



RAPPORT DE L'INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION SUR SES ACTIVITÉS ET SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

ANNÉE 2018

Transmis à la Commission européenne, à l'Agence
de Coopération des Régulateurs de l'Energie et au
Ministre de l'Energie et de l'Aménagement du
Territoire

Luxembourg, octobre 2019



17, rue du Fossé
Adresse postale
L-2922 Luxembourg

T +352 28 228 228
F +352 28 228 229
info@ilr.lu

www.ilr.lu

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	4
1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel	6
1.1. Veille des marchés de l'électricité et du gaz naturel.....	6
1.2. Coopérations européennes et transfrontalières	11
1.3. Sécurité d'approvisionnement	12
2. Le marché de l'électricité	14
2.1. Régulation des réseaux.....	14
2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	15
2.1.2. Fonctionnement technique	21
2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux	41
2.1.4. Questions transfrontalières.....	46
2.2. Aspects relatifs à la concurrence	50
2.2.1. Marché de gros.....	50
2.2.2. Marché de détail	53
2.3. Sécurité d'approvisionnement	66
3. Le marché du gaz naturel	71
3.1. Régulation des réseaux.....	71
3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	71
3.1.2. Fonctionnement technique	72
3.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux	78
3.1.4. Questions transfrontalières.....	81
3.2. Aspects relatifs à la concurrence	83
3.2.1. Marché de gros.....	83
3.2.2. Marché de détail	84
3.3. Sécurité d'approvisionnement	93
4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges 97	
4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire	97
4.2. Protection des consommateurs	102
4.3. Règlement de litiges	110
Glossaire	112
Tableaux	115
Graphiques	116



Introduction

Le présent rapport s'inscrit dans la série de rapports que l'Institut Luxembourgeois de Régulation, dans sa fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, est tenu de dresser annuellement pour rendre compte sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il n'est non seulement destiné à la Commission européenne et à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « ACER »), tel que prévu dans les articles 37 et 41 des respectives directives européennes 2009/72/CE sur le marché de l'électricité et 2009/73/CE sur le marché du gaz naturel, mais également à rendre publique une image des marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg.

Le rapport entend documenter les développements en 2018 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans le cadre de la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel, mais également en ce qui concerne les aspects relatifs à la concurrence, la protection des consommateurs et la sécurité de l'approvisionnement.

La publication des textes du Paquet « une énergie propre pour tous les européens¹ » met en évidence l'ambition climatique de l'Union européenne à l'horizon 2030, à travers la modification des règles du marché de l'électricité pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux. Le Paquet encourage également les échanges transfrontaliers d'énergie, le développement des instruments de flexibilité comme l'effacement, le stockage ou l'agrégation. Il favorise l'innovation dans le secteur de l'énergie et donne davantage d'outils aux consommateurs pour produire, consommer et partager une énergie fiable, compétitive et de plus en plus décarbonée à l'échelle européenne.

Le Paquet se compose² de quatre directives et quatre règlements qui remplacent et étendent le cadre légal et réglementaire existant. Les directives portent sur le marché intérieur de l'électricité, la promotion des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et la performance énergétique des bâtiments. Les règlements concernent la gouvernance de l'union de l'énergie, l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie, le marché intérieur de l'électricité et la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

Dans le cadre de l'initiative gouvernementale de la « troisième révolution industrielle » recherchant à promouvoir la transition socio-économique vers une économie moderne et durable qui se caractérise notamment par l'impact combiné des technologies de l'information et de la communication, des énergies renouvelables et des réseaux intelligents, l'Institut a fait réaliser une étude sur une nouvelle structure tarifaire du réseau de l'électricité qui a été publiée en début 2019. Les concepts comme les consommateurs actifs, les autoconsommateurs, les communautés énergétiques, l'économie du partage « sharing economy », le « tout électrique » basé sur des sources renouvelables, tant pour la mobilité

¹ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1836_fr.pdf

² <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>

que pour le chauffage, conduiront nécessairement à de nouvelles approches dans le développement et la gestion des réseaux, mais également dans les modèles tarifaires à mettre en œuvre.

Le projet de Loi 7266, déposé en mars 2018 et dont les derniers amendements ont été publiés en août 2019 entend introduire le concept de l'autoconsommation collective à l'intérieur d'un bâtiment, tout comme la communauté énergétique renouvelable qui permettra notamment le partage de l'électricité parmi ses membres situés dans la même localité. Dans le présent rapport, l'Institut explique le concept de l'autoconsommation, dresse un état des lieux et donne une perspective sur l'avenir.

Au vu des développements qui s'annoncent avec la mise en œuvre du projet de Loi 7266 et du Paquet « une énergie propre pour tous les européens », les missions et tâches de l'Institut vont croissantes. L'Institut continuera, comme dans le passé, à œuvrer en faveur d'un marché d'énergie concurrentiel et de plus en plus décarboné afin d'assurer à tous les consommateurs un accès efficace, sûr et à prix raisonnable à l'électricité et au gaz naturel.

Les données chiffrées contenues dans le présent rapport sont basées sur les informations fournies par les entreprises d'énergie soumises à la surveillance de l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Sauf indication contraire toutes les valeurs se relatent au 31 décembre 2018.

Bien que l'Institut met tout en œuvre pour assurer la qualité de l'information, il se peut que certaines données proposées dans le présent rapport puissent contenir des imperfections de toute nature, tant dans la forme que dans le contenu spécifique.

Toutes ces informations sont donc fournies sans aucune garantie de quelque sorte que ce soit, expresse ou implicite et n'engagent aucunement l'Institut compte tenu des nombreux facteurs extérieurs et indépendants de sa volonté qui doivent être considérés.

1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel

1.1. Veille des marchés de l'électricité et du gaz naturel

En 2018, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 312.815 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,61 TWh. Ces clients finals se répartissent entre dix entreprises de fourniture d'électricité. Il n'y a pas eu de mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs d'électricité pour les différents segments de clients.

À défaut d'installations de production sur le réseau de transport, les besoins d'électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne.

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables monte à 688 GWh en 2018 (en hausse de 14% par rapport à 2017), correspondant à 10,4% de la consommation nationale. On dépasse donc pour la première fois le cap des 10% d'électricité locale renouvelable dans la consommation nationale.

Même qu'il n'y a pas eu de développements significatifs de nouvelles capacités de production en 2018 (la capacité de production reste constante à 425 MW, dont 315 MW de capacité renouvelable), on peut néanmoins s'attendre à une reprise en 2019 étant donné que plusieurs dizaines de MW sont en cours de réalisation dans les domaines éolien, solaire et biomasse.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché du Luxembourg compte 90.148 consommateurs représentant une consommation nationale de 8,90 TWh, légèrement en retrait par rapport à 2017 (9,05 TWh). Neuf entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, cinq sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non résidentiel.

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

L'Institut veille à ce que les gestionnaires de réseau évitent toute discrimination relative à l'accès aux réseaux grâce à la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, notamment à travers l'analyse des comptes séparés par activité et des contrats de prestation de services et règlements intérieurs en place au sein de l'entreprise verticalement intégrée. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée.

DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Dans le secteur de l'électricité, chaque gestionnaire de réseau est obligé de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande. Il incombe en outre aux gestionnaires de réseaux de soumettre les conditions techniques, financières et générales de raccordement pour acceptation par l'Institut. Depuis le 1^{er} janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont désormais identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, en conséquence de la péréquation nationale, que le consommateur soit raccordé au réseau Creos Luxembourg S.A. (ci-après « Creos ») ou aux réseaux des communes de Diekirch, Ettelbruck, Esch-sur-Alzette ou Mersch. La péréquation tarifaire³ facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

L'analyse des courbes de charge tout comme les projections de la demande électrique anticipent une augmentation des pointes de charge représentant un défi considérable qui nécessitera des investissements supplémentaires dans de nouvelles capacités de réseau et une gestion intelligente des charges flexibles. Étant donné que le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, il est particulièrement important de trouver de moyens permettant de limiter la croissance des pointes de consommation. Il s'agit d'inciter les utilisateurs du réseau à déplacer les charges flexibles des périodes où le réseau est fort chargé – le midi et en soirée – vers les périodes moins chargées – par exemple la nuit. Dans ce contexte, l'Institut a entamé des réflexions pour évaluer si une modification de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux peut contribuer à inciter les consommateurs à utiliser leur flexibilité pour réduire la charge aux moments critiques.

SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

- **Marché de gros**

Il est rappelé que les systèmes de l'électricité et du gaz naturel du Luxembourg ne peuvent pas être regardés isolément des marchés des pays limitrophes, alors que tant d'un point de vue technique que d'un point de vue marché, il y a une forte intégration dans le bloc allemand pour l'électricité et de forts liens avec le système belge pour le gaz naturel.

Dans le secteur de l'électricité, il n'existe pas de bourse spécifique pour le Luxembourg. Toutefois, en raison d'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières, le marché de gros luxembourgeois est intégré à la zone de prix allemande⁴ (ci-après dénommée « zone de prix DE/LU »), ce qui permet aux acteurs de participer aux échanges d'électricité sur toute bourse permettant la livraison dans cette zone. La référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix *day-ahead* réalisé pour la zone DE/LU.

³ Le principe de péréquation tarifaire signifie que deux consommateurs ayant le même profil de consommation, sont facturés selon le même tarif réseau, indépendamment de leur localisation géographique sur le territoire luxembourgeois. Comme indiqué sur l'Observatoire de l'industrie électrique : *Il n'y a ainsi par exemple pas de différence en termes de tarifs appliqués dans les zones rurales par rapport aux zones urbaines, bien que les coûts sous-jacents soient différents.*

⁴ Abstraction faite du réseau industriel géré par Sotel Réseau qui est raccordé au réseau de transport belge et, depuis octobre 2013, également au réseau de transport français. La zone de prix allemande regroupe l'Allemagne, le Luxembourg.

Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec le marché intégré « BeLux » (belgo-luxembourgeois) du gaz naturel, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

L'intégration de marché BeLux s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model⁵. Avec un marché de consommation de près de 20 milliards de mètres cubes par an (comparé à 1 milliard de mètres cubes par an pour le seul Grand-Duché du Luxembourg) et plus de 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, un environnement de prix plus compétitifs est disponible pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès à un marché élargi. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché du Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la mer du nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

- ***Marché de détail***

Sur le marché de détail de l'électricité, dix entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : sept sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'électricité compte un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Cependant, trop peu de ces acteurs disposent de parts de marché significatives à ce jour.

Les faibles taux de changement de fournisseur rendent compte d'une passivité des consommateurs en ce qui concerne leur approvisionnement en énergie et d'un manque de dynamisme et d'innovation de la part des fournisseurs.

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs, qui tournent autour de 100 € par an et par ménage, ne suffisent pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. La petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

- ***Autoconsommation***

Bien qu'elle ne soit pas exclue par le cadre légal et réglementaire actuel, l'autoproduction, c'est-à-dire la production d'électricité pour sa consommation propre, n'est quasiment pas pratiquée au Luxembourg. Beaucoup de petits producteurs ne sont pas conscients qu'ils peuvent utiliser leur

⁵ <http://www.acer.europa.eu/en/gas/gas-target-model/pages/main.aspx>.

production photovoltaïque en premier lieu pour couvrir la consommation de leur ménage et injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution.

La faible percée de l'autoproduction s'explique sans doute également par le fait qu'il est actuellement économiquement plus intéressant de profiter des tarifs d'injection réglementés pour l'ensemble de la production électrique au lieu de consommer soi-même l'énergie qu'on produit et de bénéficier du tarif d'injection pour la seule partie de l'électricité injectée dans le réseau de distribution. Néanmoins, pour les centrales qui ne sont pas ou qui ne sont plus éligibles aux tarifs d'injection réglementés, l'exploitation en mode autoproduction est d'office économiquement avantageuse par rapport à l'exploitation en mode injection complète de la production électrique.

- ***Efficacité énergétique et énergies renouvelables***

En 2018, l'Institut a dû décider sur les sanctions à prononcer à l'égard des parties obligées n'ayant pas réalisé les volumes d'économies d'énergie fixés pour l'année 2015. Or, compte tenu du fait que le mécanisme n'a été mis en place qu'au courant de l'année 2015, mais qu'il trouvait application de manière rétroactive sur toute l'année 2015, l'Institut a décidé de ne pas sanctionner les parties obligées défailtantes, laissant prévaloir le principe de la non-rétroactivité de la peine et le caractère non-dissuasif d'une telle sanction.

À l'égard des fournisseurs étrangers ne disposant pas de leurs propres infrastructures et établissements au Luxembourg, mais approvisionnant simplement des clients établis au Luxembourg, les obligations d'économies d'énergie constituent de véritables barrières à l'entrée sur le marché luxembourgeois étant donné qu'elles doivent être remplies sur le territoire national. La conséquence directe de la mise en œuvre du régime d'obligations d'économies d'énergie est le retrait du marché luxembourgeois de certains fournisseurs étrangers actifs sur le marché luxembourgeois.

L'Institut donne à considérer que l'abandon du marché luxembourgeois par ces fournisseurs principalement actifs auprès des consommateurs industriels réduit de facto le nombre de fournisseurs disponibles pour répondre à leurs appels d'offres aux quelques fournisseurs établis au Grand-Duché. Ce manque de pression concurrentielle peut impacter les prix et par là, la compétitivité de l'industrie luxembourgeoise.

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, un premier appel d'offres pour des installations photovoltaïques au Luxembourg a été lancé en 2018. L'appel d'offres consistait de deux lots, l'un pour des installations sur terrains industriels, l'autre pour des centrales installées sur une surface imperméable (bâtiments ou ombrières), pour un volume maximal de 10 MW par lot.

- ***Comptage intelligent***

Le Luxembourg s'est doté en 2012 d'une Loi qui mandate les gestionnaires de réseau à remplacer au moins 95% des compteurs électriques par des compteurs intelligents pour la fin 2019 et au moins 90% des compteurs de gaz naturel pour la fin 2020.

Le consommateur profitera d'un gain de confort à travers les lectures à distance, des informations sur sa consommation réelle, d'une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie (information lui permettant de changer ses habitudes) ainsi que d'offres de fourniture plus flexibles et dynamiques.

Plus de 80% des compteurs électriques en basse tension ont été remplacés au 30 juin 2019. Cependant, la communication journalière des données de comptage quart-horaires n'est pas encore assurée du gestionnaire de réseau vers le fournisseur ; il n'existe pas non plus à l'heure actuelle de dispositif « plug and play » sur le marché qui permette aux consommateurs de lire le port de connexion local de leur compteur. Il s'ensuit que le consommateur n'est pas en mesure de disposer aisément de ses données réelles de consommation et que le fournisseur n'est pas en mesure de développer de nouvelles offres flexibles et dynamiques. Les bénéfices du système de comptage intelligent se font encore attendre.

SURVEILLANCE DES PRIX

La composante « énergie et fourniture », les tarifs d'utilisation du réseau de distribution approuvés par l'Institut, la taxe sur l'énergie et la contribution aux obligations de service public, telle que celle au mécanisme de compensation (pour l'électricité), ainsi que la TVA, sont les quatre éléments qui déterminent le prix pour les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.

La hausse de près de 5% du prix total de l'électricité pour les ménages s'explique avant tout par la hausse significative (17%) des tarifs d'utilisation du réseau, dont la tendance est à nouveau à la baisse en 2019 d'un ordre de grandeur de 5% par rapport à 2018.

Les ménages ont payé près de 6% de plus pour leur approvisionnement en gaz naturel en 2018, ceci à cause de la hausse des prix du gaz sur les marchés de gros qui leur a été répercutée par les fournisseurs.

Le prix de l'énergie proprement dite pour les ménages reste très compétitif par rapport aux prix applicables en Allemagne pour l'électricité et en Belgique pour le gaz naturel (note : le Luxembourg fait partie du même marché de gros d'électricité que l'Allemagne et du même marché de gros du gaz naturel que la Belgique).

Cependant, ce constat est inversé pour les petites et moyennes entreprises et industries dont le coût de l'énergie proprement dite est plus élevé que pour les mêmes types de clients en Allemagne pour l'électricité, respectivement en Belgique pour le gaz naturel.

Pour le gaz naturel, la différence est particulièrement élevée et correspond en moyenne à un ordre de grandeur de 5 €/MWh soit 20% du coût de la molécule de gaz naturel, alors que des consommateurs font partie, depuis octobre 2015, du même marché belgo-luxembourgeois pour le gaz naturel. Il est constaté également, comme pour 2017, que la composante énergie du prix du gaz naturel est plus élevée pour les PME que pour les ménages ou les grands industriels.

Le manque d'information du consommateur ainsi que sa passivité font que les prix payés par de nombreuses petites et moyennes entreprises et industries sont élevés par rapport au prix du marché et aux prix offerts à d'autres consommateurs. L'Institut recommande ainsi aux consommateurs d'être attentifs et de devenir actifs en demandant des offres de prix auprès de plusieurs fournisseurs bien avant l'échéance du contrat de fourniture en cours.

PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le consommateur est au cœur de l'activité de l'Institut. Dès lors, le site de l'Institut dédié aux consommateurs (www.STROUMaGAS.lu) assume le rôle de guichet unique et instruit les clients sur leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé. En plus de fiches d'information sur des thèmes spécifiques au marché de l'électricité et du gaz naturel, un aide-mémoire pour le consommateur donnant des informations pratiques sur les droits des consommateurs d'énergie ainsi qu'un glossaire a été mis en ligne.

En outre, l'Institut met à jour de manière continue son comparateur de prix, Calculix⁶, qui compare les différentes offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel disponibles pour les clients résidentiels au Luxembourg. L'outil offre aux citoyens une information complète et transparente pour qu'il puisse faire un choix en toute connaissance de cause.

Par ailleurs, l'Institut contrôle les informations fournies sur les étiquettes d'électricité afin que le consommateur puisse comparer les offres des différents fournisseurs non seulement en fonction du prix, mais aussi en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite.

1.2. Coopérations européennes et transfrontalières

L'Institut contribue aux projets européens afin de favoriser la réalisation d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, à savoir un marché européen unique et plus compétitif des produits et services du secteur énergétique. L'ouverture des marchés de l'énergie par la mise en œuvre de règles et infrastructures communes assure la disponibilité d'énergie aux conditions les plus économiques pour l'utilisateur final.

AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE

La coopération avec l'ACER, le CEER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres États membres, fait partie des missions de l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières et la protection de consommateurs, vise à promouvoir un marché intérieur de l'électricité concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs et des réseaux d'électricité qui fonctionnent de manière effective et fiable.

Un grand chantier pour l'Institut est la mise en œuvre des « codes réseaux », c'est-à-dire des règlements européens qui définissent le contour des règles de marché ayant des effets transfrontaliers pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, telles que l'allocation de capacité et la gestion de congestion à court terme et à long terme, ou encore l'équilibrage, pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions. L'implémentation des codes réseaux se fait en étroite collaboration avec les régulateurs des autres États

⁶ www.calculix.lu

membres, soit au niveau régional, soit dans le cadre de l'ACER (Agence de coopération des régulateurs d'énergie).

En outre, le règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT), prévoit la coopération étroite au niveau européen entre l'ACER et les autorités de régulation nationales dans le cadre de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel dans l'intérêt du consommateur.

COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS

Dans le domaine de l'électricité, la coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres États membres vise encore à coordonner, à l'échelon régional, le développement de tous les codes de réseau. Cette coordination régionale s'est principalement effectuée au sein de la région de calcul de capacité CORE⁷ telle que définie par la décision de l'ACER n°06/2016 du 17 novembre 2016. En outre, l'Institut a été impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers sa participation dans le projet pilote de calcul des capacités *day-ahead* basé sur le modèle *flow-based* mis en place au sein de la région CWE en anticipation du modèle cible du règlement (UE) n°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.

En ce qui concerne le marché du gaz naturel, les gestionnaires de réseau de transport (ci-après « GRT ») luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys), ainsi que la société Balansys, ont continué à travailler conjointement avec le régulateur luxembourgeois (ILR) et le régulateur fédéral belge (CREG) pour finaliser les éléments nécessaires à la mise en place finale du marché intégré BeLux.

1.3. Sécurité d'approvisionnement

L'Institut ne dispose pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie en est chargé : il surveille l'équilibre entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes et en projet, les investissements nécessaires et la sécurité d'exploitation des réseaux. Finalement, il renseigne sur ses activités dans un rapport bisannuel.

Les projets de renforcement des interconnexions des réseaux de transport en électricité et en gaz naturel avec ceux des pays voisins visent à augmenter la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et à contribuer à l'intégration des marchés dans ces domaines.

Outre le besoin d'investissement dans des interconnexions additionnelles, il y a également lieu d'analyser les investissements dans des capacités de production additionnelles. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité

⁷ Le 17 novembre 2016, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a décidé de fusionner les régions de calcul de la capacité de l'Europe Centre-Ouest (CWE) et de l'Europe-Est (CEE) en une seule région appelée « CORE ». Plus d'information sur https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/core/.

d’approvisionnement. En-dehors de la centrale de pompage de Vianden (1.296 MW), la capacité de production totale installée s’est restée constante (425 MW en 2018, contre 426 MW en 2017). L’augmentation de la capacité éolienne et photovoltaïque d’un ordre de grandeur de 6 MW est compensée par la mise hors service d’une centrale de cogénération au gaz naturel.

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l’Allemagne. La capacité d’importation maximale (980 MW en situation dégradée N-1⁸ pour les lignes en provenance de l’Allemagne) n’a pas été atteinte ; en 2018, la puissance maximale mesurée sur les lignes d’interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg était de 856 MW, y compris les transits vers la Belgique.

Le rapport du Commissaire du Gouvernement à l’Énergie montre qu’à court terme, le Luxembourg n’a pas de risques de sécurité d’approvisionnement; néanmoins, il pourrait être impacté par la mise en place de mécanismes de capacités mis en place par la France et la Belgique pour garantir leur propre sécurité d’approvisionnement à échéance 2023-2025.

D’autre part, le rapport estimant une croissance de la charge du réseau Creos à +70% jusqu’à 2033, il préconise de développer des capacités de transport supplémentaires avec les pays voisins pour couvrir ces nouveaux besoins. Le scénario d’évolution de la demande prend en compte une hausse des pics de charge et de consommation du fait de l’accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique, du passage du chauffage par énergie fossile à l’électricité et de l’augmentation de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d’une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques. Le renforcement de l’interconnexion avec l’Allemagne est envisagé afin d’augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme.

Au niveau du gaz naturel, le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel, et abrogeant le règlement (UE) n°994/2010, établit les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l’approvisionnement.

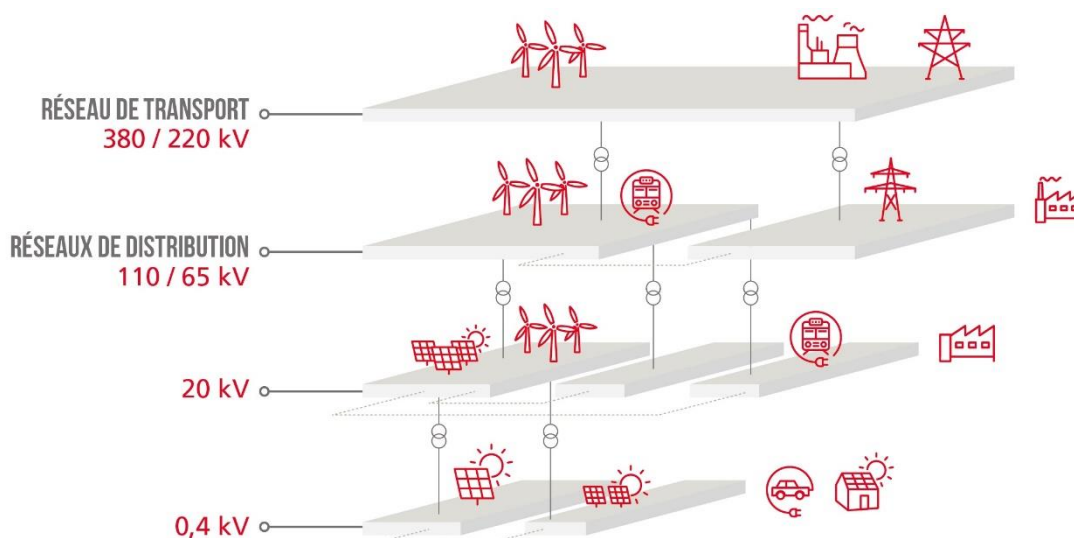
⁸ Par situation dégradée N-1 on entend la situation dans laquelle le plus grand élément du réseau n’est pas disponible.

2. Le marché de l'électricité

2.1. Régulation des réseaux

L'image ci-dessous illustre la hiérarchie des réseaux de transport et de distribution électriques, telle qu'elle se présente au Luxembourg:

- À travers des lignes de très haute tension, le Grand-Duché de Luxembourg est interconnecté avec ses pays voisins ; ce « réseau de transport » est exclusivement géré par Creos Luxembourg S.A. et interconnecte sur une longueur de 590 kilomètres les quatre coins du pays avec une tension électrique de 220.000 Volt ; il est prévu de l'étendre à des lignes de 380.000 Volt.
- Les « réseaux de distribution » en aval sont alimentés par le réseau de transport et par les producteurs d'électricité raccordés en distribution pour acheminer l'électricité vers les consommateurs raccordés aux différents niveaux de tension. On différencie entre trois niveaux de tension, à savoir le réseau de « haute tension » (65.000 Volt avec une extension future vers 110.000 Volt), celui de « moyenne tension » (20.000 Volt) et le réseau « basse tension » (400 Volt), à travers lequel tous les ménages luxembourgeois sont alimentés avec l'énergie électrique.



GRAPHIQUE 1: RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau

- **DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT**

L'un des apports majeurs du troisième Paquet Énergie⁹ réside dans la mise en œuvre d'un système de dissociation du gestionnaire du réseau de transport des autres activités de l'entreprise verticalement intégrée, visant à supprimer toute discrimination et tout conflit d'intérêts entre les producteurs, les fournisseurs et le gestionnaire de réseau de transport afin de créer des incitations à la réalisation des investissements nécessaires et de garantir l'accès de nouveaux venus sur le marché. La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (ci-après « la directive 2009/72/CE ») prévoit 3 options pour dissocier la fourniture et la production de la gestion du réseau de transport :

- une dissociation intégrale des structures de propriété (modèle « Ownership Unbundling ») ;
- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle « Independant System Operator ») ; et
- un gestionnaire de transport indépendant (modèle « Independant Transport Operator »).

Chaque gestionnaire du réseau de transport doit avoir été certifié par l'autorité de régulation comme étant conforme aux exigences de dissociation entre, d'une part, la propriété et l'exploitation de réseaux de transport, et, d'autre part, la production et la fourniture d'électricité, peu importe l'option choisie.

Ainsi, l'article 10 de la directive 2009/72/CE dispose qu'une entreprise qui possède un réseau de transport doit être certifiée conformément à une procédure définie par la directive même avant qu'elle ne puisse être agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport. La certification doit se faire notamment en vérifiant la conformité de l'entreprise aux exigences de dissociation fixées à l'article 9 de la directive 2009/72/CE.

Le législateur luxembourgeois, faisant valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation à l'article 9 de la directive 2009/72/CE prévue à l'article 44.2 de ladite directive, a transposé l'obligation de la certification à l'article 25(4bis) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « Loi Électricité ») dans les termes suivants : « Le détenteur d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport est agréé et désigné comme gestionnaire de réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. Cette information est communiquée par le régulateur à la Commission européenne. »

Ainsi, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos, disposant d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. Aucune suite n'a été donnée à cette communication.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur luxembourgeois a tout de même transposé la directive 2009/72/CE pour établir un cadre législatif assurant un certain degré d'indépendance au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. Ces exigences se retrouvent à l'article 32 de la Loi Électricité pour s'appliquer à tous les gestionnaires de

⁹ Pour plus de détails veuillez consulter « 3ième paquet marché intérieur de l'électricité » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>

réseau à l'exception des gestionnaires de réseau de distribution avec moins de 100.000 clients raccordés.

Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport, les conditions minimales suivantes doivent être constamment remplies par Creos, en tant que gestionnaire de réseau de transport :

- l'absence pour les personnes responsables de la gestion quotidienne du gestionnaire du réseau de transport de cumul de mandats au sein des structures de l'entreprise intégrée qui sont directement ou indirectement chargée de la gestion quotidienne des activités de fourniture ou de production ;
- l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport de disposer des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, financières et matérielles pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau ;
- l'obligation pour le gestionnaire de réseau du transport d'établir un programme d'engagements qui contient les mesures visant à exclure toute pratique discriminatoire. Ce programme d'engagement fait l'objet d'un suivi approprié par le « Compliance Officer » qui présente toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité. Un rapport est publié chaque année.

En outre, les exigences de confidentialité imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/72/CE sont intégralement reprises en droit national. Ainsi, le gestionnaire du réseau de transport doit s'abstenir de divulguer toute information commercialement sensible aux autres parties de l'entreprise verticalement intégrée et ne doit pas recourir à des services communs hormis les fonctions purement administratives (article 31 de la Loi Électricité).

Finalement, l'Institut a pour mission de veiller à ce que les gestionnaires de réseau évitent toute discrimination relative à l'accès aux réseaux grâce à la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, notamment à travers l'analyse des comptes séparés par activité et des contrats de prestation de services et règlements intérieurs en place au sein de l'entreprise verticalement intégrée. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de la même entreprise verticalement intégrée.

Nous allons analyser ci-après plus en détail quelques aspects de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

- **INDÉPENDANCE DES RESPONSABLES**

Suite au départ à la retraite du CEO et président du comité de direction d'Encevo, des remaniements ont eu lieu au sein des organes dirigeants des différentes entreprises du groupe. Ainsi, l'ancien CEO de Creos est nommé nouveau CEO d'Encevo ; le nouveau CEO de Creos est l'ancien CEO d'Enovos, donc de l'entité « Production et Fourniture » du groupe.

Compte tenu du fait que Creos est le seul gestionnaire de réseau de transport d'énergie et le plus grand gestionnaire de distribution d'électricité et de gaz naturel et en considérant la position exceptionnelle que le fournisseur Enovos détient sur le marché de la fourniture d'énergie au Grand-Duché de Luxembourg, ces nominations au sein du groupe ne reflètent pas nécessairement une bonne transposition de l'indépendance des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau.

- **UN PROGRAMME D'ENGAGEMENTS**

Dans le cadre de l'article 32(2d) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « Loi Électricité »), le gestionnaire de réseau de transport appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit établir un programme d'engagements qui d'une part contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue par rapport aux acteurs du marché et que son application fasse l'objet d'un suivi approprié et qui d'autre part énumère les obligations spécifiques imposées au personnel de l'entreprise pour que cet objectif soit atteint.

Le propriétaire et gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Creos Luxembourg S.A., fait partie d'un groupe d'entreprises verticalement intégré dans lequel les activités de fourniture et de production sont exercées par une entité juridiquement distincte, à savoir Enovos Luxembourg S.A.. Creos, en charge des activités de réseaux, et Enovos, responsable des activités de production et de fourniture, sont des entreprises-sœurs chapeautées par la même holding opérationnelle, Encevo S.A. (ci-après « Encevo »).

Creos a établi un programme d'engagements en 2013 et désigné un responsable du suivi, appelé « Compliance Officer », qui rapporte chaque année à l'Institut sur le suivi des mesures mises en place. Le rapport est publié par Creos sur son site Internet.

Le rapport transmis à l'Institut pour l'année 2018¹⁰ renseigne ainsi sur la structure de l'entreprise verticalement intégrée qui est plutôt restée la même depuis sa création. Cependant, l'actionnariat a changé en 2018 avec l'entrée d'actionnaires non-européens.

Le rapport fait grand part aux mesures organisationnelles mises en place pour garantir la confidentialité des informations et la transparence, que ce soit par l'absence de doubles fonctions pour les personnes responsables de la gestion quotidienne, par la défense et la préservation des intérêts professionnels des responsables de Creos afin de garantir leur indépendance ou par leurs pouvoirs de décision effectifs.

Au cours des dernières années, des efforts au sein du groupe Encevo ont été entamés pour procéder à la séparation des systèmes informatiques là où les règles de la dissociation l'imposent.

Une partie des systèmes informatiques ont été séparés avec l'introduction de la nouvelle communication de marché (MACO) fin septembre 2017, qui garantit des échanges de façon transparente et non discriminatoire pour tous les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Le modèle de communication de marché vise la standardisation et le déroulement automatisé de l'échange de données et des processus de marché tels que le changement de fournisseur, le déménagement/emménagement ou encore la déconnexion.

- **SÉPARATION INFORMATIQUE**

Le rapport de suivi sur l'année 2018 du programme d'engagements analyse en particulier un aspect concernant l'indépendance du gestionnaire de réseau qui réside dans la dissociation des flux d'informations pour empêcher notamment la divulgation d'informations commercialement sensibles. Jusqu'à présent, les services communs, dont l'informatique, intégrés dans la structure d'Encevo ont été utilisés dans le cadre de contrats de prestations de services. Ainsi, les systèmes informatiques partagés au niveau du groupe Encevo hébergeaient bon nombre de données du gestionnaire de réseau sur des plateformes informatiques communes, gérées par l'informatique d'Encevo. Au cours des dernières années, des efforts ont été entamés pour procéder à la séparation des systèmes informatiques là où les règles de dissociation l'imposent. En 2018, la gestion directe de nombreuses applications informatiques

¹⁰https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/programme_engagements/pdf/fr_creos_rapport_compliance_2019.pdf.

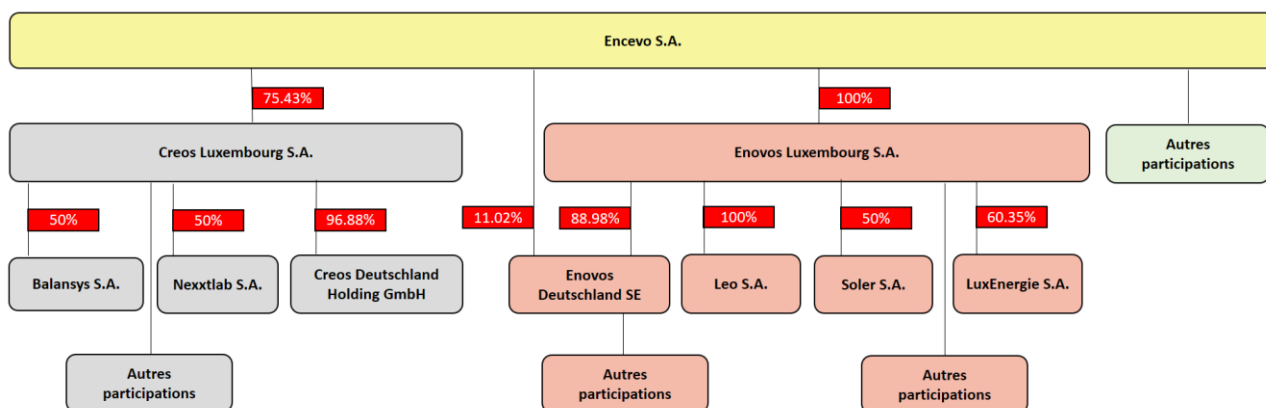
a été transférée à Creos, ensemble avec une ségrégation des plateformes informatiques correspondantes.

Une partie des systèmes informatiques ont été séparés avec l'introduction de la nouvelle communication de marché (MACO) fin septembre 2017 qui garantit des échanges de façon transparente et non discriminatoire pour tous les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

En 2018, il a été décidé de transférer d'Encevo à Creos tout le service informatique (personnel et systèmes) avec effet au 1^{er} janvier 2019. Ainsi, le service informatique de Creos preste désormais des services pour les autres entités du groupe. La restriction des droits d'accès du personnel des autres entités du groupe Encevo sur les systèmes partagés est encore renforcée. À long terme, il ne devra plus y avoir de systèmes partagés.

- **SÉPARATION JURIDIQUE**

Le schéma ci-après montre comment Creos est dissociée sur le plan de la forme juridique des autres entités de l'entreprise verticalement intégrée.



GRAPHIQUE 2 – LE GROUPE ENCEVO EN 2018 ¹¹

L'année 2018 a été marquée par des changements au niveau de l'actionariat d'Encevo, avec l'entrée surtout d'un actionnaire non-européen.

En date du 21 février 2018, Post Luxembourg a repris les actions jusque-là détenues par ENGIE. L'autre actionnaire non public, ARDIAN, a cédé 24,92 % des parts d'Encevo à China Southern Power Grid International en date du 18 octobre 2018.

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionariat se compose au 31 décembre 2018 d'un actionariat public à hauteur de 74,52 % des parts, les autres parts étant en main privée.

¹¹ Source: Rapport annuel Encevo S.A. 2017.

Actionnariat du Groupe Encevo S.A. au 31.12.2018	
28,00%	État du Grand-Duché de Luxembourg
24,92%	China Southern Power Grid International (acquis de ARDIAN en date du 18 Octobre 2018)
15,61%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
14,20%	SNCI
12,00%	BCEE
4,71%	Post Luxembourg (acquis de ENGIE en date du 21 février 2018)
0,56%	ARDIAN
100%	TOTAL

TABLEAU 1 – ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. ¹²

L'actionnariat de Creos Luxembourg S.A. se compose pour plus de trois quart par Encevo, les actionnaires minoritaires de Creos étant principalement issus du secteur public dont notamment la Ville de Luxembourg.

Actionnariat de Creos Luxembourg S.A. au 31.12.2018	
75,43%	Encevo S.A.
20,00%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
2,28%	État du Grand-Duché de Luxembourg
0,10%	Fédération des Installateurs en Équipements Sanitaires et Climatiques
2,13%	42 Administrations communales luxembourgeoises
0,05%	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
100%	TOTAL

TABLEAU 2 – ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. ¹³

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau national, Creos est à la fois l'un des gestionnaires de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. Il existe également quatre autres gestionnaires de réseaux de distribution et un gestionnaire de réseau industriel. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 3 du chapitre 2.1.2.

L'article 26 de la directive 2009/72/CE prévoit la dissociation du gestionnaire de réseau de distribution faisant partie d'une entreprise verticalement intégrée des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan juridique, que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

La législation luxembourgeoise a transposé les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance des gestionnaires de réseau à l'article 32 de la Loi Électricité. Il prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation de

¹² *Ibid.*

¹³ Source: Rapport annuel 2018 de Creos Luxembourg S.A.

dissociation de la propriété. Il reprend en outre l'ensemble des critères minimaux à respecter pour répondre à l'exigence d'indépendance des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan de la forme juridique que sur le plan organisationnel et de prise de décision.

- ***Dissociation juridique***

Comme déjà indiqué ci-avant, l'article 32 est applicable aux gestionnaires de réseaux de transport et industriel, ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux de distribution ayant plus de 100.000 clients raccordés.

L'application de cette limite conduit à la conclusion qu'un seul gestionnaire de réseau de distribution est soumis à l'obligation de dissociation juridique. En effet, Creos Luxembourg S.A. est gestionnaire d'un réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés et fait partie d'une entreprise verticalement intégrée. Étant également gestionnaire du réseau de transport, Creos est de toute façon soumise à l'obligation de dissociation juridique dont les détails sont exposés ci-avant. Toutes les autres entreprises intégrées exploitant un réseau de distribution approvisionnent un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients et ne sont donc pas touchées par l'obligation de dissociation.

- ***Dissociation fonctionnelle***

Les gestionnaires des réseaux soumis à l'obligation de dissociation du fait de leur appartenance à une entreprise verticalement intégrée d'électricité doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance, en particulier lors de la prise de décisions en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau ainsi que celles concernant l'exploitation et la gestion quotidienne.

La Loi Électricité a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi Électricité. Or, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise. L'Institut constate néanmoins qu'Encevo S.A., actionnaire principal de la branche réseau (Creos) et de la branche fourniture (Enovos), suite au changement de sa dénomination, ne contient plus le terme Enovos dans son nom.

Le seuil de 100.000 s'applique aussi dans le cadre de la dissociation fonctionnelle de façon que toutes les entreprises intégrées approvisionnant un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients continuent à utiliser la même « marque » pour l'activité de vente que pour l'activité réseau, ce qui ne contribue pas à éduquer le consommateur à faire la bonne distinction entre les métiers.

De façon générale, les gestionnaires de réseau et leurs missions demeurent mal connus du grand public. Ce déficit de notoriété entretient une incompréhension préjudiciable à l'ouverture des marchés, notamment dans le segment des clients résidentiels. Il apparaît donc indispensable que les missions des

gestionnaires soient clairement communiquées et que les confusions avec les identités des entreprises de fourniture soient évitées.

- ***Dissociation comptable***

Aux critères d'indépendance s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 35 de la Loi Électricité. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur de l'électricité doivent tenir aujourd'hui dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution et du transport de l'électricité. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation de l'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors de l'électricité. À cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

La séparation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés.

2.1.2. Fonctionnement technique

Le système électrique luxembourgeois est constitué du réseau de transport de Creos interconnecté moyennant 2 lignes transfrontalières, chacune à deux circuits, avec le réseau de transport allemand d'Amprion. Depuis octobre 2017, un transformateur-déphaseur (PST) destiné à réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique (voir § 2.1.4), qui relie les réseaux de transport de Creos et d'Elia, est en phase de test opérationnel pour évaluer si une mise à disposition commerciale sur le marché de gros peut être envisagée.

Les réseaux de distribution sont alimentés depuis le réseau de transport. Ils peuvent cependant bénéficier d'injections complémentaires en provenance d'installations de production décentralisée.

Le réseau industriel luxembourgeois est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia, ainsi qu'au réseau de transport français opéré par RTE depuis la mise en service de la ligne Moulaine (F) – Belval (L) en automne 2013.

SERVICES D'AJUSTEMENT

À défaut d'installations de production sur le réseau de transport, les besoins d'électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne. Les échanges énergétiques avec l'Allemagne se font à travers des nominations transfrontalières entre la zone de programmation d'Amprion et la zone de programmation de Creos, chaque responsable d'équilibre échangeant entre deux périmètres d'équilibre ayant le même code EIC dans les deux zones de programmation concernées.

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements, Creos est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve qu'il se procure, à défaut de réserves suffisantes dans son réseau et à travers un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion ; ce contrat ne prévoit cependant pas à l'heure actuelle que des consommateurs ou producteurs luxembourgeois puissent prester des services d'équilibrage. Une étude sur la faisabilité de différents modèles qui rendraient possible pour les acteurs luxembourgeois une participation active au marché de services d'équilibrage allemand, de même qu'une agrégation transfrontalière, est en cours. Ainsi les modalités et conditions relatives à l'équilibrage, applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage et aux responsables d'équilibre du Luxembourg, seront respectivement développées et adaptées à la solution retenue et soumises pour approbation à l'Institut conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

L'énergie d'ajustement positive ou négative livrée par Amprion pour la zone Creos est redistribuée entre les acteurs responsables du déséquilibre sur base de leurs nominations, reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les programmes journaliers sont transmis au coordinateur d'équilibre, dont la fonction est assurée par le gestionnaire du réseau de transport Creos, au plus tard jusqu'à 14:30 heures du jour ouvré précédant le jour d'accomplissement de la fourniture prévue lors de la nomination.

Depuis fin 2014, tous les responsables d'équilibre peuvent accéder à un processus de nominations *intraday* décrit dans le manuel d'équilibre pour favoriser un échange d'énergie aussi proche que possible du temps réel, afin de limiter le recours à l'énergie d'ajustement. Néanmoins, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux, Amprion se chargeant ensuite de se procurer l'énergie nécessaire pour l'équilibrage auprès des prestataires de services d'équilibrage allemands. Des modifications des systèmes d'échange sont en cours afin de permettre une clôture des nominations luxembourgeoises en même temps que celle en Allemagne.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2018 s'est améliorée par rapport à 2017, avec un recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevant à 138 GWh (220 GWh en 2017), soit supérieur au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) qui se sont élevés à 148 GWh (167 GWh en 2017). Ces ajustements ont été

facturés/crédités aux prix applicables par Amprion. Le prix maximal de l'énergie d'ajustement s'est élevé à 2,01 €/kWh en date du 8 août 2018, alors que le prix maximum avait atteint un pic important à 24,45 €/kWh en 2017¹⁴.

MESURES DE SAUVEGARDE

Les mesures de sauvegarde pour faire face aux déficits d'approvisionnement sont mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux (transport, distribution ou industriel) tel qu'indiqué au § 2.3 ci-après.

Si malgré tout, une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution serait activé par le gestionnaire de réseau de transport Creos. Ce plan décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par Creos pour rétablir le plus rapidement possible et d'une manière coordonnée l'alimentation de ses clients après un black-out partiel ou total, en fixant notamment les procédures opérationnelles applicables à l'ensemble des acteurs concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d'équilibre). Ce plan est publié sur le site Internet de Creos¹⁵.

RÉGIME DES CONCESSIONS

La Loi Électricité prévoit que chaque propriétaire d'un réseau électrique désigne un gestionnaire de réseau pour assurer son exploitation.

L'établissement et l'exploitation d'ouvrages électriques destinés au transport et à la distribution d'électricité sont, en vertu de la Loi Électricité, subordonnés à l'octroi préalable d'une concession qui est délivrée par le Ministre, ayant l'énergie dans ses attributions. Tous les gestionnaires de réseau désignés se sont vus octroyer une concession en 2009 pour une durée de dix ans, renouvelable par tacite reconduction. Fin 2018, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport, un gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel et 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution¹⁶.

Une vue globale des gestionnaires et propriétaires des réseaux, ainsi que de l'envergure des infrastructures est fournie dans le Tableau 3 suivant :

¹⁴ Vu les faibles volumes concernés, de tels pics sporadiques ne se font pas remarquer au niveau des prix de détail.

¹⁵ <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>.

¹⁶ <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

Fonction	Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire du réseau
GRT	Creos Luxembourg S.A.	283.152	590,3	9.335,3	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	4.086	0	172,0	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.990	0	161,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	18.962	0	557,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.913	0	106,2	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	11	124,9	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ArcelorMittal Rodange & Schifflange S.A., ELIA Asset S.A., Paul Wurth S.A.

TABLEAU 3 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2018

CONDITIONS TECHNIQUES DE RACCORDEMENT

Chaque gestionnaire de réseau de transport ou de distribution a l'obligation de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution.

Les gestionnaires de réseau sont tenus de soumettre leurs conditions techniques (et financières) à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions légales.

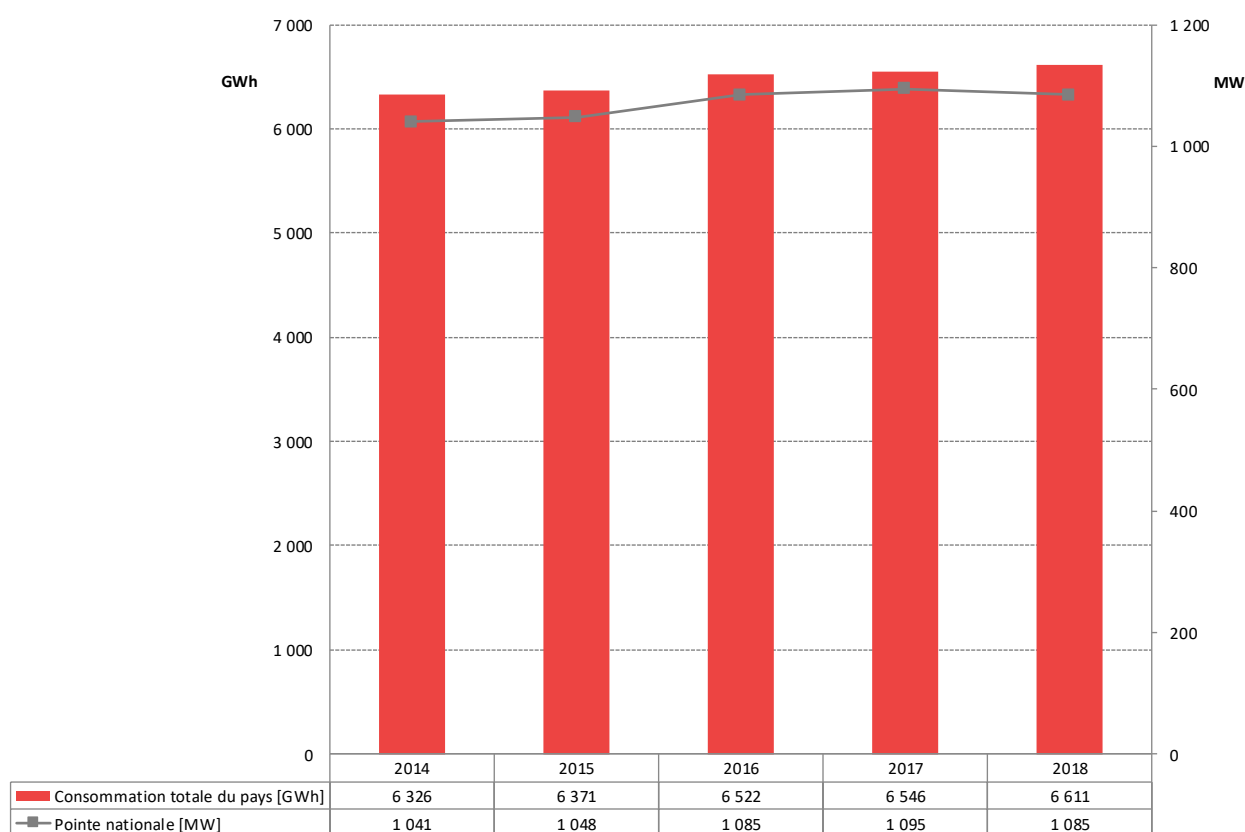
La Loi Électricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès à son réseau aux producteurs d'électricité, à l'exception des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et notifié dans un délai de 30 jours à la partie intéressée, ainsi qu'au régulateur et doit reposer sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés. En 2018, aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

Les conditions techniques de raccordement aux réseaux n'ont pas été modifiées en 2018. L'Institut a néanmoins participé aux processus de mise à jour des conditions techniques de raccordement en moyenne et en basse tension, qui se sont tous les deux achevés en mars 2019.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016, l'Institut a émis le Règlement ILR/E18/43 du 14 novembre 2018 portant approbation des exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité des types A, B, C et D.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation au niveau national en 2018 était en légère augmentation et s'est élevé à 6,61 TWh. Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la charge maximale annuelle depuis 2014.



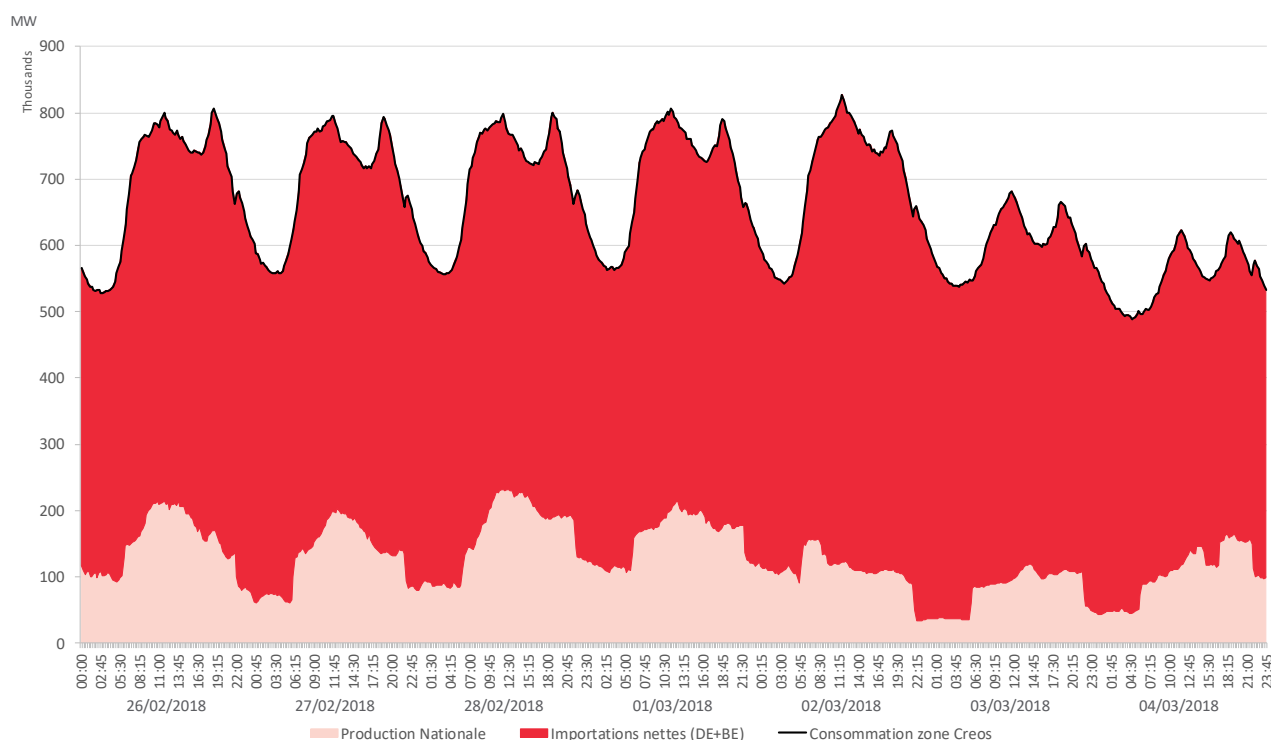
GRAPHIQUE 3 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX¹⁷ RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2014

La puissance de pointe enregistrée, c'est-à-dire la puissance maximale soutirée par les consommateurs dans la zone Creos est restée constante par rapport à l'année précédente avec 828 MW (contre 829 MW

¹⁷ Creos et Sotel.

en 2017). La pointe dans la zone Sotel Réseau était de 322 MW (contre 321 MW en 2017). La pointe simultanée des deux zones était de 1.085 MW et a eu lieu le 2 mars 2018 à 12 :00 heures.

En règle générale, la consommation électrique est plus élevée en hiver, ce qui s'explique par un besoin accru de chauffage et d'éclairage. Ceci explique que la pointe nationale a eu lieu au courant de la semaine la plus froide de l'année. Le Graphique 4 ci-dessous montre l'évolution de la charge de la zone Creos au cours de cette semaine et illustre la présence de pointes de consommation vers l'heure de midi et en soirée, et montre que la consommation est plus basse les weekends qu'en semaine. Il illustre aussi la variabilité des sources de production au Luxembourg, qui dépendent d'une part de la météo (solaire et éolien), et d'une part de la charge d'installations de cogénération, qui suivent principalement la demande de chaleur.

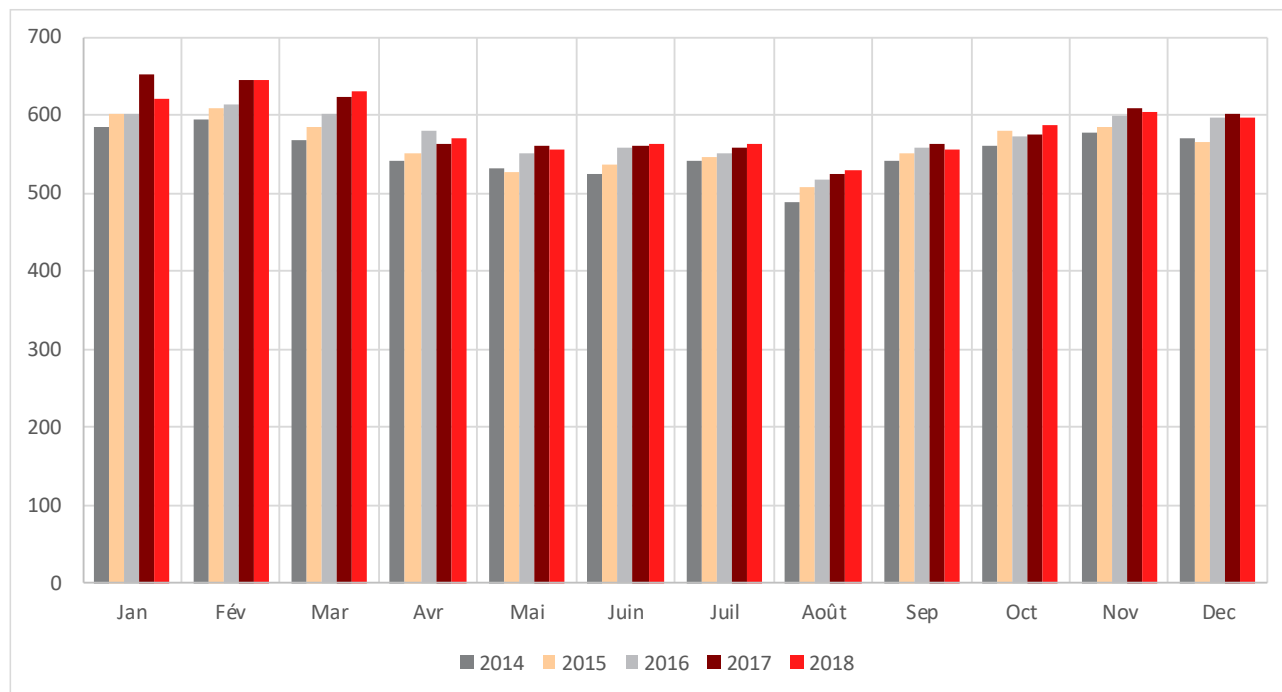


GRAPHIQUE 4 – COURBE DE CHARGE DE LA ZONE CREOS PENDANT LA SEMAINE DE LA POINTE NATIONALE

Suite à la mise en service de l'interconnexion avec la Belgique, le moment auquel les lignes du réseau Creos sont le plus chargées ne correspond plus au moment de la consommation maximale. En effet, cette interconnexion permet un transit d'électricité depuis l'Allemagne vers la Belgique à travers le réseau de transport luxembourgeois. Le maximum de charge sur le réseau Creos a eu lieu le 6 février 2018 à 9:45 heures, lorsque la somme de la production nationale et de l'importation depuis l'Allemagne a connu son maximum. Cette charge s'élevait alors à 979 MW, dont 214 MW étaient exportés vers la Belgique et 765 MW destinés à la consommation dans la zone.

L'augmentation constante de la charge sur les réseaux ces dernières années se montre de manière relativement uniforme sur l'année. Le Graphique 5 montre l'évolution de la charge moyenne mensuelle, c'est-à-dire la puissance moyenne soutirée du réseau sur chaque mois dans la zone Creos sur les cinq dernières années.

On voit que la charge moyenne est en hausse constante depuis plusieurs années. La charge additionnelle sur les réseaux n'est pas particulièrement prononcée dans une saison, mais qu'au contraire, augmente de manière généralisée. Certaines exceptions s'expliquent par des situations extraordinaires. Ainsi, la forte consommation en janvier 2017, par exemple, s'explique par un basculement d'une partie de la charge des clients SOTEL sur le réseau de Creos.



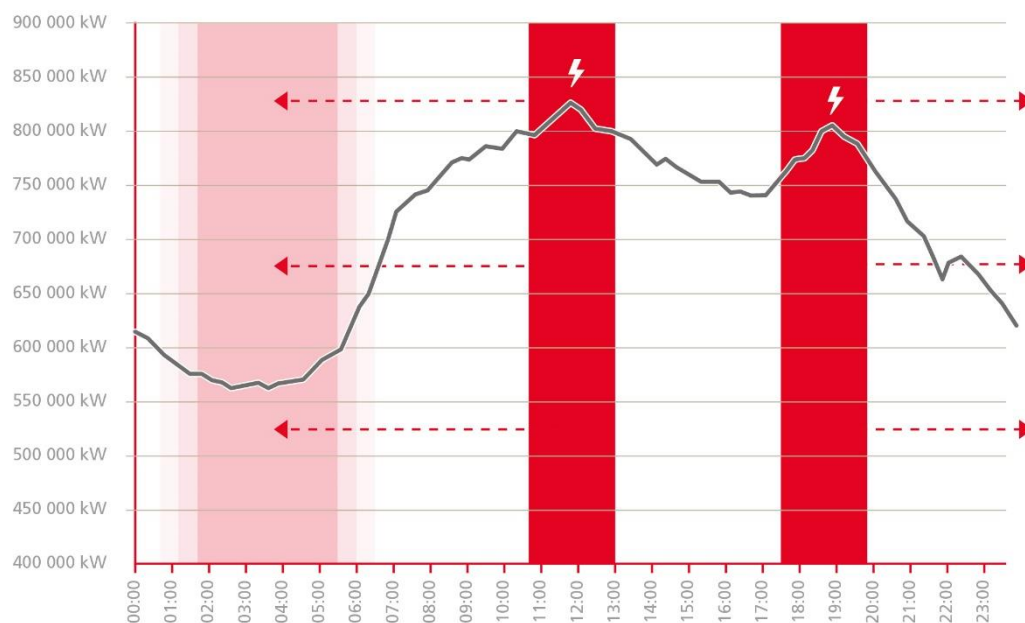
GRAPHIQUE 5 – CHARGE MOYENNE MENSUELLE (EN MWh/H) DANS LA ZONE CREOS ENTRE 2014 ET 2018

Cette augmentation constante de la charge sur les réseaux est anticipée également pour les années à venir, une tendance qui est notamment décrite dans le « Scenario Report 2040 » de Creos¹⁸.

L'augmentation des pointes de charge représente un défi considérable qui nécessitera des investissements supplémentaires dans de nouvelles capacités de réseau et une gestion intelligente des charges flexibles. Étant donné que le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, il est particulièrement important de trouver de moyens permettant de limiter la croissance les pointes de consommation. Il s'agit d'inciter les utilisateurs du réseau à déplacer les charges flexibles des périodes où le réseau est fort chargé – le midi et en soirée (cf. Graphique 6) – vers les périodes moins chargées – par exemple la nuit. Dans ce contexte, l'Institut a entamé des réflexions pour évaluer si une modification de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux peut contribuer à inciter les consommateurs à utiliser leur flexibilité pour réduire la charge aux moments critiques. Dans une première étape, une étude a été réalisée avec un expert externe. Le rapport de cette étude est publié sur le site internet de l'Institut¹⁹.

¹⁸ https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2018/Scenario_Report_2040_2_2_2018.pdf.

¹⁹ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-624.pdf>.



GRAPHIQUE 6: DÉPLACEMENT DES PÉRIODES DE CHARGE

- **Mise en service technique de l'interconnexion avec le réseau Elia**

Depuis octobre 2017, le transformateur-déphaseur (PST) à Schiffange est en service, permettant ainsi des flux du réseau Creos vers et en provenance de la Belgique. Bien que la capacité sur cette interconnexion ne soit actuellement pas commercialisée, des flux physiques ont bien eu lieu sur cette ligne. Les résultats de la phase de test d'un an (octobre 2017 - octobre 2018) ont montré que les conditions opérationnelles usuelles du PST, prenant en compte l'impact des flux de la centrale de Vianden qui ne peuvent pas être planifiés à l'avance et les congestions sur le réseau d'Elia, permettent de garantir des flux jusqu'à 300 MW en provenance de la Belgique et jusqu'à 180 MW vers la Belgique dans la mesure où il n'y a pas d'indisponibilités d'éléments de réseau. Si des flux supérieurs vers la Belgique sont requis, le réglage du PST est alors modifié en coordination avec les gestionnaires de réseau de transport concernés ; c'est ainsi que le Luxembourg a pu contribuer, à hauteur de 226 MW, à couvrir le niveau le plus élevé d'importations de la Belgique le 26 décembre 2018 (18h45) afin d'éviter des délestages dans un contexte de production nucléaire belge réduite rendant la Belgique tributaire des importations.

- **Qualité technique**

Le règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité²⁰ fixe que, sont considérées comme interruptions les événements où la tension résiduelle est inférieure à 1% de la tension nominale ou contractuelle pendant plus de 3 minutes.

L'évolution du nombre d'interruptions, planifiées et non-planifiées, et de leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous :

Nombre d'interruptions		2016	2017	2018
Interruptions planifiées		600	465	540
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	5	15	27
	force majeure	0	6	2
	dommage causé par un tiers	281	214	238
	cause interne	205	235	234
	réseau en amont	0	2	0
	réseau en aval	2	18	54
Total des interruptions		1093	955	1095

TABLEAU 4 – NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS²¹

Le nombre d'interruptions était en légère hausse en 2018, et remonte au niveau de 2016 avec 1095 interruptions. On note une augmentation aussi bien du nombre d'interruptions planifiées que non planifiées. Les causes principales d'interruptions non-planifiées restent des dommages causés par des tiers d'une part et les causes internes au réseau d'autre part. L'année 2018 était aussi marquée par une nette augmentation des interruptions dues aux conditions atmosphériques dont le nombre a pratiquement doublé.

Étant donnée la valeur limitée du simple nombre d'interruptions comme indicateur de qualité et en termes de comparabilité, l'Institut calcule et surveille aussi deux indicateurs communément utilisés dans le secteur de l'électricité – le SAIDI²² et le SAIFI²³, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 suivant²⁴ :

²⁰ <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>.

²¹ Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également incluses ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

²² System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²³ System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

²⁴ Pour la détermination du SAIDI et du SAIFI, les événements « force majeure », « réseau en amont » et « réseau en aval » du chapitre 1.3.2 point 4 du règlement E11/26/ILR ne sont pas considérés.

	2014	2015	2016	2017	2018
SAIDI (non-planifié)	18,5	22,8	16,6	21,3	23,4
SAIFI (non-planifié)	0,29	0,36	0,23	0,26	0,31

TABLEAU 5 – INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES²⁵

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2018 de 23,4 minutes par année et par point de raccordement.

Ceci représente la valeur la plus élevée depuis que l'Institut observe cette valeur. Les données détaillées rapportés par les GRD indiquent qu'elle s'explique en grandes parties par la forte hausse du nombre d'évènements causés par les conditions atmosphériques. Malgré cette hausse, la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne²⁶.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2018 de 0,31 interruptions par année et par point de raccordement. Ceci représente aussi une légère augmentation par rapport à l'année 2017.

Les GRD indiquent que l'ensemble des 540 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. En ce qui concerne les 555 interruptions non-planifiées, seuls les clients concernés par 9 de ces interruptions ont été informés pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

- **Qualité de service**

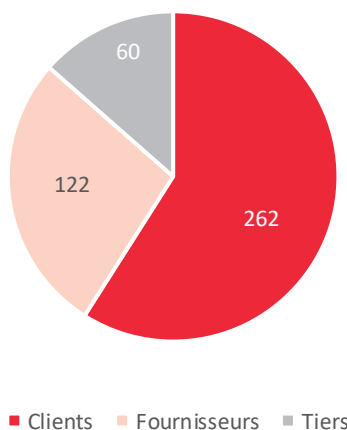
Conscient de l'importance de la qualité de service envers le client, l'Institut mesure et documente certains indicateurs y relatifs. Le règlement E15/60/ILR du 18 décembre 2015 déterminant les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service de l'électricité forment la base pour ce monitoring. La qualité des données rapportées s'améliore d'année en année, mais ne permet actuellement pas encore d'établir une analyse détaillée. L'Institut va continuer à suivre de près le sujet de la qualité de service, en particulier pour les aspects pour lesquels les rapports suggèrent que des délais légaux ou réglementaires ne sont pas toujours respectés.

En 2018, un total de 444 demandes de données de consommation a été adressé aux GRD. Deux de ces demandes ont été refusées manque de mandat de la part du demandeur. Comme le montre le Graphique 7, la majorité de ces demandes émanent directement des clients. Une partie des demandes provient aussi de fournisseurs – qui en ont par exemple besoin en vue d'une offre pour le client – ou de tiers, par exemple des conseillers en énergie.

²⁵ Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également inclus ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2013 et 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

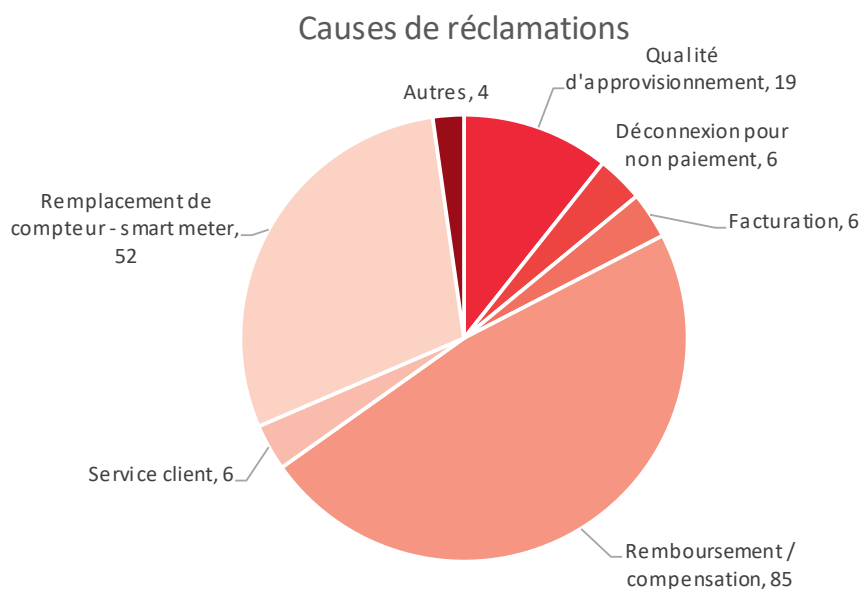
²⁶ CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>.

Demandes de données de consommation



GRAPHIQUE 7 – NOMBRE DE DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION PAR TYPE DE DEMANDEUR

Les GRD indiquent avoir reçu 178 réclamations au cours de l’année 2018. La plupart de ces réclamations étaient en rapport avec des remboursements ou paiements de compensation, avec le remplacement de compteurs dans le contexte du déploiement du système de comptage intelligent, et avec la qualité d’approvisionnement. Le Graphique 8 visualise le nombre de réclamations reçues par catégorie.



Autres: Raccordement au réseau (2), lecture du compteur (1) et activation du raccordement (1)

GRAPHIQUE 8 – RÉCLAMATIONS REÇUES PAR LES GRD CATÉGORISÉES PAR CAUSE

L’Institut note que 23% des réclamations n’ont pas été traitées endéans un délai de 5 jours ouvrables. L’Institut va continuer à suivre de près les développements dans la gestion de réclamations de la part des GRD.

• **Régime d'accès pour producteurs renouvelables**

L'article 5 de la Loi Électricité précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau et les oblige à raccorder à leur réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Depuis 2015, les gestionnaires de réseau doivent prévoir des procédures simplifiées et normalisées pour le raccordement de producteurs décentralisés d'électricité produite par cogénération à haut rendement ou sur base d'énergies renouvelables, visant à donner à ces derniers plus de prévisibilité et de clarté sur les coûts et le calendrier de leur raccordement.

D'autres dispositions de l'article 16 de la directive 2009/28/CE sont transposées par l'article 19(2bis) de la Loi Électricité, qui garantit l'accès au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau ainsi que par l'article 19(3), qui dispose que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas refuser l'accès à leur réseau à un producteur d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, même dans le cas où un renforcement du réseau deviendrait nécessaire suite à ce raccordement.

Le Tableau 6 suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements ainsi que sur la mise en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2018 :

	Photovoltaïque		Éolienne		Biomasse	
	Nombre	Puissance installée [kW]	Nombre	Puissance installée [kW]	Nombre	Puissance installée [kW]
Demandes de raccordement en 2018	419	24.478	1	3.200	0	0
Mises en service en 2018	104	1.361	0	0	0	0
Mises en service en 2018 (sur base d'une demande antérieure à 2018)	42	520	1	3.200	1	330
Mises hors service en 2018	9	100	0	0	0	0

TABLEAU 6 – NOMBRE DES DEMANDES DE RACCORDEMENT ET DES MISES EN SERVICE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR BASE DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

En 2018, 420 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des GRD, ce qui représente une baisse par rapport à 2017 (525 demandes). Cette diminution s'explique sans doute en partie par une attente de la part des producteurs de l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs d'injection pour les installations photovoltaïques annoncés fin 2018 et fixés par le règlement grand-ducal du 12 avril 2019²⁷.

²⁷ Règlement grand-ducal du 12 avril 2019 modifiant :

1. le règlement grand-ducal modifié du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz ;

La puissance correspondante à ces demandes est aussi en forte baisse avec 24.478 kW pour les centrales photovoltaïques et 3.200 kW pour les centrales éoliennes contre un total de 57.011 kW en 2017. Si le nombre de centrales est dominé par les centrales photovoltaïques, la puissance installée dépend fortement des centrales éoliennes et des centrales à biomasse Ici, on constate que les années 2016 et 2017 étaient marquées par certaines demandes de raccordement concernant des projets de taille significative qui étaient toujours en cours de réalisation au 31 décembre 2018.

En termes d'installations mises en service, on observe les mêmes tendances, de manière encore plus prononcée. L'Institut constate que le nombre de mises en services a fortement baissé avec 104 centrales photovoltaïques et une seule centrale éolienne, contre un total de 416 centrales en 2017. Ainsi, une capacité de seulement 5 MW a été mise en service en 2018, considérablement moins donc que dans l'année record 2016, ou une capacité de 68 MW avait été mise en service.

Même qu'il n'y a pas eu de développements significatifs de nouvelles capacités de production en 2018 (la capacité de production reste constante à 425 MW, dont 315 MW de capacité renouvelable), on peut néanmoins s'attendre à une reprise en 2019 étant donné que plusieurs dizaines de MW sont en cours de réalisation dans les domaines éolien, solaire et biomasse.

- ***Production à base de sources d'énergie renouvelable***

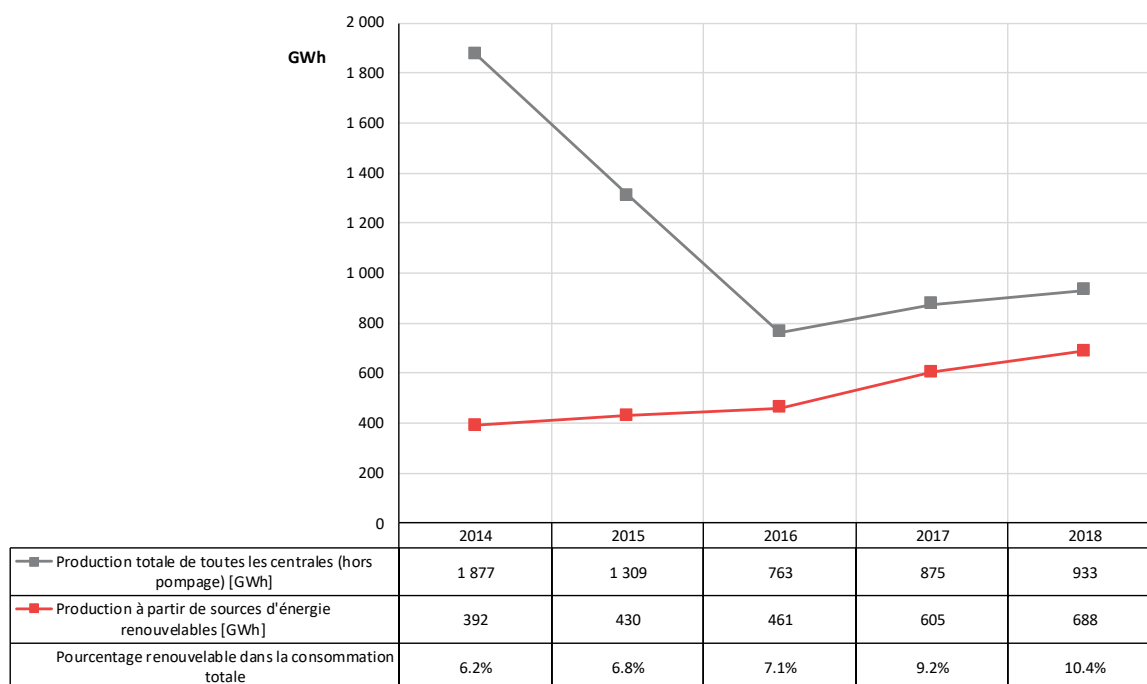
La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables monte à 688 GWh en 2018 (en hausse de 14% par rapport à 2017), correspondant à 10,4% de la consommation nationale. On dépasse donc pour la première fois le cap des 10% d'électricité locale renouvelable dans la consommation nationale.

Cette hausse de 14% s'explique par des conditions météo favorables pour l'éolien et le solaire et tout comme par des centrales biomasse ayant atteint le plein régime de fonctionnement en 2018. Depuis la fermeture de la centrale turbine gaz vapeur d'Esch-sur-Alzette, la production renouvelable a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles, et représente 73% de la production nationale en 2018.

2. le règlement grand-ducal modifié du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables ;

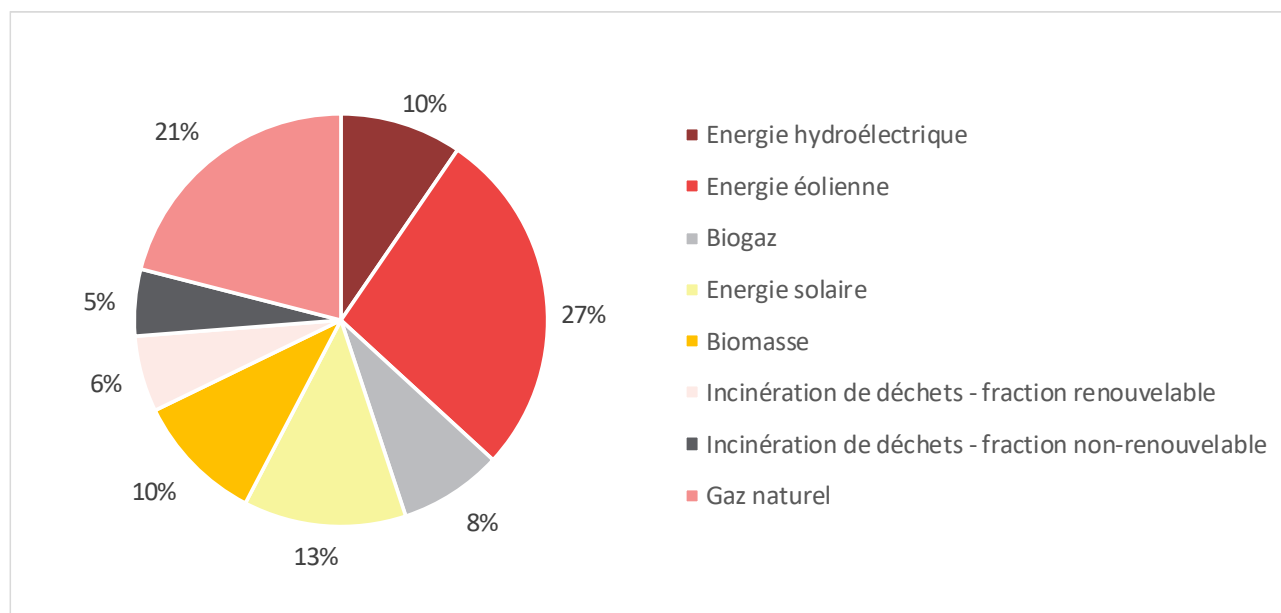
le règlement grand-ducal du 23 décembre 2016 fixant les mesures d'exécution de la loi du 23 décembre 2016 instituant un régime d'aides pour la promotion de la durabilité, de l'utilisation rationnelle de l'énergie et des énergies renouvelables dans le domaine du logement.

PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



GRAPHIQUE 9 – PRODUCTION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ ET PRODUCTION À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES

En termes de source d'énergie primaire, l'énergie éolienne confirme son statut de source d'énergie dominante dans le parc de production luxembourgeois, contribuant à hauteur de 27% à la production nationale. Le gaz naturel, combustible souvent utilisé dans les centrales de cogénération contribue en hauteur de 21% à la production nationale, 13% de l'électricité produite au Luxembourg est issue de l'énergie solaire. La biomasse progresse le plus en doublant sa production par rapport à 2017.



GRAPHIQUE 10 – RÉPARTITION DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE POUR LA PRODUCTION NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ

APPEL D'OFFRES POUR CENTRALES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUES

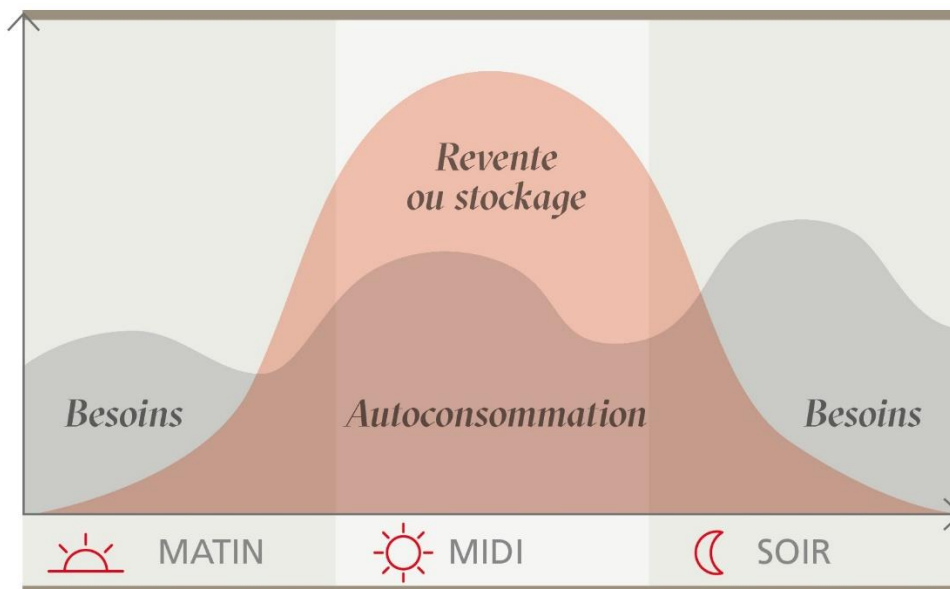
En été 2018, le Ministre de l'Économie, alors en charge de l'énergie, a lancé pour la première fois un appel d'offres pour des installations photovoltaïques au Luxembourg. L'appel d'offres consistait de deux lots, l'un pour des installations sur terrains industriels, l'autre pour des centrales installées sur une surface imperméable (bâtiments ou ombrières). La puissance projetée des centrales devait dépasser 500 kW. Pour chaque lot, un volume maximal de 10 MW pouvait être rémunéré. Ce volume éligible n'a été atteint pour aucun des deux lots de manière à ce que tous les projets soumis aient été acceptés. Les détails des résultats sont repris dans le Tableau 7 ci-dessous.

	Terrains industriels	Toitures bâtiments
Puissance à allouer	10 MW	10 MW
Nombre d'offres reçues	2	8
Résultats	7,26 MW	7,90 MW
Moyenne pondérée offres	88,9 €/MWh	120,6 €/MWh
Moyenne pondérée totale	105,03 €/MWh	

TABLEAU 7 – RÉSULTATS DE LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES ÉTÉ 2018

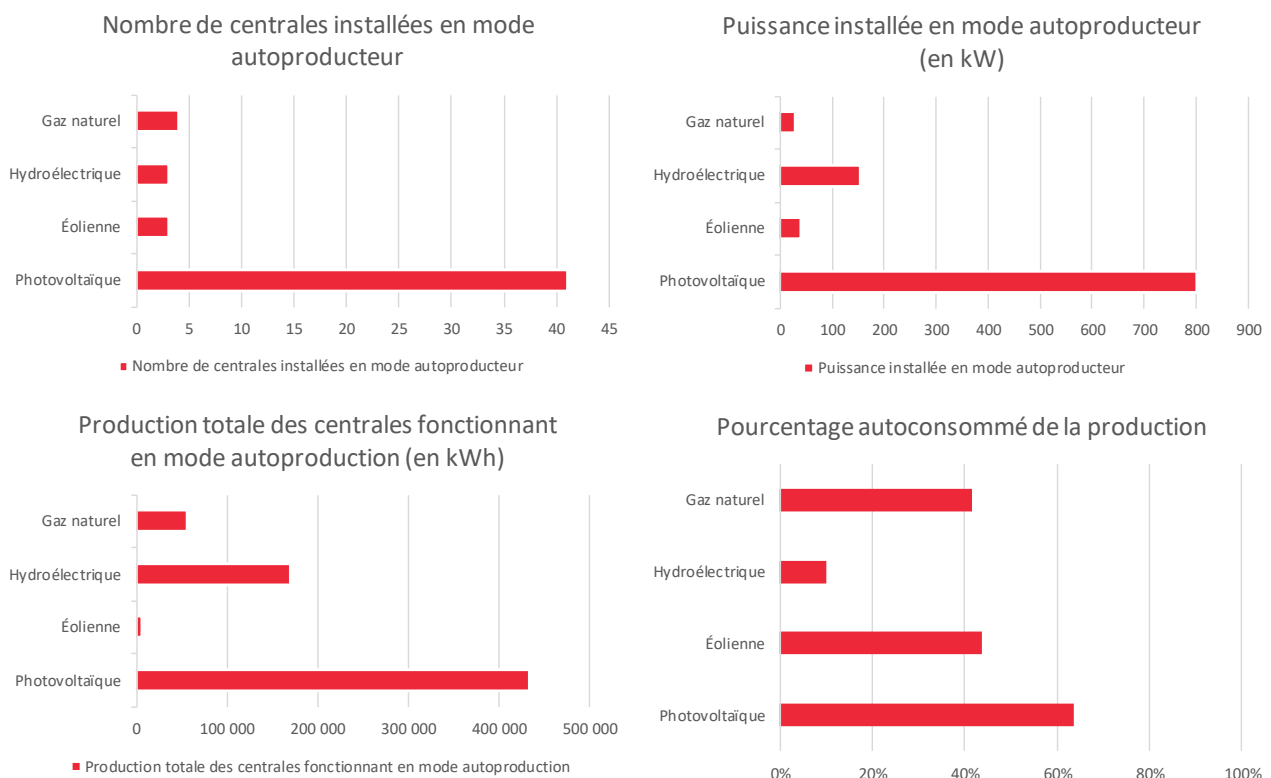
Les projets devront en principe être réalisés dans les 18 mois suivant la date d'attribution, donc au cours de l'année 2019. Une fois raccordés, ces projets augmenteront la capacité photovoltaïque nationale de plus de 10%.

AUTOPRODUCTION : UN MODÈLE DE PLUS EN PLUS INTÉRESSANT



GRAPHIQUE 11: EFFETS DÉSIRÉS DE L'AUTOCONSOMMATION

Bien qu'elle ne soit pas exclue par le cadre légal et réglementaire, l'autoproduction, c'est-à-dire la production d'électricité pour sa consommation propre, n'est quasiment pas pratiquée au Luxembourg. Beaucoup de petits producteurs ne sont pas conscients qu'ils peuvent utiliser leur production photovoltaïque en premier lieu pour couvrir la consommation de leur ménage et injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. En effet, le Luxembourg ne compte que 51 centrales de production fonctionnant en mode « autoproduction », dont 41 sont des centrales photovoltaïques. Les centrales destinées à l'autoproduction représentent une puissance totale de 1 023 kW et ont en tout produit 664 027 kWh, dont 318 671 kWh ont été autoconsommées.



GRAPHIQUE 12 – NOMBRE, PUISSANCE, PRODUCTION ET POURCENTAGE D'AUTOCONSOMMATION DE CENTRALES D'AUTOPRODUCTION AU LUXEMBOURG EN 2018

La faible percée de l'autoproduction s'explique sans doute par le fait qu'il est actuellement économiquement plus intéressant de profiter des tarifs d'injection réglementés pour l'ensemble de la production électrique au lieu de consommer soi-même l'énergie qu'on produit et de bénéficier du tarif d'injection pour la seule partie de l'électricité injectée dans le réseau de distribution.

Pour chaque kilowattheure autoconsommé, un autoproducteur économise le coût de la composante énergie (5,48 ct/kWh en moyenne en 2018 pour un ménage) et la contribution envers le mécanisme de compensation (2,54 ct/kWh pour la catégorie A en 2018). Ce qui est nettement moins élevé que la rémunération de l'énergie injectée sur base du tarif d'injection réglementé applicable aux centrales photovoltaïques de moins de 30 kW mis en service en 2018 (14,5 ct/kWh).

Par sa décision ILR/E18/34 du 18 septembre 2018, portant acceptation des tarifs fixes pour autoproducteurs basse tension, qui sont capables de réduire leur puissance maximale prélevée du réseau de distribution d'électricité, l'Institut a accepté un tarif d'utilisation du réseau applicable aux autoproducteurs capables de réduire leur puissance de prélèvement, par exemple en gérant leur consommation à l'aide d'un système de stockage d'énergie. Avec ce tarif du type « flat rate », l'utilisateur paye un prix fixe mensuel pour l'utilisation du réseau, qui dépend uniquement de sa puissance souscrite, et ne paye plus de composante qui dépend de sa consommation. Ceci permet aux autoproducteurs qui peuvent gérer leur production et consommation de manière intelligente de libérer des capacités sur le réseau, et ainsi de réduire leurs frais d'utilisation du réseau.

Avec le paquet législatif « énergie propre pour tous les Européens », adopté par les institutions Européennes fin 2018, les droits des autoproducteurs, aussi appelés autoconsommateurs, ont été renforcés au niveau européen. En effet, le droit à l'autoconsommation est explicitement mentionné dans la nouvelle directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (Directive (UE) 2019/944). La directive 2018/2001 du 18 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables exclut en principe que des frais ou redevances quelconques soient appliquée à l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables et autoconsommée sur un même site. L'implémentation de cette disposition améliorera la rentabilité des centrales en mode autoproduction de manière significative. Pour les centrales qui ne sont pas ou qui ne sont plus éligibles aux tarifs d'injection réglementés, l'exploitation en mode autoproduction est d'office économiquement avantageuse par rapport à l'exploitation en mode injection complète de la production électrique.

De plus, les concepts d'autoconsommation collective et de partage d'électricité ont été introduits dans les textes européens et vont donc se retrouver dans les transpositions nationales à venir. Ainsi, il sera, dans le futur, possible de partager entre occupants d'un même bâtiment de l'électricité produite sur site et il sera possible de partager de l'électricité autoproduite avec d'autres utilisateurs du réseau, par exemple au sein d'une communauté énergétique.

Au niveau national, une prochaine étape a été franchie avec le Projet de Loi N° 7266. Ce projet, déposé en mars 2018, introduit les notions d'autoconsommation, aussi bien individuelle que collective, ainsi que la communauté énergétique renouvelable. Ces notions visent à rendre possible le partage d'énergie autoproduite, en particulier entre occupants d'un même bâtiment. Au moment de la finalisation du présent rapport, le projet de Loi se situait en attente de l'avis complémentaire du Conseil d'État suite aux amendements gouvernements déposés en date du 27 août 2019.

LA COMMUNICATION DE MARCHÉ

Le modèle de communication de marché vise la standardisation et le déroulement automatisé de l'échange de données et des processus de marché tels que le changement de fournisseur, le déménagement/emménagement ou encore la déconnexion. Afin de garantir un échange efficace et rapide, avec les entreprises d'électricité, de toutes les informations nécessaires au bon fonctionnement du marché et des réseaux interconnectés et afin de se préparer à un nombre croissant de demandes et à des délais de réponse raccourcis, les gestionnaires de réseau d'électricité ont développé conjointement un modèle de communication du marché automatisé.

La communication de marché automatisée dans le secteur de l'électricité fonctionne depuis fin 2017. Les modalités en sont définies par le règlement ILR/E17/55 du 03 octobre 2017 portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché. Ce règlement encadre aussi la coordination entre les GRD et les autres acteurs du marché en ce qui concerne l'évolution des procédures de communication de marché.

Suite à la mise en service en 2017, l'année 2018 a été marquée par une amélioration constante de processus et par une première mise à jour majeure du modèle de communication de marché, arrêtée par l'Institut par le règlement ILR/E18/48 du 19 novembre 2018, modifiant le règlement ILR/E17/55 du 3 octobre 2017 et portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché. Cette nouvelle version du modèle de communication de marché tient compte d'un premier retour d'expérience des acteurs de marché et introduit de nombreuses adaptations visant à faciliter le processus en pratique. En particulier, les processus de changement de données de base des clients (« Stammdatenänderungen ») ont été clarifiés. Les responsabilités des différents acteurs, en ce qui concerne les différents types de données, ont été adaptés et clarifiées, ce qui vise à réduire le nombre de contradictions entre les systèmes GRD et les systèmes de fournisseurs. Les processus de début et fin de fourniture ont aussi été mis à jour pour mieux refléter les réalités du marché et pour réduire le nombre de cas à traiter manuellement.

L'Institut continue à suivre de près le travail du comité de pilotage de la communication de marché, qui continue à développer les procédures. Les prochaines grandes évolutions concernent la transmission des courbes de charge des compteurs intelligents aux fournisseurs, et l'inclusion des centrales de production dans les procédures de communication de marché.

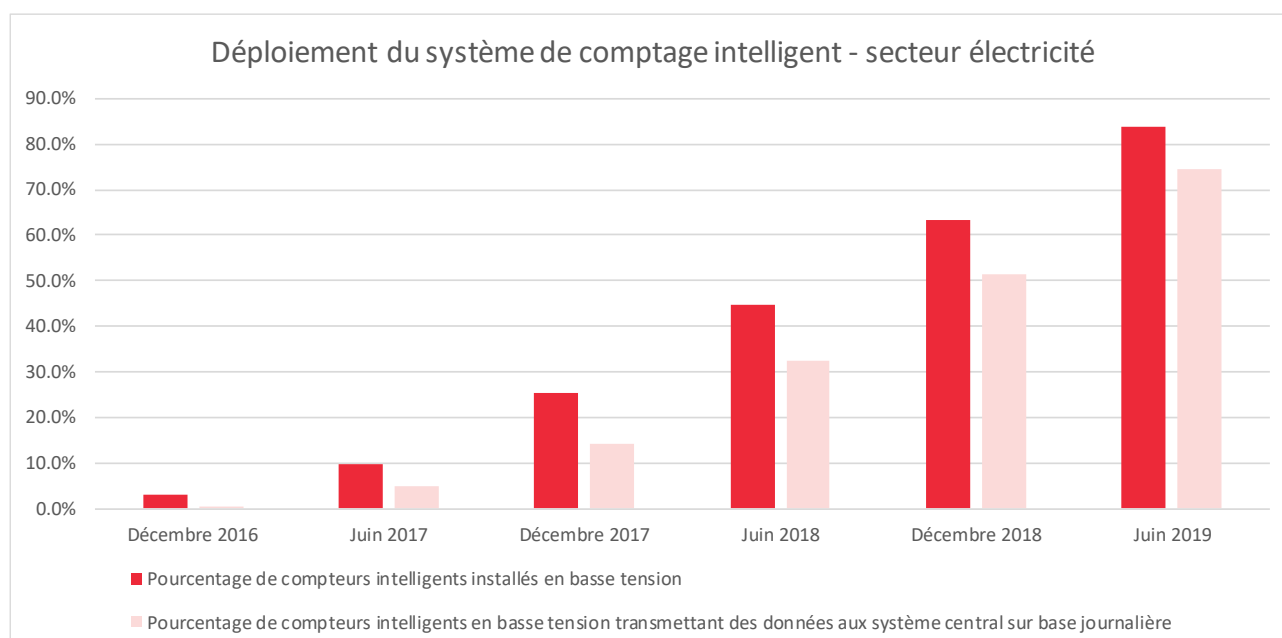
LE COMPTAGE INTELLIGENT

Le déploiement du système national de comptage intelligent en électricité et gaz naturel a continué en 2018. Ce déploiement est prescrit par la Loi Électricité et prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer

« au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2016 »²⁸ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité²⁹.

Au 31 décembre 2018, un peu plus de 63% des points de comptage d'électricité en basse tension étaient équipés d'un compteur « Smarty », contre 25% à la même date de l'année précédente. Plus de la moitié des points de comptage (52%), communiquaient des données au système central une fois par jour fin 2018. Ce décalage entre le moment de l'installation et de l'activation de la communication de données est dû au fait que les concentrateurs qui servent à collecter les données au niveau d'un transformateur ne sont pas toujours installés au même moment que les compteurs. Fin juin 2019, 84% des points de comptage basse tension étaient équipés d'un « Smarty » dont 89% communiquent sur base journalière avec le système central.

À noter que, si les données sont envoyées au système central du gestionnaire du système de comptage intelligent, Luxmetering GIE, elles ne sont en règle générale pas encore communiquées de manière systématique aux fournisseurs en 2018.



GRAPHIQUE 13 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - ÉLECTRICITÉ

Une fois déployé, le système de comptage intelligent permettra aux clients de mieux connaître leur consommation réelle et leur donnera ainsi plus de possibilités de l'adapter de manière durable. Ils pourront obtenir leur courbe de consommation quart horaire par le biais de leur fournisseur lorsque celui-ci aura ces données, et ils seront en mesure de lire des données de consommation plus granulaires sur un port de connexion local. Actuellement, il n'existe néanmoins pas encore sur le marché de dispositif « plug and play » permettant de lire ces informations.

²⁸ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

²⁹ Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

En outre, le « Smarty » permettra aux gestionnaires de réseau une gestion plus efficace de leurs réseaux et aux fournisseurs de mieux adapter leurs produits aux besoins du client.

LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

En 2016, les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont commencé le déploiement d'une infrastructure commune de bornes de charge publiques pour véhicules électriques, mission qui leur a été attribuée par la loi. Les GRD sont aussi chargés de l'exploitation et l'entretien de cette infrastructure de recharge, tandis que l'approvisionnement en électricité des bornes se fait par un fournisseur choisi par appel d'offre public. Au 31 décembre 2018, les gestionnaires de réseaux avaient, au total, installé 245 bornes « Chargy » sur un total de 800 bornes planifiées jusqu'en 2020. De plus, 89 bornes appartenant à des tiers (bornes « Chargy OK ») sont intégrées dans le système. Au cours de l'année 2018, 424 MWh ont été consommées aux bornes du système Chargy, ce qui correspond à la consommation annuelle d'un peu plus de 100 ménages moyens. Au jour de la publication du présent rapport, 14 fournisseurs de service de charge³⁰ étaient enregistrés auprès du système « Chargy ».

Les frais cumulés encourus au niveau de tous les gestionnaires de réseau de distribution et liés au déploiement, à la mise en place, à l'exploitation et à l'entretien des équipements sont pris en compte dans le calcul des tarifs d'utilisation des réseaux ou des tarifs des services accessoires et sont répartis équitablement sur tous les clients finals raccordés aux réseaux de distribution basse tension.

2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode applicable en 2018 est fixée par le règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2017 à 2020 et abrogeant le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012.

Le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016 fixe les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives liés au déploiement du système de comptage intelligent dans les deux secteurs, électricité et gaz naturel. Les dispositions de ce règlement permettent de vérifier l'avancement du déploiement ainsi que l'atteinte des objectifs fixés par la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, à savoir un déploiement dans le calendrier indiqué et à des coûts raisonnables. Les coûts du déploiement sont donc pris en compte lors de la détermination du revenu maximal autorisé des gestionnaires de réseau de distribution.

L'Institut met en évidence que le règlement E16/12/ILR fixe un cadre pour la mise en place de tarifs communs au niveau national entre les différents gestionnaires de réseau, accompagné d'un système de compensation, permettant à chacun d'entre eux de couvrir son revenu autorisé.

Il convient de rappeler que l'activité principale du gestionnaire de réseau est son activité de transport ou de distribution, de facto et de jure constituée d'un monopole naturel. Cependant, la loi

³⁰ <https://chargy.lu/fr/particuliers/>.

luxembourgeoise n'interdit pas aux gestionnaires de réseau de proposer des services en dehors des activités de transport ou de distribution, pour autant qu'ils ne sont pas en relation avec la fourniture ou la production d'électricité³¹. Plus le gestionnaire de réseau propose des services non liés au transport ou à la distribution, plus le besoin de supervision et de contrôle par le régulateur de la dissociation comptable et fonctionnelle est important. Pour cette raison, le règlement E16/12/ILR exige que les services accessoires soient à comptabiliser parmi les activités de transport et/ou de distribution. Chaque service presté, qui n'est pas un service lié à l'activité de transport ou de distribution, est analysé au cas par cas pour déterminer son appartenance au périmètre régulé ou non.

Dans un but d'augmenter la transparence et d'assurer l'application non discriminatoire des services offerts par les gestionnaires de réseau, un catalogue de services est publié par les gestionnaires de réseau. Ce catalogue contient le descriptif de chaque service ainsi que les conditions financières correspondantes. Le cas échéant, les services non liés à l'activité de transport et de distribution doivent être clairement identifiables.

Les règlements précités fixent donc les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau. La méthode tarifaire qui en découle comprend les volets de la détermination du revenu autorisé du réseau ainsi que la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. Ces deux volets sont éclairés dans les sous-chapitres suivants.

DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement E16/12/ILR passe en revue et définit les différentes composantes qui permettent de déterminer les coûts d'utilisation du réseau. Une distinction peut être faite entre des coûts liés directement aux investissements réalisés par les gestionnaires de réseau, les coûts liés à l'exploitation du réseau, ainsi que des ajustements apportés via le compte de régulation ou le facteur qualité.

La rémunération des investissements est réalisée par l'intégration des amortissements et de la rémunération des capitaux dans le revenu autorisé. Le calcul des amortissements repose sur la méthode linéaire et sur base des coûts évalués à leur valeur d'acquisition historique. La rémunération des capitaux représente le coût du capital engagé dans les infrastructures du réseau. Le règlement E16/12/ILR définit le principe du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) comme base de cette rémunération et présente les différents paramètres pris en compte lors de la détermination du CMPC. Pour ce cadre réglementaire, l'Institut a maintenu, comme pour la période de régulation précédente (2013-2016) une approche à moyen terme et à visibilité suffisante, et qui a pour objectif d'être proche des marchés financiers tout en évitant une volatilité non souhaitée. L'Institut souligne que la cyclicité dans le développement des taux d'intérêts exige l'application cohérente dans le temps d'une même méthodologie choisie, puisque les variations s'équilibrent au fil du temps. Le maintien de la méthodologie est dès lors indispensable pour éviter des effets non désirables pour les utilisateurs du

³¹ Cette restriction ne concerne uniquement les entreprises d'électricité avec plus de 100.000 clients raccordés.

réseau ou les gestionnaires de réseau. Le taux du CMPC retenu est de 6,12%. Ce CMPC est appliqué à la valeur des actifs régulés pour l'année en question.

Une attention particulière est donnée aux projets d'investissements au-delà d'une valeur d'un million d'euros. Le règlement prévoit des incitations financières qui se traduisent en bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau en cas de dépassement des objectifs fixés ex-ante en termes de coûts et de durée pour la réalisation du projet d'investissement.

Au niveau des charges d'exploitation il convient de distinguer les charges contrôlables et les charges non contrôlables. Le montant des charges contrôlables est fixé en début de la période de régulation et adapté annuellement à l'inflation, à l'extension de réseau et à l'objectif d'efficience. L'évolution du revenu autorisé devra permettre au gestionnaire de réseau de couvrir les charges liées à ses missions opérationnelles ordinaires sans porter atteinte au climat social. Tout effort additionnel consenti constitue un bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau dans un premier temps et pour les consommateurs à partir de la période de régulation suivante. Le règlement E16/12/ILR a permis de redéfinir le niveau des charges contrôlables de la période 2017-2020 sur base des charges de l'année 2015. De cette manière les consommateurs ont profité des efficacités réellement atteintes par les gestionnaires de réseau durant la première période de régulation.

Les charges d'exploitation non-contrôlables regroupent par définition les charges sur lesquelles le gestionnaire de réseau n'a pas d'influence directe. Ces charges sont acceptées pour le montant réellement encouru.

STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement E16/12/ILR utilise l'instrument de la cascade pour transposer les coûts déterminés en un système de tarifs d'utilisation du réseau. Le principe de la cascade repose sur le fait que les consommateurs connectés à un niveau de tension donné, utilisent aussi les installations des niveaux de tension en amont pour se faire approvisionner en énergie électrique. Pour cette raison, les coûts des niveaux de tension en amont sont en partie à supporter par les consommateurs en aval. Ce procédé décrit une tarification du type « timbre-poste ».

Par définition les tarifs des réseaux de moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très-haute tension (THT) comprennent une composante puissance exprimée en EUR/kW et une composante énergie exprimée en cents/kWh. Les tarifs comptage pour ces trois niveaux de tension prennent forme d'un tarif mensuel par type d'installation de comptage. Au niveau de la basse tension (BT) une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau et une composante volume exprimée en cents/kWh sont appliquées. La redevance mensuelle fixe inclut les frais de comptage.

En 2018, l'Institut a entamé des réflexions pour évaluer si une modification de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux peut contribuer à réussir la transition énergétique, notamment en incitant les consommateurs à utiliser leur flexibilité pour réduire la charge aux moments critiques. Dans une première

étape, une étude a été réalisée avec un expert externe. Le rapport de cette étude est publié sur le site internet de l'Institut³².

L'AUTOPRODUCTION DU POINT DE VUE DES TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement E16/12/ILR impose également aux gestionnaires de réseau d'appliquer une composante de disponibilité du réseau lorsqu'une installation locale de production d'électricité réduit l'électricité prélevée au point de fourniture de l'utilisateur du réseau. En effet, depuis le 1^{er} janvier 2017, les tarifs réseau sont appliqués aux prélèvements des réseaux et non plus à la consommation comme c'était le cas avant 2017. La composante de disponibilité permet de rémunérer la puissance mise à disposition par le réseau en cas de non-disponibilité de l'installation de production.

En 2017 l'Institut a apporté des changements à la structure tarifaire afin de permettre l'introduction de tarifs d'utilisation réseau adaptés aux autoproducteurs capables de gérer leur demande par rapport au réseau. Le paragraphe 15bis de l'article 19 du règlement E16/12/ILR impose aux gestionnaires de réseau de définir un tarif fixe pour les autoproducteurs qui se base exclusivement sur le niveau de puissance souscrite pour le prélèvement du réseau. Ce tarif vise les autoproducteurs connectés au réseau BT, capables de réduire leur puissance maximale prélevée du réseau. Ce tarif est appliqué sur demande des intéressés qui remplissent les conditions définies par les gestionnaires de réseau.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU 2018

Au cours de l'année 2018, l'Institut a examiné et accepté la proposition commune des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux d'électricité, applicables à partir du 1^{er} janvier 2019. Depuis 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois que le consommateur soit raccordé au réseau Creos ou aux réseaux dans les communes de Diekirch, Ettelbruck, Esch-sur-Alzette ou Mersch. Cette péréquation tarifaire facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

Les frais d'utilisation réseau, ne sont qu'en partie proportionnels à l'énergie électrique prélevée du réseau (en kilowattheure – kWh). En basse tension, niveau auquel sont connectés les ménages, un quart des frais d'utilisation réseau est réparti, sous forme d'une redevance mensuelle fixe, en fonction de la puissance du raccordement. La redevance mensuelle fixe est due, quel que soit la consommation effective et même en l'absence d'une consommation électrique.

Cette redevance contribue à financer les coûts relatifs aux réseaux, dont le bon fonctionnement est indispensable pour garantir une sécurité d'approvisionnement en électricité. Les coûts relatifs aux réseaux dépendent effectivement pour la plus grande partie du fait de l'existence d'un réseau d'une certaine capacité et non pas de la quantité d'électricité qu'il achemine. Du fait de l'introduction de la redevance mensuelle fixe, les consommateurs à très faible consommation annuelle, ou ayant une consommation irrégulière, ont constaté une hausse de leur facture.

³² <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-624.pdf>.

Les tarifs d'utilisation du réseau en moyenne et haute tension se composent de deux éléments, l'un proportionnel à la puissance maximale enregistrée au cours d'une année, l'autre proportionnel à la quantité d'énergie prélevée du réseau.

En matière de prévention des subventions croisées, les gestionnaires de réseau sont obligés de délivrer à l'Institut un rapport d'un auditeur externe indépendant qui certifie le respect de l'obligation d'éviter les discriminations et les subventions croisées. Lors de la procédure d'acceptation des tarifs d'utilisation réseau, l'Institut procède également à des contrôles afin de s'assurer de l'affectation appropriée des coûts entre activités régulées et concurrentielles.

Le Tableau 8 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat pour le deuxième semestre de chaque année³³, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau [EUR/MWh]				
		2014	2015	2016	2017	2018
Client résidentiel DC	2,5 - 5	71,00	71,00	74,60	63,90	75,40
Client industriel IC	500 - 2 000	25,90	25,80	36,70	29,30	34,00

TABLEAU 8 – COÛTS ANNUELS AGRÉGÉS POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU³⁴

En 2018, l'augmentation du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution est conséquente par rapport à 2017, en raison de la forte augmentation du revenu maximal autorisé (comptage inclus) passant à 199 millions EUR (+24,5 millions EUR). Les causes principales de cette évolution sont l'augmentation des tarifs pour les services relatifs à la stabilité du système électrique luxembourgeois, prestés par le réseau de transport allemand, une augmentation des frais de comptage en raison des investissements dans le cadre du déploiement du système de comptage intelligent, une augmentation des investissements dans les infrastructures ainsi que la prise en compte d'un écart au niveau des revenus pendant les années précédentes.

³³ <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

³⁴ Données issues d'Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>). Les données annuelles sont basées sur les chiffres du 2^{ème} trimestre de l'année en question. À partir de 2017, Eurostat publie uniquement des valeurs annuelles.

2.1.4. Questions transfrontalières

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne ne subissent à l'heure actuelle pas de manque de capacité. La phase test de l'interconnexion Bedelux avec la Belgique avant commercialisation s'est terminée fin octobre 2018, à l'issue de laquelle aucune attribution de capacité n'a eu lieu. Aucune gestion de la congestion n'était donc requise en 2018 sur les lignes d'interconnexion.

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale (980 MW en situation dégradée N-1 contre 1.700 MW en situation normale pour les lignes en provenance de l'Allemagne) n'a pas été atteinte ; en 2018, la puissance maximale mesurée était de 856 MW, y compris les transits vers la Belgique, sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg. Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion ne subissent donc actuellement pas de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût aux acteurs du marché, conjointement avec la confirmation de leur programme de nomination *day-ahead*. L'application de règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions, tout comme la surveillance par le gestionnaire de réseau de transport de l'utilisation des rentes de congestion, n'est donc pas requise actuellement.

Depuis octobre 2017, le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV construit en 2015 sur le poste haute tension de Schiffange permet une capacité maximale d'échange avec la Belgique de 400 MW. Les résultats de la phase de test opérationnel, ayant duré jusqu'à octobre 2018, indiquent qu'il est possible de garantir des flux jusqu'à 300 MW en provenance de la Belgique et jusqu'à 180 MW vers la Belgique dans les conditions opérationnelles usuelles du PST. L'étude confirme les hypothèses de base retenues lors de la définition des marges de sécurité à l'horizon *day-ahead* et qu'une commercialisation en *day-ahead* n'apporterait pas de valeur ajoutée à la région Centre-Ouest avec la configuration actuelle des réseaux de transport.

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne sont restées stables pour atteindre 4,30 TWh en 2018. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique se sont diminuées à 0,38 TWh. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont augmenté à 1,3 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont augmenté pour atteindre 0,147 TWh (0,052 TWh en 2017). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France³⁵ et vers l'Allemagne.

³⁵ Exportations < 5 MWh.

Volume importé [GWh]	2014	2015	2016	2017	2018
Belgique	185	256	313	532	386
France	1 118	1 054	1 139	888	1 302
Allemagne	4 152	4 248	4 314	4 302	4 137
Total	5 455	5 557	5 765	5 722	5 825

TABLEAU 9 – IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ

Volume exporté [GWh]	2014	2015	2016	2017	2018
Belgique	1 006	488	6	52	147
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
Total	1 006	488	6	52	147

TABLEAU 10 – EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ

Afin de continuer à développer les projets pilotes destinés à préparer la mise en place du target model au niveau européen en matière de *market coupling*, l'Institut et Creos participent principalement aux travaux de la région Centre-Ouest (CWE), en ce qui concerne l'attribution de capacité de transport transfrontalière à court terme, et notamment à l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région CWE (modèle Flow-based).

Creos participe également dans la société de services JAO, établie à Luxembourg, et qui agit pour les gestionnaires de réseau de transport impliqués comme point central chargé de mettre en place et de faire fonctionner les services liés aux enchères et à l'attribution de capacités de transport d'électricité à long terme sur 27 frontières réparties entre 17 pays européens.

Le réseau industriel géré par Sotel Réseau est approvisionné à partir de la Belgique et, depuis octobre 2013, également à partir de la France suite à la mise en service d'une ligne entre Moulaine (F) et Belval (L) avec une capacité d'environ 350 MW. Une partie des lignes de Sotel Réseau est dès lors mise à disposition pour secourir, en cas de besoin, le réseau Creos à partir du réseau de transport belge d'Elia.

DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Parmi les projets en vue de renforcer les interconnexions avec les pays voisins, la réalisation d'une interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg vise à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir § 2.3) et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité.

Comme déjà précisé ci-avant, à cette fin, un transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV a été construit en 2015 sur le poste haute tension de Schifflange permettant ainsi de créer des échanges entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne grâce à une meilleure gestion des flux d'énergie électrique, tout en utilisant des lignes existantes. Une deuxième phase à plus long terme, consistant à construire une nouvelle ligne 220 kV à deux terres pour relier les sous-stations de Bascharge sur le réseau de transport luxembourgeois de Creos et d'Aubange sur le réseau de transport belge d'Elia, n'a cependant pas été reconduite pour la 3^{ème} liste de PCIs de 2017, au vu des reconsidérations de développements de réseau potentiels avec les pays voisins, notamment avec l'Allemagne (voir § 2.3).

Ces développements s'inscrivent dans l'accompagnement de la demande croissante en électricité, telle que décrite dans le rapport portant sur le scénario 2040 destiné à dimensionner l'évolution du réseau luxembourgeois et soumis à consultation publique par Creos en mars 2018. Ce scénario prend en compte une hausse des pics de charge et de consommation du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique, du passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité (pompes à chaleur) et de l'augmentation attendue de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques. Il n'y a pas eu de remarques à l'issue de la consultation.

SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, la Loi Électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national, à mettre à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Électricité. Ce plan national est établi par le gestionnaire de réseau de transport selon des critères de sécurité technique définis de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement en favorisant les solutions permettant un développement durable, et dont les coûts sont efficaces et raisonnables, et selon des prescriptions techniques devant assurer l'interopérabilité des réseaux, être objectives et non-discriminatoires. Le dernier plan national décennal, reçu en début de l'année 2017 (plan 2017-2026), reprend les phases futures des projets d'interconnexion à l'étude mentionnés plus haut.

L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOe, conformément au règlement européen 714/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport pour l'électricité. Bien que non retenus dans la dernière liste des PCIs, les projets en cours d'étude avec la

Belgique et avec l'Allemagne figurent à la fois dans le TYNDP 2018³⁶ et dans le dernier plan national décennal.

L'Institut participe également à l'analyse récurrente de la cohérence entre le plan national et le plan européen effectuée par l'ACER.

COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut est impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans les initiatives régionales Centre-Ouest (CWE). Ainsi en 2018, l'Institut a principalement participé aux discussions portant sur l'amélioration du calcul des capacités *day-ahead* basé sur le modèle *flow-based* et à l'amélioration du calcul des capacités *intraday* au sein de la région CWE. En particulier, l'Institut a approuvé les adaptations apportées à la méthode de calcul de capacité pour le couplage de marché *day-ahead* basé sur les flux pour la mise en œuvre de la frontière Allemagne/Luxembourg-Autriche (DE/LU-AT) à compter du 1^{er} octobre 2018. L'Institut a aussi approuvé la suppression de contraintes externes au niveau de la nouvelle zone de dépôt des offres DE/LU et l'introduction de la règle minimale de 20% de la marge disponible restante (RAM) sur les éléments critiques du réseau. Cette dernière mesure a permis d'augmenter les volumes d'échanges au sein de la région Centre-Ouest depuis son application fin avril 2018, car les éléments de réseau internes de chaque zone de dépôt des offres de la région sont ainsi moins limitatifs qu'auparavant pour les échanges transfrontaliers.

D'autre part, les discussions entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport au sein de la région de calcul de capacité Core se sont poursuivies pour la mise en place des règlements CACM et FCA.

³⁶ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects> (projets 40 et 328)

2.2. Aspects relatifs à la concurrence

2.2.1. Marché de gros

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne. Le marché de gros luxembourgeois est ainsi intégré au marché de gros allemand et à la zone de prix correspondante. Le marché de gros luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, ne présenterait en outre que très peu de liquidité. Les acteurs de marché peuvent donc participer aux échanges d'électricité sur un marché plus vaste et bénéficier de la liquidité élevée de la zone de prix DE/LU³⁷.

Dans l'attente de la mise en place de la fonction d'opérateur de couplage du marché, des modalités concernant la présence de plusieurs opérateurs du marché de l'électricité (NEMO) dans une seule zone de dépôt des offres et de la méthodologie de calcul de capacité par les gestionnaires de réseau de transport de la région Core conformément au Règlement CACM, les transactions sur le marché *day-ahead* DE/LU ont été réalisées auprès d'EpexSpot, désigné par l'Institut comme NEMO au Luxembourg pour l'acquittement des missions liées au couplage unique *day-ahead* et *intraday*, tandis que les transactions sur le marché *intraday* DE/AT/LU ont été réalisées à la fois auprès d'EpexSpot et de Nordpool AS, également désigné par l'Institut comme NEMO au Luxembourg pour ces deux marchés. En janvier 2019, Nasdaq a notifié à l'Institut son intention d'assurer également le couplage unique journalier et infrajournalier au Luxembourg, suite à sa désignation par le régulateur suédois fin 2018.

En 2018, le nombre d'heures de convergence des prix *day-ahead* entre les zones de prix de la région Centre-Ouest a légèrement diminué pour atteindre 37,4% contre 37,9% en 2017. Les prix les plus faibles, bien qu'ayant augmenté par rapport à 2017, se trouvent dans la zone de marché DE/LU avec 44,7 €/MWh en moyenne sur toutes les heures de l'année.

	2014	2015	2016	2017	2018
Prix moyen (€/MWh)	32,76	31,63	29,0	34,2	44,7

TABLEAU 11 – PRIX MOYENS ANNUELS DU MARCHÉ DAY-AHEAD DANS LA ZONE DE/LU DE LA RÉGION CENTRE-OUEST EUROPE (SOURCE : CREG RAPPORTS ANNUELS)

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014³⁸ tel qu'arrêté par l'Institut, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois. Cependant, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux.

³⁷ La zone de marché DE/LU est opérationnelle depuis le 1^{er} octobre 2018, suite à la séparation de l'Autriche qui a dès lors mis en place sa propre zone de marché à cette date.

³⁸ <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>.

La plupart des fournisseurs, qui sont actifs au Grand-Duché de Luxembourg, s’approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. Le Tableau 12 analyse le mode d’approvisionnement des fournisseurs d’électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2016 à 2018: l’approvisionnement se fait majoritairement par des contrats à long terme. L’approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés spot a connu à nouveau une augmentation en 2018. Ces contrats représentaient 11% en moyenne en 2018 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 5% en 2017. L’approvisionnement à terme a également connu une augmentation par rapport à 2017 pour atteindre 22% en moyenne en 2018 de tous les approvisionnements.

	Clients résidentiels	Clients professionnels		Moyenne 2018	Moyenne 2017	Moyenne 2016
		(< 2 GWh/an)	(> 2 GWh/an)			
Marchés organisés "SPOT" (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	6%	6%	16%	11%	5%	12%
Marchés organisés "à terme" (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardises contracts)	18%	0%	32%	22%	4%	22%
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	44%	42%	32%	37%	42%	45%
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	32%	52%	20%	30%	49%	21%

TABLEAU 12 – MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS

SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS

Le règlement (UE) N° 1227/2011 (REMIT), entré en vigueur le 28 décembre 2011, a pour objet le renforcement de l’intégrité et de la transparence du marché de gros de l’énergie (électricité et gaz naturel). Il vise à prévenir et à détecter toute opération d’initiés ainsi que toute manipulation de marché et par conséquent, à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l’intérêt du consommateur final. De fait, le règlement précise l’interdiction des pratiques abusives affectant les marchés de gros (interdiction des opérations d’initiés et des manipulations des marchés) et impose la publication des informations privilégiées par les acteurs des marchés.

ACER assure la surveillance des marchés en coopération avec les régulateurs nationaux. La mise en œuvre du règlement passe par une surveillance efficace et dynamique qui doit être adaptée aux caractéristiques des marchés concernés et qui prend en compte l’ensemble des éléments pouvant avoir une incidence sur les caractères de transparence et d’intégrité des marchés de gros. La surveillance des marchés doit donc porter, d’une part, sur l’ensemble des transactions opérées sur les marchés de gros de l’électricité et, d’autre part, sur les données dites structurelles, telles que la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d’électricité.

Les autorités de régulation nationales doivent disposer des compétences d'enquête et d'exécution pour garantir l'application du règlement. La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement sont de la responsabilité des États membres. La Loi Électricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvu l'Institut.

Le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Il permet de préciser l'ensemble du dispositif de surveillance des marchés de gros de l'énergie stipulé dans REMIT ainsi que sa mise en œuvre au niveau national et européen. En effet, le règlement d'exécution précise les types de transactions soumises à déclaration auprès de l'ACER ainsi que le détail des données concernant les produits énergétiques de gros et les données fondamentales à déclarer. Il détermine les canaux de transmission des données et fixe les délais et les fréquences des déclarations, ainsi que les conditions d'ordre technique et organisationnel et les responsabilités concernant la transmission des données.

Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP, « Centralised European Register for Energy Market Participants », à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. Au cours de l'année 2018 un nouvel acteur s'est enregistré sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2018, le Luxembourg comptait sur CEREMP 27 acteurs de marché par le fait qu'ils sont établis au Grand-Duché et qu'ils exercent depuis le Luxembourg des transactions soumises à déclaration sous REMIT. À côté de ces acteurs de marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2018 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM ») et une en tant que PPAT – Person Professionally Arranging Transactions³⁹.

Conformément à l'article 12(2) du règlement d'exécution (UE) n°1348/2014 depuis le 7 octobre 2015, tous les acteurs de marché doivent déclarer à l'ACER toutes les transactions du marché de gros de l'énergie conclues sur les places de marché organisées (OMPs – Organised Market Places), y compris les ordres, ainsi que les données fondamentales, qui sont soumises à l'obligation de reporting envers l'ACER en application de l'article 8(1) de REMIT. En outre, selon l'article 12(2) du règlement d'exécution précité, depuis le 7 avril 2016 les obligations de reporting vers l'ACER de transactions prévues à l'article 8(1) de REMIT ont été élargies également aux acteurs de marché concluant des transactions du marché de gros de l'énergie hors OMPs.

Au cours de l'année 2018 la mise en œuvre opérationnelle de REMIT s'est focalisée sur le contrôle de la qualité de la déclaration des transactions en termes de totalité et ponctualité des déclarations, cette dernière selon les échéances établies par l'article 7 – *Délai de déclaration des transactions* du règlement

³⁹ Plus d'information sur les notifications à effectuer par les PPATs sur le site Internet de l'ACER.

d'exécution (UE) N° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, de REMIT⁴⁰.

Au cours de l'année 2018, l'Institut a effectué en collaboration avec le régulateur belge fédéral CREG et le régulateur néerlandais ACM un sondage sur la conformité à l'article 15 de REMIT de JAO S.A., plateforme pour l'allocation des capacités transfrontalières de transmission d'électricité. Ainsi, vue l'envergure de son activité, elle est considérée en tant que « Personne organisant des transactions à titre professionnel » (PPAT) en application de l'article 15 de REMIT. Les résultats ont été transmis à l'ACER et un reporting trimestriel a été institué du PPAT vers l'Institut.

Au niveau régional, l'Institut participe aux travaux visant à développer la coopération entre les autorités de régulation nationales compétentes dans le cadre de la surveillance des marchés et des investigations à mener le cas échéant. La création de partenariats régionaux avec d'autres régulateurs de l'énergie, principalement des pays voisins, permet à l'Institut de mettre en place les fondements pour les collaborations transfrontalières dans le cadre des investigations et des processus d'enquête en vue de prévenir ou de détecter tout délit d'initié et toute manipulation des marchés de gros et, par conséquent, de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

Au niveau européen, l'Institut participe aux travaux visant la mise en place de la coopération entre les autorités de régulation et ACER ainsi que ceux concernant la mise en place d'une coopération entre les autorités de régulation des pays dont le marché de gros couvre l'approvisionnement du Luxembourg. De plus, l'Institut participe activement aux différents groupes de travail en vue de la mise en œuvre opérationnelle des dispositions relatives à la collecte et au partage des données, ainsi qu'à la surveillance des marchés.

2.2.2. Marché de détail

La fourniture en énergie électrique de clients au Grand-Duché de Luxembourg n'est possible qu'après l'obtention d'une autorisation de fourniture par le Ministre, ayant l'énergie dans ses attributions. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la Loi Électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (24 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2018) est accessible sur le site⁴¹ Internet de l'Institut.

Dix entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 312.815 consommateurs⁴².

⁴⁰ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Plus d'information sur les obligations relatives à la déclaration des transactions sous REMIT est disponible sur le Portail REMIT : <https://documents.acer-remit.eu/>.

⁴¹ La liste actuelle des fournisseurs est consultable sur <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

⁴² Points de fourniture.

Les consommateurs sont segmentés en trois groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation de 2 GWh par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh⁴³.

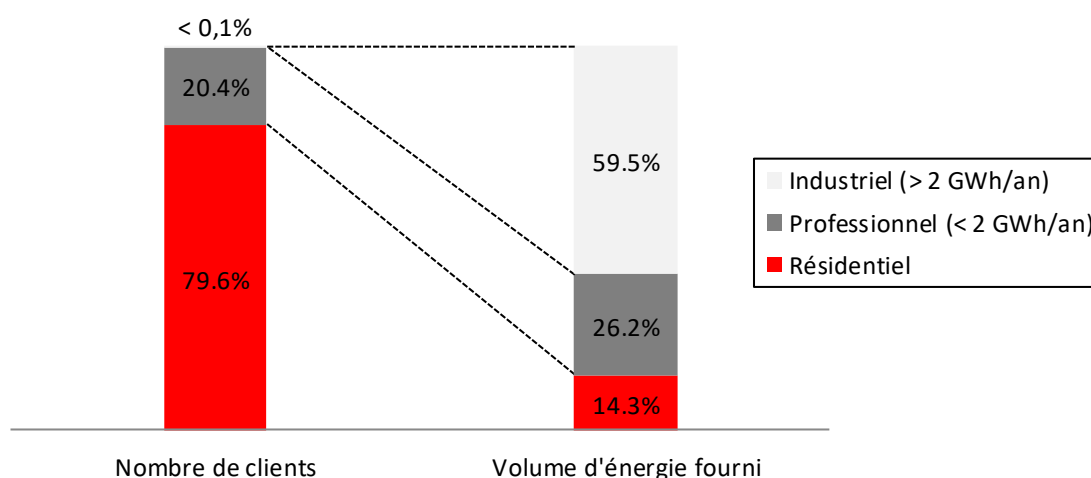
L'année 2018 a vu l'entrée d'un fournisseur « nouvel entrant » sur le marché de détail de l'électricité⁴⁴.

PARTS DE MARCHÉ

Les tableaux et le graphique ci-après donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau. Aucune variation relative à l'importance des différents segments n'est à noter par rapport aux années précédentes.

	Volume d'énergie fournie 2018 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	0,934	248.861
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,712	63.750
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,880	204

TABLEAU 13 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2018



GRAPHIQUE 14 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS

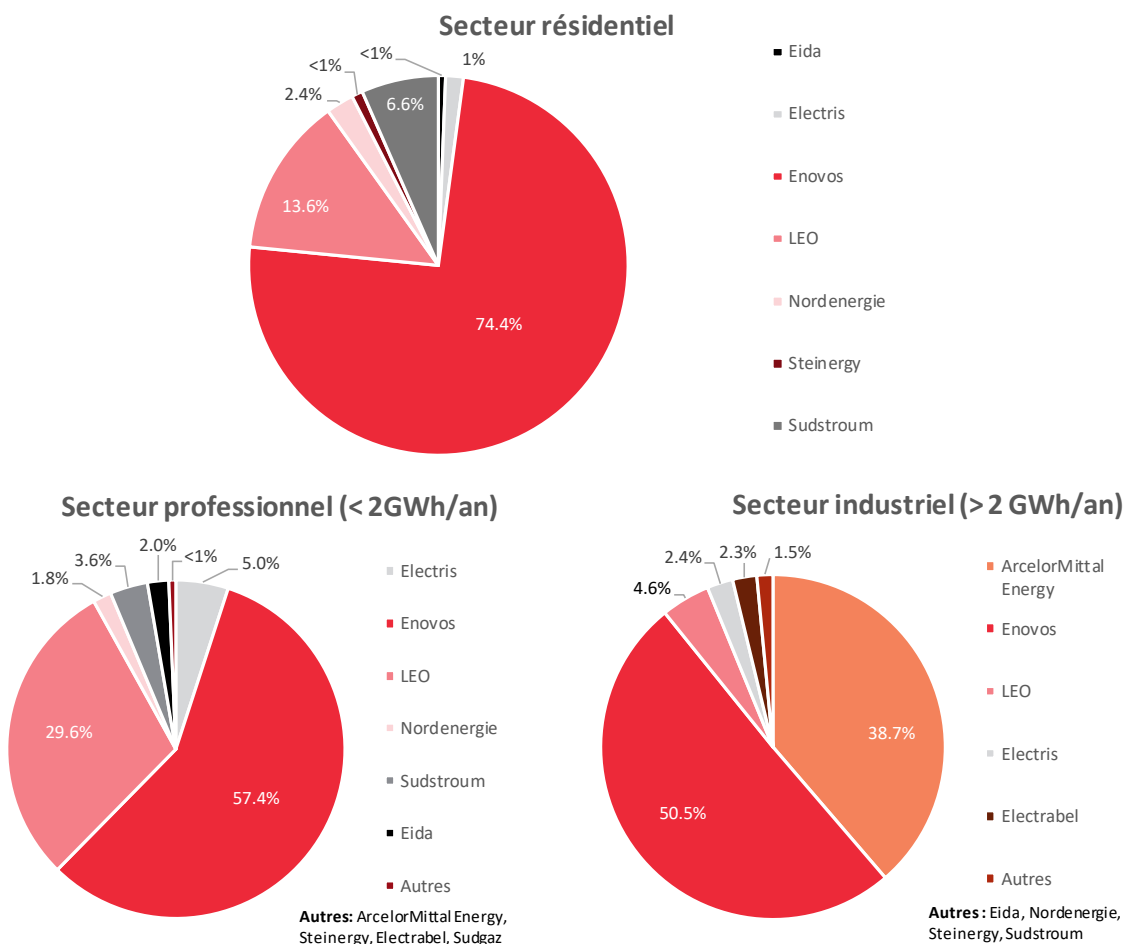
⁴³ À noter que pas tous les consommateurs professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh sont forcément des consommateurs industriels ; dans ce rapport, pour simplification, on considère tous les consommateurs avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh comme étant des consommateurs industriels.

⁴⁴ Les rapports annuels « Chiffres Clés » fournissent la liste des fournisseurs actifs sur le marché de détail sur une année donnée : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Publications/Rapports-et-etudes/Pages/default.aspx>

Volume d'énergie fournie (en TWh)	2014	2015	2016	2017	2018
Résidentiel	0,914	0,914	0,903	0,917	0,934
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,585	1,607	1,651	1,673	1,712
Secteur industriel (> 2GWh)	3,756	3,847	3,803	3,864	3,880

TABLEAU 14 – ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2018. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 15. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg, LEO (Luxembourg Energy Office) S.A., Nordenergie S.A., Steinerger S.A.), ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME.

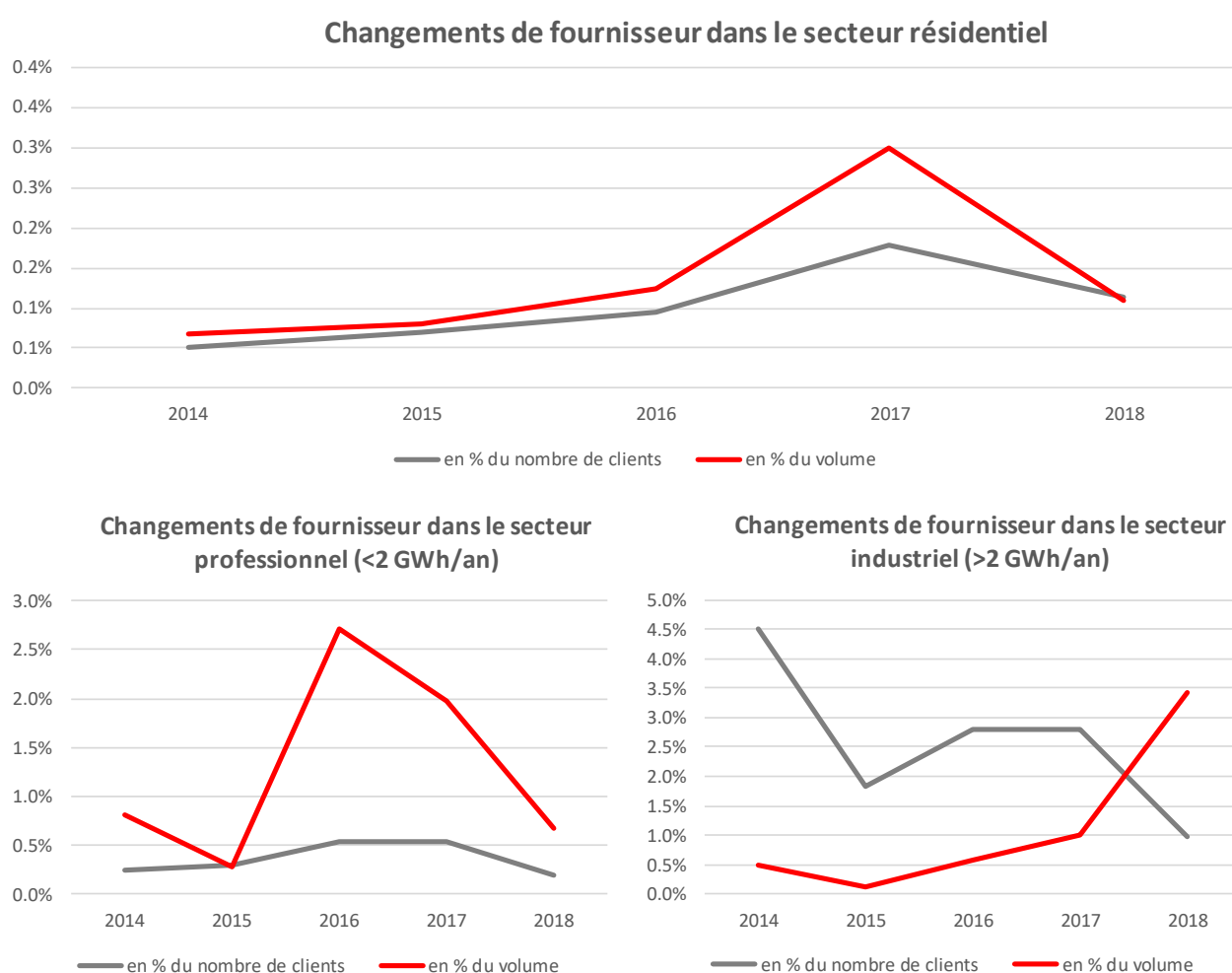


GRAPHIQUE 15 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2018, 412 consommateurs ont changé de fournisseur, contre 776 en 2017. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 2,2 % en termes de volume et de 0,1 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 16, ci-après donne une indication des taux de changement en termes de volume et en termes de nombre de clients dans les segments respectifs du marché de détail.



GRAPHIQUE 16 – ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT

Le Tableau 15 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2017 et 2018.

ANNEE	2017		2018	
	<i>En termes de volumes</i>	<i>En termes de nombre de clients</i>	<i>En termes de volumes</i>	<i>En termes de nombre de clients</i>
Taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité				
Segment résidentiel	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%
Segment professionnel (<2GWh)	2,0%	0,5%	0,7%	0,2%
Segment industriel (>2 GWh)	1,0%	2,8%	3,4%	1,0%
Toutes catégories de client confondues	1,1%	0,3%	2,2%	0,1%

TABLEAU 15 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2017 ET 2018

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs⁴⁵ en ce qui concerne leur approvisionnement en énergie et d'un manque de dynamisme et d'innovation de la part des fournisseurs.

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs, qui tournent autour de 100 € par an et par ménage, ne suffisent apparemment pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. De même, la petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'appropriier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

L'ILR fait un appel aux consommateurs de comparer les offres sur le marché, notamment à travers le comparateur en ligne www.calculix.lu.

Segment résidentiel

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 14,3% du marché de l'électricité, 285 changements de fournisseur ont été opérés en 2018, ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,12% en termes de nombre de clients et de 0,11% en termes de volume (voir Graphique 16). À première vue, ce faible taux peut s'expliquer par la faible différence de prix entre les offres des différents fournisseurs d'électricité. Cependant, cette différence de prix n'est pas négligeable pour un petit ménage et elle devient encore plus importante pour les ménages plus grands. En effet, un consommateur moyen (4000 kWh) en 2018 pouvait économiser 76 euros par an et un ménage de plus de 4 personnes jusqu'à 114 euros en changeant du produit standard du fournisseur historique vers le produit le moins cher sur le marché. Une comparaison des offres de prix de fourniture d'électricité pour les clients résidentiels a été récapitulée au Tableau 16 pour

⁴⁵ Le rapport « Performance on European Retail markets in 2017 » de la CEER montre à la page 32 que le taux de changement des fournisseurs, par les ménages au Luxembourg est parmi les plus bas en Europe (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/31863077-08ab-d166-b611-2d862b039d79>).

les années 2015 à 2018 (à titre d'exemple pour la Ville de Luxembourg). La comparaison a été effectuée grâce à l'outil Calculix, comparateur des prix mis en place par l'Institut qui peut être consulté sur Internet.⁴⁶ La consommation par nombre de personnes dans le ménage est indicative :

Écart Calculix entre produit standard et produit le moins cher				
année	consommation	ménage	écart	date contrôle
2018	4000 kWh/an	2 personnes	75,86 €	10.12.2018
	6000 kWh/an	4 personnes	100,83 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	113,82 €	
2017	4000 kWh/an	2 personnes	54,00 €	10.12.2017
	6000 kWh/an	4 personnes	68,04 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	75,06 €	
2016	4000 kWh/an	2 personnes	88,56 €	10.12.2016
	6000 kWh/an	4 personnes	119,88 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	135,54 €	
2015	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2015
	6000 kWh/an	4 personnes	40,12 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	45,33 €	

TABLEAU 16 – ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS

Les offres se différencient également par les caractéristiques des produits offerts, tel que l'origine (hydroélectrique, solaire, éolienne, etc...) de la production d'électricité. Les changements de contrat auprès d'un même fournisseur sont aussi en baisse par rapport à 2017, avec seulement 2 886 changements de contrats par les clients résidentiels en 2018 (tous fournisseurs confondus), ce qui représente 1,2% des clients. En 2017, plus du double de clients avaient encore changé d'offre chez leur fournisseur.

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée (91% contre 92% en 2017) tout en étant résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois. Des contrats à durée déterminée (9% en 2018), le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Ainsi, par rapport à l'année 2017, le nombre des contrats souscrits à durée déterminée a légèrement augmenté. Des remises diverses sont également offertes, notamment pour la domiciliation bancaire ou la facturation électronique. En particulier, fin 2018 11% avaient opté pour la facturation électronique.

- **Segment professionnel (< 2 GWh)**

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 125 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2018. Ces clients représentent un volume annuel total de 12 GWh, soit une diminution de 21 GWh par rapport à 2017.

⁴⁶ <http://www.calculix.lu/>

- **Segment industriel (> 2 GWh)**

Dans le secteur industriel, 2 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 133 GWh, soit une augmentation de 95 GWh par rapport à 2017. Ceci représente pour le segment industriel un taux de changement en 2018 de 1% en termes de nombre de clients et de 3,4% en termes de volume.

SURVEILLANCE DES PRIX

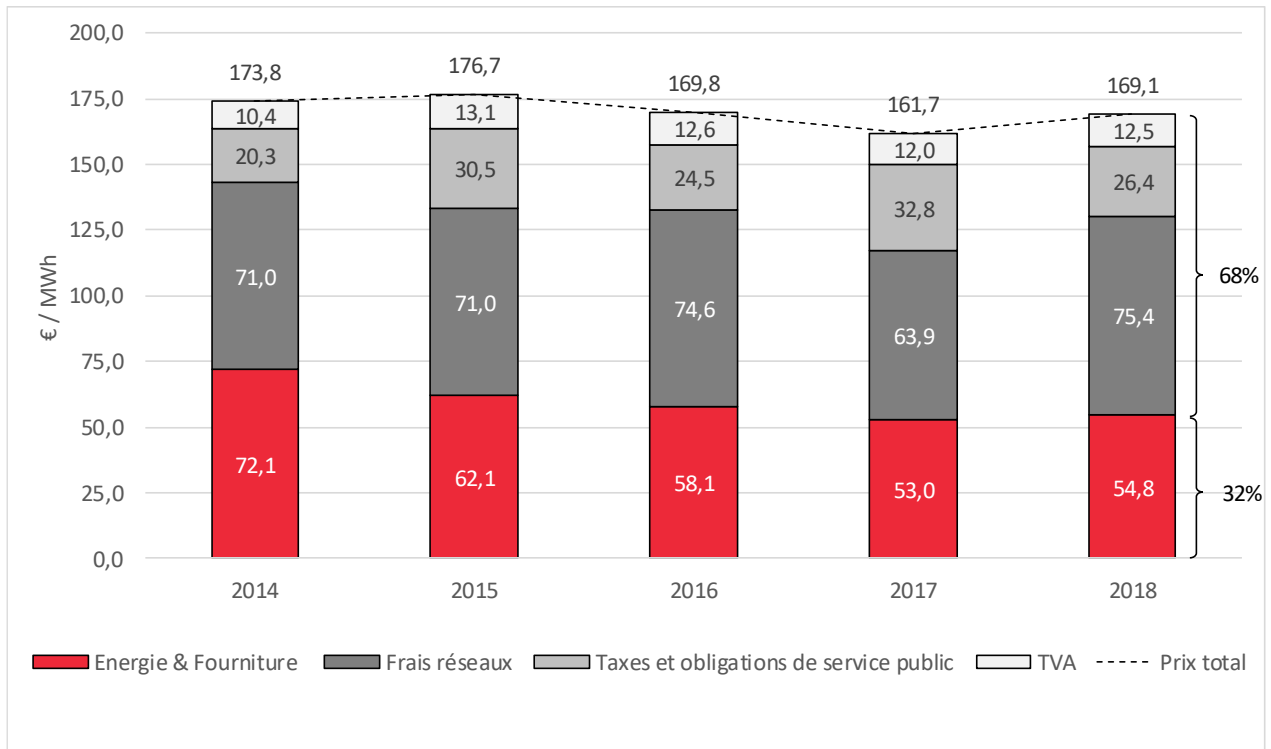
Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Il n'existe pas de prix de fourniture régulé, sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps), ainsi l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les quatre composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

1. le prix de l'énergie électrique fourni par votre fournisseur ;
2. les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) approuvés par l'Institut ;
3. la taxe sur l'énergie, ainsi que la contribution aux obligations de service public telle que celle au mécanisme de compensation ;
4. la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 17 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁴⁷ des années 2014 à 2018.

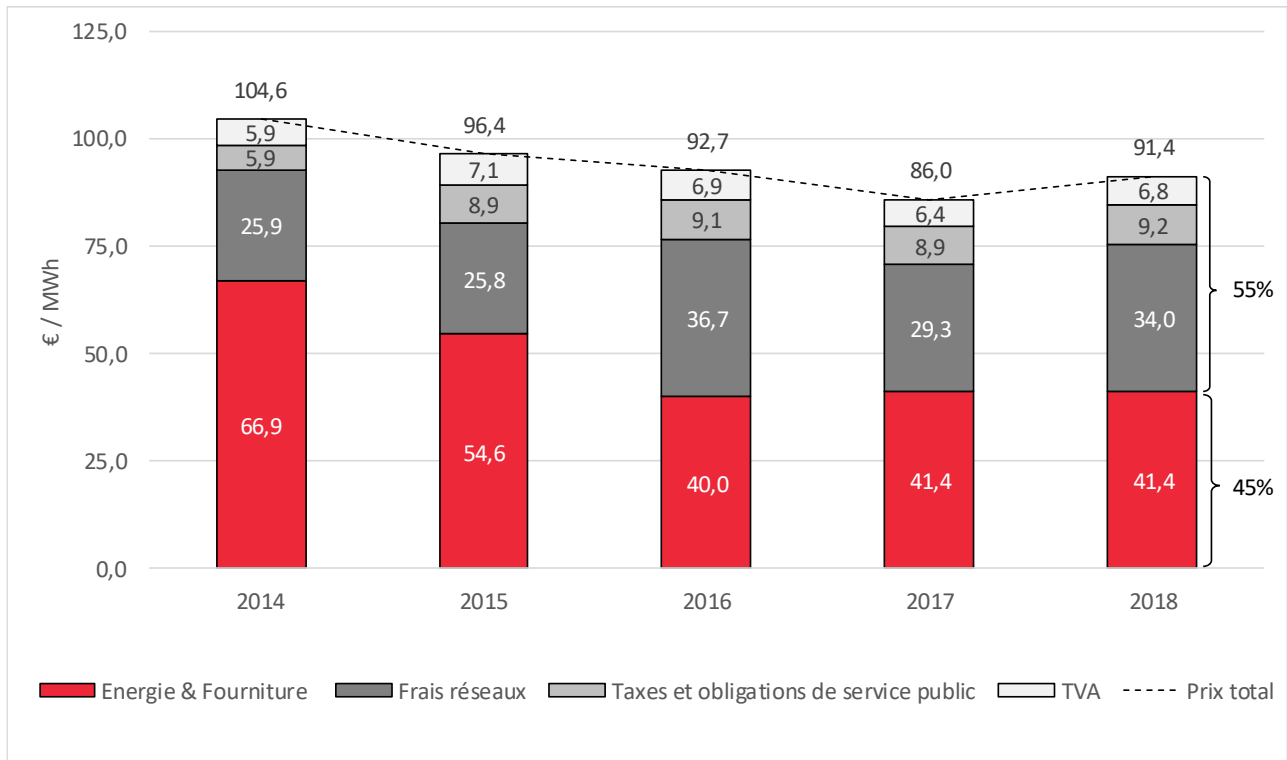
⁴⁷ Le graphique se rapporte au client-type DC qui a une consommation annuelle en électricité entre 2500 et 5000 kWh (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.



GRAPHIQUE 17 – DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

Par rapport à l'année précédente, la hausse de près de 5% du prix total de l'électricité pour les ménages s'explique avant tout par la hausse significative (17%) des tarifs d'utilisation du réseau, dont la tendance était à nouveau à la baisse en 2019 d'un ordre de grandeur de 5%.

L'évolution de la décomposition du prix de l'électricité d'un client industriel type tel que défini par Eurostat est illustrée par le Graphique 18 suivant.



GRAPHIQUE 18 – Décomposition des prix d'Électricité aux clients industriels (prix courants)

Le Graphique 19 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)⁴⁸ - EEX⁴⁹ Power Derivatives -Phelix Futures) avec livraison entre 2014 et 2019 ainsi que le développement sur le marché « spot » (Power Spot Market (SM)⁵⁰ - EpexSpot - Market Area Germany/Luxembourg) pour la même période.

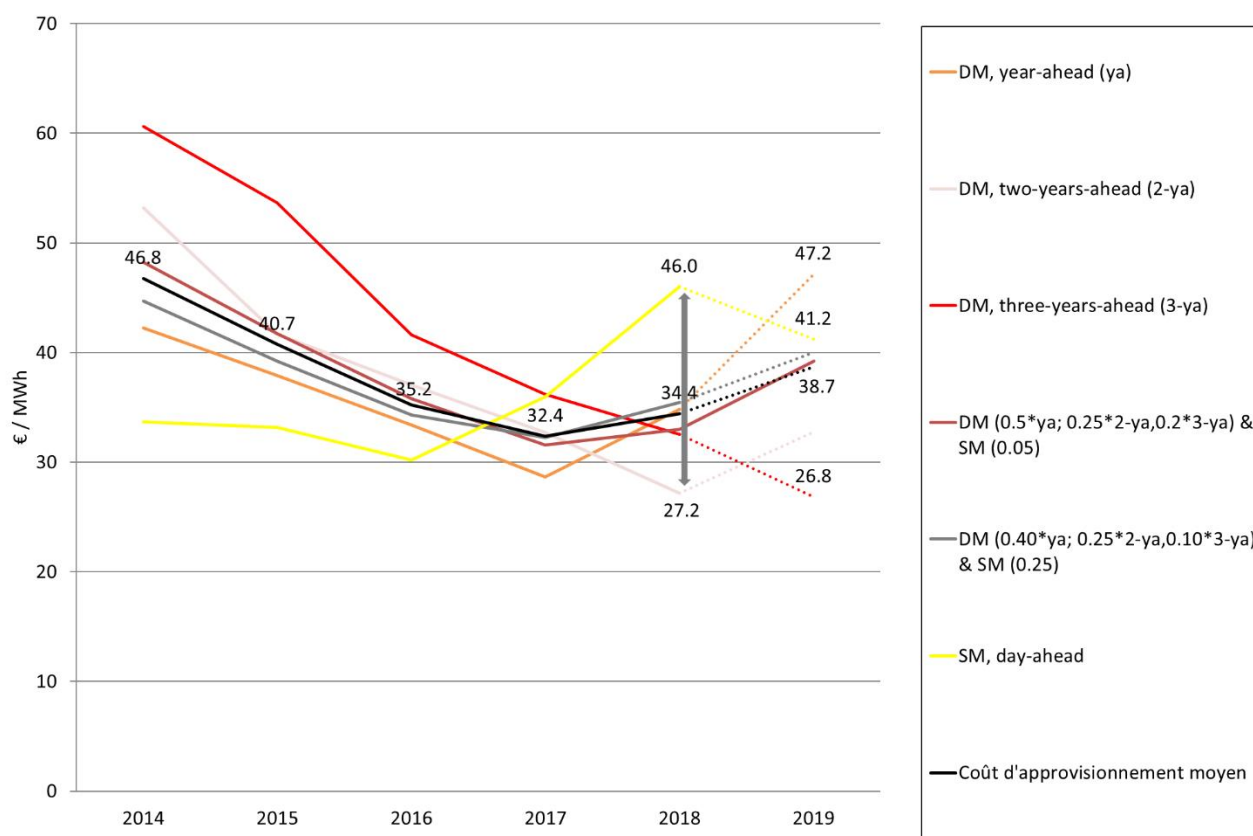
Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead)⁵¹ et sur le marché spot (*day-ahead*), ainsi que plusieurs combinaisons de stratégies d'approvisionnement (year-ahead combiné avec *day-ahead*) ont été analysées. Le Graphique 19 reprend la variété des stratégies d'approvisionnement, exprimées par les prix moyens des produits « à terme » et du produit « spot » sur une année de livraison.

⁴⁸ Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁴⁹ The European Energy Exchange (EEX), based in Leipzig, was founded in 2002 as a result of the merger of the two German power exchanges in Frankfurt and Leipzig. Since then, EEX has evolved from a pure power exchange into the leading trading market for energy and related products with international partnerships.

⁵⁰ Power Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. L'indicateur utilisé est le prix de marché de gros tel que défini dans le cadre du mécanisme de compensation, c'est-à-dire une moyenne pondérée entre les valeurs « base » journalières (80%) et les valeurs « peak » (20%) des jours en semaine.

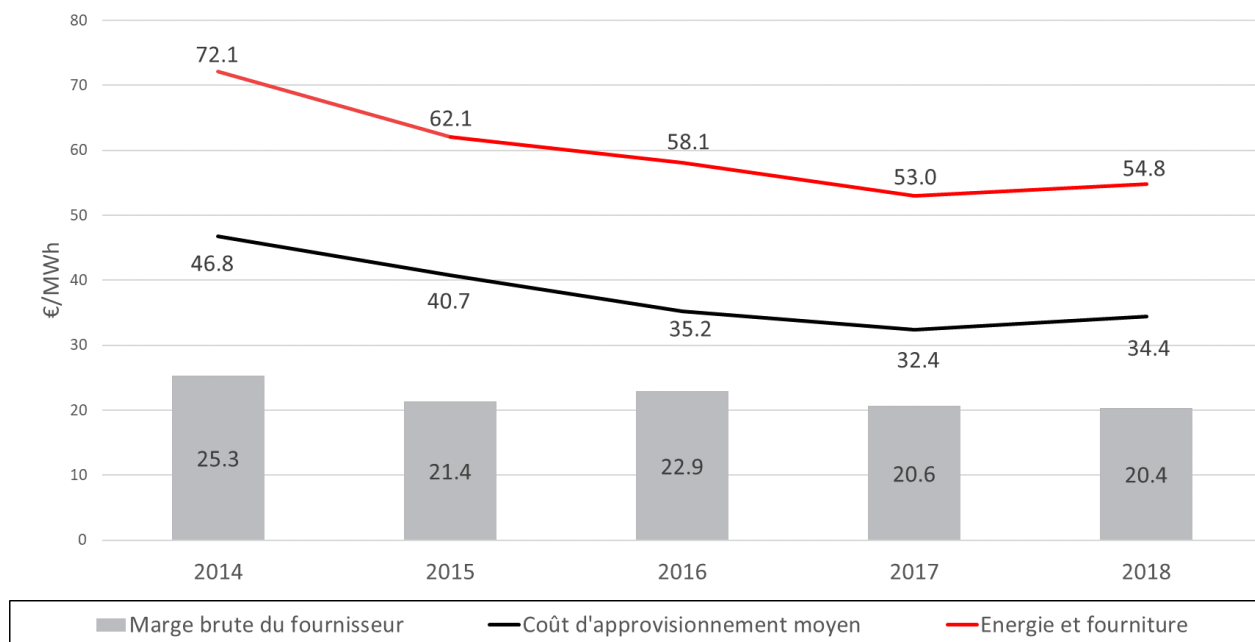
⁵¹ Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.



GRAPHIQUE 19 – DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Un domaine repéré sur le Graphique 19 par la flèche grise s'esquisse entre le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité (limite inférieure), et le prix d'approvisionnement le plus cher (limite supérieure). Pour 2018, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 27,2 €/MWh et 46 €/MWh. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 34,4 €/MWh.

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire dans le Graphique 19) qui était en diminution depuis 2013 a augmenté entre 2017 et 2018. Ce constat est dû à l'augmentation des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix de marché à moyen terme sur 2 et 3 années (lignes rose et rouge dans le Graphique 19, DM 2 et 3-years-ahead) ; ces deux stratégies sont encore en diminution entre 2017 et 2018. La tendance à la hausse des prix avait été initiée par l'augmentation depuis 2016 des prix du marché spot (ligne jaune dans le Graphique 19, SM day-ahead). L'année 2018 a marqué des différences importantes entre le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité et le prix d'approvisionnement le plus cher. Ainsi le bon choix d'approvisionnement sur les marchés de gros peut engendrer des économies d'argent non négligeables pour les fournisseurs, économies qui, à leur tour, peuvent bénéficier aux consommateurs.



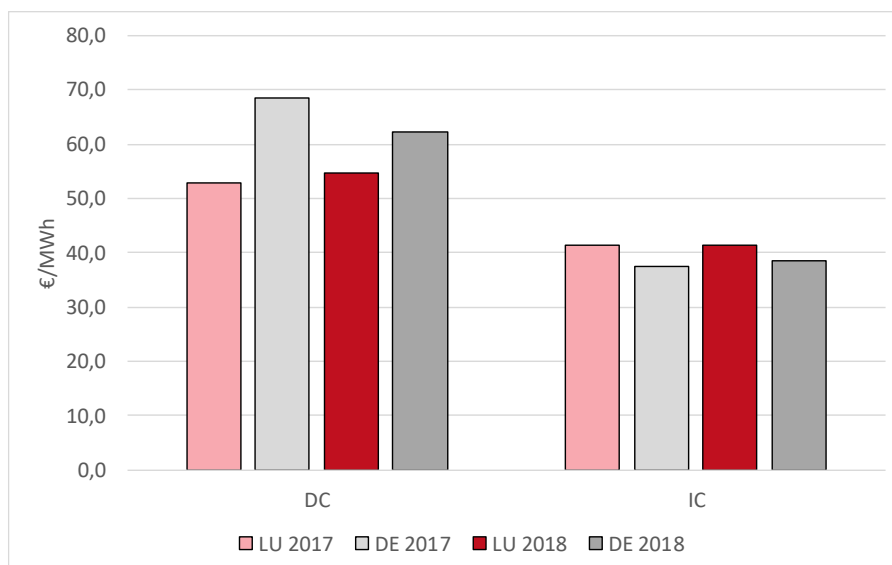
GRAPHIQUE 20 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ 2014 – 2018

Comme le Graphique 20 ci-dessus le montre, depuis 2014, on constate une corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. La diminution des prix de l'électricité sur le marché de gros a été traduite en une baisse de la composante « Énergie et fourniture » sur le marché de détail pour la période 2014-2017, suivie par une augmentation des prix de l'électricité sur le marché de gros (ligne noire) et de la composante « Énergie et fourniture » sur le marché de détail (ligne rouge) en 2018.

En outre, l'Institut constate que pour l'année 2018 les fournisseurs ont respecté une cohérence entre l'évolution du prix de la fourniture, le prix des marchés de gros sous-jacents et leur marge brute. La marge brute des fournisseurs reste stable en 2018 par rapport à l'année précédente.

Comme le Luxembourg fait partie du même marché de gros pour l'électricité que l'Allemagne, les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes de manière à ce qu'il fait du sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.

La comparaison des valeurs de la composante Énergie et Fourniture pour les consommateurs résidentiels (DC) et industriels (IC) entre l'Allemagne et le Luxembourg montre des prix plus avantageux pour les clients résidentiels luxembourgeois tandis que pour le client type industriel la situation est inversée. Notons aussi que la différence au niveau résidentiel entre l'Allemagne et le Luxembourg a diminué de 15,6 EUR/MWh en 2017 à 7,4 EUR/MWh en 2018.



GRAPHIQUE 21 – COMPARAISON DE LA COMPOSANTE « PRIX DE L'ÉNERGIE ET FOURNITURE » ENTRE L'ALLEMAGNE ET LE LUXEMBOURG

RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

L'Institut encourage les clients à procéder à l'analyse des offres afin de choisir le produit et le fournisseur répondant au mieux à leurs attentes. Le client résidentiel peut comparer les offres disponibles sur www.calculix.lu, qui facilite la comparaison de l'ensemble des offres pour les clients de ce segment.

L'Institut constate que le consommateur doit être mieux informé sur la formation des prix ainsi que sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et la façon d'y participer. L'Institut recommande aux fournisseurs de mettre à disposition du public des informations plus détaillées, comme par exemple la décomposition du prix de la fourniture intégrée dans ses différentes composantes (Frais réseau, Énergie et fourniture, Taxes et TVA), les remises éventuelles, etc. ou encore la manière avec laquelle les prix sont sensés évoluer. Ces informations devraient être facilement accessibles, par exemple sur leurs sites Internet et aux points de vente. Une augmentation significative de la transparence de l'évolution des prix de la fourniture pourrait être atteinte, si les fournisseurs proposaient des formules de prix se basant sur des indicateurs publiquement accessibles ou rendaient accessibles les formules sur lesquelles se base le calcul de leur prix.

. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information qui sont disponibles sur ce site et qui renseignent sur les acteurs du marché de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d'électricité (Calculix), l'étiquetage de l'électricité, la facture d'électricité, la médiation, le mix d'électricité, ainsi que sur le raccordement au réseau. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs ainsi qu'un glossaire sont disponibles sur le site Internet de l'Institut⁵² ainsi que sur le site du guichet unique de l'énergie www.STROUMaGAS.lu et sur les sites des fournisseurs.

⁵² Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : électricité et gaz naturel ; (ii) Aide-mémoire : électricité et gaz naturel.

ÉTIQUETAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Selon le règlement grand-ducal du 21 juin 2010 relatif au système d'étiquetage de l'électricité, l'Institut est chargé de l'organisation et de la supervision du système d'étiquetage.

À travers une étiquette standardisée, le consommateur est en mesure de comparer les offres et produits de différents fournisseurs et de faire son choix non seulement en fonction du prix, mais également en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite et de l'impact environnemental qui en découle. À cette fin, l'Institut est chargé d'effectuer le contrôle des informations fournies : l'Institut vérifie annuellement la cohérence entre les quantités d'électricité vendues au Luxembourg et les déclarations faites aux clients finals et en calcule le mix national annuel.

Les caractéristiques du mix résiduel de l'année civile révolue ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental sont déterminées par l'Institut et communiquées à chaque fournisseur avant le 31 mars de chaque année⁵³. Les caractéristiques du mix résiduel sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement du mix du produit et du mix du fournisseur pour les quantités d'électricité fournies à des clients finals lorsque l'origine de cette électricité ne peut pas être vérifiée par un traçage explicite. Les valeurs par défaut de l'impact environnemental sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement du mix du produit et du mix du fournisseur lorsqu'aucune information vérifiable et certifiée par un organisme indépendant n'est disponible.

En 2018, le mix national se compose de 55,5% d'énergies renouvelables, de 34% d'énergies fossiles, de 10,4% d'énergie nucléaire et de 0,1% d'autres sources non-identifiables⁵⁴. Cette composition reste donc stable par rapport à 2017 avec une légère diminution des énergies fossiles en faveur d'une augmentation d'énergies renouvelables. À noter que pour les consommateurs résidentiels l'ensemble des offres disponibles se base exclusivement sur des produits d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

ENCHÈRES DES GARANTIES D'ORIGINE ORGANISÉES PAR L'INSTITUT

Alors que jusqu'à fin de l'année 2018 l'Institut valorisait les caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation exclusivement via des enchères publiques annuelles aux fournisseurs d'électricité ayant eu des clients au Luxembourg dans l'année révolue, l'Institut a développé en 2018 un système d'enchères périodiques, pour valoriser à partir de l'année 2019 les garanties d'origine (ci-après « GOs »)⁵⁵ émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d'un registre interconnecté à l'AIB Hub⁵⁶ peuvent participer.

⁵³ Pour l'année 2017 les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental ont été publiés par le règlement ILR/E18/9 du 23 mars 2018 portant fixation du mix résiduel de l'année 2017 - secteur électricité.

⁵⁴ règlement ILR/E18/14 du 6 juillet 2018 portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2017 - Secteur électricité.

⁵⁵ Les garanties d'origine ont pour but de permettre au producteur ainsi qu'au fournisseur d'énergie d'apporter la preuve que l'électricité qu'il vend est issue de sources d'énergies renouvelables. Voir page dédiée aux « Garanties d'origines » sur le site Internet de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Energie-renouvelable-et-Cogeneration-a-haut-rendement/Garanties-dorigine/Pages/default.aspx>.

⁵⁶ Via l'AIB Hub, tous les registres nationaux et régionaux des GOs de pays membres de l'AIB sont interconnectés.

Conformément à l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 1^{er} août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables, l'Institut est l'autorité compétente au Luxembourg pour l'émission des GOs pour l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ainsi que l'opérateur du registre national des GOs, à travers duquel l'émission, le transfert et l'annulation des GOs sont effectués.

Les centrales, qui reçoivent des subventions à la production d'électricité produite à partir des sources renouvelables, ne peuvent pas vendre directement les GOs pour l'électricité produite mais, suivant l'article 4(1) du règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité, en cas d'émission des GOs pour l'électricité produite par ces centrales, les GOs sont cédées sans frais au régulateur (l'Institut) qui les détient et gère pour le compte du mécanisme de compensation.

L'objectif de l'organisation d'enchères périodiques des GOs est de maximiser le revenu issu de la valorisation des garanties d'origine pour en faire bénéficier le consommateur luxembourgeois. Plus le prix réalisé aux enchères est élevé, plus la contribution au mécanisme de compensation est réduite pour le consommateur luxembourgeois.

2.3. Sécurité d'approvisionnement

La législation nationale relative au marché de l'énergie charge le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie de surveiller l'état de la sécurité de l'approvisionnement nationale en matière d'énergie. Il surveille l'état général des réseaux et des interconnexions, ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement.

Dans l'accomplissement de cette surveillance, il communique un rapport bisannuel concernant tous les aspects de la sécurité et de la qualité de l'approvisionnement à la Commission européenne et au régulateur.

Le régulateur n'a pas de compétences générales en matière de sécurité de l'approvisionnement et ne peut donc pas fournir d'informations détaillées à ce sujet. La législation nationale lui attribue cependant quelques compétences particulières en matière de garantie de la qualité d'approvisionnement (voir section 2.1.2 du présent rapport pour plus de détail sur la qualité de l'électricité).

SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE

Les gestionnaires des réseaux de transport et industriels sont tenus de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de cette sécurité est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie ; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, en projet ou en construction, ou encore le niveau d'investissements nécessaires au bon fonctionnement actuel et futur des infrastructures. Les perspectives à moyen et long terme sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont

documentées par le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de juillet 2018⁵⁷.

Ce rapport montre qu'à court terme, le Luxembourg n'a pas de risques de sécurité d'approvisionnement ; néanmoins, il pourrait être impacté par l'insertion de mécanismes de capacités mises en place par la France et la Belgique pour garantir leur propre sécurité d'approvisionnement à échéance 2023-2025. Dans la mesure où le Luxembourg importe sa majeure partie d'électricité depuis l'Allemagne et que les 2 pays appartiennent à la même zone de dépôt des offres, il n'est pas nécessaire de mettre en place de tels mécanismes au Luxembourg. Les moyens adéquats vont être définis aux niveaux nationaux et régionaux dans le cadre du règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE.

D'autre part, le rapport anticipant une croissance de la charge du réseau Creos à +70% jusqu'à 2033, il préconise de développer des capacités de transport supplémentaires avec les pays voisins pour couvrir ces nouveaux besoins (voir ci-après).

SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION

La seule centrale de taille industrielle sur le territoire luxembourgeois est la centrale hydroélectrique de Vianden, centrale à accumulation par pompage. Cette centrale, ayant une puissance totale installée des turbines de 1.296 MW, est située à la frontière avec l'Allemagne et fait électriquement partie du système allemand, étant donné son raccordement direct au réseau d'Amprion.

Outre cette centrale de Vianden, la capacité de production totale installée est restée constante (425 MW en 2018, contre 426 MW en 2017). L'augmentation de la capacité éolienne et photovoltaïque d'un ordre de grandeur de 6 MW est compensée par la mise hors service d'une centrale de cogénération au gaz naturel.

Dans la zone Creos, les unités de production les plus importantes sont des centrales de cogénération, dont le régime de fonctionnement est souvent déterminé par les besoins d'énergie calorifique, la centrale de valorisation énergétique des déchets (Sidor) et les parcs éoliens d'Oekostroum Weiler S.A. avec 21 MW, Wandpark Hengischt S.A. avec 20,7 MW et Wandpark Kehmen-Heischent S.A. avec 19,7 MW.

⁵⁷ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electricite/ELEC-Bericht-uber-die-Versorgungssicherheit-im-Strombereich-2018-.pdf>

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG				
	31.12.2017		31.12.2018	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGENERATION:				
Centrales industrielles:	15 800	2	9 600	1
Petites Centrales:	82 232	86	82 232	86
Microcentrales:	919	43	919	43
Autoproduction:	0	0	0	0
Total:	98 951	131	92 751	130
THERMIQUE:	17 250	1	17 250	1
HYDRO-ELECTRIQUE:				
Centrale de pompage:	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 580	4	32 508	4
Microcentrales:	1 965	27	1 965	27
Total:	1 330 545	32	1 330 473	32
EOLIENNE:	119 694	68	122 894	69
BIOGAZ:	9 940	26	9 870	25
GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:	2 258	7	2 258	7
GAZ DE DECHARGE:	75	1	75	1
PHOTOVOLTAIQUE: (*)	128 103	6 813	130 624	6 990
BOIS DE REBUT:	11 750	2	11 750	2
BIOMASSE SOLIDE:	3 065	2	3 395	3
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:	1 721 631	7 083	1 721 340	7 260
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):	425 631	7 082	425 340	7 259
(*)Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux, tels que reçus par l'Institut en date du 1er juillet de chaque année				

TABLEAU 17 – CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RESEAU

Pour éliminer les risques à long terme vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement, le renouvellement du réseau en cours est poursuivi.

Le raccordement du réseau industriel Sotel Réseau au réseau de transport français de RTE depuis Octobre 2013 a permis un accroissement de capacité de 350 MW et la libération d'un terme sur la ligne vers la Belgique. Ainsi la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg s'en trouve renforcée, grâce à :

- un dégagement d'une bande d'énergie lors du raccordement de secours contracté avec le réseau Elia sur lequel est aujourd'hui raccordé Sotel Réseau ;
- une connexion progressive du réseau Elia au réseau Creos via l'installation d'un transformateur-déphaseur et la solution long terme envisagée pour la réalisation de l'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg.

En plus de l'interconnexion avec la Belgique via le PST de Schiffange, qui permet un secours grâce à un approvisionnement en provenance de la Belgique, le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne est envisagé afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme. Dans ce cadre, la construction d'une double ligne de 380 kV permettant d'accroître la capacité de 2600 MW environ entre le Luxembourg et l'Allemagne est à l'étude ; ce projet fait partie du plan de développement décennal européen 2018 (projet 328), avec une mise en service prévue pour 2026. Des développements de lignes, tels que l'augmentation de la température supportée par les conducteurs des lignes actuelles, sont également prévus.

Le déploiement des compteurs intelligents au Luxembourg va également permettre de mieux connaître le comportement d'utilisation du réseau de sorte que les gestionnaires de réseau sauront répondre plus efficacement aux besoins et adapter l'expansion des réseaux en conséquence.

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible de la consommation d'électricité, qui peut être engagée par un gestionnaire de réseau de transport, un gestionnaire de réseau de distribution ou un gestionnaire de réseau industriel d'électricité, pour faire face à une situation exceptionnelle, constatée, annoncée ou prévisible, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement, l'intégrité des réseaux, la sécurité physique ou la sûreté des personnes.

Le plan de délestage des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg est un document opérationnel, élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg. Il peut être déclenché pour maîtriser des situations de crise présentant un caractère exceptionnel par leur ampleur et entraînant un risque d'effondrement de l'ensemble ou d'une partie du système électrique luxembourgeois, ou encore du système interconnecté européen. Ces situations peuvent avoir pour origine des phénomènes soudains ou des situations de pénurie d'électricité, effectivement constatés ou anticipés par les gestionnaires de réseaux. Différents niveaux de priorité ont été définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

Le délestage constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent. Il complète ainsi la panoplie d'outils à disposition des gestionnaires de réseaux pour assurer la sauvegarde du système électrique.

Ce plan de délestage national est établi conformément aux articles 12 et 13 de la Loi Électricité, qui autorisent la coupure de points de connexion parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux et de la qualité de l'électricité.

Néanmoins, des échanges sont en cours entre les gestionnaires de réseau, le Ministère, ayant l'Énergie dans ses attributions, et l'Institut afin d'aligner les dispositions du plan de délestage et du plan de reconstitution avec les provisions 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.

3. Le marché du gaz naturel

3.1. Régulation des réseaux

3.1.1. *Dissociation des gestionnaires de réseau*

Au niveau national, Creos est à la fois gestionnaire de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. En plus de Creos il existe encore deux autres gestionnaires de réseaux de distribution, Sudgaz S.A. et la Ville de Dudelange. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 18 du chapitre 3.1.2. du présent rapport.

DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

Malgré la dérogation applicable au Grand-Duché du Luxembourg en vertu de l'article 49 paragraphe 6 de la directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, le législateur luxembourgeois a tout de même transposé ladite directive établissant ainsi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance spécifique au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. En outre, les exigences de confidentialité, imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/73/CE, sont intégralement reprises en droit national à l'article 38 de la modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après la « Loi Gaz »).

Les efforts opérés par le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel, Creos Luxembourg S.A., pour répondre aux exigences de dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, rapportés sous la section 2.1.1. du présent rapport, sont également de vigueur pour le marché du gaz naturel.

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1^{er} octobre 2015, un système commun d'équilibrage a été mis en place au sein de ce marché. Pour assurer la gestion de l'équilibrage, une nouvelle entité, la société Balansys S.A., a été créée conjointement par Creos et Fluxys Belgium S.A. (le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Belgique) et désignée comme coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg par arrêté ministériel du 27 juillet 2015. Dans ce rôle, la société doit également se doter d'un « compliance officer » et établir un programme d'engagements à soumettre à la CREG pour avis et à l'approbation de l'ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie. La procédure d'approbation par l'ACER vient de franchir un nouveau pas avec l'opinion favorable émise par le conseil des régulateurs en date du 24 septembre 2019.

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences de dissociation posées par l'article 26 de la directive 2009/73/CE et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 37 de la Loi Gaz pour s'appliquer indistinctement aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution. Néanmoins, les entreprises intégrées de gaz naturel qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de 100.000 clients raccordés sont exemptées des obligations de dissociation juridique. Ces entreprises sont néanmoins tenues d'appliquer une dissociation comptable tel que fixée par l'article 41 de ladite loi et transposant l'article 31 de la directive 2009/73/CE. Cette obligation est équivalente aux dispositions applicables dans le secteur de l'électricité (voir chapitre 2.1.1).

En vertu de l'obligation générale de non-discrimination, chaque gestionnaire de réseau de distribution est, en outre, tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités et d'en empêcher toute divulgation de manière discriminatoire (article 16 de la directive 2009/73/CE tel que transposé à l'article 38 de la Loi Gaz).

3.1.2. Fonctionnement technique

En absence d'extraction ou de production de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 8.898 GWh - est importée par des conduites à haute pression de la Belgique et de l'Allemagne. Le marché du gaz naturel est dès lors caractérisé par une dépendance complète de l'importation en provenance de Russie, du Qatar, de la Mer du Nord ou des Pays-Bas, abstraction faite des 5,7 millions de mètres cube - soit 64,2 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2018, pour une capacité de production de biogaz estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

Le réseau haute pression de Creos ne dispose pas des moyens de compression propres pour transporter des flux de transit. Il sert à l'acheminement du gaz naturel depuis les points d'entrée aux quelques dizaines de consommateurs directement connectés. Il sert également de réseau d'apport pour les trois réseaux de distribution.

Il n'existe pas d'infrastructure spécifique au GNL au Grand-Duché de Luxembourg.

Les stockages opérationnels (en conduites etc.) mis à part, il n'y a pas d'activité de stockage au Grand-Duché de Luxembourg, les conditions géologiques du pays étant défavorables à une telle activité. Des capacités de stockage existent dans les pays limitrophes ce qui permet de couvrir les besoins du Luxembourg de façon générale. Les expéditeurs actifs au Luxembourg peuvent, par voie contractuelle, s'assurer la mise à disposition de capacités de stockage à l'étranger pour le besoin des consommateurs luxembourgeois.

ACCÈS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le réseau haute pression de Creos est interconnecté avec les réseaux de transport belge (Fluxys), allemand (OGE) et français (GRTgaz) au niveau de quatre points physiques :

- Postes de Pétange (L) et de Bras (B), pour l'interconnexion avec la Belgique;
- Poste de Remich (L) pour l'interconnexion avec l'Allemagne ;
- Point d'Entrée d'Esch-sur-Alzette (L) pour l'interconnexion avec la France.

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1^{er} octobre 2015, les droits d'accès entrée-sortie entre la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg ont été supprimés et le Zeebrugge Trading Point (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée. Étant donnée la suppression du point d'interconnexion Bras/Pétange de l'offre commerciale, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz entre la Belgique et le Luxembourg. Commercialement, l'approvisionnement du Luxembourg peut se faire intégralement à partir de n'importe quel point de la zone BeLux (points d'interconnexion ou hub) sans réservation de capacités de transport intermédiaires.

Le point d'interconnexion Remich est un point d'entrée pour le marché intégré BeLux, reliant ainsi le hub NCG au hub ZTP. Creos y commercialise un produit de capacité conditionnel pour le transport de gaz naturel de la zone NCG vers la zone ZTP, nécessaire à la sécurisation de l'approvisionnement du Luxembourg pour des journées de consommation élevée. Ce produit, commercialisé à travers un mécanisme d'enchères sous la forme de produits trimestriels, dont le prix de réserve est approuvé par l'Institut, est lié à des obligations de nomination garantissant les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois. Il n'est pas nécessaire pour les fournisseurs de souscrire de la capacité de sortie du réseau allemand au point d'interconnexion Remich : Creos souscrit et exploite cette capacité de sortie pour le compte des fournisseurs ayant souscrit le produit de capacité d'entrée conditionné.

AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE

Depuis le 1^{er} octobre 2015, un système commun d'équilibrage, conforme aux dispositions du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, a été mis en place au sein du marché intégré BeLux. Les services d'équilibrage offerts concernent notamment les aspects suivants :

- Calcul et communication à chaque fournisseur de leur position individuelle et de la position du marché sur base des informations envoyées par les deux gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par l'opérateur du hub ;
- Suivi de la position d'équilibre du marché ;
- Détermination des équilibrages intra-journaliers et journaliers, et facturation.

Ainsi, pour la zone H BeLux et la zone L belge, le coordinateur d'équilibre calcule la position d'équilibrage individuelle de chaque utilisateur réseau actif et la position d'équilibrage du marché basée sur les informations provisoires envoyées par les gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par le gestionnaire du hub ZTP, pour chaque heure de la journée gazière.

En cours de journée gazière (infra-journalier), le coordinateur d'équilibre n'intervient pas tant que la position d'équilibrage du marché reste entre les limites supérieures et inférieures (seuils de marché) qu'il a prédéfinies pour le marché BeLux. Si la position d'équilibrage du marché dépasse le seuil de marché (niveau supérieur ou inférieur), l'excès ou le déficit est immédiatement réglé proportionnellement avec les utilisateurs du réseau à l'origine de cet excès ou de ce déficit via leur position d'équilibrage individuelle. Le coordinateur d'équilibre initie alors une transaction de vente ou d'achat sur le marché des commodités, respectivement pour la quantité d'excès ou de déficit. En 2018, 119 interventions réparties sur 30 jours ont eu lieu pour compenser à chaque fois un déficit de gaz sur le marché BeLux, pour un coût global de 7,8 millions €, le jour le plus actif était le 2 mars 2018 et le jour le plus coûteux était le 1^{er} mars 2018. L'occurrence des interventions est stable par rapport à 2017, mais le coût est supérieur principalement du fait d'un prix moyen plus élevé au moment de ces achats de gaz naturel (0,034 €/kWh en 2018 au lieu de 0,023 €/kWh en 2017).

En fin de journée, la position d'équilibrage de chaque utilisateur réseau et la position d'équilibrage du marché sont ramenées à zéro via un règlement d'équilibrage. En 2018, la situation du marché BeLux en fin de journée a été déficitaire en gaz sur 40% des jours et excédentaire en gaz sur 60% des jours, contre respectivement 49% et 51% en 2017. Les actions d'achat et de ventes de gaz pour ramener la position des acteurs et du marché à zéro ont représenté respectivement 13,1 millions € (avec un coût maximal de 0,8 millions € en date du 28 février) et 17,7 millions d'euros (avec un coût maximal de 0,5 millions € en date du 17 octobre).

Depuis juillet 2015, la société Balansys est désignée comme coordinateur d'équilibre. Dès que le cadre réglementaire sera finalisé (voir § 3.1.4. – Coopération régionale), Balansys deviendra également le coordinateur d'équilibre pour l'ensemble de la zone BeLux. En attendant, des mesures transitoires ont été instaurées de sorte que Fluxys continue à exécuter l'ensemble de ses tâches liées à l'équilibrage en Belgique.

Les tarifs d'équilibrage se composent d'une redevance de déséquilibre journalier et d'une redevance de déséquilibre infra-journalier, ainsi que d'une redevance d'équilibrage à des fins de neutralité. Un petit ajustement, visant à encourager les utilisateurs du réseau à réduire le déséquilibre du marché, est appliqué dans le cadre de la formule du prix de vente marginal et du prix d'achat marginal pour la redevance de déséquilibre journalier, respectivement intra-journalier. La valeur de ce petit ajustement est différente selon qu'il est appliqué pour les utilisateurs réseau qui contribuent au déséquilibre du marché (les contributeurs) ou pour les utilisateurs réseau qui réduisent le déséquilibre du marché (les réducteurs). Ainsi, dans la mesure où le compte de neutralité de Balansys était positif en 2018, et bien supérieur à celui de 2017, la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité est passée de zéro en 2018 à une valeur négative pour 2019 afin d'assurer l'activité sans but lucratif du coordinateur d'équilibre, tandis que les valeurs des petits ajustements sont restées les mêmes par rapport aux années précédentes (approbation par décision ILR/G18/42).

ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le Tableau 18 suivant :

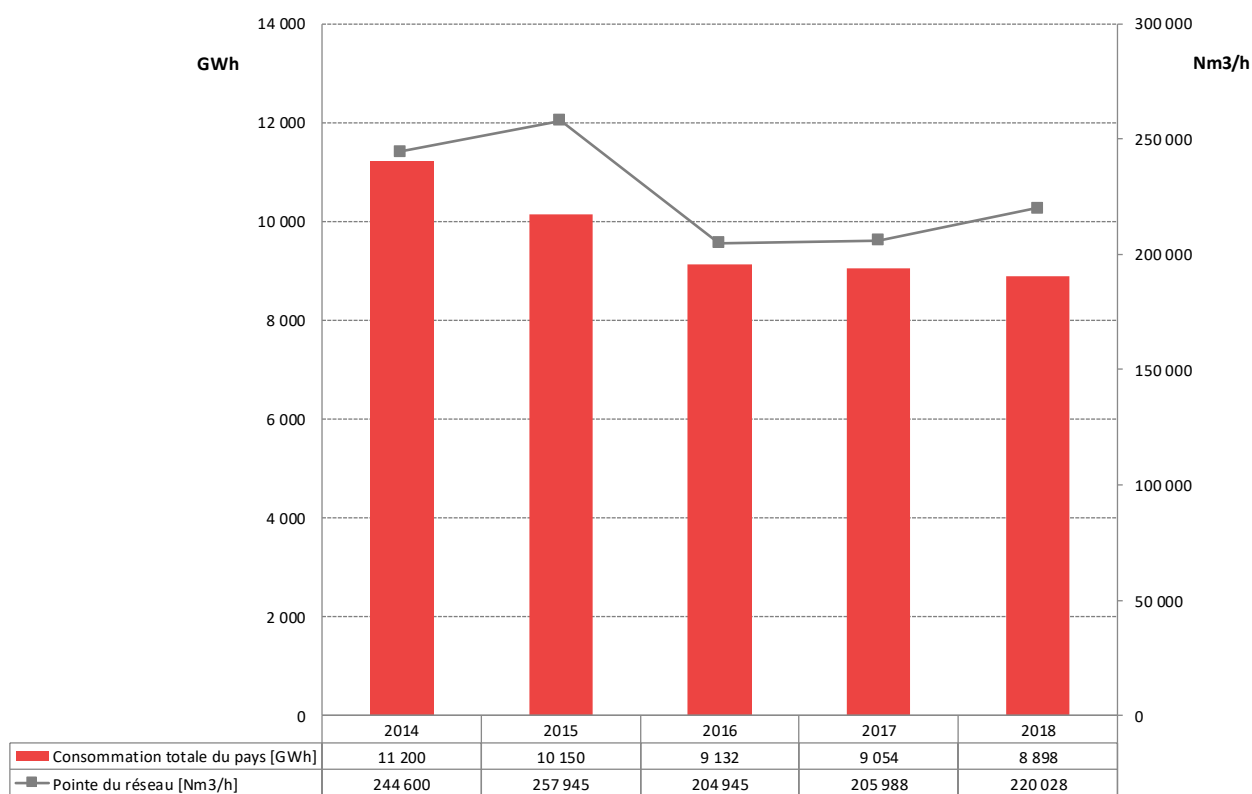
Fonction	Gestionnaire de réseau / Propriétaire	Longueur du réseau Haute pression (km)	Longueur du réseau Moyenne pression (km)	Longueur du réseau Basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	283,3	445,4	1.380,9
GRD	Sudgaz S.A.	13,4	324,9	792,1
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	91,9

TABLEAU 18 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017

Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg » (ci-après « Code de Distribution »), décrit notamment le modèle de gestion des flux et de réconciliation, l'application des profils standards de consommation, le processus de changement de fournisseur et les modalités d'échange de données. Depuis octobre 2017, les procédures de communication décrites dans le Code de Distribution sont effectuées et traitées de manière automatisée via le même canal de communication sécurisé qui est utilisé pour la communication de marché en électricité. Afin de permettre cette communication automatisée, le Code de Distribution a connu une mise à jour majeure en 2017 (Règlement ILR/E17/56 du 3 octobre 2017 arrêtant le Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg).

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2018, la consommation nationale (8,898 TWh) était inférieure par rapport à l'année précédente (9,054 TWh en 2017). Cette diminution est surtout liée à des températures douces en moyenne en 2018.



GRAPHIQUE 22 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2014

MESURES DE SAUVEGARDE

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg⁵⁸ a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, conformément à la Loi Gaz. Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible temporaire de la consommation d'énergie, qui peut être engagée par les gestionnaires de réseau de transport ou de distribution afin de faire face à une situation exceptionnelle, constatée, annoncée ou prévisible, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement, l'intégrité des réseaux, la sécurité physique ou la sûreté de personnes. Il constitue un outil utilisable en ultime recours pour les gestionnaires de réseaux d'énergie du Grand-Duché de Luxembourg, les permettant de prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent.

En vertu du règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) 994/2010, le Ministère, ayant l'Énergie dans ses attributions, compétent pour la sécurité d'approvisionnement, a entamé les démarches pour mettre à jour le plan d'action préventif⁵⁹ et le plan d'urgence⁶⁰ prescrits par ce Règlement, y inclus le renfort de la coopération régionale dans ce domaine. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz

⁵⁸ <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>.

⁵⁹ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-action-preventif-gaz-naturel.pdf>.

⁶⁰ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-urgence-gaz-naturel.pdf>.

naturel au Luxembourg dans le cadre législatif en vigueur, les résultats de l'évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d'infrastructures et d'approvisionnement, ainsi qu'une présentation des mesures préventives visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement. Le plan d'urgence contient le cadre législatif luxembourgeois, la définition des niveaux de crise, une vue d'ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, ainsi que la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d'information entre acteurs.

En outre, un mécanisme d'effaçabilité introduit dans le cadre du marché intégré BeLux constitue une mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles (voir § 3.3).

QUALITÉ DE SERVICE

Conscient de l'importance de la qualité de service du gestionnaire de réseau envers le client, l'Institut mesure et documente certains indicateurs y relatifs. Le règlement E15/61/ILR du 18 décembre 2015 déterminant les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service du gaz naturel forment la base pour ce monitoring.

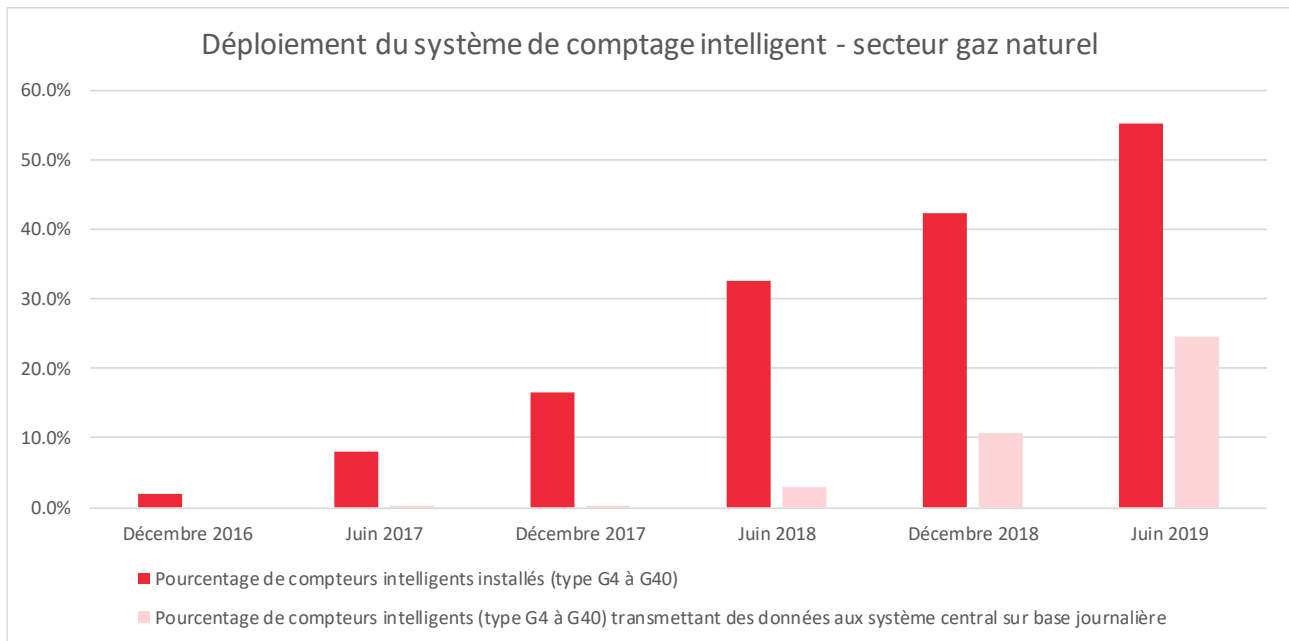
LE COMPTAGE INTELLIGENT

Tout comme en électricité, le déploiement national du système de comptage intelligent dans le secteur du gaz naturel a continué en 2018. Ce déploiement est prescrit par la Loi Gaz qui prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2016 »⁶¹ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90% au 31 décembre 2020 pour le gaz naturel⁶².

Dans le secteur du gaz naturel, 42% des points de comptage étaient équipés d'un compteur intelligent au 31 décembre 2018, et 25% des compteurs étaient raccordés au système central de manière à pouvoir communiquer des données une fois par jour. La communication des données du compteur de gaz naturel sont envoyées via le compteur électrique, qui sert de concentrateur de données local chez le client, et dépend donc du roll-out des « Smarty » électriques. À noter que, si les données sont envoyées au système central du gestionnaire du système de comptage intelligent, Luxmetering GIE, elles n'ont pas encore été communiquées de manière automatisée aux fournisseurs en 2018.

⁶¹ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

⁶² Art. 35 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.



GRAPHIQUE 23 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - GAZ NATUREL

3.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Gaz, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux.

L'année 2018 est la deuxième année de la période de régulation 2017-2020, encadrée par le règlement E16/13/ILR du 13 avril 2016.

Ce cadre réglementaire s'applique à tous les gestionnaires de réseau de gaz naturel. La méthode tarifaire qui en découle comprend, tout comme pour le secteur de l'électricité, les volets de la détermination des coûts d'utilisation du réseau ainsi que le volet de la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. Ces deux volets sont éclairés dans les sous-chapitres suivants.

L'encadrement tarifaire du déploiement du système de comptage intelligent dans les secteurs électricité et gaz naturel est assuré par le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016. Ce règlement fixe les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives et permet de vérifier l'avancement de déploiement ainsi que l'atteinte des objectifs fixés par la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel, à savoir un déploiement dans le calendrier indiqué et à des coûts raisonnables. Les coûts du déploiement sont donc pris en compte lors de la détermination du revenu maximal autorisé.

DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

En 2018, La méthodologie tarifaire dans le secteur du gaz naturel repose sur les mêmes principes que celle dans le secteur de l'électricité. Ainsi la, rémunération des investissements, l'encadrement des projets d'investissement et des charges d'exploitation contrôlables et non-contrôlables suivent la logique décrite au chapitre 2.1.3 sur les tarifs d'utilisation des réseaux électriques.

STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

En conséquence de l'intégration des marchés belge et luxembourgeois, le modèle de tarification a été adapté de façon à appliquer les tarifs principalement aux points de sortie. En effet, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent dorénavant se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents sans devoir réserver de la capacité de transport vers le Luxembourg; ils n'ont donc plus à payer les frais d'acheminement correspondants. Les seuls tarifs applicables pour l'utilisation du réseau au Luxembourg sont des tarifs de sortie, que ce soit sur le réseau de transport ou le réseau de distribution ; ces tarifs de sortie rémunèrent l'ensemble des infrastructures de réseau depuis l'entrée dans la zone de marché intégrée jusqu'au point de sortie sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. La tarification du réseau est donc devenue plus transparente et clairement identifiable à chaque point de sortie du réseau.

Par ailleurs, certaines dispositions particulières s'appliquent au point d'entrée Remich qui est devenu un point d'entrée pour toute la zone BeLux. La capacité au point d'entrée Remich est commercialisée sur la plateforme PRISMA sous forme d'un produit trimestriel conditionnel dont le prix de réserve se compose des seuls coûts de la commercialisation.

La structure tarifaire harmonisée pour les réseaux de distribution répartit les utilisateurs des réseaux de distribution en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fait en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau :

- À la catégorie 1 appartiennent les clients ayant un compteur G4 à G16. Cette catégorie paie une composante volume ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution ;
- À la catégorie 2 appartiennent les clients ayant un compteur G25 à G40. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution mais qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau ;
- À la catégorie 3 appartiennent les clients ayant un compteur G65 ou supérieur. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau.

La redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau couvre les amortissements, la rémunération des capitaux et les charges d'exploitation en relation avec l'activité de comptage dont font partie l'acquisition et la mise à disposition des données de comptage, la gestion informatique et la facturation.

Concernant le tarif d'utilisation du réseau de transport, le système de tarifs de sortie au point de fourniture distribution distingue entre tarif annuel de sortie pour la capacité effaçable et tarif annuel de sortie pour la capacité non effaçable. Ces deux tarifs sont appliqués à la capacité horaire maximale respective de chaque réseau de distribution pendant une année calendaire et facturés au gestionnaire de réseau de distribution concerné. Un rabais sur les tarifs d'utilisation du réseau de distribution est accordé aux utilisateurs du réseau dont la consommation de gaz naturel est effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. En effet, la législation prévoit des mesures de sécurité d'approvisionnement, en particulier pour protéger les consommateurs résidentiels. Les coûts relatifs à cette protection seront attribués explicitement aux catégories de clients visés par la protection. Ainsi les clients raccordés directement au réseau de transport n'y contribueront pas. Les clients d'une certaine taille, qui sont raccordés aux réseaux de distribution, pourront, lorsqu'ils répondent aux critères définis, sortir de la protection et opter pour le régime « effaçable à la demande du gestionnaire de réseau ». En contrepartie de leur engagement à s'effacer au besoin, de tels clients ne contribueront pas aux frais de la sécurisation. En 2018, 31 clients se sont enregistrés comme clients effaçables. Néanmoins, les gestionnaires de réseau n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU 2018

Au cours de l'année 2018, l'Institut a examiné et accepté la proposition des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux de gaz naturel, applicables à partir du 1^{er} janvier 2019. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

Le Tableau 19 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat pour deux catégories de consommateurs différents.

		CLIENT RÉSIDENTIEL 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	CLIENT INDUSTRIEL 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
Frais d'utilisation du réseau selon Eurostat (EUR / MWh)	2017	15,20	7,80
	2018	14,20	7,80

TABLEAU 19 – TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS – SELON EUROSTAT

Notons que pour l'année 2017, Eurostat publie pour la première fois les prix annuels des différentes composantes (énergie, taxes et réseau) par catégorie de consommateur. Dans la suite, l'Institut base ses

analyses sur ces chiffres. Les estimations faites dans le passé par l’Institut pour déterminer les prix des différentes composantes ne sont donc plus maintenues.

3.1.4. Questions transfrontalières

ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

À partir du 1^{er} octobre 2015 avec le marché intégré BeLux, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz au Luxembourg. La capacité doit être réservée aux points de sortie et elle est ferme hormis les restrictions pour clients effaçables. La réservation est faite par les utilisateurs du réseau de transport pour approvisionner les clients finaux sur ce même réseau et des pénalités sont prévues en cas de dépassement de la capacité. En revanche, Creos alloue de manière implicite aux GRD la capacité au point de sortie vers la zone de distribution.

Pour le point d’interconnexion Remich, Creos participe aux enchères pour acheter la capacité annuelle en sortie d’Allemagne et commercialise en entrée un produit de capacité trimestriel conditionné afin de garantir les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois.

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, toutes les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d’interconnexion Remich pour l’année gazière 2018-2019 ont donné lieu à un premium par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l’Institut. Les recettes des enchères (différence entre prix de clôture et prix de réserve, voir Tableau 20 ci-dessous) sont portées en déduction du revenu autorisé à couvrir par les tarifs de sortie.

Période	Capacité offerte (kWh/h)	Capacité vendue (kWh/h)	Prix de réserve (cent/kWh/h/runtime)	Prix de clôture des enchères (cent/kWh/h/runtime)
01/10/2018 - 01/01/2019	1.112.900	1.112.900	3,723	45,223
01/01/2019 – 01/04/2019	1.000.000	1.000.000	3,723	51,223
01/04/2019 – 01/07/2019	555.000	555.000	3,723	8,723
01/07/2019 – 01/10/2019	555.000	555.000	3,723	8,723

TABLEAU 20 – ENCHÈRES POUR LES PRODUITS DE CAPACITÉ D’ENTRÉE TRIMESTRIELS À REMICH POUR L’ANNÉE GAZIÈRE 2018-2019

DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

À l'heure actuelle, le Luxembourg n'est associé à aucun projet d'intérêt commun (PCI) validé sur la liste officielle de la Commission européenne.

Les PCIs sont considérés comme prioritaires aux niveaux européen et national et peuvent faire objet d'une demande de répartition des coûts transfrontaliers, conformément au règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes. Comme en électricité, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence nette positive pour le Luxembourg, conformément à l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013.

SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, la Loi Gaz dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport national. L'établissement du plan décennal national, mis à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Gaz. Le dernier plan décennal en date transmis à l'Institut couvre la période 2019-2028. Ce plan ne contient aucun investissement transfrontalier ; il contient les développements nationaux destinés à moderniser les équipements pour veiller au parfait état de fonctionnement des infrastructures afin d'assurer la continuité et la qualité de l'alimentation en gaz naturel, tout en respectant et en assurant la protection des personnes et l'environnement naturel.

L'Institut note que le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP), tel qu'élaboré par ENTSOg et conformément au règlement européen n° 715/2009, portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel, est cohérent avec le plan de développement national dans la mesure où il n'y a pas de projets transfrontaliers pour le Luxembourg.

L'Institut participe également à l'analyse de la cohérence entre le plan national et le plan européen effectuée par l'ACER.

COOPÉRATION RÉGIONALE

Dans le cadre du marché intégré BeLux, le programme d'engagements de Balansys, contenant les mesures à prendre pour garantir que des pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles sont exclues, a été transmis par Balansys à l'ACER pour approbation conformément à l'article 7(4) de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, accompagné de l'avis rendu par la CREG sur ce programme conformément à la loi belge ; l'étude du dossier est en cours. En parallèle, des adaptations ont été apportées aux documents réglementaires (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) afin de finaliser la mise en œuvre opérationnelle de Balansys pour l'ensemble de la zone

BeLux. Des échanges bilatéraux ont aussi eu lieu entre l'ILR et la CREG, notamment en ce qui concerne la révision annuelle des tarifs d'équilibrage pour la zone BeLux.

L'Institut a également contribué aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs et des différents groupes de travail portant sur le développement des codes réseaux, les projets d'infrastructure et sur les initiatives régionales.

3.2. Aspects relatifs à la concurrence

3.2.1. Marché de gros

Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec le marché intégré BeLux, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter la section correspondante dans la partie 2.1.1.

ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2018, onze fournisseurs de gaz naturel étaient actifs sur le marché luxembourgeois, y inclus les fournisseurs qui font entrer du gaz à partir de l'Allemagne pour l'utiliser à d'autres endroits de la zone Belux sans avoir d'activité sur le marché de détail luxembourgeois. Ceci peut être considéré comme une retombée positive de l'intégration de marché BeLux et qui s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model. Avec un marché de consommation de près de 20 milliards de mètres cubes par an (comparé à 1 milliard de mètres cubes par an, seul pour le Grand-Duché du Luxembourg) et plus de 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, un environnement de prix plus compétitifs est disponible pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès à un marché élargi. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché du Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la Mer du Nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

Le marché BeLux a pu être mis en place en 2015 sans augmentation significative du coût pour le consommateur et à des coûts opérationnels raisonnables, tout en offrant la sécurité d'approvisionnement pour les clients protégés, tel requis par le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010.

3.2.2. *Marché de détail*

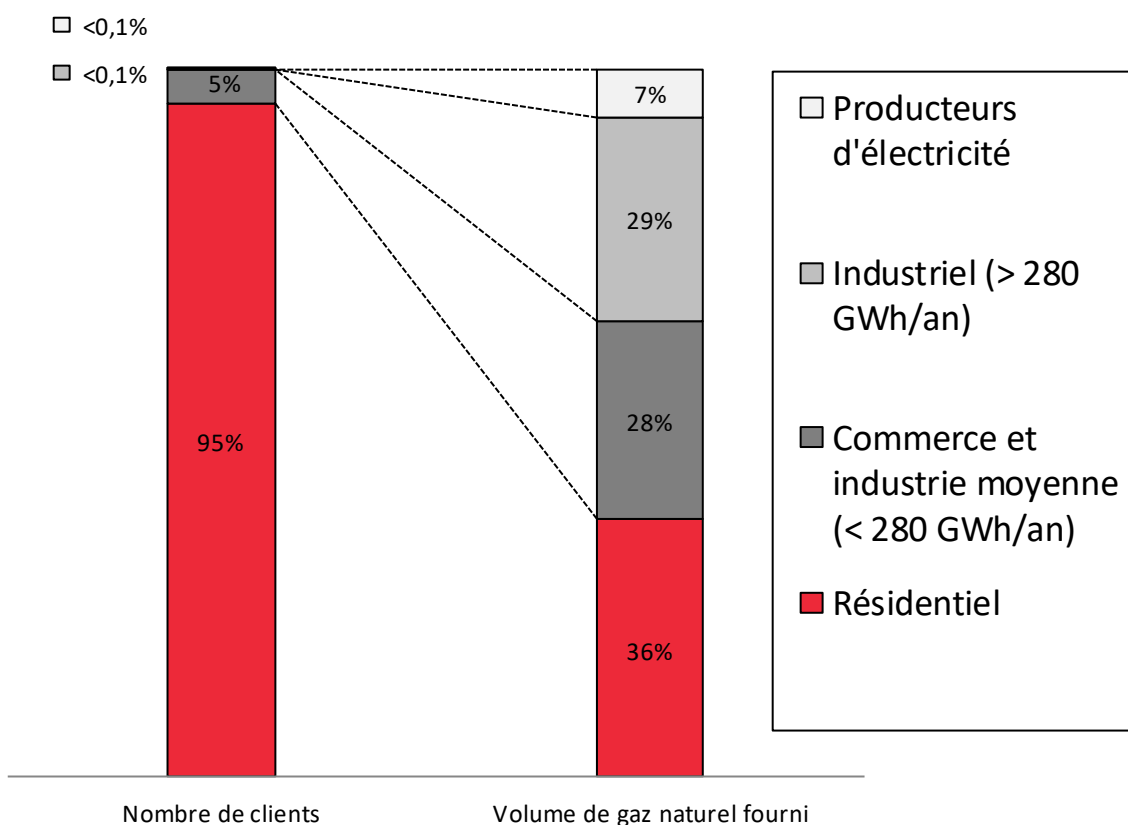
Les clients finals peuvent être segmentés en 4 groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, deux segments de consommateurs professionnels (< 280 GWh/an et > 280 GWh/an) et les producteurs d'électricité.

PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 21 et le Graphique 24 ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2018 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	3,3	85.306
Secteur professionnel (< 280 GWh/an)	2,6	4.316
Secteur industriel (> 280 GWh/an)	2,6	5
Production d'électricité	0,6	71

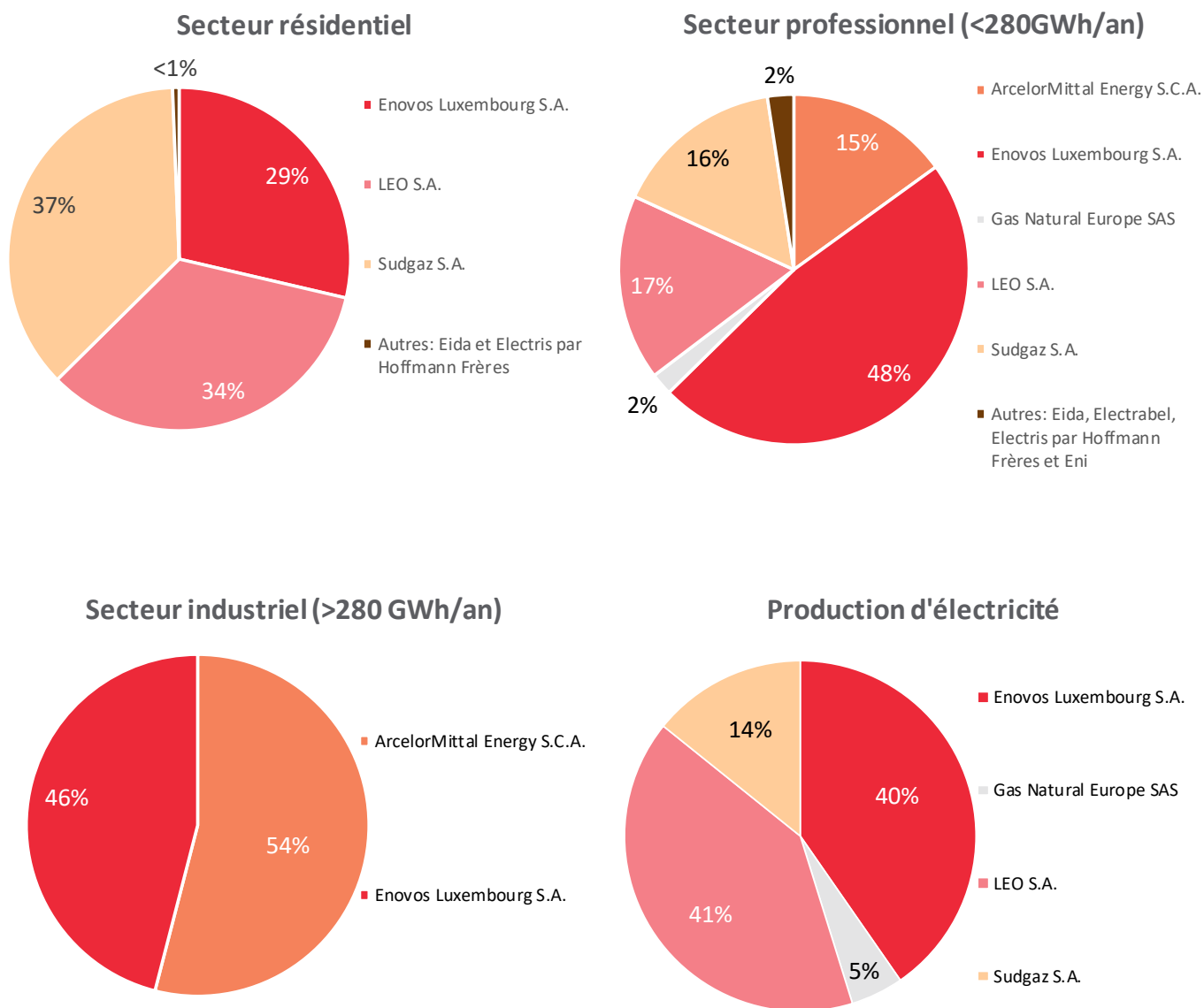
TABLEAU 21 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2017



GRAPHIQUE 24 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS

Quatre entreprises de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et neuf sur le marché de détail (résidentiel et non-résidentiel) en 2018. Parmi ces fournisseurs, cinq acteurs proposent des offres à la fois aux clients résidentiels et professionnels. Notons qu'un de ces cinq acteurs est un nouveau entrant qui a lancé ses offres fin 2018 pour pouvoir approvisionner des clients à partir de 2019. Les parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 25.

Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg S.A., LEO - Luxembourg Energy Office S.A.). Très peu de changements ont été observés dans les parts de marché par rapport à 2017.



GRAPHIQUE 25 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2018, le taux de changement de fournisseur, avec 45 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,1% en termes de points de fourniture, alors qu'il arrive à 1,5% en termes de volume d'énergie.

Le Tableau 22 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2017 et 2018.

ANNEE	2017		2018	
	<i>En termes de volumes</i>	<i>En termes de nombre de clients</i>	<i>En termes de volumes</i>	<i>En termes de nombre de clients</i>
Segment résidentiel	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%
Segment professionnel (<280 GWh/an)	5,3%	0,8%	5,4%	0,3%
Segment industriel (>280 GWh/an)	13,6%	20,0%	0,0%	0,0%
Segment producteurs d'électricité	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Toutes catégories de client confondues	5,5%	0,2%	1,5%	0,1%

TABLEAU 22 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2016 ET 2017

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs⁶³ en ce qui concerne leur approvisionnement en énergie et d'un manque de dynamisme et d'innovation de la part des fournisseurs.

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs, qui tournent autour de 100 € par an et par ménage, ne suffisent pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. La petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

L'ILR fait un appel aux consommateurs de comparer les offres sur le marché, notamment à travers le comparateur en ligne www.calculix.lu.

⁶³Le rapport « Performance on European Retail markets in 2017 » de la CEER montre à la page 33 que le taux de changement des fournisseurs, par les ménages au Luxembourg est le plus bas en Europe (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/31863077-08ab-d166-b611-2d862b039d79>)

- **Segment résidentiel**

Les ménages représentent environ 36% en volume du marché du gaz naturel. 34 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2018, un chiffre inférieur par rapport aux 154 changements en 2017.

- **Segment du commerce et de l'industrie moyenne**

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie moyenne, représentée sur le Graphique 25 par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 280 GWh, il y a eu 11 changements de fournisseurs, par rapport à 36 en 2017. Le taux de changements dans ce segment, qui représente environ 28% du marché national et un taux de changement de fournisseur en termes de volume de 5,4% en 2018 reste stable par rapport à 2017 (5,4%).

- **Segment industriel**

Uniquement 5 clients finals à consommation annuelle supérieure à 280 GWh représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 29% du marché en termes de volume. Pour l'année 2018 aucun changement de fournisseur n'a été observé.

- **Producteurs d'électricité**

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 7% de la consommation de gaz naturel.

SURVEILLANCE DES PRIX

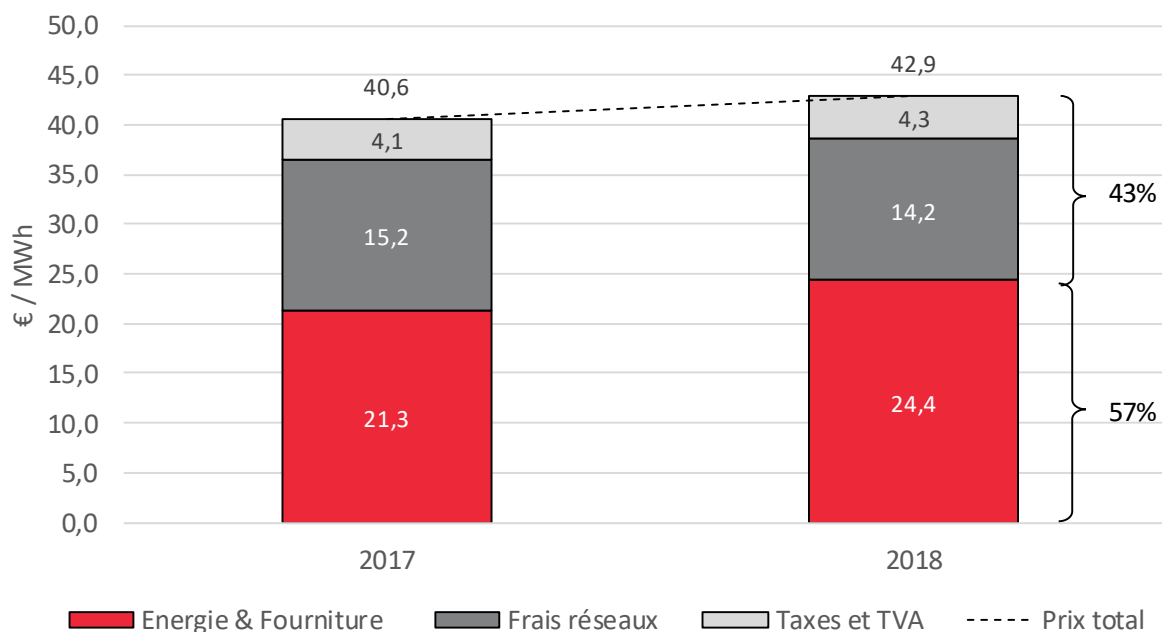
Au Luxembourg, le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Un prix de fourniture régulé n'ayant jamais existé⁶⁴, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

1. le prix de l'énergie fournie par le fournisseur ;
2. les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA.

⁶⁴ Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 26 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁶⁵ qui, depuis 2017, effectue la décomposition des prix du gaz naturel.

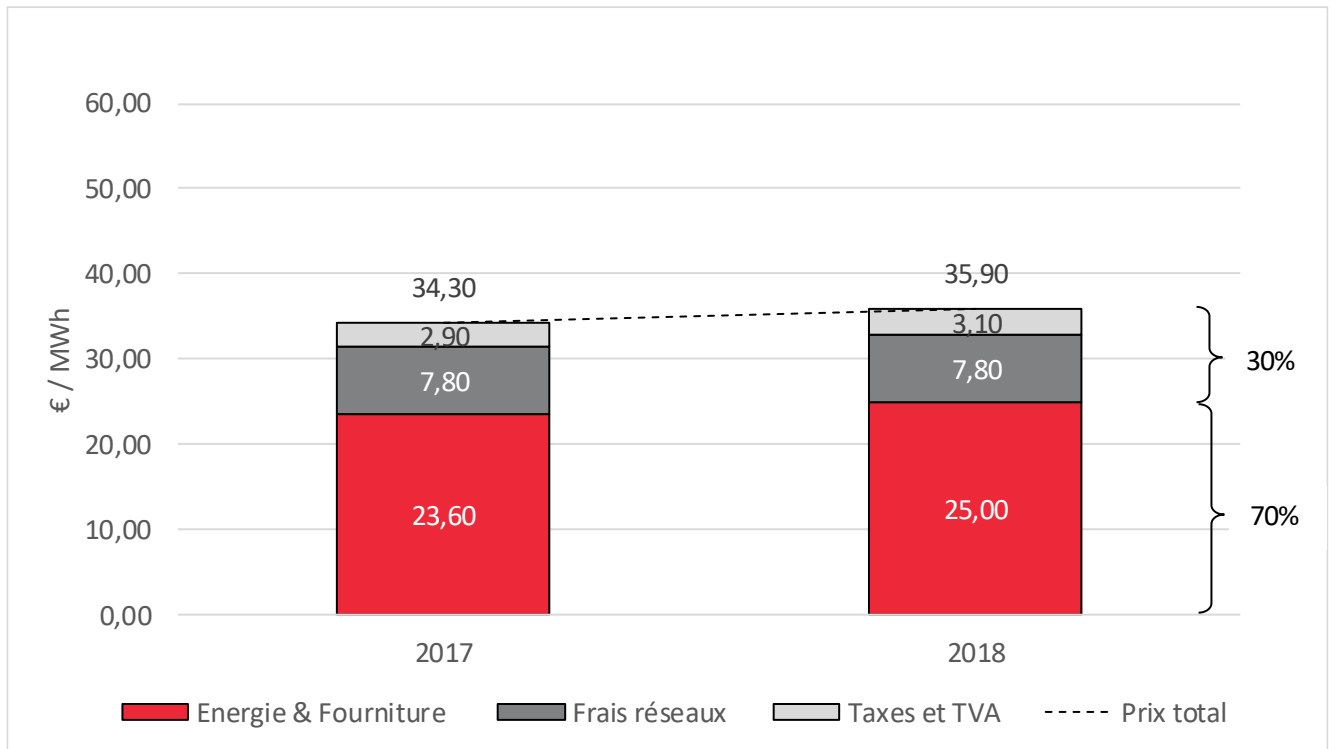


GRAPHIQUE 26 – DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

L'augmentation de la facture totale a donc son origine dans une augmentation de la composante énergie, entraînant aussi une légère augmentation de la composante des taxes et TVA. La composante « Energie et Fourniture » a augmenté de 3,1 €/MWh en 2018. Les ménages ont payé près de 6% de plus par unité de gaz naturel consommé en 2018, ceci à cause de la hausse des prix du gaz sur les marchés de gros qui leur a été répercutée par les fournisseurs.

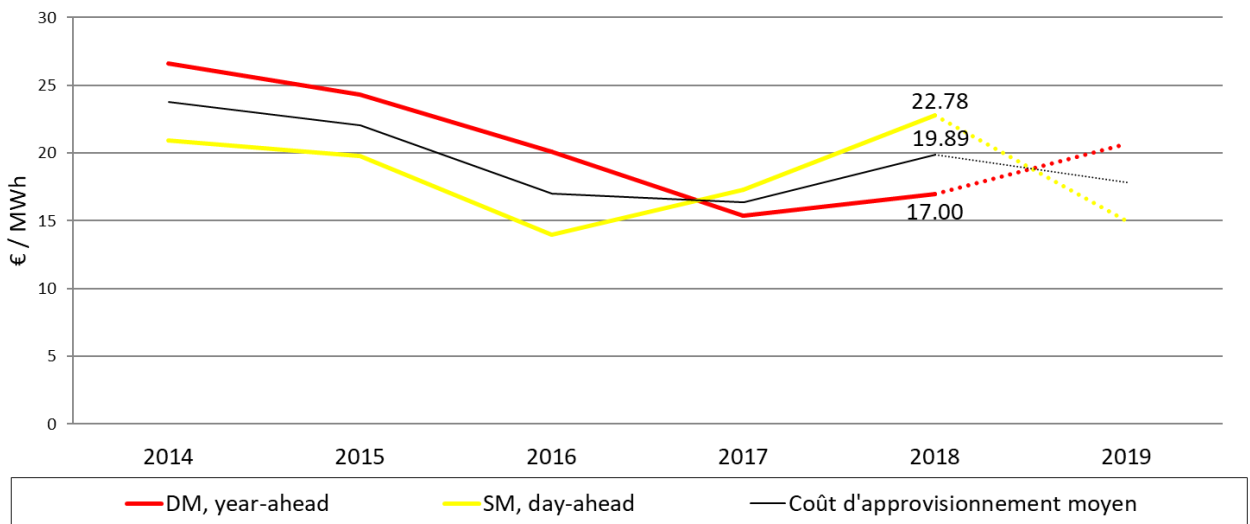
L'évolution de la décomposition du prix du gaz naturel d'un client industriel type, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 27 suivant.

⁶⁵ Le graphique se rapporte au client-type D2 qui a une consommation annuelle en gaz naturel entre 20 et 200 GJ, c'est-à-dire entre 5600 et 56000 kWh (1 kWh=0,0036 GJ). (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.



GRAPHIQUE 27 – DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS INDUSTRIELS (PRIX COURANTS)

Le prochain graphique représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF⁶⁶- Gas Base Load Futures - DM year-ahead⁶⁷, ligne rouge) avec livraison entre 2014 et 2019 ainsi que le développement sur le marché « spot » (TTF – SM day-ahead⁶⁸, ligne jaune) pour les années 2014 à 2019.



⁶⁶ "Title Transfer Facility" (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

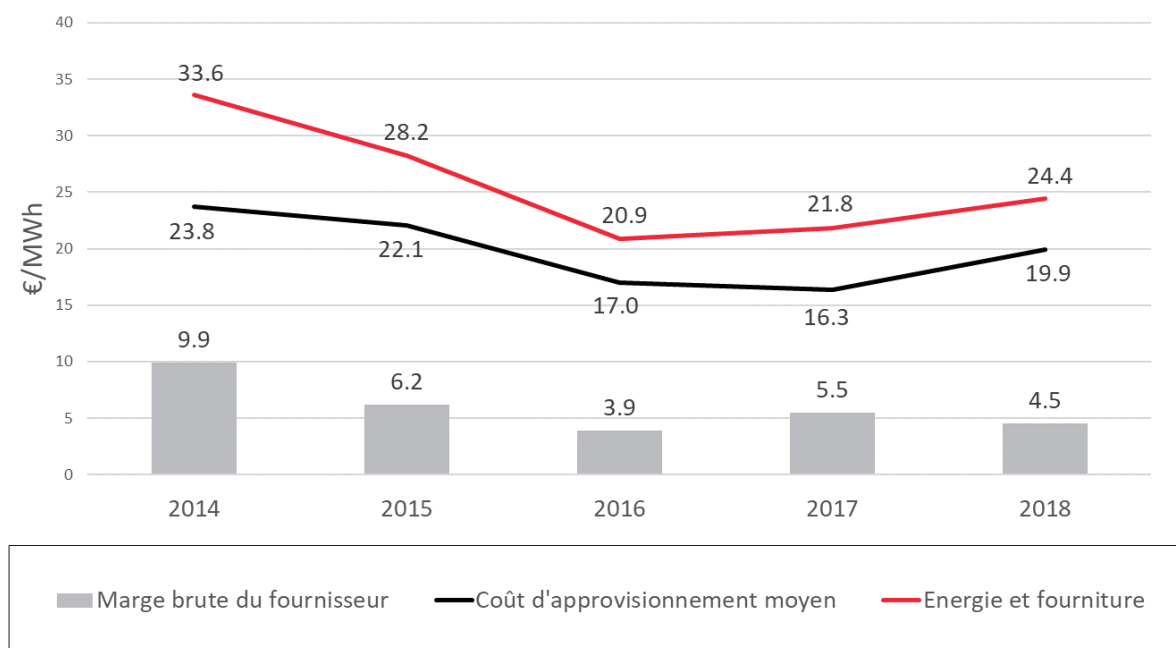
⁶⁷ Il s'agit du prix du marché à terme moyen pour l'année suivante. Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁶⁸ Il s'agit du prix du marché au comptant pour le jour suivant, infrajournalier. Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. La valeur annuelle pour le présent graphique est la moyenne des prix mensuels moyens sur une année.

GRAPHIQUE 28 – DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL

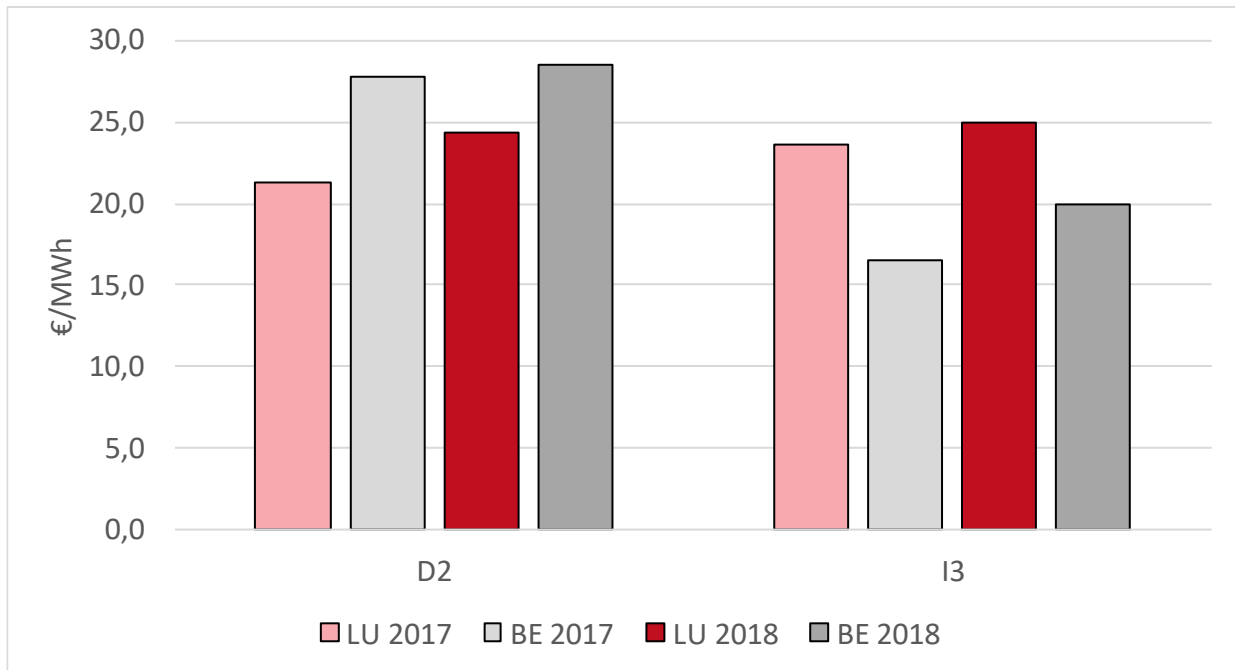
Entre 2017 et 2018, les coûts d’approvisionnement en gaz naturel ont augmenté significativement (ligne noire dans le Graphique 28 ci-dessus). Le prix moyen du produit à terme (ligne rouge), en diminution d’année en année depuis 2013, a augmenté depuis 2017 et se situe à 17,00 €/MWh en 2018. Le produit « spot » (ligne jaune), qui a également diminué entre 2013 et 2016, remonte à nouveau 2016 et a augmenté de manière significative depuis 2017, comme dans le marché de l’électricité, pour se situer à 22,78 €/MWh en moyenne en 2018. Le coût d’approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché « spot », est estimé à 19,89 €/MWh en 2018.

Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à 4,5 €/MWh en 2018.



GRAPHIQUE 29 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL 2014 – 2018

Comme le Luxembourg fait partie du marché intégré belgo-luxembourgeois pour le gaz naturel (BELUX), les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d’approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Belgique qu’au Luxembourg de manière à ce qu’il faille comparer la composante « Energie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.



GRAPHIQUE 30 – COMPARAISON DE LA COMPOSANTE « PRIX DE L'ÉNERGIE ET FOURNITURE » ENTRE LA BELGIQUE ET LE LUXEMBOURG

La comparaison des composantes « Energie et Fourniture » permet de s'apercevoir que les coûts de l'énergie ont augmenté pour toutes les catégories de consommateurs au Luxembourg comme en Belgique de 2017 à 2018.

Le prix pour les ménages de l'énergie proprement dite reste très compétitif en les comparant aux prix applicables en Belgique. Cependant, ce constat est inversé pour les petites et moyennes entreprises et industries dont le coût net de l'énergie est plus élevé que pour les mêmes types de client en Belgique.

La différence de prix correspond en moyenne à un ordre de grandeur de 5 €/MWh ou 20% du coût de la molécule de gaz naturel, alors que les consommateurs font partie, depuis octobre 2015, du même marché belgo-luxembourgeois pour le gaz naturel. Il est constaté également, comme pour 2017, que la composante énergie du prix du gaz naturel est plus élevée pour les PME que pour les ménages ou les grands clients industriels.

En Octobre 2018, l'Institut a publié son analyse intitulée « Le prix du gaz naturel pour les petites et moyennes entreprises et industries »⁶⁹. En conclusion de cette analyse, l'Institut constate que les factures de gaz naturel de la plupart des fournisseurs ne sont pas suffisamment transparentes puisqu'elles ne renseignent pas séparément le prix du gaz proprement dit et le coût de l'utilisation du réseau. Ce manque d'information du consommateur ainsi que sa passivité font que les prix payés par de nombreuses petites et moyennes entreprises et industries sont élevés par rapport au prix du marché et aux prix offerts à d'autres consommateurs. L'Institut recommande ainsi aux consommateurs d'être attentifs et de devenir actifs en demandant des offres de prix auprès de plusieurs fournisseurs bien avant l'échéance du contrat de fourniture en cours.

⁶⁹ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-559.pdf>.

RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

Le lecteur est invité à se référer à la section 2.2.2 du présent rapport.

CRITÈRES DE QUALITÉ DE SERVICE ET MODALITÉS DE MESURE ET DE DOCUMENTATION

Une analyse complète des données relatives à la qualité de service n'a pas été possible, étant donné qu'uniquement deux des trois GRD en gaz naturel ont fait parvenir le rapport y relatif à l'Institut. L'Institut c'est, dès lors, limité à une analyse sommaire des données reçues. Les GRD de gaz naturel ont mis en service un total de 1.085 raccordements, dont 240 ont eu lieu dans le cadre d'extensions du réseau de gaz naturel ; 792 étaient des nouveaux raccordements au réseaux existant et 58 étaient des raccordements de chantier.

Les GRD ont effectué 116 coupures pour non-paiement ; dans tous les cas, le client a été reconnecté après un paiement ou arrangement d'un plan de paiement avec le fournisseur respectivement le GRD.

Il y a eu un total de 157 interruptions sur les réseaux de distribution de gaz naturel en 2018, dont 16 étaient planifiées et 141 n'étaient pas planifiées. Dans le cas d'interruptions planifiées, les clients étaient toujours informés au moins 5 jours à l'avance.

123 demandes relatives aux données de consommation ont été introduites, dont 54% émanaient de fournisseurs, 24% ont été introduites directement par le client final et près de 21% ont été introduites par des tiers, par exemple des consultants énergétiques.

Les GRD ont rapporté avoir contrôlé un total de 2.177,2 km de conduites, et d'avoir constaté un taux de fuite moyen de 0,03 fuites/km en moyenne pression et 0,04 fuites/km en basse pression. Aucune fuite n'a été répertoriée dans le réseau de haute pression.

3.3. Sécurité d'approvisionnement

Par analogie au secteur électrique, les acteurs sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement.

Le gestionnaire du réseau de transport est tenu de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement.

Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie assure le suivi de l'état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. À travers ses rapports, il expose les résultats de ce suivi et examine notamment le niveau de concurrence et les contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme. Il a publié⁷⁰ son rapport le plus récent en juillet 2018.

⁷⁰ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Bericht-uber-die-Versorgungssicherheit-2018-.pdf>.

LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 établit les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement.

L'autorité compétente pour prendre les mesures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et pour les mettre en œuvre, est le Ministre, ayant l'Énergie dans ses attributions, conformément à l'article 14bis de la Loi Gaz.

Quant à l'Institut, il doit tenir compte, dans le cadre de l'approbation des tarifs de sortie, des coûts encourus pour respecter de manière efficiente l'obligation de veiller à ce que les infrastructures restantes en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière aient la capacité de satisfaire la demande de gaz naturel des clients protégés.

Le Luxembourg remplit ses obligations envers ce règlement :

- la protection des clients protégés, renforcée grâce à l'intégration des marchés de gaz naturel luxembourgeois et belge depuis le 1^{er} octobre 2015 ;
- la mise en place d'un plan d'action préventif et d'un plan d'urgence (voir § 3.1.2).

Le Luxembourg dispose néanmoins d'une dérogation, selon l'article 5(9) de ce règlement, en ce qui concerne la mise en œuvre de mesures nécessaires pour satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1).

SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement doit comprendre toutes les étapes de la chaîne de valeur, de la production et de l'exploration du gaz naturel, du stockage, du transport jusqu'à la distribution.

Pour des raisons géologiques, techniques et économiques, le Luxembourg n'est pas en mesure d'assurer lui-même les étapes de production/exploration de gaz naturel, ainsi que le stockage. En effet, le Luxembourg ne dispose ni de champs d'exploration, ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la bio-méthanisation et son injection directe dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite possible sur le territoire luxembourgeois, la flexibilité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit être assurée par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes. À cette fin, Creos a conclu un accord opérationnel d'équilibrage avec Fluxys pour gérer les flux en temps réel.

L'évolution des besoins en gaz naturel sont dépendants de la température et de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La Loi Gaz attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère ayant l'Énergie dans ses attributions dans le cadre de sa compétence en

matière de sécurité de l'approvisionnement. Dans son rapport de juillet 2018, le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie indique un maintien de la demande annuelle en gaz naturel jusqu'à 2033, à environ 800 millions Nm³ par an, dans la mesure où la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette, qui avait un impact majeur sur les besoins (elle comptait pour environ 40% de la consommation de gaz naturel au Luxembourg), a définitivement fermé.

DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS

Depuis le 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux permettent de couvrir la dernière pointe la plus élevée mesurée en 2012, soit 300.000 m³/h avec de la capacité ferme.

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de garantir la capacité à long terme des réseaux afin de répondre à des demandes raisonnables de capacités de transport de gaz naturel, tout en tenant compte de réserves suffisantes pour garantir un fonctionnement stable. Les gestionnaires de réseau de transport doivent également garantir une capacité de transport, une fiabilité du réseau et une sécurité d'exploitation du réseau adéquat pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

Les gestionnaires de réseau doivent prendre toutes les mesures préventives nécessaires afin de limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité ou de l'efficacité du réseau de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel en cas d'évènements exceptionnels annoncés ou prévisibles.

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations, ou encore pour l'intégrité du réseau, le Gouvernement, l'avis du régulateur demandé, peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde nécessaires. L'Institut ne dispose pas de compétences propres pour imposer ou prendre des mesures d'urgences et de sauvegarde.

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. De plus, le Ministère, ayant l'Énergie dans ses attributions, a élaboré un plan d'action préventif et un plan d'urgence (voir § 3.1.2).

Le Luxembourg dispose d'une dérogation pour les normes relatives aux infrastructures (critère de défaillance N-1). Il doit néanmoins s'assurer que les clients protégés (définis au Luxembourg comme l'ensemble des ménages connectés à un réseau de distribution de gaz) soient approvisionnés selon l'article 6 e du règlement (UE) n° 2017/1938. L'intégration des marchés belge et luxembourgeois depuis le 1^{er} octobre 2015 a permis l'augmentation de capacité ferme pour le Luxembourg, et ainsi la couverture de la pointe pour ces clients.

En outre, dans le cadre du marché intégré BeLux, la notion de client effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution luxembourgeois a été introduite. Les clients non protégés au sens du règlement (UE) n° 2017/1938 peuvent choisir d'être effaçables à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. L'activation du mécanisme d'effaçabilité est considérée comme mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures d'urgence et de sauvegarde du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles conformément à l'article 18 de la Loi Gaz.

4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges

4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire

L'Institut a pour mission de veiller à l'observation par les entreprises d'électricité et de gaz naturel du cadre légal, c'est-à-dire des lois sectorielles ainsi que toutes les mesures prises en leur exécution (règlements grand-ducaux, règlement de l'Institut). En cas de constat d'inobservation des obligations professionnelles qui en résultent, l'Institut est appelé à sanctionner l'entreprise concernée par une des sanctions prévues à la Loi Électricité ou à la Loi Gaz. Le régime des sanctions varie d'un simple avertissement en passant par le blâme pour culminer le cas échéant dans une amende d'ordre, ne pouvant pas dépasser un million d'euros, à moins que l'entreprise concernée soit une entreprise verticalement intégrée ; dans cette hypothèse l'amende d'ordre peut atteindre 10% du chiffre d'affaires annuel de l'entreprise à sanctionner. Les sanctions à prononcer par l'Institut sont également publiées sur le site Internet de l'Institut.

LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICIENCE ÉNERGÉTIQUE

Dans le cadre des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs par les articles 48bis de la Loi Électricité et 12bis de la Loi Gaz, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel se sont vu imposer une obligation de réaliser des volumes déterminés d'économies d'énergie sur une période donnée (du 1er janvier 2015 jusqu'au 31 décembre 2020).

Pour tenir compte des fluctuations du marché et dans un souci d'équité, une procédure est mise en place pour fixer de manière annuelle les volumes d'économies d'énergie à réaliser par les fournisseurs au cours d'une année. Ainsi, le Ministre, ayant l'énergie dans ses attributions, fixe de manière annuelle et individuelle le volume des économies d'énergie à réaliser par chaque fournisseur en fonction de sa part de marché réelle.

Pour respecter leurs obligations, les fournisseurs d'énergie doivent inciter les consommateurs à réaliser des mesures d'économies d'énergie. Cette incitation, antérieure à la réalisation de l'action, peut prendre la forme d'une information, d'un accompagnement technique, d'une aide au financement, etc. Le règlement grand-ducal modifié du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique établit en son annexe un catalogue de fiches standardisées qui décrit les différentes actions éligibles.

En contrepartie du constat des investissements effectués par les consommateurs grâce à ces actions, les fournisseurs se voient remettre des attestations d'économies d'énergie sur la base de forfaits en kWh calculés par type d'action.

Si les fournisseurs d'énergie ne parviennent pas à remplir leurs obligations dans le temps imparti, ils devront s'acquitter d'une amende d'ordre à prononcer par le régulateur.

L'article 48bis de la Loi Électricité ne laisse pas de pouvoir d'appréciation à l'Institut, ni sur l'opportunité, ni sur les modalités de la sanction. Ainsi, l'Institut sera amené à prononcer d'office des sanctions administratives sous forme d'amende, dès qu'un fournisseur ne remplit pas ses objectifs en matière d'économies d'énergie. Or, la fourchette de l'amende est fixée de manière assez restrictive, de sorte qu'il sera difficile à l'Institut de sanctionner de manière appropriée et proportionnée.

Néanmoins, en 2018, l'Institut a dû décider sur les sanctions à prononcer à l'égard des parties obligées, n'ayant pas réalisé les volumes d'économies d'énergie fixés pour l'année 2015. En effet, le Ministre ayant communiqué à l'Institut le résultat des vérifications sommaires et des vérifications approfondies des déclarations des parties obligées pour ce premier exercice, l'Institut a constaté qu'aucune des parties obligées, sauf une, n'avait atteint l'objectif fixé. Ainsi, chacune de ces parties obligées encourait une amende d'ordre. Or, compte tenu du fait que le mécanisme n'a été mis en place qu'au courant de l'année 2015, mais qu'il trouvait application de manière rétroactive sur toute l'année 2015, l'Institut a décidé de ne pas sanctionner les parties obligées défailtantes, laissant prévaloir le principe de la non-rétroactivité de la peine et le caractère non-dissuasif d'une telle sanction.

À l'égard des fournisseurs étrangers ne disposant pas de leurs propres infrastructures et établissements au Luxembourg, mais approvisionnant simplement des clients établis au Luxembourg, les obligations d'économies d'énergie constituent de véritables barrières à l'entrée sur le marché luxembourgeois, étant donné qu'elles doivent être remplies sur le territoire national. La conséquence directe de la mise en œuvre du nouveau régime d'obligations d'économies d'énergie est le retrait du marché luxembourgeois de certains fournisseurs étrangers actifs sur le marché luxembourgeois.

L'Institut donne à considérer que l'abandon du marché luxembourgeois par ces fournisseurs, principalement actifs auprès des consommateurs industriels, réduit de facto le nombre de fournisseurs disponibles pour répondre à leurs appels d'offres aux quelques fournisseurs établis au Grand-Duché. Ce manque de pression concurrentielle peut conduire à une remontée des prix et dès lors à une perte de compétitivité pour l'industrie luxembourgeoise. L'Institut reste dès lors persuadé qu'une refonte du mécanisme est incontournable pour le fonctionnement du marché et le développement de la concurrence dans le segment des consommateurs industriels. L'Institut surveille le niveau des prix et les marges brutes des fournisseurs actifs dans ce segment pour identifier toute hausse des marges en question. L'Institut constate également la possibilité bien réelle de court-circuiter le mécanisme d'obligations. En effet, les clients finals luxembourgeois peuvent s'approvisionner directement sur les marchés de gros de la zone DE/LU, soit individuellement, soit collectivement, sans l'intermédiaire d'un fournisseur. Dans ce cas, l'obligation d'efficacité énergétique tombe, alors que la vente se fait à l'étranger sans intervention d'un fournisseur soumis au régime luxembourgeois.

La coopération avec l'ACER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres États membres, est également mise en œuvre à travers l'élargissement des missions dévolues à l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs et des réseaux d'électricité et de gaz naturel qui fonctionnent de manière effective et fiable.

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres États membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions.

En matière d'électricité, les activités ont principalement porté sur l'implémentation des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur les règles de marché (allocation des capacités long terme, allocation de capacité et gestion de la congestion à court terme), sur les conditions de raccordement et sur la gestion du réseau de transport.

Ainsi, dans le cadre des règlements européens portant sur les règles de marché, l'Institut a participé aux discussions portant sur les propositions pan-européennes et régionales soumises par les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs de marché de l'électricité conformément au 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, au Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme et au Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. Il a également émis 11 décisions concernant :

- la méthodologie en mode dégradé pour les NEMOs ;
- les produits qui peuvent être pris en compte par les NEMOs dans le processus de couplage unique journalier et dans le processus de couplage unique infrajournalier ;
- les méthodologies communes pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier et résultant du couplage unique infrajournalier ;
- les modalités modifiées concernant la présence de plusieurs NEMOs dans la zone de dépôt des offres d'Allemagne/Luxembourg (DE/LU) ;
- la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion tiré de l'allocation de capacité à terme ;
- la méthodologie pour le modèle de réseau commun aux échéances de long terme ;
- les modifications de la conception régionale des droits de transport à long terme au sein de la région de calcul de capacité Core ;

- l'amendement des exigences spécifiques à la région de calcul de la capacité Core relatives aux règles d'allocation harmonisées pour les droits de transport à long terme ;
- la proposition concernant le cadre pour l'établissement d'une plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres.

Dans le cadre du 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, l'Institut a pris deux décisions pour retirer la classification en technologie émergente d'une entreprise productrice d'électricité ayant cessé la commercialisation du produit concerné en Europe Continentale et pour approuver les seuils de puissance maximale applicable aux unités de production d'électricité de type B, C, et D. L'Institut a aussi établi un règlement pour arrêter les exigences applicables aux installations de production d'électricité de type A, B, C et D.

Enfin, dans le cadre du Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, l'Institut, en collaboration avec les autorités de régulation nationales concernées, a pris cinq décisions sur les propositions pan-européennes et régionales soumises par les gestionnaires de réseau de transport concernant :

- les exigences organisationnelles, rôles et responsabilités clés pour les échanges de données liées à la sécurité d'exploitation ;
- la méthodologie pour les modèles de réseaux communs à un an, journaliers et infrajournaliers ;
- les hypothèses et la méthodologie pour une analyse des coûts et bénéfices en relation avec les unités fournissant des réserves de stabilisation de la fréquence ;
- la détermination des blocs réglage-fréquence-puissance dans la zone synchrone d'Europe continentale.

Le cadre européen en matière d'électricité a également été modifié en 2018 suite aux négociations menées entre les Institutions européennes au sujet du paquet « Clean Energy for all Europeans », avec la publication des textes législatifs suivants :

- la Directive (UE) 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la Directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique ;
- la Directive (UE) 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 (refonte) ;
- la Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique ;
- le Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les Règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les Directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les Directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le Règlement (UE) no 525/2013 du Parlement européen et du Conseil.

D'autre part, un accord politique a été trouvé en décembre 2018 sur les textes législatifs suivants, dont la publication de la version définitive a eu lieu début juin 2019 :

- le Règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) ;
- La Directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte) ;
- le Règlement du Parlement européen et du Conseil sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la Directive 2005/89/CE ;
- le Règlement du Parlement européen et du Conseil instituant une Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (refonte).

En matière de gaz naturel, le Grand-Duché de Luxembourg bénéficie d'une dérogation au titre de l'article 49 de la directive 2009/73/CE quant à l'application des codes réseau. Néanmoins, l'Institut et le gestionnaire de réseau Creos ont participé, sur base volontaire et dans le cadre du marché intégré BeLux, au rapport annuel de mise en œuvre du code réseau portant sur l'équilibrage. D'autre part, dans le cadre du Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz, l'Institut a participé au benchmark portant sur les méthodes et paramètres utilisés pour la détermination du revenu maximal autorisé du gestionnaire du réseau de transport.

Dans la mesure où les dispositions des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément aux articles 44 de la directive 2009/72/CE et 49 de la directive 2009/73/CE, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut, tel que défini par les articles 60 de la Loi Gaz et 65 de la Loi Électricité, consiste à prononcer des blâmes ou avertissements, ou à prononcer des amendes substantielles de même qu'une interdiction temporaire d'effectuer certaines opérations, toutes les sanctions pouvant être assorties d'une astreinte (paiement d'une somme d'argent par jour de retard).

4.2. Protection des consommateurs

Les directives du troisième paquet⁷¹ et la législation nationale confèrent désormais à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs.

PROCÉDURE DE MÉDIATION

La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouverte à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau⁷². Le rôle du Service Médiation de l'Institut est de traiter, à la demande du consommateur résidentiel concerné, toute réclamation qui n'a pas été traitée de manière satisfaisante dans le cadre des procédures de réclamation internes mises en place par les entreprises d'électricité ou de gaz naturel. Le but de la médiation est de concilier les parties; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser. En 2018, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel⁷³ en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016⁷⁴. Désormais les fournisseurs et les gestionnaires de réseau présents sur le marché de l'énergie luxembourgeois peuvent bénéficier gratuitement des services de médiation offerts par l'Institut, en vue de trouver une solution simple et rapide à une situation litigieuse les opposant à leurs clients résidentiels finals.

Les demandes de médiation peuvent être introduites en ligne via le site Internet de l'Institut dans les trois langues administratives. Les parties à la médiation peuvent désormais également communiquer avec le médiateur par la voie électronique⁷⁵.

Depuis novembre 2016, l'Institut est reconnu par le Ministère de l'Économie en tant qu'entité qualifiée de médiation qui satisfait aux exigences légales en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et figure de ce fait sur une liste officielle au sein de l'Union Européenne⁷⁶.

En 2018, l'Institut a traité 8 nouvelles demandes de médiation dans le secteur de l'énergie : 5 pour le secteur électricité et 3 pour le secteur gaz naturel.

⁷¹ Pour plus de détails veuillez consulter « 3ième paquet marché intérieur de l'électricité » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>

⁷² Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

⁷³ Règlement E16/16/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière d'électricité.

Règlement E16/17/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière de gaz naturel.

⁷⁴ Loi du 17 février 2016 portant introduction du règlement extrajudiciaire des litiges de consommation dans le Code de la consommation et modifiant certaines autres dispositions du Code de la consommation, Mémorial A n° 60.

⁷⁵ Site Internet dédié au Service Médiation d'Institut mediation@ilr.lu. Contact : mediation@ilr.lu

⁷⁶ Liste des Organismes de règlement des litiges sur le site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs.

Les 8 nouveaux dossiers concernaient la facturation ou le comptage et les problèmes liés au changement du fournisseur. Les 8 demandes de médiation ont été réglées au cours de l'année 2018. Le service médiation publie son rapport annuel sur le site Internet de l'Institut⁷⁷.

GUICHET UNIQUE EN LIGNE

L'Institut, en qualité de guichet unique⁷⁸, a mis à disposition des consommateurs de l'énergie le portail www.STROUMaGAS.lu. Ce portail, géré par l'Institut, fournit au consommateur luxembourgeois toute une panoplie d'informations sur ses droits et devoirs dans le contexte du marché libéralisé de l'énergie. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information disponibles sur ce site. Ces fiches renseignent entre autres sur les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d'électricité (Calculix), l'étiquetage de l'électricité, la facture d'électricité, la médiation, le mix d'électricité et le raccordement au réseau. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs, ainsi qu'un glossaire sont disponibles sur le site de l'Institut⁷⁹, tout comme sur le site du guichet unique de l'énergie www.STROUMaGAS.lu. Tout consommateur d'énergie peut contacter le guichet unique de l'ILR par email à l'adresse stromagas@ilr.lu ou par téléphone au numéro +352 28 228 888.

ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS

Tout consommateur, comme tout acteur de marché, peut contacter l'Institut pour obtenir plus d'informations sur le fonctionnement du marché de l'énergie au Luxembourg. Au cours de l'année 2018, le Service Energie de l'Institut a enregistré 69 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, autres autorités et instituts de recherche) parvenues soit par voie électronique⁸⁰ soit via la Hotline Energie⁸¹. Les demandes d'information portaient principalement sur une explication de la structure tarifaire et l'explication des coûts liés au raccordement au réseau (p.ex. prime de puissance - composante capacité, mécanisme de compensation), du système des garanties d'origine et du système de mise aux enchères des garanties d'origine, sur les statistiques de production d'électricité à partir de sources renouvelables au Luxembourg, sur l'autoproduction/ autoconsommation, le changement de fournisseur, la facturation, le système de licences pour nouveaux acteurs de marché, le fonctionnement de Calculix et les compteurs intelligents.

En outre, tout consommateur peut consulter les publications sur le site Internet de l'Institut concernant le marché de l'électricité et du gaz naturel et faire part de ses commentaires à l'Institut dans le cadre des consultations publiques publiées sur le site Internet de l'Institut.⁸²

⁷⁷ <https://web.ilr.lu/mediation/FR/Mediation/Informations-utiles/Publications/Pages/default.aspx>

⁷⁸ Article 2(13) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

⁷⁹ Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : électricité et gaz naturel ; (ii) Aide-mémoire : électricité et gaz naturel.

⁸⁰ Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse email du Service Energie : energie@ilr.lu.

⁸¹ Le numéro de la Hotline Energie est le suivant : (+352) 28 228 888, disponible sur le site www.calculix.lu.

⁸² Sources : (i) Communiqués de presse : électricité et gaz naturel ; (ii) consultations publiques : électricité et gaz naturel.

Au cours de l'année 2018, l'Institut a publié 3 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 5 consultations publiques, respectivement 4 pour le marché de l'électricité et 1 pour le marché du gaz naturel.

Pour rester informés des travaux menés par l'Institut, les consommateurs sont invités à s'inscrire à la newsletter de l'Institut en choisissant les secteurs d'intérêt⁸³.

RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES

Les dispositions de service public ont principalement pour objectif de garantir les droits des clients résidentiels et de protéger les consommateurs les plus vulnérables dans la chaîne des acteurs. En vertu de la loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale, « *une fourniture minimale en énergie domestique est garantie à toute personne remplissant les conditions d'éligibilité pour le droit à l'aide sociale, si elle se trouve dans l'impossibilité de faire face à ses frais (...) d'énergie domestique* ».

La législation nationale actuelle ne définit pas de manière plus précise la notion de client vulnérable. Néanmoins, dans le cadre du service universel à assurer au client résidentiel, la Loi Électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement du client. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion dans un délai de trente jours en cas de non-paiement⁸⁴. Une information est adressée en parallèle à l'office social du lieu de résidence du client défaillant. Le client concerné ne peut être déconnecté par le gestionnaire que sur mandat écrit du fournisseur; en outre, la déconnexion ne peut pas avoir lieu lorsque l'office social prend en charge la dette du client. En contrepartie de cette prise en charge, le fournisseur est en droit de faire placer par le gestionnaire du réseau un compteur à prépaiement jusqu'à apurement intégral de la dette.

Une procédure identique existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché.

En pratique, l'encadrement par les offices sociaux se fait rétroactivement à travers un apurement des factures échues restées impayées. Les offices sociaux sont obligés de prendre « les initiatives appropriées pour diffuser toute information utile sur les différents formes d'aide qu'il(s) octroie(nt) ». Ils doivent de même fournir « les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements »⁸⁵.

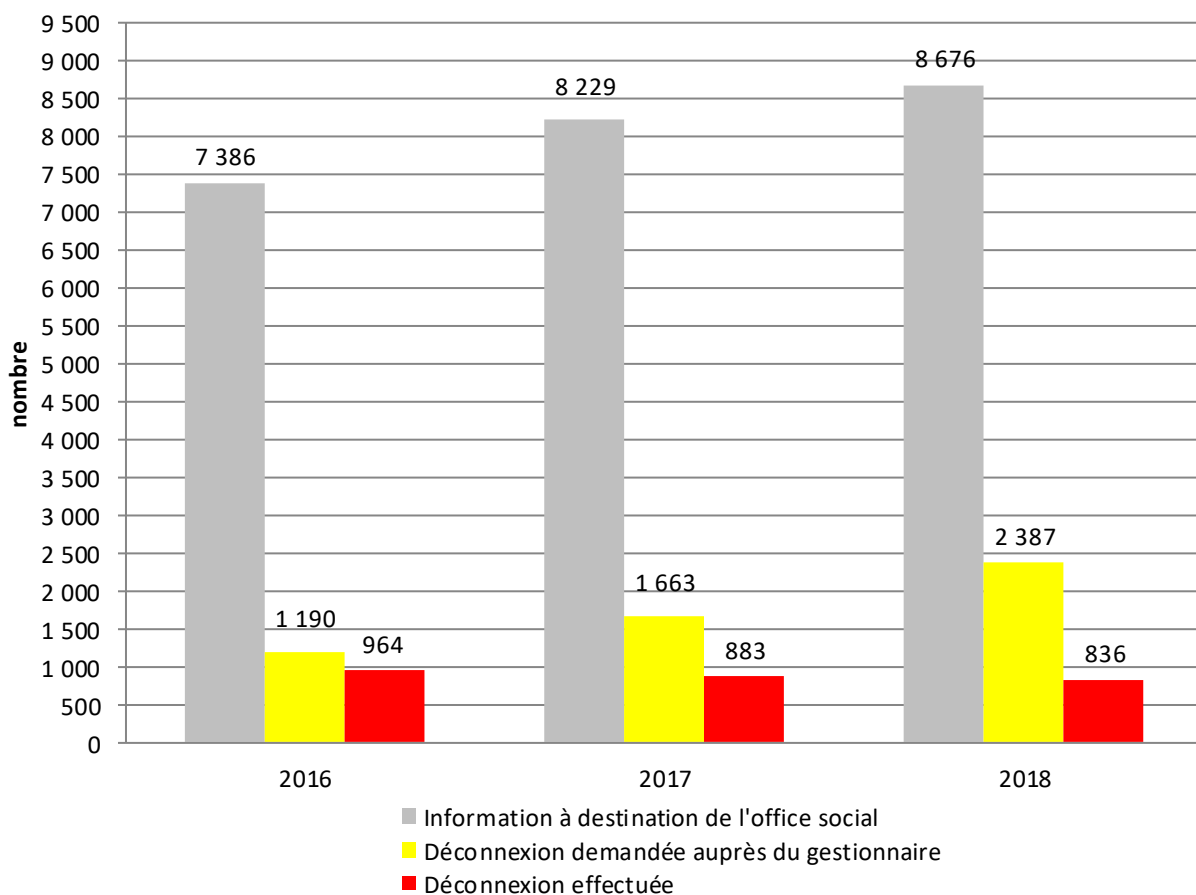
Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Les graphiques suivants renseignent sur le nombre des

⁸³ Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

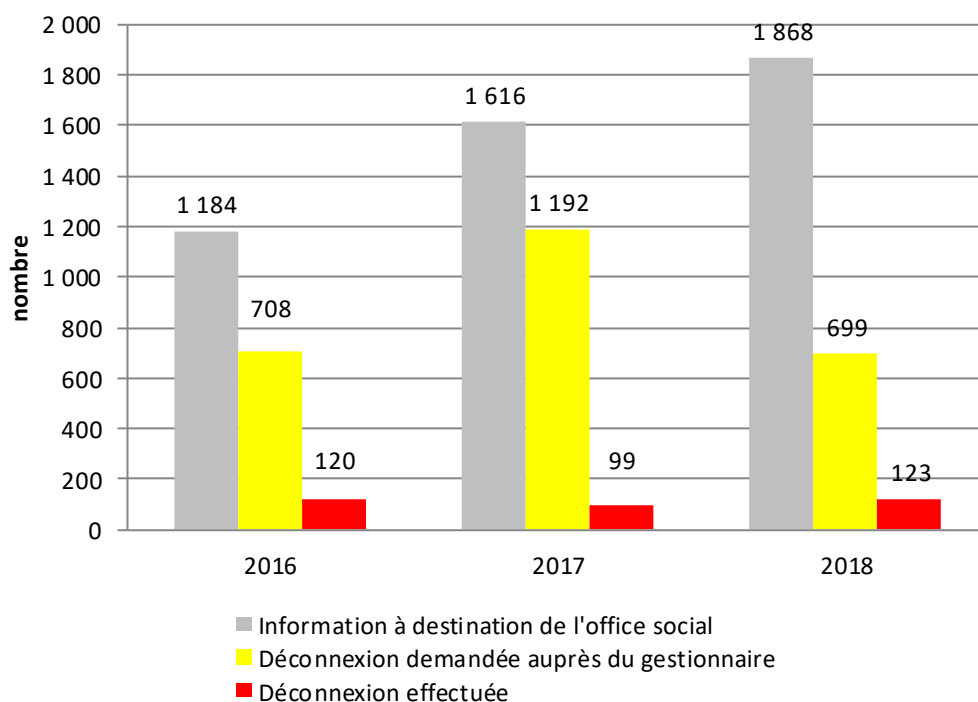
⁸⁴ La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.

⁸⁵ Loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale

procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2016 et 2018 auprès des clients résidentiels :



GRAPHIQUE 31 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ



GRAPHIQUE 32 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL

Dans le secteur de l'électricité, on constate une hausse de 5% des procédures de déconnexion entamées, donc des dossiers envoyés à l'office social. Néanmoins, on constate une légère baisse du nombre de déconnexions effectivement exécutées (-5%).

Dans le secteur du gaz naturel, on constate une augmentation aussi bien des dossiers envoyés à l'office social (+15%) que des déconnexions exécutées, dont le nombre remonte au niveau de 2016 (+24% par rapport à 2018).

LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné suivant des critères transparents et publiés, prend en charge les clients finals pour lesquels le fournisseur serait dans l'incapacité de fournir ainsi que ceux pour lesquels la fourniture par défaut prend fin sans qu'ils n'aient choisi de nouveau fournisseur. L'Institut surveille le niveau de l'implémentation, et plus précisément le nombre de rattachements, détachements et déconnexions effectués, moyennant un relevé mensuel à établir par chaque gestionnaire de réseau. Aucune fourniture du dernier recours ne lui a été rapportée pour 2018, que ce soit dans le secteur de l'électricité ou du gaz naturel. À cet égard le lecteur est invité à consulter, dans la section qui suit, les résultats de surveillance par l'Institut de la procédure de fourniture par défaut, étape préalable à la fourniture du dernier recours.

Par sa Décision ILR/E17/30 du 22 mai 2017, l'Institut a prolongé la désignation de la société Enovos Luxembourg S.A. en tant que fournisseur du dernier recours en électricité pour une durée de trois ans. Suite à un appel public à candidature, l'Institut a désigné, par sa Décision ILR/E17/22 du 28 avril 2017 la

société Eida S.A. comme fournisseur du dernier recours sur le marché du gaz naturel pour une durée de 3 ans à compter du 1^{er} juin 2017.

L'Institut continue à surveiller le respect des obligations liées à l'information des clients qui se trouvent dans la fourniture du dernier recours, notamment sur les conditions de la fourniture et la possibilité de choix du fournisseur.

LA FOURNITURE PAR DÉFAUT

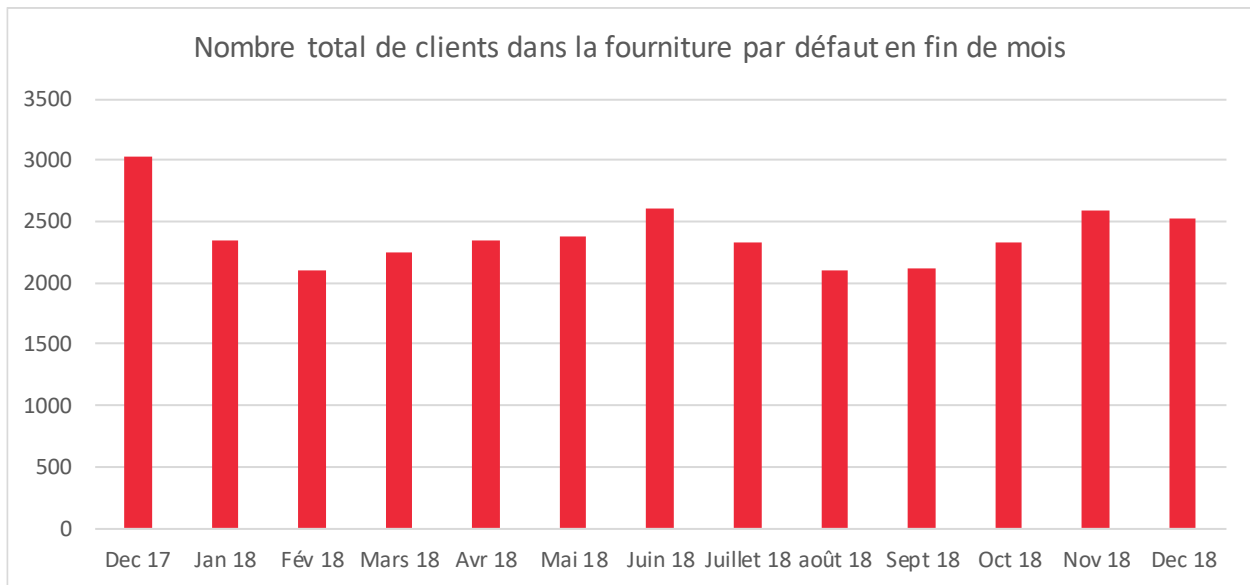
La fourniture par défaut est une fourniture à des conditions et à des prix approuvés par l'Institut qui s'applique pour une durée limitée aux clients n'ayant pas encore choisi de fournisseur. En 2017, l'Institut avait procédé à de nouvelles désignations des fournisseurs par défaut pour une durée de 3 ans. Par la même occasion, l'Institut avait spécifié un cadre pour la communication entre le gestionnaire de réseau et le client final lors d'une demande de raccordement⁸⁶, ainsi que pour la communication entre le fournisseur par défaut et le client n'ayant pas encore de fournisseur attribué⁸⁷. Ces adaptations du cadre réglementaire visaient à améliorer l'information envers le consommateur inactif au moment d'un raccordement ou emménagement.

En plus d'assurer la protection des consommateurs, un but de ces règlements est de promouvoir le bon fonctionnement du marché et le développement de la concurrence. En particulier, l'amélioration des flux d'information permet de sensibiliser les consommateurs, souvent en méconnaissance du fonctionnement du marché libéralisé de l'énergie, à leurs droits et obligations dans le contexte de la fourniture d'électricité. À cette fin, tout client concerné par la fourniture par défaut reçoit une lettre d'information neutre de la part du fournisseur par défaut lui expliquant les principales dispositions du marché et en particulier le libre choix du fournisseur. Le fournisseur par défaut n'est pas autorisé à entreprendre de démarche commerciale proactive envers le client dans les premiers 15 jours de la fourniture par défaut, ce qui donne le temps au client de s'informer et de comparer les offres de différents fournisseurs. Cette approche vise à le rendre plus conscient de son choix et ainsi à développer la concurrence sur le marché de détail.

Depuis l'entrée en vigueur des nouveaux règlements, l'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut. Après une constante augmentation du nombre de clients concernés en 2017, le nombre des clients fournis selon les modalités de la fourniture par défaut s'est stabilisé entre 2000 et un peu plus de 2500 en 2018 (voir Graphique 33). Au 31 décembre 2018, 2522 clients étaient concernés au niveau national.

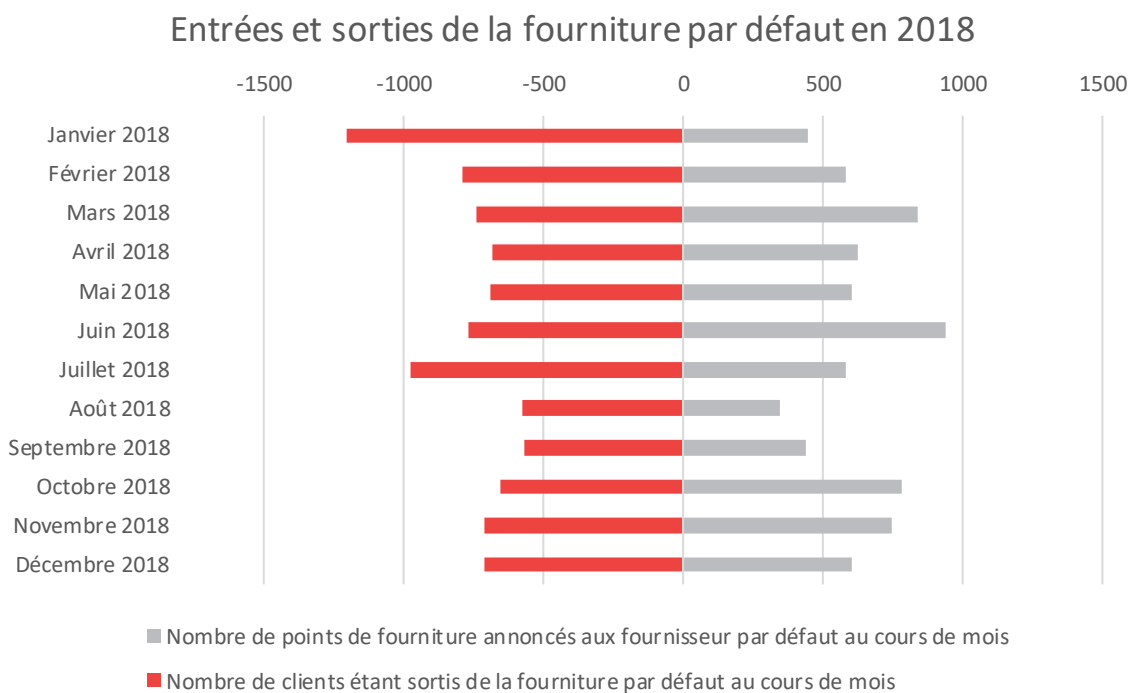
⁸⁶ Règlement ILR/E17/10 du 8 mars 2017 relatif aux informations à transmettre par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la fourniture par défaut et de la procédure de raccordement - Secteur Électricité.

⁸⁷ Règlement ILR/E17/9 du 8 mars 2017 relatif aux informations à transmettre par le fournisseur par défaut au client final - Secteur Électricité.



GRAPHIQUE 33 – ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS EN FOURNITURE PAR DÉFAUT AU COURS DE L'ANNÉE 2018

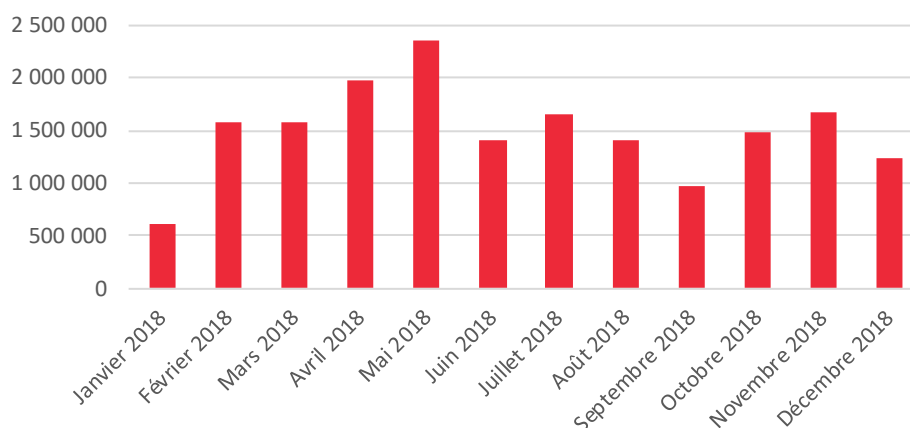
Le Graphique 34 illustre le nombre de clients étant entré et sortis de la fourniture par défaut tous les mois.



GRAPHIQUE 34 - NOMBRE D'ÉNTRÉES ET DE SORTIES MENSUELLES DE LA FOURNITURE PAR DÉFAUT EN 2018

Les volumes facturés par les fournisseurs par défaut varie selon les mois, comme l'on peut l'observer sur le Graphique 35. En tout, les fournisseurs par défaut ont facturé 17,9 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2018.

Volume total facturé pour la fourniture par défaut (tous fournisseurs par défaut confondus)



GRAPHIQUE 35 - VOLUMES FACTURÉS PAR LES FOURNISSEURS PAR DÉFAUT EN 2018 (EN KWH)

Les tarifs de la fourniture par défaut sont approuvés par l'Institut, mais varient entre les fournisseurs par défaut. Un consommateur moyen (4000 kWh/an – 333kWh/mois) paie, pour un mois de fourniture par défaut entre 9,39 et 13,22 € par mois de plus que s'il souscrivait à l'offre la moins chère du marché.

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins utilisée puisque les emménagements/déménagements impliquent moins souvent un changement du client de gaz naturel et que la mise en service d'un raccordement est souvent conditionnée par le conclusion d'un contrat de fourniture. L'Institut n'a donc pas procédé à une adaptation comparable du cadre réglementaire de la fourniture par défaut en gaz naturel jusqu'à présent. L'Institut va néanmoins continuer à observer l'évolution du marché et, le cas échéant, lancer une analyse du fonctionnement de la fourniture par défaut en gaz naturel dans les années à venir.

SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Comme déjà indiqué ci-avant, avec le troisième Paquet Énergie⁸⁸, les missions de l'Institut comprennent également une obligation de contribuer à garantir l'effectivité des mesures de protection des consommateurs, de veiller au respect des obligations de service public et de permettre aux consommateurs un accès aisé à leurs données de consommation.

Dans le cadre de la notification du contrat-type de fourniture intégrée, l'Institut surveille l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs prévues à l'Annexe I de la directive 2009/72/CE, respectivement à l'Annexe I de la directive 2009/73/CE.

⁸⁸ Pour plus de détails veuillez consulter « 3ième paquet marché intérieur de l'électricité » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>

4.3. Règlement de litiges

L'Institut agit sur deux niveaux en tant qu'autorité de règlement extrajudiciaire de litige : il procède à une médiation entre les clients finals résidentiels et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs (voir Chapitre 4.2 Protection des consommateurs) et il tranche des réclamations introduites contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel en ce qui concerne des domaines limitativement énumérés par les lois respectives.

En sa qualité d'autorité de règlement de litige, autorisée à trancher des réclamations de toute partie ayant un grief à faire valoir contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel, l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi⁸⁹. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

- du droit (électricité) et des conditions d'accès au réseau ;
- des conditions et tarifs de raccordement ;
- des conditions et tarifs d'utilisation du réseau ;
- des conditions et tarifs de comptage ;
- des conditions et tarifs du service d'équilibrage (gaz naturel) et d'ajustement ;
- des conditions d'appel des installations de production (électricité) ;
- du service universel (électricité) ;
- des obligations de service public.

Le droit d'enquête de l'Institut dans le cadre de la procédure de règlement d'une réclamation se limite cependant à la demande de présentation des observations des parties concernées et à la demande d'informations complémentaires le cas échéant. Contrairement à la procédure de la médiation, l'Institut prend une décision contraignante pour résoudre le litige entre parties, il se met donc à la place d'un juge. Cependant, l'Institut ne peut pas prendre l'initiative pour trancher un litige entre parties dont il aurait connaissance tant qu'il n'est pas saisi par une des parties de ce litige.

En 2018, l'Institut n'a pas été saisi d'une nouvelle demande de règlement de litige. Néanmoins, par un jugement rendu par le Tribunal administratif de Luxembourg en date du 9 octobre 2018, une décision de l'Institut basée sur l'article 63 de la Loi Électricité et tranchant un litige relatif aux conditions d'utilisation du réseau, a été annulée. En effet, le tribunal a conclu que l'Institut aurait dépassé ses compétences en tranchant ce litige que le tribunal estime être de la compétence des juridictions civiles.

Outre le règlement de litiges entre parties, l'Institut peut encore être saisi par une partie s'estimant lésée par une décision de l'Institut sur les méthodes ou tarifs proposés ; la partie peut alors demander à l'Institut un réexamen de sa décision sans que cette demande ne mette la décision litigieuse en suspens. Aucune demande n'a été introduite dans ce sens en 2018.

⁸⁹ Article 63 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.



Glossaire

Acteurs du marché :

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACM	Netherlands Authority for Consumers and Markets, régulateur néerlandais
Amprion	Amprion GmbH, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands
Balansys	Coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg dans le domaine du gaz naturel
CEER	Council of European Energy Regulators
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz, régulateur fédéral belge
Creos	Creos Luxembourg S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz naturel luxembourgeois
EEX	European Energy Exchange
Elia	Elia System Operator NV, gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge
ENTSOe	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOg	European Network of Transmission System Operators for Gas
Fluxys	Fluxys Belgium S.A., gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel belge
GRTgaz	Gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel français
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
JAO	Joint Allocation Office
NEMO	Network Electricity Market Operator
NCG	NetConnect Germany, l'une des zones d'équilibrage en Allemagne
OGE	Open Grid Europe, l'un des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel allemand
RTE	RTE S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité français
Sotel Réseau	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, gestionnaire de réseau industriel d'électricité luxembourgeois

Lois / Règlements :

Loi Électricité	Loi modifiée du 1 ^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi Gaz	Loi modifiée du 1 ^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
Règlement E12/05/ILR	Règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2013 à 2016 et abrogeant le règlement E09/03/ILR du 2 février 2009
Règlement (CE) n° 715/2009	Règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel
Règlement (CE) n° 714/2009	Règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003
Règlement (UE) n° 1227/2011	Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie

Abréviations :

ATC	Available Transfer Capacity
BCEE	Banque et caisse d'épargne de l'Etat
BT	Basse tension
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CEO	Chief Executive Officer
CEREMP	Centralised European Register for Energy Market Participants
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
Core	Région de calcul de capacité dont fait partie le Luxembourg, telle que définie et approuvée selon l'article 15 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
CWE	Central West Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
DCC	Demand Connection Code
DM	Derivatives Market
EEX	European Energy Exchange
EIC	Energy Identification Code
FCA	Forward Capacity Allocation
GIE	Groupement d'intérêt économique
GJ	Gigajoule
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GTM	Gas Target Model
HT	Haute tension
HVDC	High Voltage Direct Current
JAO	Joint Allocation Office, issu de la fusion entre CASC et la plateforme CAO active à l'est de l'Europe
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt heure
MACO	« Marktkommunikation », communication de marché
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavolt ampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
NWE	North West Europe
OMP	Organised Market Places
OSP	Open Subscription Period
OTC	Over The Counter
PCI	Project of Common Interest
PME	Petites Moyennes Entreprises
PPAT	Person Professionally Arranging Transactions
PST	Phase Shifter Transformer
RAM	Remaining available margin – marge disponible restante
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency

RfG	Requirements for Generators
RRM	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SM	SPOT markets
SNCI	Société nationale de crédit et d'investissement
STATEC	Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché du Luxembourg
TGV	Turbine Gaz Vapeur
THT	Très haute tension
TTF	Title Transfer Facility
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan developed either by ENTSOe or by ENTSOg
TWh	Térawatt heure
UE	Union Européenne
VDL	Ville de Luxembourg
ZTP	Zeebrugge Trading Point

Tableaux

TABLEAU 1 – ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A.	19
TABLEAU 2 – ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A.	19
TABLEAU 3 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2018	24
TABLEAU 4 – NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS	29
TABLEAU 5 – INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES	30
TABLEAU 6 – NOMBRE DES DEMANDES DE RACCORDEMENT ET DES MISES EN SERVICE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR BASE DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES	32
TABLEAU 7 – RÉSULTATS DE LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES ÉTÉ 2018	35
TABLEAU 8 – COÛTS ANNUELS AGRÉGÉS POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU.....	45
TABLEAU 9 – IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ	47
TABLEAU 10 – EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ	47
TABLEAU 11 – PRIX MOYENS ANNUELS DU MARCHÉ DAY-AHEAD DANS LA ZONE DE/LU DE LA RÉGION CENTRE-OUEST EUROPE (SOURCE : CREG RAPPORTS ANNUELS).....	50
TABLEAU 12 – MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS	51
TABLEAU 13 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2018	54
TABLEAU 14 – ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL... ..	55
TABLEAU 15 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2017 ET 2018.....	57
TABLEAU 16 – ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS.....	58
TABLEAU 17 – CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG.....	68
TABLEAU 18 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017	75
TABLEAU 19 – TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS – SELON EUROSTAT.....	80
TABLEAU 20 – ENCHÈRES POUR LES PRODUITS DE CAPACITÉ D'ENTRÉE TRIMESTRIELS À REMICH POUR L'ANNÉE GAZIÈRE 2018-2019	81
TABLEAU 21 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2017	84
TABLEAU 22 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2016 ET 2017	87

Graphiques

GRAPHIQUE 1: RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	14
GRAPHIQUE 2 – LE GROUPE ENCEVO EN 2018	18
GRAPHIQUE 3 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2014	25
GRAPHIQUE 4 – COURBE DE CHARGE DE LA ZONE CREOS PENDANT LA SEMAINE DE LA POINTE NATIONALE.....	26
GRAPHIQUE 5 – CHARGE MOYENNE MENSUELLE (EN MWH/H) DANS LA ZONE CREOS ENTRE 2014 ET 2018	27
GRAPHIQUE 6: DÉPLACEMENT DES PÉRIODES DE CHARGE.....	28
GRAPHIQUE 7 – NOMBRE DE DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION PAR TYPE DE DEMANDEUR.....	31
GRAPHIQUE 8 – RÉCLAMATIONS REÇUES PAR LES GRD CATÉGORISÉES PAR CAUSE.....	31
GRAPHIQUE 9 – PRODUCTION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ ET PRODUCTION À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES.....	34
GRAPHIQUE 10 – RÉPARTITION DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE POUR LA PRODUCTION NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ	34
GRAPHIQUE 11: EFFETS DÉSIRÉS DE L'AUTOCONSOMMATION	36
GRAPHIQUE 12 – NOMBRE, PUISSANCE, PRODUCTION ET POURCENTAGE D'AUTOCONSOMMATION DE CENTRALES D'AUTOPRODUCTION AU LUXEMBOURG EN 2018	37
GRAPHIQUE 13 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - ÉLECTRICITÉ.....	40
GRAPHIQUE 14 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS.....	54
GRAPHIQUE 15 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ.....	55
GRAPHIQUE 16 – ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT	56
GRAPHIQUE 17 – DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS).....	60
GRAPHIQUE 18 – DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS INDUSTRIELS (PRIX COURANTS)	61
GRAPHIQUE 19 – DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	62
GRAPHIQUE 20 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ 2014 – 2018	63
GRAPHIQUE 21 – COMPARAISON DE LA COMPOSANTE « PRIX DE L'ÉNERGIE ET FOURNITURE » ENTRE L'ALLEMAGNE ET LE LUXEMBOURG	64
GRAPHIQUE 22 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL...	76
GRAPHIQUE 23 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - GAZ NATUREL.....	78
GRAPHIQUE 24 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS	85
GRAPHIQUE 25 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL.....	86
GRAPHIQUE 26 – DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS).....	89
GRAPHIQUE 27 – DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS INDUSTRIELS (PRIX COURANTS).....	90
GRAPHIQUE 28 – DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL	91
GRAPHIQUE 29 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL 2014 – 2018	91
GRAPHIQUE 30 – COMPARAISON DE LA COMPOSANTE « PRIX DE L'ÉNERGIE ET FOURNITURE » ENTRE LA BELGIQUE ET LE LUXEMBOURG	92
GRAPHIQUE 31 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ	105
GRAPHIQUE 32 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL	106
GRAPHIQUE 33 – ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS EN FOURNITURE PAR DÉFAUT AU COURS DE L'ANNÉE 2018	108
GRAPHIQUE 34 - NOMBRE D'ÉNTRÉES ET DE SORTIES MENSUELLES DE LA FOURNITURE PAR DÉFAUT EN 2018.....	108
GRAPHIQUE 35 - VOLUMES FACTURÉS PAR LES FOURNISSEURS PAR DÉFAUT EN 2018 (EN KWH).....	109