients résidentiels l'électricité et 133 048 clients résidentiels pour le gaz naturel.

À partir de juillet 2009, ce droit sera accordé automatiquement, alors que tous les titulaires de droits n'étaient pas auparavant connaissaient cet avantage et n'ont donc pas présenté de demande. Les fournisseurs d'énergie communiquer ces données sur la base des listes reçues de l'économie du SPF. Selon le L'économie FPS devient automatiquement le prix social maximum dans plus de 80% des cas accordé. La CREG suit également l'évolution du nombre de clients protégés dans le mois cartes enfichables sur le site Web. Les derniers chiffres de mai 2019 le montrent en Flandre 214 739 clients avaient un statut protégé et pouvaient donc bénéficier d'avantages sociaux prix maximum. Cela représente 7,86% du nombre total de points d'accès.

Figure 80: Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Elektriciteit	182.031	204.076	200.060	202.277	208.930	204.939	211.024	212.534	205.728
in %	7,05%	7,88%	7,69%	7,73%	7,91%	7,26%	7,90%	7,90%	7,59%
Aardgas	102.475	118.179	117.107	120.346	127.258	125.960	132.753	135.958	133.048
in %	6,63%	7,46%	7,23%	7,26%	7,50%	7,26%	7,52%	7,55%	7,25%

La part des clients protégés sur le marché commercial a diminué par rapport au rapport précédent pour l'électricité et le gaz naturel, de 0,31% et 0,30% respectivement. Plus loin dans ce rapport, cependant, nous constatons que le nombre de clients protégés auprès du gestionnaire de réseau de distribution augmente. La raison en est l'incitation limitée que les clients protégés ont de l'opérateur de réseau à retourner sur le marché commercial. Après tout, ils reçoivent partout le même prix, à savoir le prix maximum social.

4.1.2.2.3. Région wallonne

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Seuls les clients protégés régionaux qui ont fait le choix de rester chez un fournisseur commercial ne peuvent pas bénéficier du tarif social. Leur nombre est très restreint.

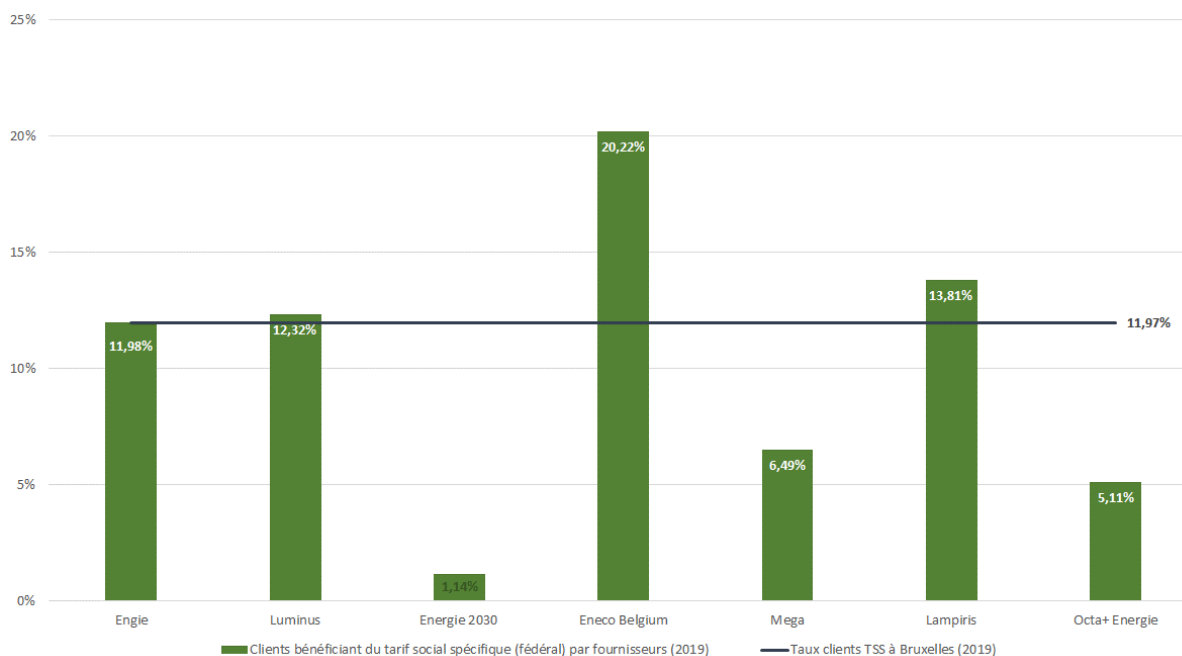
Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

Au terme de l'année 2019, 184.092 clients en électricité (soit 11,3% du total des clients résidentiels en électricité) et 94.018 clients en gaz (soit 13,9% du total des clients résidentiels en gaz) bénéficiaient du tarif social.

4.1.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

En 2019, plus de 11,97 % de la population bénéficie du tarif social fédéral, soit d'environ 62.000 ménages.

Figure 81: Répartition de la clientèle bénéficiant du tarif social par fournisseurs en % en Région Bruxelles-Capitale(E)



4.1.3. Informations aux consommateurs

4.1.3.1. Niveau fédéral

L'accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » a été conclu suite à des négociations menées entre des fournisseurs (actifs sur le marché libéralisé de l'électricité et du gaz), des représentants des organisations de consommateurs et de l'autorité ainsi que le ministre qui a la consommation dans ses attributions.

Cet accord vise à protéger les consommateurs contre d'éventuelles pratiques abusives ou informations trompeuses dans leurs relations avec ces fournisseurs. Il a fait l'objet de plusieurs adaptations à la suite de nombreuses évolutions sur le marché de l'énergie. La dernière version est entrée en vigueur en 2018.¹⁷⁴

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.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

4.1.3.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

4.1.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2019.

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 gouvernement flamand a décidé de remplacer le compteur d'électricité actuel de tous les *promsumers* à partir du 1er juillet 2019 par un compteur numérique. Ce remplacement se poursuivra

¹⁷⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/accord-electricity-fr.pdf>

jusqu'à fin 2022. Le décret sur les compteurs numériques prévoit pour ceux qui ont installé des panneaux solaires avant la fin de 2020, que le compteur continue de reculer virtuellement, et ce pendant 15 ans après la mise en service (article 31). Le VREG a introduit un recours d'annulation auprès de la Cour Constitutionnelle¹⁷⁵.

Conformément au décret et à la méthodologie tarifaire, un *prosumer* existant et nouveau disposant d'un compteur numérique a la possibilité jusqu'à fin 2020:

- Le compteur numérique fonctionne comme un compteur inversé: facturation des tarifs du réseau sur la base du principe de compensation avec le tarif prosumer; c'est la valeur par défaut si vous ne faites pas de choix ;
- Le compteur numérique ne fonctionne pas comme un compteur inversé et les tarifs du réseau sont facturés en fonction de l'achat réel. Si vous consommez principalement lorsque le soleil brille, c'est moins cher.

En principe, le compteur numérique ne modifie pas les coûts et les charges énergétiques. Ceux-ci sont compensés dans les deux systèmes.

4.1.5.2. Région wallonne

Le décret du 19 juillet 2018¹⁷⁶ a inscrit dans un cadre légal les bases pour le déploiement des compteurs intelligents en Wallonie. Celui-ci définit en effet d'une part, les cas où le placement d'un compteur intelligent est réalisé au plus tard le 1^{er} janvier 2023 : clients en défaut de paiement, remplacement de compteur, nouveau raccordement et à la demande de l'utilisateur de réseau. Le décret fixe, d'autre part, pour fin 2029 un objectif de déploiement de 80% pour les utilisateurs de réseau répondant à au moins une des caractéristiques suivantes : consommation annuelle supérieure ou égale à 6 000 kWh, unité de production d'une puissance électrique nette développable supérieure ou égale à 5 kWe et les points de charge pour les véhicules électriques ouverts au public.

Outre ce décret, deux éléments supplémentaires incitent les GRD à accélérer leur déploiement. Il s'agit d'une part de l'entrée en vigueur du tarif prosumer prévue au 1^{er} janvier 2020. Certains prosumers ayant un taux d'autoconsommation important peuvent en effet être incités à demander le placement d'un compteur double-flux pour renoncer à une tarification forfaitaire et être alors facturés sur base de leurs prélèvements réels. Le second incitant est lié à la fin de la production des compteurs à budget à carte et de la plateforme informatique qui gère les transactions (fin 2025). Les compteurs intelligents permettront de remplacer ces compteurs à budget à carte et assureront la pérennité de l'obligation de service publique liée au prépaiement.

Début 2019, les deux principaux GRD, ORES et RESA, ont annoncé leur intention de s'engager dans une trajectoire commune avec le choix d'une même technologie de compteur et de chaîne communicante. La solution envisagée est la même que celle retenue par Fluvius en charge du déploiement des compteurs intelligents en Flandre. ORES et RESA viennent ainsi s'adosser au marché passé par Fluvius pour lequel le déploiement a débuté en juillet 2019. Le compteur retenu est basé sur le standard « IDIS » / « OMS », il possède des ports clients activables/désactivables à distance pour permettre une exploitation locale des données. Il est capable d'enregistrer l'énergie selon plusieurs plages horaires adaptables et ce dans 2 directions (injection et prélèvement). Il possède en outre une passerelle de communication WM-Bus permettant d'adjoindre d'autres compteurs (ex. gaz). La technologie de communication est de type point à point (NB-IOT). Parmi ses fonctionnalités, il permettra entre autres

¹⁷⁵ C.C., 18 novembre 2019, r n°7295 (NL) – jurisprudence pendante

¹⁷⁶ Décret modifiant les décrets du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité.

d'assurer le prépaiement via une plateforme en ligne et de gérer des opérations à distance comme la relève d'index, la fermeture et l'autorisation d'ouverture du compteur en veillant toutefois au respect de la législation en ce sens, d'adapter le réglage de puissance du compteur, ...

ORES et RESA ont présenté début de l'automne leur plan de déploiement plus étoffé accompagné d'un business plan qui a ensuite fait l'objet d'une analyse par la CWaPE. L'affinement de ce dernier était toujours en cours fin 2019. Le déploiement des premiers compteurs intelligents a débuté début 2020, toutefois sans que la chaîne communicante ne soit active dans un premier temps. Cette dernière devrait quant à elle être opérationnelle fin du printemps 2020. Le prépaiement sera quant à lui possible mi-octobre 2020.

Parallèlement à ce trajet 2019, plusieurs réunions ont eu lieu entre l'Administration, la CWaPE et les GRD en vue de préparer les arrêtés d'exécution qui doivent découler du décret de juillet 2018.

De même, en préparation de l'entrée en vigueur du tarif prosumer, la CWaPE a rencontré à plusieurs reprises les GRD pour évaluer les procédures et stratégies de placement de compteur intelligent à la demande. Un simulateur permettant de chiffrer l'intérêt du placement d'un compteur intelligent dans le cadre de ce tarif prosumer a également été implémenté et mis à disposition sur le site Internet de la CWaPE mi-2019.

En gaz, il n'existe à ce jour pas de cadre légal pour un déploiement comme c'est le cas pour l'électricité. Les gestionnaires de réseau envisagent toutefois de placer des compteurs intelligents gaz uniquement pour assurer l'OSP relative au prépaiement car les mêmes contraintes s'appliquent pour eux en gaz (fin des compteurs à budget à carte et arrêt de la plateforme informatique gérant les transactions).

4.1.5.3. Région Bruxelles-Capitale

L'Ordonnance du 23 juillet 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et publiée le 20 septembre 2018 crée un cadre pour un déploiement segmenté des compteurs intelligents. L'article 24^{ter} de l'ordonnance modifiée fait référence à un ensemble de mesures protectrices (respect du choix, vie privée et santé) pour les utilisateurs du réseau, des obligations dans le chef du GRD et de la mise en œuvre de plusieurs évaluations préalables au déploiement des compteurs intelligents. Il réserve le déploiement progressif des compteurs intelligents à certaines niches et des évaluations technico-économiques préalables. Il existe trois niches visées par l'ordonnance :

Niches obligatoires :

Le GRD installe progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches obligatoires suivantes :

- 1) lorsqu'un compteur est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme ;
- 2) lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la directive 2010/31/UE.

Niches prioritaires :

Le GRD peut installer également progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches prioritaires suivantes et précisées dans le plan d'investissement :

- 1) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'un véhicule électrique et le signale au gestionnaire du réseau de distribution ; en ce cas, un compteur intelligent est installé dans l'immeuble dans lequel il a son domicile ;
- 2) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle dépassant les 6.000 kWh par an ;
- 3) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'une unité de stockage susceptible de réinjecter de l'électricité sur le réseau de distribution ou d'une pompe à chaleur ;
- 4) lorsque les clients finals offrent leur flexibilité via un opérateur de flexibilité ;
- 5) lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles ;
- 6) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution est *prosumer* ou peut réinjecter de l'électricité sur le réseau.

Niches identifiées par l'étude de BRUGEL et déterminées, le cas échéant, par le Gouvernement après débat au Parlement :

L'article 24^{ter} dans son §1^{er}, aliéna 3 laisse la possibilité d'installer des compteurs intelligents par le GRD dans d'autres cas, identifiés par une étude spécifique et transversale de BRUGEL comme opportuns de point de vue économique, environnemental et social et déterminés par le Gouvernement après débat au Parlement. Cette étude a été effectuée au cours de 2019 et BRUGEL a rédigé un avis d'initiative¹⁷⁷ pour décrire sa vision 2020 – 2050 pour le déploiement des systèmes intelligents de mesure dans la Région de Bruxelles-Capitale. Le rapport final de l'étude commanditée par BRUGEL ainsi que l'avis d'initiative sont soumis à une consultation publique pendant les mois d'avril et mai 2020.

À la date du 1er mars 2020, environ 15.800¹⁷⁸ compteurs intelligents ont été installés chez les utilisateurs raccordés en basse tension en Région de Bruxelles-Capitale. Ces compteurs sont installés dans les situations des niches obligatoires et dans le cadre de projets pilotes et sont actuellement utilisés comme des compteurs classiques (relève manuelle p.ex.) jusqu'à ce qu'une modification du cadre légal permette ou impose l'activation des fonctionnalités à distance. Finalement, au cours de 2019, au lieu de placer des compteurs bidirectionnels chez les prosumers, le GRD a commencé d'installer des compteurs intelligents programmés à mesurer le prélèvement et l'injection d'électricité de façon séparée.

¹⁷⁷ Avis d'initiative 294 relatif à la vision 2020-2050 de BRUGEL pour le déploiement des systèmes intelligents de mesure dans la Région de Bruxelles-Capitale.

¹⁷⁸ Il s'agit des données agrégées pour le placement des compteurs intelligents dans les différents cas de figure.

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 2019 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 2019.

D'autre part, la Chambre des litiges, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2019, faute d'un arrêté de nomination de ses membres.

4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation a reçu 7 055 plaintes en 2019 (5 % de plus qu'en 2018 et 22 % de plus qu'en 2017), dont 41% étaient recevables. 64,15 % de ces plaintes étaient néerlandophones, 35,83 % francophones et 0,02 % germanophones.

Le Service de Médiation a reçu 2 291 plaintes recevables en 2019. Pour 930 plaintes, le Service de Médiation n'était pas compétent (13,2 %) car celles-ci relevaient exclusivement du domaine de compétence régionale.

Au total, le Service de Médiation a pu mener à bien et clôturer 2 291 dossiers de plaintes recevables, en 2019:

- 1 dossier clôturé concernait une plainte introduite en 2014 ;
- 4 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2015 ;
- 34 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2016 ;
- 84 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2017 ;
- 903 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2018 ;
- 1 265 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2019.

Sur les 2 291 plaintes recevables clôturées en 2019, le Service de Médiation en a considéré :

- 1 259 comme fondées (54,9 %) ;
- 320 comme partiellement fondées (14 %) ;
- 712 comme non fondées (31,1 %).

Pour 2019, cela signifie un résultat de clôture de 60 %, c'est-à-dire le nombre de plaintes clôturées en 2019 (2.291) par rapport au nombre de plaintes recevables ouvertes à la fin de l'année 2018 (1.349) et au nombre de plaintes recevables reçues en 2019 (2.465). Par conséquent, 1.523 dossiers de plaintes

recevables devaient encore être traités pour le 31 décembre 2019. Sur le nombre total de plaintes recevables (24.010) reçues depuis la création du Service de Médiation, ce chiffre représente 6,3 % des plaintes recevables restantes à traiter.

Parmi les plaintes, 3.833 (54,3 %) avaient trait au domaine de compétence fédérale et 930 (13,2 %) au domaine de compétence régionale. 2.193 plaintes (31,1 %) concernaient à la fois le domaine de compétence fédérale et le domaine de compétence régionale. Pour 99 plaintes (1,4 %), aucun domaine de compétence spécifique concernant le fonctionnement du marché de l'électricité ou du gaz naturel n'a été identifié, car les plaintes n'avaient pas trait à ce marché de l'énergie, mais à d'autres types d'énergie, tels que les produits pétroliers, et à d'autres produits ou services (eau, télédistribution, réseau d'égouts, etc.).

La compétence du Service de Médiation n'est pas limitée aux utilisateurs résidentiels ou aux particuliers. Les clients professionnels des entreprises d'énergie peuvent également déposer plainte auprès du Service de Médiation. En 2019, c'est ainsi que 9,9 % des plaintes (soit 701 au total) avaient trait à des utilisateurs finals professionnels, tels que des entreprises unipersonnelles, des sociétés et des associations.

4.2.1.3. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018, à la page 175/185.

Nombre total de plaintes

En 2019, le VREG a reçu 24 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et des GRD.

Ci-dessous, 17 plaintes ont été reçues à l'encontre de Fluvius. Les chiffres relatifs aux plaintes reçues à l'encontre des GRD en 2018 ne sont pas encore disponibles.

En 2019, 7 plaintes ont été soumises à la VREG contre les fournisseurs.

Plaintes transférées

Lorsque le VREG reçoit des plaintes de citoyens et d'entreprises flamands qui relèvent de la compétence du service fédéral de médiation de l'Énergie, elle les lui transfère conformément aux accords en vigueur.

4.2.1.4. Région wallonne

Au cours de l'année 2019, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 1.255 demandes écrites qui sont réparties de la manière suivante :

- 781 demandes de médiation « classique » ;
- 42 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 407 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 23 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 énumère¹⁷⁹ 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 2019, les GRD ont rapporté à la CWaPE 4.542 demandes d'indemnisations en électricité et 58 demandes en gaz. Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 40 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 2019, BRUGEL a reçu 116 plaintes contre 92 en 2018, 89 en 2017 et 79 en 2016. 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 2019 est en légère augmentation par rapport au nombre de plaintes traitées en 2018.

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 des plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

¹⁷⁹ Articles 25*bis* et suivants ; 31*bis* et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et articles 25*bis* et suivants ; 30ter et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Figure 82 : type de plaintes en 2019 (en nombre)

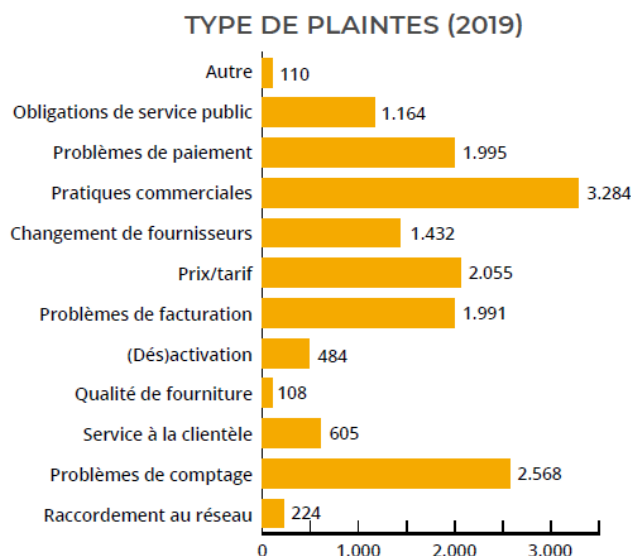
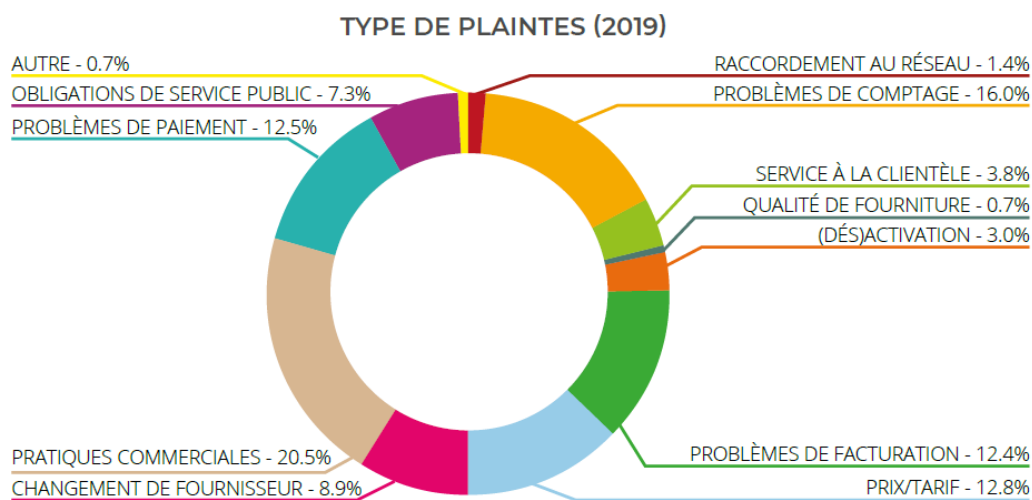


Figure 83 : Type de plaintes 2019 (en pourcentage)



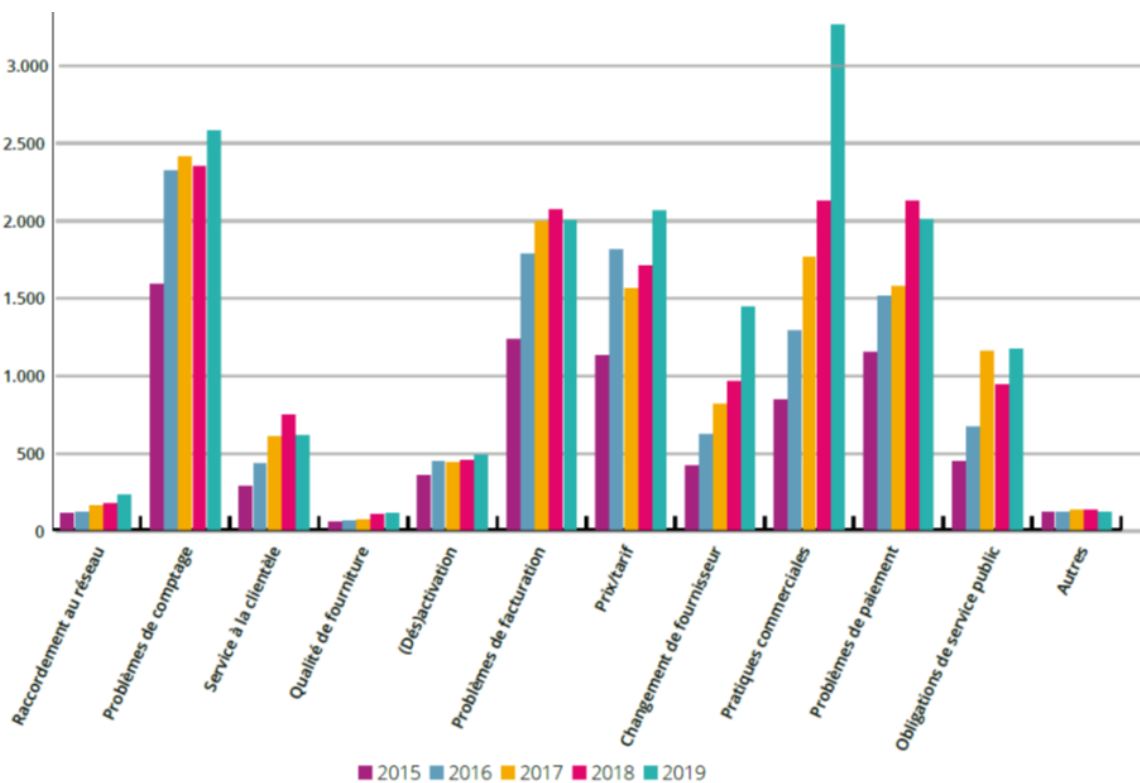
Les types de plaintes rencontrées en 2019 avaient principalement trait à des litiges concernant :

- des pratiques commerciales, à savoir le respect ou non de pratiques commerciales honnêtes par les fournisseurs d'énergie comme l'information et la publicité précontractuelles, les pratiques commerciales relatives à la vente et au marketing, au respect des conditions contractuelles ou leur conformité à l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » (20,5 %)
- des problèmes de comptage, tels que le traitement et la correction des données de comptage, notamment lors des relevés annuels, en cas de compteur défectueux, en cas de déménagement ou d'inoccupation d'un immeuble, etc. (16 %) ;

- la transparence des prix ou la clarté des prix et des tarifs appliqués, tels que les prix de l'énergie facturés par les fournisseurs de l'énergie, les taxes et redevances facturées par les différentes autorités , etc (12,8 %).
- des problèmes de paiement liés au paiement des factures d'énergie, tels que les plans de remboursement, les (l'absence de) remboursements, les frais administratifs, les paiements par domiciliation, les systèmes de garantie, la (menace de) résiliation de contrats d'énergie ou de fermetures en cas de défaut de paiement (12,5 %) ;
- des problèmes liés au processus de facturation, tels que le traitement administratif, technique ou comptable erroné ou tardif des données de facturation, telles que les données des clients ou de consommation (12,4 %)
- des problèmes liés au changement de fournisseur (8,9 %)
- des problèmes relatifs aux compétences régionales, autres que les données de comptage (12,4 %) ;

Les autres plaintes reçues avaient trait à des problèmes relatifs aux obligations de service public d'ordre social ou environnemental (7,3 %) ; des problèmes de service à la clientèle (3,8 %) ; des problèmes de coupure/drop (3,0 %) ; des raccordements au réseau (1,4 %) et la qualité des livraisons (0,7 %).

Figure 84 : type de plaintes de 2013 à 2019



4.2.2.2. Région wallonne

Les tableaux 59-60 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2019 :

Tableau 59 : Catégories de plainte (en pourcentage)

Problème d'index	43
Procédure de défaut de paiement	15
Photovoltaïque/compensation	8
Problème technique	13
Déménagement	2
Tarifcation	6
Problème de compteur à budget	1
Divers	3
Code EAN	2
Client protégé	1
Contrat	2
Retard envoi facture de régul./clôture	2
Absence de réponse dans un délai de 10 jours ouvrables	1
Délai de remboursement (factures régul./clôture)	<1
Réseaux privés	<1%
Faillite/cession	<1%

Tableau 60 : Catégories de contestations en matière d'indemnisations (en pourcentage)

Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	44
Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	13
Non-respect du délai de raccordement	17
Coupure suite à une erreur administrative	22
Dommages matériels non consécutifs à une irrégularité de la fourniture électrique	4
Erreur de facturation	0
Retard dans le changement de fournisseur	0
Irrecevables et non-encore recevables	0

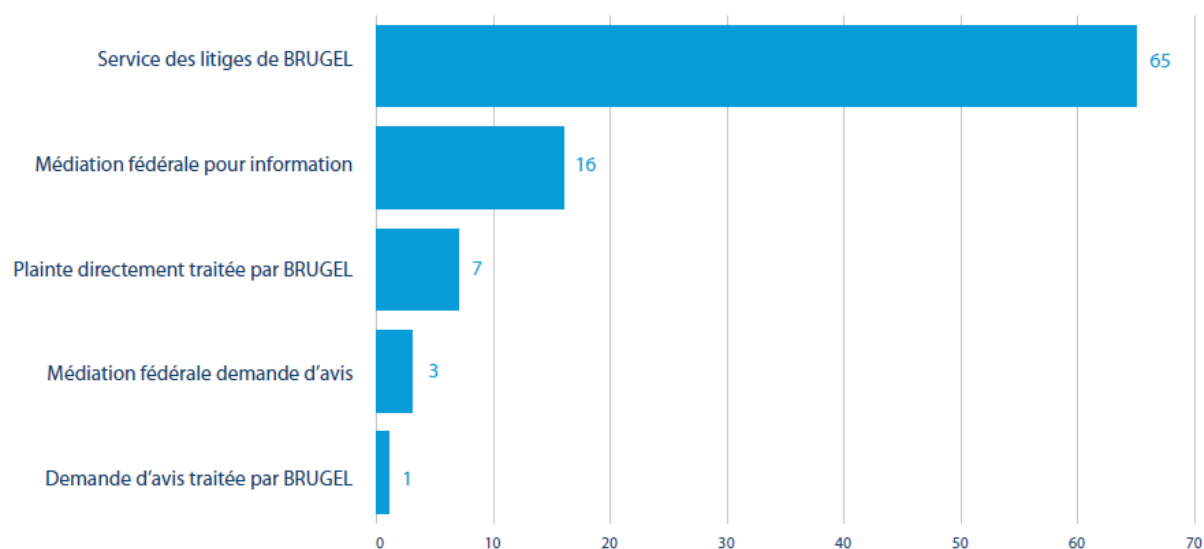
4.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

Tableau 61 : Classification des plaintes selon leur objet

OBJET	DÉTAILS	nombre de plaintes recues				
		2014	2015	2016	2017	2018
Comptage	Rectification des index	9	10	3	4	4
	Fonctionnement compteur	4	2	1	1	4
	Consommation sans contrat	13	14	11	5	1
	Consommation sans contrat (bris de scellés de Sibelga)			4	10	3
	Inversion du compteur	3	1	3	1	
	Relevé du compteur/estimation	9	11	2	6	8
	Déménagement/décès/changement de client / combined switch	5	2		2	
	Changement de compteur			1	1	1
	Bris de scellés d'Etat		5		2	1
	Mystery switch		2	3	1	
	Switch fournisseur autres				1	4
	Autres		26	15	10	1
Total		69	62	38	35	28
Compétences régionales	Primes URE	27	4	2	2	6
	Electricité verte/cogénération	1	2	1	8	3
	Client protégé	10	3	3	4	1
	Limiteur de puissance	5	12	10	12	8
	Refus de faire offre	2	2		3	6
	Indemnisation pour tout dommage direct, corporel ou matériel subi du fait de l'interruption non planifiée/communiquée, de la non-conformité ou de l'irrégularité de la fourniture d'énergie	2	2	1	3	2
	Indemnisation pour absence de fourniture d'énergie à la suite d'une erreur administrative	1	1		1	
	Indemnisation pour interruption de fourniture non planifiée d'une durée supérieure à 6h consécutives		1			
	Indemnisation pour une erreur administrative donnant lieu à un retard de switch			1		
	Indemnisation pour une erreur administrative donnant lieu à une coupure	1			1	2
	Indemnisation - Divers	12	1	0	2	1
	Tarifs et facturation			1		
	Techniques et activités des GRD				1	
	Autres			2	2	3
	Total		61	28	21	39

OBJET	DÉTAILS	nombre de plaintes recues					
		2014	2015	2016	2017	2018	
Problèmes de facturation	Facture pas claire ou pas lisible ou pas réglementaire		1				
	Pas de facture ou avec retard			1			
	Garantie						
	Plan de paiement						
	Autres			2	2	2	
Total		0	2	2	2	2	
Problème de paiement	Frais administratifs				2	2	
	Plan de paiement		1	1			
	Autres						
Total		1	1	0	2	0	
(Dés)Activation	Activation après déménagement/move in	4	1	4		4	
	Déconnexion par le gestionnaire de réseau à la suite d'une difficulté de paiement ou fraude		1				
	Procédure d'urgence	1	2	2			
	Reconnexion après déconnexion	3	3				
	Désactivation après non-paiement ou paiement tardif	1		1			
	Autres			1	7	11	
	Total		10	6	8	7	15
	Prix / tarif	Tarifs de distribution ou de transport			6	2	1
		Changement de prix/tarif		1		1	
		Cotisation énergie, taxes, TVA					
Facture intermédiaire			1				
	Autres			2	1	9	
Total		2	0	9	3	10	
Qualité de fourniture	Continuité de la fourniture		1		1		
	Autres					1	
Total		0	1	0	1	1	
Raccordement au réseau	Délai/retard					1	
	Refus de raccordement		2				
	Tarif		1	1			
	Autres			1			
Total		3	1	1	0	2	
Service à la clientèle mauvais ou déficient	Autres						
	Gestion électronique		1				
Total		1	0	0	0	0	
Pratiques commerciales déloyales	Autres					2	
	Conditions contractuelles		1				
Total		148	101	79	89	92	

Figure 85 : Répartition des plaintes en fonction du type de procédure en 2018



Source : BRUGEL

4.2.3. Procédure des plaintes

4.2.3.1. Niveau fédéral

Toute partie intéressée s'estimant lésée suite à une décision prise par la CREG peut, au plus tard dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la cour d'appel de Bruxelles. La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la CREG. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision. La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen.

Pour 2019, aucune plainte en réexamen a été introduite auprès de la CREG.

4.2.3.2. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation traite les plaintes qui lui sont présentées selon des procédures transparentes, simples et bon marché qui rendent possible un règlement ou un accord rapide et équitable du litige.

La plupart des plaintes ont été introduites par voie électronique (3 555 plaintes en 2019) et via le formulaire de plainte disponible sur le site internet (2 751). 3 plaintes ont été introduites via la plateforme BELMED créée par le SPF Économie dans le cadre du Règlement en ligne des litiges.

Des plaintes ont également été introduites par d'autres biais, notamment :

- par lettre envoyée par la poste (530 plaintes) ;
- par fax (186 plaintes) ;
- un nombre restreint de dossiers ont été introduits sur place aux bureaux du Service de Médiation (30 plaintes).

Le Service de Médiation informe le client final par courrier ou par un autre moyen sur support durable de la recevabilité et du traitement de sa plainte dans les 3 semaines à dater de la réception de celle-ci, ainsi que de la possibilité à chaque stade de la procédure de se retirer du règlement extrajudiciaire des litiges.

En principe, chaque plainte doit être clôturée dans un délai de 90 jours calendriers à partir de la date où la plainte a été déclarée complète et recevable. Ce délai de traitement peut être prolongé une seule fois pour la même période et les parties doivent en être informées avant l'expiration de ce délai, et cette prolongation doit être motivée par la complexité du litige.

La durée de traitement d'une plainte est fonction de sa complexité. Pour une plainte complexe où plusieurs acteurs ou opérateurs sont impliqués, le consommateur final doit donc tenir compte d'une prolongation possible du délai de traitement. Les parties disposent d'un délai raisonnable de 30 jours calendriers maximum pour faire connaître leur point de vue. Elles disposent du même délai pour prendre connaissance de tous les documents, arguments et faits que l'autre partie met en avant ou de toute demande du Service de Médiation. Préalablement à l'acceptation du règlement ou du compromis amiable proposé, les parties sont informées par lettre ou support durable :

- du choix dont elles disposent d'accepter ou de suivre le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- des conséquences juridiques pour les parties si elles acceptent le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- du fait que le régime d'arrangement proposé diffère d'une décision judiciaire ;
- du fait que la participation à la procédure de médiation mise en place ne supprime pas la possibilité d'intenter une procédure judiciaire.

Lorsque le Service de Médiation est parvenu à un accord amiable, il clôture le dossier et 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.

La durée moyenne de règlement des litiges pour les dossiers qui ont été introduits depuis le 01/01/2019 auprès du Service de Médiation est de 123 jours calendaires à compter du jour où une plainte est déclarée complète et recevable. Les 2 291 plaintes recevables clôturées en 2019 se sont soldées par les résultats suivants :

- 1 883 plaintes (82,2 %) ont été clôturées avec un résultat favorable grâce à un règlement à l'amiable. Le plaignant a, dans ces cas, obtenu entière satisfaction ;
- pour 35 plaintes (1,5 %), un accord partiel a été obtenu par le biais d'une proposition de règlement à l'amiable. Pour la plupart des plaintes, le fournisseur d'énergie a procédé aux rectifications et régularisations appropriées, mais sans attribuer aucune compensation ou indemnisation (financière) ni remboursement au plaignant pour le préjudice moral subi ;
- le Service de Médiation a formulé 45 recommandations en 2019 parce qu'il y avait, selon le Service de Médiation, suffisamment d'éléments juridiques et factuels dans le dossier. Dans 39 dossiers de plaintes, le Service de Médiation a reçu en 2019 une réponse des entreprises d'énergie à une recommandation formulée antérieurement. Seulement 5 recommandations ont été suivies par les entreprises d'énergie, tandis que 34 recommandations n'ont pas été suivies ;
- enfin, absolument aucun accord n'a été trouvé pour 328 plaintes (14,3% en 2019 contre 21,4 % en 2018).

Pour les 2 291 plaintes recevables clôturées en 2019, il s'agissait d'un montant total de 716 697 euros, équivalant à une compensation moyenne de 312 euros par plainte clôturée en 2019.

4.2.3.3. Région flamande

En vertu de l'article 3.1.4/3 du décret Energie, le VREG est compétente pour régler des litiges entre acteurs du marché et le GRD liés à ses obligations réglementaires.

Ce règlement n'est possible qu'après une procédure de conciliation introduite à le VREG ou au service de médiation de l'énergie et en cas d'urgence.

Un litige est réglé par l'adoption d'une décision contraignante. Le VREG peut réaliser ou faire réaliser les examens utiles, désigner des experts et entendre des témoins. Des mesures conservatoires peuvent également être prises en cas d'urgence. La décision peut comporter ou non une obligation de remboursement ou d'indemnisation.

Une demande de règlement de litige est introduite par écrit. Le VREG prend connaissance oralement ou par écrit de l'avis des parties intéressées. Le VREG fixe uniquement une date d'audition si les deux parties en font explicitement la demande ou si elle le décide. Ensuite, le VREG adopte la décision contraignante motivée dans les deux mois à compter de la réception de la demande de règlement du litige. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque le VREG demande des informations complémentaires.

4.2.3.4. Région wallonne

Les procédures applicables auprès du Service régional de médiation pour l'énergie sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au SRME.

Les demandes adressées au SRME peuvent être distinguées selon les procédures suivantes:

- **médiation normale** : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 90 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- **médiation urgente** : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 15 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- **question** : toute question des consommateurs relative au marché régional de l'énergie et au SRME ;
- **indemnisation** : contestation envers un fournisseur d'énergie ou un gestionnaire de réseau à propos du traitement d'une demande d'indemnisation ;
- **conciliation** : cette procédure, réservée aux cas les plus complexes, implique l'accord de la partie adverse et la tenue d'audiences, en présence du conciliateur, au sein des bureaux du SRME (CWAPE). La procédure prévoit également la possibilité de recourir à une expertise, à charge de la partie qui la requiert. La conciliation est normalement destinée aux **clients professionnels** et non aux particuliers.
- **demande d'avis** : mise en application concrète des règles fixées dans le protocole de collaboration qui a été mis en place entre le Service de Médiation de l'Énergie au niveau fédéral (SME), le SRME, les régulateurs et le SPF Économie.

En ce qui concerne plus spécifiquement les plaintes (médiations), la recevabilité est conditionnée à plusieurs exigences. Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie, pour juger de la recevabilité d'une plainte, le SRME exige du demandeur une copie de la réclamation écrite qu'il a préalablement adressée au fournisseur et/ou GRD ainsi qu'un formulaire de plainte dûment complété.

Il est également prévu que les plaintes qui ne relèvent pas des compétences régionales ou pour lesquelles le comportement dénoncé a pris fin plus d'un an avant la date de dépôt de celles-ci sont considérées irrecevables.

Lorsque le SRME se déclare incompétent pour traiter un litige, il redirige néanmoins le dossier vers l'institution qu'il estime la plus apte à répondre aux griefs soulevés. Dans la majorité des cas, ces dossiers faisaient état d'infractions éventuelles à des matières fédérales telles des pratiques de vente abusives, des contestations de prix et ont dès lors été dirigés vers le Service de Médiation de l'Énergie (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie), sauf lorsqu'il s'agissait de litiges en matière de droits et obligations civils relevant de la compétence exclusive des Cours et Tribunaux judiciaires. Il convient de rappeler que depuis le 1^{er} septembre 2018, le Juge de Paix est compétent pour toute contestation d'un consommateur contre son fournisseur ou son GRD lorsque le montant est inférieur à 5 000 EUR.

Les demandes considérées irrecevables ou visiblement non-fondées à la simple lecture de celles-ci sont redirigées vers l'organisme compétent comme expliqué *supra* ou reçoivent des explications détaillées sur la situation qui semble problématique à ces consommateurs. Ces demandes, même lorsqu'elles ne requièrent pas d'interpellation à l'adresse de fournisseurs et/ou GRD, nécessitent tout de même une brève analyse et la rédaction d'explications personnalisées.

Depuis 2010 et la mise en place du Service de Médiation de l'Énergie, le principe de guichet unique permet au SRME de transmettre rapidement les plaintes relevant de matières fédérales à cette instance (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie).

4.2.3.5. Région Bruxelles-Capitale

Le Service tranche les plaintes introduites par les consommateurs bruxellois contre les fournisseurs d'énergie, le gestionnaire de réseau de distribution et Bruxelles Environnement.

Tout consommateur confronté à un litige relatif au marché de l'énergie bruxellois peut donc s'adresser au Service institué légalement au sein de BRUGEL.

Les compétences du Service sont circonscrites dans l'article 30*novies*, § 1er de l'ordonnance électricité qui prévoit que : « Il est créé, au sein de BRUGEL, un « service des Litiges » qui statue sur les plaintes : 1° concernant l'application de la présente ordonnance, de ses arrêtés d'exécution et du MIG en vigueur ; 2° concernant l'application de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, de ses arrêtés d'exécution et du MIG en vigueur ;

3° relatives au fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité ;

4° ayant trait aux activités d'un fournisseur, d'un fournisseur de service de flexibilité, d'un gestionnaire de réseau ou d'un intermédiaire ou de toute entreprise active dans le domaine de l'électricité et/ou du gaz « sont insérés après le mot » intermédiaire ;

5° relatives à l'octroi d'une aide financière dans le cadre du programme d'exécution visé à l'article 24, § 2 ;

6° concernant les plaintes relatives au réseau de traction ferroviaire régional et au réseau de gares.

Le service des Litiges n'est pas compétent pour statuer sur les plaintes contre les décisions de BRUGEL.»

Il ressort de ce qui précède que le Service est chargé de veiller à ce que les acteurs du marché de l'énergie respectent les règles prévues par la législation bruxelloise en matière d'électricité et de gaz.

4.2.4. Alternative Dispute Resolution

4.2.4.1. Service de Médiation de l'Énergie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission de :

- apprécier et analyser toutes les plaintes des clients finals qui ont un rapport avec les activités d'une entreprise d'énergie et au fonctionnement du marché de l'électricité et la répartition des questions aux institutions aptes à y répondre ;
- négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable ;
- formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint ;

- de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation ;
- rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Énergie.

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

Le lecteur est également renvoyé à la section 4.2.2.1 et 4.2.3.2 du présent rapport.

4.2.4.2. Région wallonne

Chambre des litiges

En date du 13 juillet 2017, le Gouvernement wallon a adopté le projet d'arrêté fixant les modalités de composition, de procédure et de fonctionnement de la chambre des litiges instituées par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Pour rappel, le décret du 12 avril 2001 instaure un système de règlement des différends basé sur deux instances distinctes : d'une part, le Service de régional de médiation pour l'énergie mis en place suite à l'adoption de l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie pris en exécution de l'article 48 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et, d'autre part, une Chambre des litiges créée par les articles 49 et 49bis du décret.

La chambre des litiges est compétente pour connaître tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations de nature civile, ainsi que pour tout différend relatif aux obligations des gestionnaires de réseaux en vertu des décrets gaz et électricité.

Le Service Régional de Médiation pour l'Énergie

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière au Rapport National de la Belgique de 2016.

Indicateurs :

L'an dernier, nous avons observé une baisse de certains indicateurs du degré de concurrence sur le marché de l'électricité et du gaz naturel en Flandre. Dans cette édition 2019, nous constatons toutefois un retour à des tendances positives. En 2018, année mouvementée pour le marché (de détail) flamand de l'électricité et (dans une moindre mesure) du gaz naturel, trois fournisseurs d'énergie ont disparu et plusieurs autres ont annoncé qu'ils allaient devoir mettre fin à leurs activités sur le réseau de distribution flamand ou qu'ils n'entreprendraient pas des activités prévues.

Une large offre de fournisseurs d'énergie concurrents entraîne une pression sur les prix et oblige les fournisseurs à viser un niveau de service élevé. La pression concurrentielle entraîne ainsi de réels avantages pour les consommateurs. Les événements de 2018 ont entraîné une baisse des indicateurs tels que l'indice HHI que nous calculons chaque année dans ce rapport. Dans cette édition, cet indicateur s'inscrit à nouveau dans la tendance à la baisse de la concentration et donc à la hausse de la concurrence qui a caractérisé la dernière décennie.

En 2019, les marchés de l'électricité et du gaz naturel en Région flamande se sont révélés plus dynamiques que jamais. Avec 25,77 %, le taux d'activité est beaucoup plus élevé qu'en 2018, où pour la première fois plus de 20 % des clients avaient changé de fournisseur d'électricité. Il s'agit d'un record absolu. Pas moins de 893 142 clients résidentiels et professionnels ont opté pour un nouveau fournisseur d'électricité en 2019, soit 185 782 de plus qu'en 2018. Le gaz naturel a également enregistré un record absolu en termes de changement de fournisseur de gaz naturel par les ménages et les entreprises : 28,52 %. C'est également une amélioration spectaculaire par rapport à l'année record 2016 (22,64 %). 636 136 clients résidentiels et professionnels ont opté pour un nouveau fournisseur de gaz naturel en 2019 : 537 009 ménages et 99 127 entreprises.

Notre V-test®, le seul site Web non commercial et complet de comparaison des prix en Flandre, a également battu des records en 2019. Le V-test® pour les ménages a été effectué 670 671 fois (soit 47 % plus qu'en 2018) et le V-test® pour les clients professionnels 43 335 fois (soit 46 % plus qu'en 2018). Le V-test® contribue sans aucun doute au niveau record de changements de fournisseur en 2019.

Le fait que le second semestre de 2018 ait connu une hausse exceptionnelle des prix sur les marchés de l'énergie a également contribué aux analyses divergentes du précédent rapport de marché. Nous observons également une tendance positive dans cette édition. Sur l'ensemble de l'année 2019, la tendance des prix était à la baisse. Les consommateurs d'énergie ont ainsi bénéficié de prix contractuels plus bas. A la VREG, nous faisons tout ce qui est en notre pouvoir pour renforcer cette tendance en faisant pression sur les tarifs de réseau de distribution. En janvier 2020, ils ont baissé pour la troisième année consécutive pour l'électricité. C'est en partie grâce aux incitants à l'efficacité que nous imposons aux gestionnaires de réseau de distribution. Les tarifs de réseau de distribution du gaz naturel ont également continué de baisser, mais dans une moindre mesure.

Les coûts des obligations de service public (OSP) pèsent lourd dans la facture d'électricité finale. Dans le contexte de la transition énergétique, l'électricité est donc désavantagée par rapport à d'autres formes d'énergie, comme le gaz naturel, le mazout et les pellets. L'an dernier, nous avons attiré l'attention sur ce point dans notre rapport du mois d'août.

Outre cette évolution positive en 2019, nous constatons également que l'impact de la crise du coronavirus que nous connaissons actuellement touche sans aucun doute tous les consommateurs d'électricité et de gaz naturel, mais certainement aussi le secteur de l'énergie lui-même. Nous continuerons bien entendu à suivre la situation de près, avec comme toujours l'objectif d'un marché de l'électricité et du gaz naturel qui fonctionne bien et offre à long terme des avantages tangibles pour