

# 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



## 2019

LUXEMBOURG, Octobre 2020

TRANSMIS À LA COMMISSION EUROPÉENNE,  
À L'AGENCE DE COOPÉRATION DES RÉGULATEURS DE L'ÉNERGIE  
ET AU MINISTRE DE L'ÉNERGIE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE



17, RUE DU FOSSÉ

ADRESSE POSTALE

L-2922 LUXEMBOURG

T +352 28 228 228

INFO@ILR.LU

[WWW.ILR.LU](http://WWW.ILR.LU)

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>DÉVELOPPEMENTS MAJEURS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL</b>	<b>6</b>
1.1	VEILLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	6
1.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	6
1.1.2	DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX	6
1.1.3	SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE	7
1.2	COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES	10
1.2.1	AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE	10
1.2.2	COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS	11
1.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	11
1.3.1	AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ	11
1.3.2	AU NIVEAU DU GAZ NATUREL	12
<b>2</b>	<b>LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>13</b>
2.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	13
2.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	13
2.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	18
2.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	39
2.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	42
2.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	45
2.2.1	MARCHÉ DE GROS	45
2.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	47
2.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	63
2.3.1	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	63
2.3.2	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION	63
2.3.3	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU	64
2.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	65
2.3.5	SÉCURITÉ DES INFORMATIONS	66
2.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	67
2.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	67
2.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	68

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

<b>3</b>	<b>LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL</b>	<b>71</b>
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	80
3.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	81
3.2.1	MARCHÉ DE GROS	81
3.2.2	MARCHÉ DE DÉTAIL	82
3.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	92
3.3.1	LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	92
3.3.2	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	92
3.3.3	DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS	93
3.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	93
3.3.5	SÉCURITÉ DE L'INFORMATION	93
3.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	93
3.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	94
3.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	94
<b>4</b>	<b>PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS</b>	<b>95</b>
4.1	PROCÉDURE DE MÉDIATION	95
4.1.1	RÈGLEMENT DE LITIGES	96
4.2	ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS	97
4.2.1	GUICHET UNIQUE EN LIGNE	97
4.2.2	SONDAGE AUPRÈS DE MENAGES LUXEMBOURGEOIS	97
4.3	LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE	98
4.4	OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU	99
4.5	PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE	99
4.6	RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES	100
4.7	LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS	102

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## AVANT PROPOS

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 pas seulement destiné à la Commission européenne et à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « ACER »), tel que prévu à l'article 59 de la directive 2019/944/CE sur le marché de l'électricité et à l'article 41 de la directive 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 2019 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, ainsi qu'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 Européens<sup>1</sup> » 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 compose<sup>2</sup> 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.

Les éléments du Paquet « Une énergie propre pour tous les européens » sont en cours d'implémentation, notamment à travers 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, sur base duquel le plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC) a été adopté par le Gouvernement après consultation de la société civile et notifié à la Commission européenne. Le PNEC constitue l'instrument principal en vue de la mise en œuvre des objectifs à l'horizon 2030 en termes d'action climatique, d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

Le projet de loi N° 7266, déposé en mars 2018 et dont les derniers amendements ont été publiés en avril 2020, 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 N° 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.

<sup>1</sup> Aussi connu sous le nom « Clean Energy Package » ou « CEP » ([http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-19-1836\\_fr.pdf](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1836_fr.pdf)).

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

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU 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 2019.

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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## **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 2019, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 322.727 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,56 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 802 GWh en 2019 (en hausse de 17% par rapport à 2018), correspondant à 12,2% de la consommation nationale.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché de Luxembourg compte 90.837 consommateurs représentant une consommation nationale de 8,88 TWh, légèrement en retrait par rapport à 2018 (8,90 TWh). Huit entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, cinq sur le marché résidentiel et huit sur le marché non résidentiel.

#### **1.1.1 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.

Avec effet au 1<sup>er</sup> janvier 2019, les services informatiques (personnel et systèmes) d'Encevo ont été transférés contractuellement et physiquement à Creos qui preste désormais ces services pour les autres entités du groupe dans le cadre de « contrats de prestation de service ».

La restriction des droits d'accès du personnel des autres entités du groupe Encevo sur les systèmes partagés est encore renforcée. Même si à l'heure actuelle, des applications d'Enovos sont encore largement opérées sur l'infrastructure technique partagée et administrée par l'équipe informatique de Creos, le personnel d'Enovos ne dispose pas de droits lui permettant d'accéder à des informations qui lui sont externes. À terme, il ne devra plus y avoir de systèmes partagés, les applications d'Enovos devant être transférées sur une infrastructure propre à Enovos.

Les résultats d'un sondage mené par l'Institut fin 2019 auprès des ménages luxembourgeois concernant les connaissances du marché de l'énergie montrent que la distinction entre les activités du réseau et les activités de fourniture n'est pas encore évidente. Plus de 80% des ménages ne savent pas quel est le nom de leur gestionnaire de réseau de distribution et plus de 70% ne savent pas quelles sont les principales tâches du gestionnaire du réseau de distribution. Fin 2019, encore 10% des répondants indiquent que le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'énergie.<sup>3</sup>

#### **1.1.2 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<sup>er</sup> janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, en conséquence de la péréquation nationale, que le consommateur soit raccordé au réseau de Creos Luxembourg S.A. (ci-après « Creos ») ou aux réseaux des communes de Diekirch, Ettelbruck, Esch-

<sup>3</sup> Sondage ILR 2019 auprès de ménages :

<https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Publications/Communications/Pages/default.aspx>.

## SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

sur-Alzette ou Mersch. La péréquation tarifaire<sup>4</sup> 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 poursuivi ses 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 le cadre des conditions techniques de raccordement BT, le règlement ILR/E19/18 du 11 mars 2019 introduit des amendements qui traitent du raccordement d'infrastructures pour recharge de véhicules électriques. Le document dispose notamment que les bornes de charge doivent être raccordées à un relais du compteur intelligent pour donner la possibilité technique de réduire la puissance soutirée par la borne via le compteur intelligent.

### 1.1.3 SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

#### 1.1.3.1 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 avec l'Allemagne, le marché de gros luxembourgeois est intégré à la zone de prix allemande<sup>5</sup> (ci-après dénommée « zone 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.

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 Model<sup>6</sup>. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub « Title Transfer Facility » (TTF), le point d'échange virtuel pour le commerce du gaz naturel le plus liquide en Europe, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché de 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, aux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

#### 1.1.3.2 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. Sur le marché de détail du gaz naturel, huit entreprises de gaz naturel sont actives au Luxembourg :

<sup>4</sup> 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.*

<sup>5</sup> 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 et le Luxembourg.

<sup>6</sup> <http://www.acer.europa.eu/en/gas/gas-target-model/pages/main.aspx>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

cinq sur le marché résidentiel et huit sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'énergie 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'appropriier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

#### 1.1.3.3 AUTOCONSOMMATION DE L'ÉLECTRICITÉ

Bien qu'elle ne soit pas exclue par le cadre légal et réglementaire actuel, l'autoconsommation, c'est-à-dire la production d'électricité pour sa consommation propre, n'est quasiment pas pratiquée au Luxembourg. Beaucoup de petits producteurs, y compris les clients résidentiels, 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.

La faible percée de l'autoproduction s'explique sans doute également par le fait qu'il était 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. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée rend l'autoconsommation économiquement avantageuse au même niveau que les tarifs d'injection pour les nouvelles centrales. En tout état de cause, 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.

#### 1.1.3.4 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES

Dans le cadre du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique, l'Institut a dû décider, en mars 2019, 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, intervenant trois années après les faits. Pour les années 2016-2019, l'Institut n'a pas reçu le dossier définitif de la part du Ministère de l'Énergie sur les entreprises qui ont été non conformes aux obligations d'efficacité énergétique. Ainsi, aucune sanction n'a été prononcée par l'Institut pour cette période.<sup>7</sup>

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 des 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.

---

<sup>7</sup> Situation au moment de la publication de ce rapport.

## SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

En juillet 2020, le gouvernement a déposé le projet de loi N° 7649 relatif au mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique et portant sur la période 2021-2030. Les objectifs d'économies d'énergie sont révisés pour le mettre en concordance avec les objectifs du PNEC. Il est prévu que l'obligation sera maintenue sur les seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel et de mettre en place des pénalités dissuasives et libératoires.

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, après un premier appel d'offres pour des installations photovoltaïques au Luxembourg en 2018, un deuxième appel d'offre a été lancé en 2019. La majorité des centrales du premier appel d'offre ont été construites en 2019. Ces centrales représentent une capacité cumulée de 11,42 MW et une centrale de 2,43 MW va être construite fin 2020 / début 2021. Lors du deuxième appel d'offres, des projets d'une capacité totale de 30,78 MW ont été retenus.

Suite à l'augmentation au 1<sup>er</sup> janvier 2019 des tarifs d'injection pour les centrales d'une capacité de moins de 30 kW, on constate une forte reprise du côté des petites installations. En effet, au cours de l'année 2019, 678 installations photovoltaïques d'une puissance cumulée de près de 10 MW ont été installées au Luxembourg. 9,3 MW de capacité photovoltaïque supplémentaire a été ajouté sous forme de presque 50 centrales collectives d'une puissance entre 30 et 500 kW. Ces centrales ont aussi bénéficié d'une augmentation de tarifs d'injection en 2019.

### 1.1.3.5 COMPTAGE INTELLIGENT

Le Luxembourg s'est doté en 2012 de dispositions légales qui mandatent 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. En électricité, cet objectif n'a pas été entièrement atteint, avec un taux d'installation de 91,5% au 31 décembre 2019. Dans le secteur du gaz naturel, la date cible pour un taux d'installation de 90% a été repoussé au 31 décembre 2021 au vu de la crise sanitaire Covid-19.

L'objectif du déploiement du système de comptage intelligent est que le consommateur puisse profiter 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 pour économiser de l'argent en consommant lorsque l'énergie est abondante et moins chère) ainsi que d'offres de fourniture plus flexibles et dynamiques.

En 2019, la communication journalière des données de comptage quart-horaires du gestionnaire de réseau vers le fournisseur n'était pas encore assurée à grande échelle. Il n'existe pas non plus à l'heure actuelle de dispositif « plug and play » sur le marché qui permettrait 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.

### 1.1.3.6 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 6% du prix total de l'électricité pour les ménages en 2019 par rapport à 2018 s'explique avant tout par la hausse significative (29%) des taxes et obligations de service public, ainsi que du prix de l'énergie et de fourniture (augmentation de 6%), alors que les tarifs d'utilisation du réseau diminuent légèrement.

Les offres de fourniture d'électricité actuellement sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'Institut appelle les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats à tarification dynamique, c'est-à-dire des contrats se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros. À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergies renouvelables. Les contrats à tarification dynamique, qui sont toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Pour le gaz naturel, la comparaison des composantes « Énergie 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 2018 à 2019.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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, qui correspondait en moyenne à un ordre de grandeur de 5 €/MWh ou 20% du coût de la molécule de gaz naturel en 2018, a diminué à 3,1 €/MWh pour le segment D2 et 4 €/MWh pour le segment I3 en 2019.

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.

#### 1.1.3.7 PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le consommateur est au cœur de l'activité de l'Institut. Dès lors, le site Internet de l'Institut dédié aux consommateurs ([www.STROUMaGAS.lu](http://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, « Calculix »<sup>8</sup>, qui compare les différentes offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel disponibles pour les clients résidentiels au Luxembourg. L'outil offre aux consommateurs résidentiels une information complète et transparente pour qu'ils puissent faire un choix en toute connaissance de cause.

En attendant des développements et innovations de produits offerts par les fournisseurs suite au déploiement des compteurs intelligents, l'Institut a entamé en 2019 les travaux sur un nouveau comparateur de prix, capable d'inclure de tels produits dans ses simulations.

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.

### 1.2.1 AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE

La coopération avec l'Agence de coopération des régulateurs d'énergie (ACER), le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (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 des 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 efficiente 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.

<sup>8</sup> [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu)

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

L'implémentation des codes réseaux se fait en étroite collaboration avec les régulateurs des autres États membres, soit au niveau régional, soit dans le cadre de l'ACER.

En outre, suite à la publication en 2019 de quatre règlements européens dans le cadre du Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », l'Institut a participé, avec ses homologues européens, aux travaux de leur mise en application.

Enfin, 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.

### 1.2.2 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 CORE<sup>9</sup> 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, suite à l'approbation par l'ACER du programme d'engagements de la société Balansys S.A., les gestionnaires de réseau de transport (ci-après « GRT ») luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys), Balansys, le régulateur luxembourgeois (ILR) et le régulateur fédéral belge (CREG) ont finalisé les éléments nécessaires à la mise en place finale du marché intégré BeLux, Balansys pouvant ainsi devenir coordinateur d'équilibre pour l'ensemble du marché BeLux à partir du 1<sup>er</sup> juin 2020.

### 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 d'approvisionnement.

#### 1.3.1 AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ

En-dehors de la centrale de pompage de Vianden (1.296 MW)<sup>10</sup>, la capacité de production totale installée s'est élevée à 488 MW en 2019, contre 425 MW en 2018. L'augmentation de la capacité de 63 MW est principalement due à la mise en service d'une centrale de production à partir de bois de rebut, de nouvelles éoliennes et de nouvelles centrales photovoltaïques.

<sup>9</sup> 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](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/core).

<sup>10</sup> Cette centrale de pompage-turbinage, bien que localisée au Grand-Duché, n'est pas connectée au réseau de transport luxembourgeois, mais injecte sa production dans le réseau de transport allemand.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale contractuelle de 980 MW pour les lignes en provenance de l'Allemagne n'a pas été atteinte ; en 2019, la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg était de 813 MW, y compris les transits vers la Belgique.

Bien que la sécurité d'approvisionnement du pays n'a pas été significativement affectée par la tornade de août 2019, l'évènement atmosphérique montre qu'une avarie de pylônes n'est pas exclue et mérite d'être pris en compte parmi les critères de défaillance N-1.

Le rapport du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie de juillet 2020<sup>11</sup> montre qu'à court terme la pointe de charge du réseau de transport est couverte par un approvisionnement majoritairement en provenance d'Allemagne grâce à deux double-lignes à 220 kV reliant les 2 pays. Néanmoins, à terme et au vu d'une croissance de la charge du réseau Creos de +70% prévue en 2033, du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique (train, tram, bus et voitures individuelles), 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, Creos étudie avec Amprion la réalisation d'une double ligne à 380 kV reliant l'Allemagne et le Luxembourg.

La fiabilité de l'approvisionnement électrique qui peut être caractérisée par la durée moyenne des interruptions par point de raccordement et par an (SAIDI), est pour l'année 2019 de 27,3 minutes. Ceci représente une nouvelle augmentation par rapport à l'année précédente. Cette hausse s'explique par des pannes importantes sur le réseau de Creos (GRD) le 19 mai et du 24 au 25 juillet 2019 ainsi que sur le réseau de Sudstrom (GRD) le 10 juillet 2019.

### 1.3.2 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.

En 2019, le Ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a entamé les démarches pour mettre à jour le plan d'action préventif et le plan d'urgence prescrits par ce Règlement, y inclus le renfort de la coopération régionale dans ce domaine.

<sup>11</sup> <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electricite/VS-Bericht-Strom-2020.pdf>.

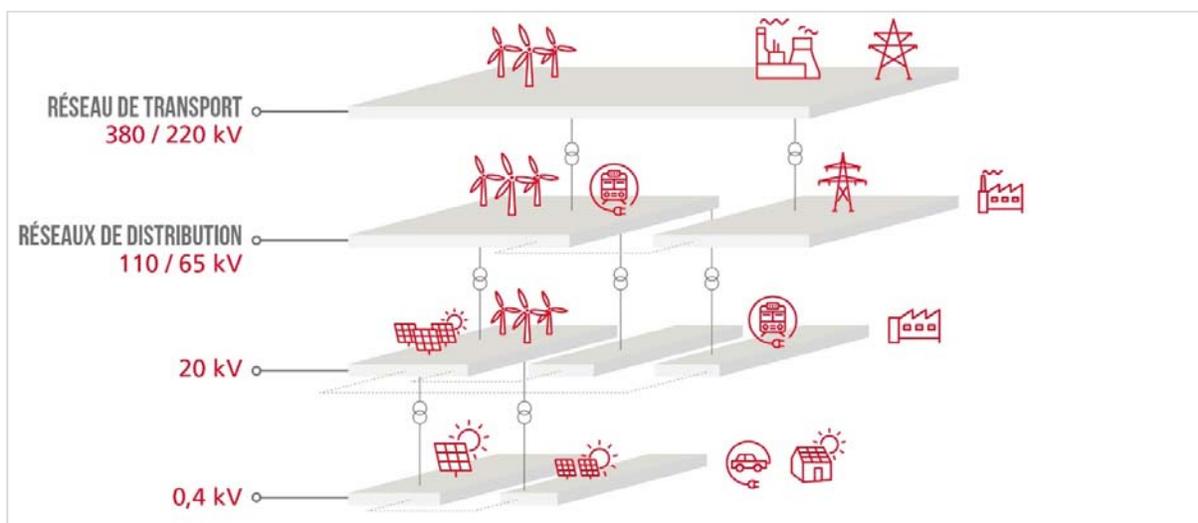
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## 2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

### 2.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

Le Graphique 1 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 partiellement 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

##### 2.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

L'un des apports majeurs du troisième Paquet Énergie<sup>12</sup> 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 ») ;

<sup>12</sup> 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>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle « Independent System Operator ») ; et
- un gestionnaire de transport indépendant (modèle « Independent 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<sup>er</sup> 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 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 chargées 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 de 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.1.2 UN PROGRAMME D'ENGAGEMENTS

Dans le cadre de l'article 32(2d) de 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 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. (ci-après « Enovos »). Creos, en charge des activités de réseaux à la fois de distribution et de transport, 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 2019<sup>13</sup> renseigne ainsi sur la structure de l'entreprise verticalement intégrée qui est plutôt restée la même depuis sa création. Cependant, l'actionnariat d'Encevo S.A. a changé en 2018 avec l'entrée d'un actionnaire non-européen, à savoir l'entreprise China Southern Power Grid International.

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. En 2019, tant les membres du conseil d'administration de Creos Luxembourg S.A. que son CEO ont signé une déclaration quant au respect des règles de l'unbundling. Ainsi, il est attesté par écrit que ces personnes n'ont aucun rapport avec la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture dans les sociétés du groupe Encevo.

### 2.1.1.3 SÉPARATION INFORMATIQUE

Le rapport de suivi sur l'année 2019 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 de l'année 2019, des efforts ont été entamés pour procéder à la séparation des systèmes informatiques là où les règles de dissociation l'imposent. La gestion directe de nombreuses applications informatiques a été transférée à Creos, ensemble avec une ségrégation des plateformes informatiques correspondantes.

Une partie des systèmes informatiques a été séparée 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.

Avec effet au 1<sup>er</sup> janvier 2019, les services informatiques (personnel et systèmes) d'Encevo ont été transférés contractuellement et physiquement à Creos qui preste désormais ces services pour les autres entités du groupe dans le cadre de « contrats de prestation de service ».

La restriction des droits d'accès du personnel des autres entités du groupe Encevo sur les systèmes partagés est encore renforcée. Même si à l'heure actuelle, des applications d'Enovos sont encore largement opérées sur l'infrastructure technique partagée et administrée par l'équipe informatique de Creos, le personnel d'Enovos ne dispose pas de droits lui permettant d'accéder à des

---

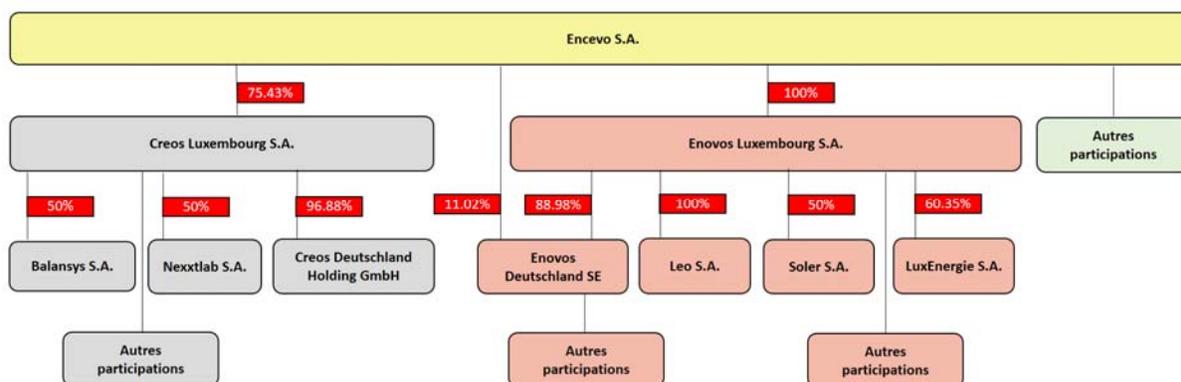
<sup>13</sup> [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/programme\\_engagements/pdf/fr\\_creos\\_rapport\\_compliance\\_2019.pdf](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/programme_engagements/pdf/fr_creos_rapport_compliance_2019.pdf).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

informations qui lui sont externes. À terme, il ne devra plus y avoir de systèmes partagés, les applications d'Enovos devant être transférées sur une infrastructure propre à Enovos.

#### 2.1.1.4 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 2019<sup>14</sup>

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2019 d'un actionnariat public à hauteur de 74,52 % des parts, les autres parts étant en main privée.

#### ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2019

28,00%	État du Grand-Duché de Luxembourg
24,92%	China Southern Power Grid International
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
<b>100%</b>	<b>TOTAL</b>

Tableau 1 : Actionnariat du Groupe Encevo S.A. <sup>15</sup>

<sup>14</sup> Source: Rapport annuel Encevo S.A. 2019.

<sup>15</sup> Ibid.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

L'actionnariat de Creos 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 31.12.2019**

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 du Génie technique
2,13%	42 Administrations communales luxembourgeoises
0,05%	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
<b>100%</b>	<b>TOTAL</b>

Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A. <sup>16</sup>

#### 2.1.1.5 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. Ils existent 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 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.

#### 2.1.1.6 DISSOCIATION JURIDIQUE

Comme déjà indiqué ci-avant, l'article 32 de la Loi Électricité 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.

#### 2.1.1.7 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,

<sup>16</sup> Source : Rapport annuel 2019 de Creos Luxembourg S.A.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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.

Les résultats d'un sondage mené par l'Institut fin 2019 auprès des ménages luxembourgeois concernant les connaissances du marché de l'énergie montrent que la distinction entre les activités du réseau et les activités de fourniture n'est pas encore évidente. Plus de 80% des ménages ne savent pas quel est le nom de leur gestionnaire de réseau de distribution et plus de 70% ne savent pas quelles sont les principales tâches du gestionnaire du réseau de distribution. Fin 2019, encore 10% des répondants indiquent que le gestionnaire du réseau de distribution fournit de l'énergie.<sup>17</sup>

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 » tant 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.

#### 2.1.1.8 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), reliant les réseaux de transport de Creos et d'Elia, le gestionnaire du réseau de transport électrique belge, permet de réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique principalement pour renforcer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir Chapitre 2.1.4).

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.

---

<sup>17</sup> Sondage ILR 2019 auprès de ménages :

<https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Publications/Communications/Pages/default.aspx>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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

#### 2.1.2.1 SERVICES D'AJUSTEMENT

À défaut d'installations de production de taille significative raccordées aux réseaux luxembourgeois, 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, dans sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité dans sa zone de réglage. 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, via un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion. Les unités raccordées au réseau luxembourgeois peuvent participer au marché des réserves de stabilisation de la fréquence allemand, sur base de modalités qui ont été mises en consultation pour une application au 1<sup>er</sup> juin 2020. Les fournisseurs de services d'équilibrage peuvent ainsi intégrer ou agréger les unités luxembourgeoises pré-qualifiées dans leurs offres à introduire sur la plateforme d'équilibrage allemande *regelleistung.net*.

L'énergie d'ajustement positive ou négative livrée par Amprion pour la zone Creos est redistribuée entre les 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 des responsables d'équilibre concernant les volumes d'électricité, qu'ils envisagent prélever du réseau pour l'approvisionnement de clients finals, sont transmis au coordinateur d'équilibre, dont la fonction au Luxembourg 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 2019 s'est détériorée par rapport à 2018, la moyenne des écarts d'équilibre étant de -1.75% en 2019 par rapport à +0.23% en 2018. Le recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevait à 223 GWh (138 GWh en 2018), soit bien supérieur au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) qui se sont élevés à 152 GWh (148 GWh en 2018). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion, qui a varié entre -2,32 €/kWh et +2,86 €/kWh.

#### 2.1.2.2 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 2019, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport (ci-après « GRT »), un

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel (ci-après « GRI ») et 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution (ci-après « GRD »)<sup>18</sup>.

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

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.				Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.	286.790	587,1	9.436,6	Creos Luxembourg S.A. Commune de Steinfort Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frère S.à.r.l. et Cie S.e.c.s. (« Electris »)	4.103	0	181,0	Hoffmann Frère S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.956	0	167,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstroum S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	18.934	0	566,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.911	0	107,0	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 2019

### 2.1.2.3 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 2019 aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

Les conditions techniques de raccordement aux réseaux basse et moyenne tension ont été mises à jour et approuvées par l'Institut en mars 2019. Les nouvelles conditions techniques de raccordement MT, mises en vigueur par le règlement ILR/E19/17 du 11 mars 2019 représentent une mise à jour générale du document, spécifiant notamment de nouvelles exigences pour les postes de transformation MT/BT en intérieur ainsi que pour les cellules de comptage côté MT. Le document introduit aussi la possibilité d'introduire une demande d'approbation d'un projet de raccordement par voie électronique et introduit un nouveau chapitre traitant des systèmes de stockage et autoconsommation jusqu'à 36 MW avec ou sans fonctionnement parallèle avec le réseau public. Le document clarifie aussi certaines dispositions en ce qui concerne l'installation de bornes de charge dans des maisons d'appartements.

En ce qui concerne les conditions techniques de raccordement BT, le règlement ILR/E19/18 du 11 mars 2019 introduit des amendements qui traitent du raccordement d'infrastructure pour recharge de véhicules électriques. Le document stipule notamment

<sup>18</sup> <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

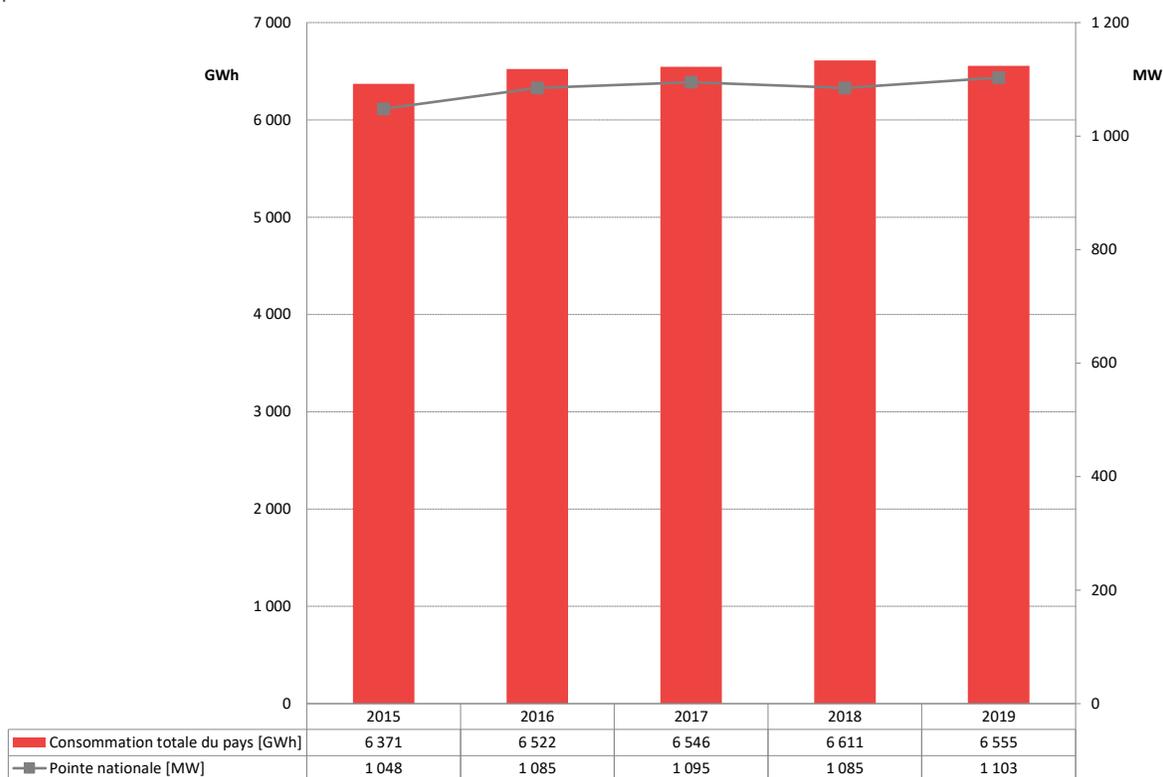
SUR L'ÉXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

que les bornes de charge doivent être raccordées à un relais du compteur intelligent pour donner la possibilité technique de réduire la puissance soutirée par la borne via le compteur intelligent.

Dans le cadre du règlement (UE) n°2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 (règlement DCC), l'Institut a émis le Règlement ILR/E19/20 du 21 mars 2019 portant approbation des exigences applicables au raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

#### 2.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation au niveau national en 2019 a légèrement diminué à 6,56 TWh alors que la pointe nationale a continué à augmenter. Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la charge maximale annuelle depuis 2015.



Graphique 3 : Évolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux<sup>19</sup>

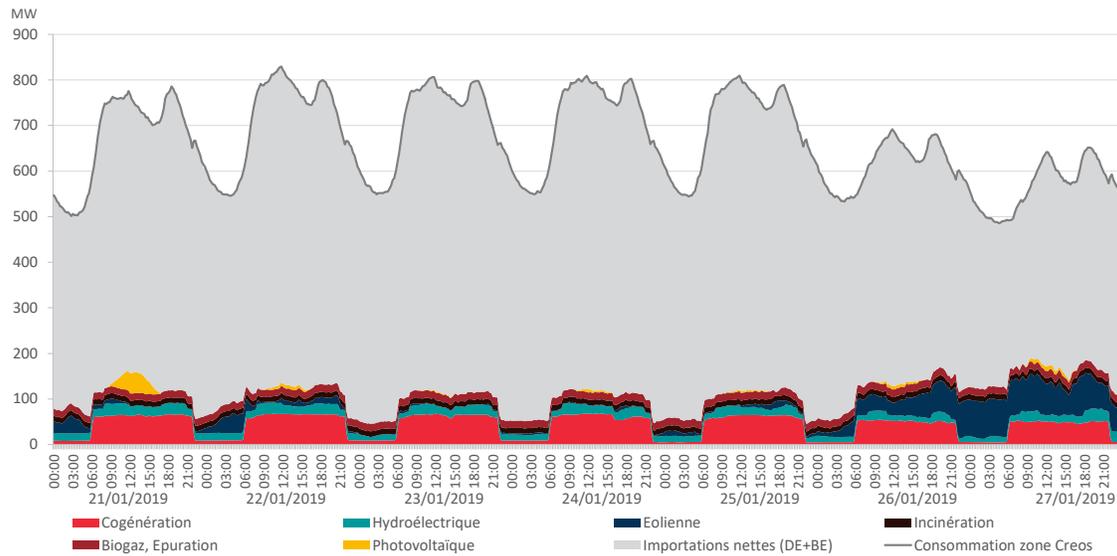
La puissance de pointe enregistrée, c'est-à-dire la puissance maximale soutirée par les consommateurs dans la zone Creos (GRT)<sup>20</sup> est restée constante par rapport à l'année précédente avec 829 MW (contre 828 MW en 2018). La pointe dans la zone Sotel (GRI) était de 314 MW (contre 322 MW en 2018). Néanmoins, la pointe simultanée des deux zones est en augmentation, à un niveau de 1.103 MW. Elle a eu lieu le 11 décembre 2019 à 10:15 heures. La pointe nationale du Graphique 3 est la pointe simultanée de la zone Creos (GRT) et de la zone Sotel (GRI) dans la période d'observation (2015-2019).

<sup>19</sup> Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)

<sup>20</sup> Par zone Creos (GRT), on entend les données agrégées de consommation et puissance du GRT et des 5 gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

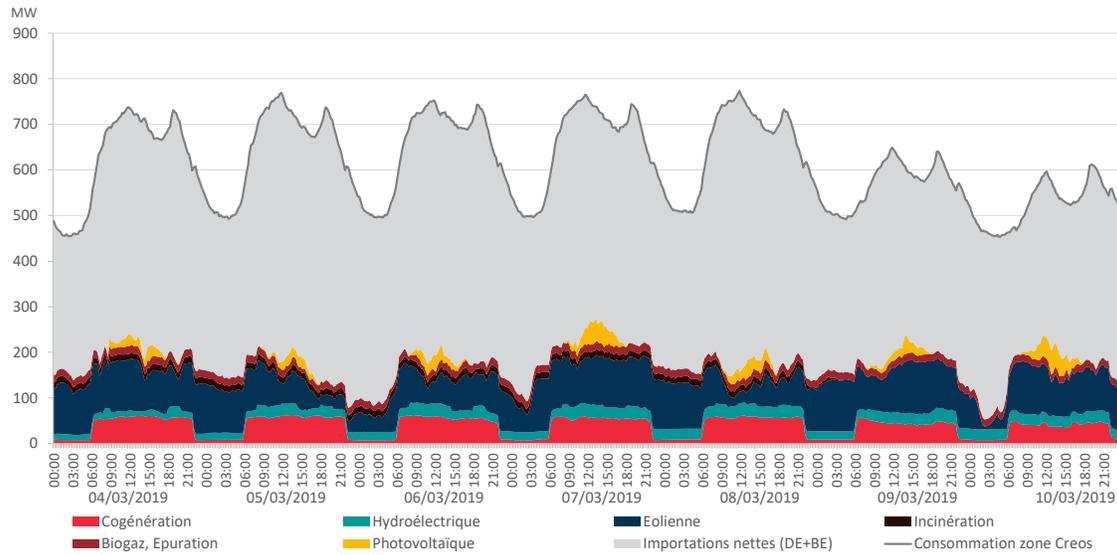
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Les Graphiques ci-dessous illustrent la variation de la consommation et de la production nationale sur une semaine à différentes périodes de l'année. En règle générale, la consommation électrique est plus élevée en hiver, ce qui s'explique par un besoin accru de chauffage et d'éclairage. Sur le Graphique 4 on observe non seulement un niveau de consommation élevé mais aussi des pointes de consommation particulièrement marquées vers l'heure de midi et en début de soirée. La première coïncide notamment avec la préparation de repas, et la deuxième a lieu au moment où les gens rentrent du travail. On remarque aussi une consommation nettement moins élevée le weekend qu'en semaine.



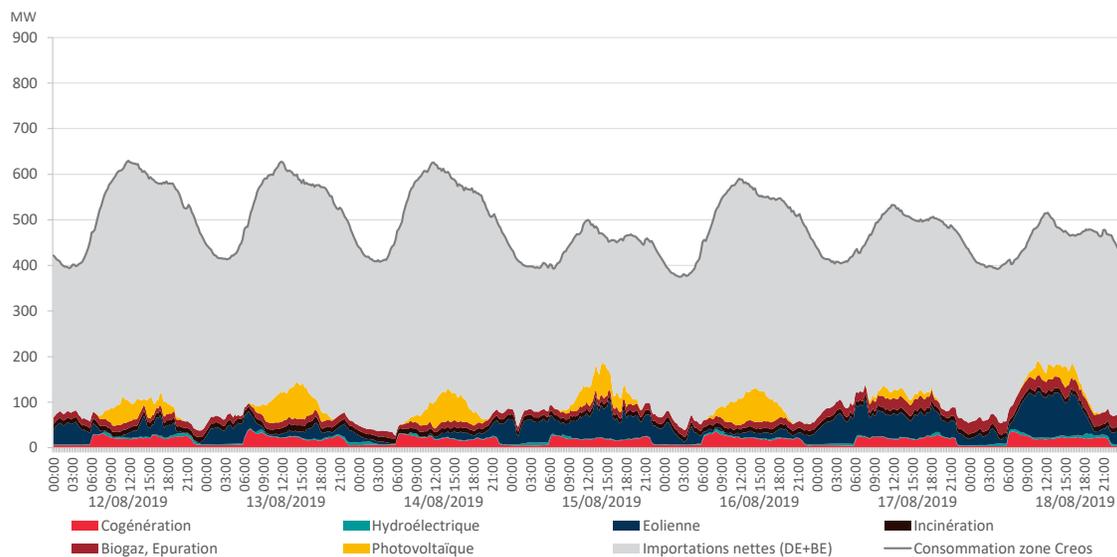
Graphique 4 : Courbe de charge de la zone Creos pendant la semaine de la pointe nationale de consommation en 2019

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 5 : Courbe de charge de la zone Creos pendant la semaine de la pointe nationale de production en 2019

Le Graphique 6 illustre une semaine typique d'été. Les pointes de consommation sont inférieures d'environ 200 MW aux pointes hivernales, et la pointe de consommation du soir est nettement moins prononcée, un phénomène qui s'explique sans doute par l'absence de besoin de lumières et de chauffage.



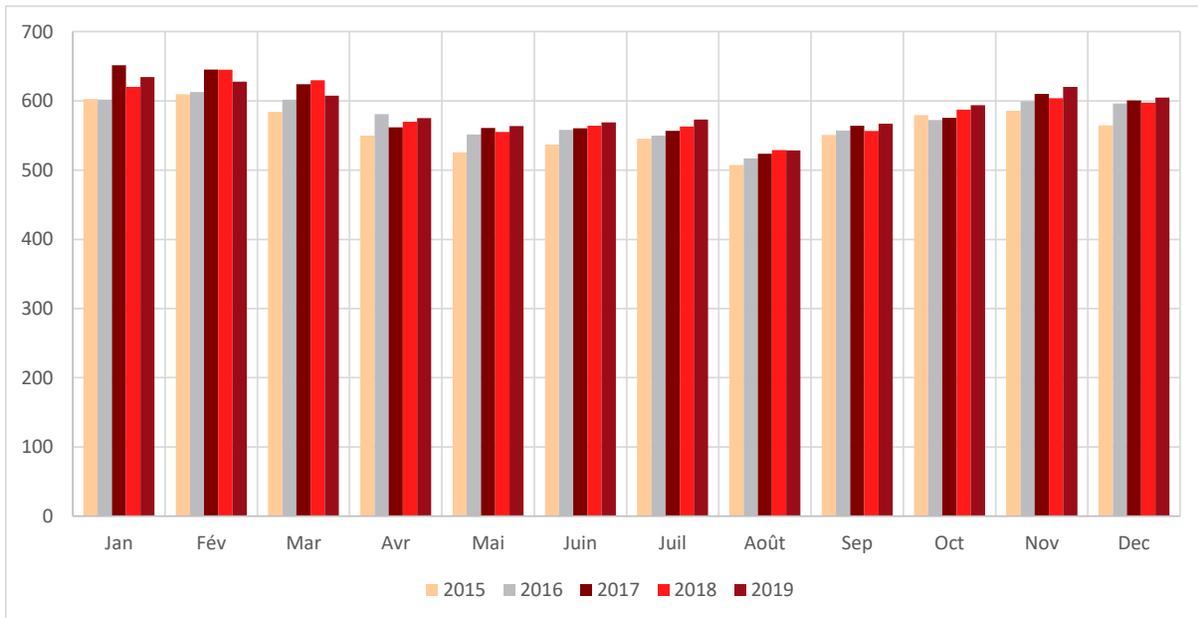
Graphique 6 : Courbe de charge de la zone Creos pendant la semaine du minium national de consommation en 2019

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Du côté de la production, la semaine hivernale, illustrée dans le Graphique 4, prend un profil typique de cogénérations. Leur production suit le besoin de chaleur et est relativement constante en journée et diminue la nuit. La semaine de la pointe nationale de production semble avoir été marquée par une forte production éolienne, caractérisée par un profil moins structuré et plus volatil sur le Graphique 5. À noter qu'au moment de la pointe nationale de production, la production nationale couvrait 37% de la demande de la zone Creos. La courbe de charge estivale (Graphique 5) illustre la périodicité journalière de la production solaire avec sa pointe en milieu de journée.

Suite à la croissance de la capacité installée – en 2019 l'addition la plus notable a été celle d'une centrale de cogénération sur base de bois de rebuts d'une puissance de 20 MW – la production nationale couvre une proportion croissante de la demande. Le 24 décembre 2019, 39% de l'électricité consommée dans la zone Creos (37% au niveau national, y inclus le réseau industriel) était produite au Luxembourg. 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 (GRT) a eu lieu le 30 janvier 2019 à 18 :30 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 964 MW, dont 165 MW étaient exportés vers la Belgique et 799 MW destinés à la consommation dans la zone Creos. L'augmentation constante de la charge sur les réseaux ces dernières années se montre de manière relativement uniforme sur l'année. Le Graphique 7 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.

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 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 raccordés jusqu'à décembre 2016 au réseau Sotel (GRI) et depuis janvier 2017 au réseau de Creos (GRT).



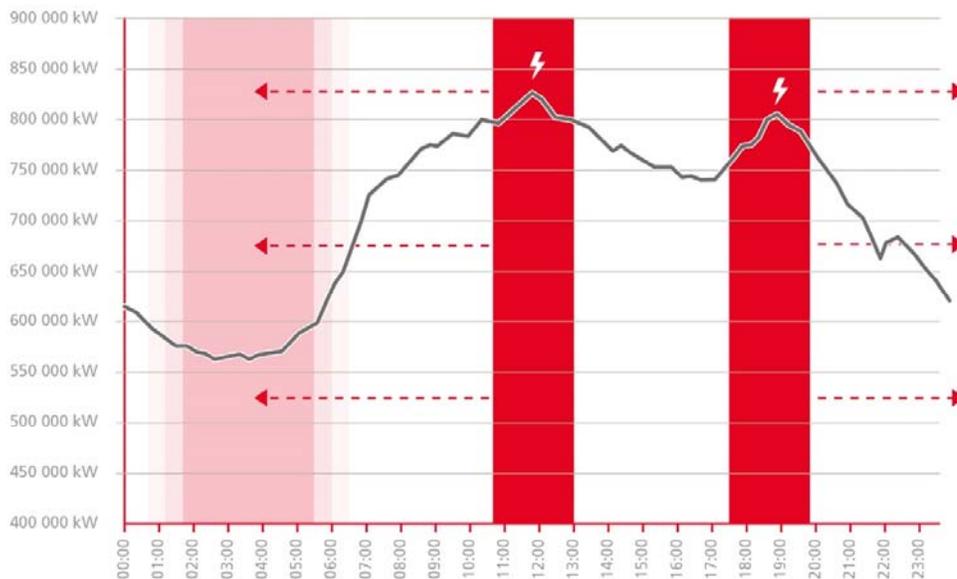
Graphique 7 : Charge moyenne mensuelle (en MWh/h) dans la zone Creos entre 2015 et 2019

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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 Creos<sup>21</sup>.

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 des 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 (cf. Graphique 7) – vers les périodes moins chargées – par exemple la nuit. La flexibilité dans les réseaux de distribution a aussi été un des points d'attention lors du développement du nouveau cadre législatif européen pour le secteur de l'électricité (Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »). La Directive 2019/944, prévoit par exemple dans son article 32 que les gestionnaires de réseau de distribution déterminent leurs besoins en flexibilité et procurent cette flexibilité de préférence par des moyens du marché.

Dans le même contexte, l'Institut continue ses réflexions en vue d'une nouvelle structure pour les tarifs d'utilisation du réseau qui inciterait les clients à adapter leur consommation de manière à permettre le déploiement de nouvelles technologies tout en évitant une surcharge du réseau.



Graphique 8 : Déplacement des périodes de charge

#### 2.1.2.4.1 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 (voir informations précédentes sur le pic de charge du 30 janvier 2019). Cette interconnexion est cependant restée hors service plusieurs mois en 2019, étant donné que les infrastructures ont été fortement endommagées suite à la tornade du mois d'août 2019.

<sup>21</sup> [https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2018/Scenario\\_Report\\_2040\\_2\\_2\\_2018.pdf](https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2018/Scenario_Report_2040_2_2_2018.pdf).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.2.5 QUALITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

#### 2.1.2.5.1 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'électricité<sup>22</sup> fixe que les événements, où la tension résiduelle est inférieure à 1% de la tension nominale ou contractuelle pendant plus de 3 minutes, sont considérés comme interruptions.

L'évolution du nombre d'interruptions, planifiées<sup>23</sup> et non-planifiées<sup>24</sup>, et de leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous.

NOMBRE D'INTERRUPTIONS		2015	2016	2017	2018	2019
Interruptions planifiées		751	600	465	540	450
Interruptions non-planifiées	Conditions atmosphériques	12	5	15	27	9
	Force majeure	1	0	3	2	3
	Dommage causé par un tiers	271	281	214	238	247
	Cause interne	274	205	234	234	247
	Réseau en amont	4	0	2	0	2
	Réseau en aval	4	2	18	54	15
<b>TOTAL DES INTERRUPTIONS</b>		<b>1317</b>	<b>1093</b>	<b>955</b>	<b>1095</b>	<b>973</b>

Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions

Le nombre d'interruptions était en légère baisse en 2019. Ceci est principalement dû à une nette baisse du nombre d'interruptions planifiées qui reviennent au niveau de 2017. 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.

<sup>22</sup> <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>

<sup>23</sup> Les gestionnaires de réseau peuvent planifier des interruptions pour, par exemple, effectuer de la maintenance sur le réseau. Dans ce cas, ils doivent informer à l'avance les utilisateurs qui en seront impactés.

<sup>24</sup> Les gestionnaires de réseau sont chargés de réparer les dégâts causés au réseau suite à de événements imprévus, par exemple les intempéries qui endommagent fortement l'infrastructure.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Étant donnée la pertinence limitée du simple nombre d'interruptions en tant qu'indicateur de qualité, notamment en termes de comparabilité entre les réseaux, l'Institut calcule et surveille aussi deux indicateurs, communément utilisés dans le secteur de l'électricité – le SAIDI<sup>25</sup> et le SAIFI<sup>26</sup>, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 suivant<sup>27</sup> :

	2015	2016	2017	2018	2019
SAIDI (non-planifié)	22,8	16,6	21,3	23,4	27,3
SAIFI (non-planifié)	0,36	0,23	0,26	0,31	0,35

Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées<sup>28</sup>

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2019 de 27.3 minutes par année et par point de raccordement.

Ceci représente une nouvelle augmentation par rapport à l'année précédente. Cette hausse s'explique par des pannes importantes sur le réseau de Creos (GRD) le 19 mai et le 24 au 25 juillet 2019 ainsi que sur le réseau de Sudstrom (GRD) le 10 juillet 2019. À noter que la tornade du 9 août 2019 n'a pas eu d'incidence sur le SAIDI, étant donné qu'il s'agit d'un cas de force majeure. De plus, les dégâts causés par la tornade n'ont touché que des utilisateurs du réseau Sotel (GRI).

Il convient de noter que, malgré cette hausse du SAIDI, la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne<sup>29</sup>.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2019 de 0,35 interruptions par année et par point de raccordement. Ceci représente aussi une légère augmentation par rapport à l'année 2018.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 450 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. En ce qui concerne les 523 interruptions non-planifiées, seuls les clients concernés par 8 de ces interruptions ont été informés pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

#### 2.1.2.5.2 QUALITÉ DE SERVICE

En vertu de ses missions légales, l'Institut a mis en place un suivi de certains indicateurs de qualité de service des GRDs. 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.

En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement, l'Institut constate qu'avec une augmentation de 30% du nombre total de demandes, le pourcentage de demandes de raccordement n'ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a doublé par rapport à 2018. Pour 143 de 2.886 demandes (5%), le traitement initial du dossier n'a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 2,3% d'un total de 2.229 demandes en 2018), alors que 1,2% des raccordements en basse tension n'ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 0,6% en 2018). Bien que ces taux restent très bas, l'Institut va continuer à observer la situation afin de s'assurer que les clients au Luxembourg profitent d'une qualité de service optimale.

<sup>25</sup> System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

<sup>26</sup> System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

<sup>27</sup> 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.

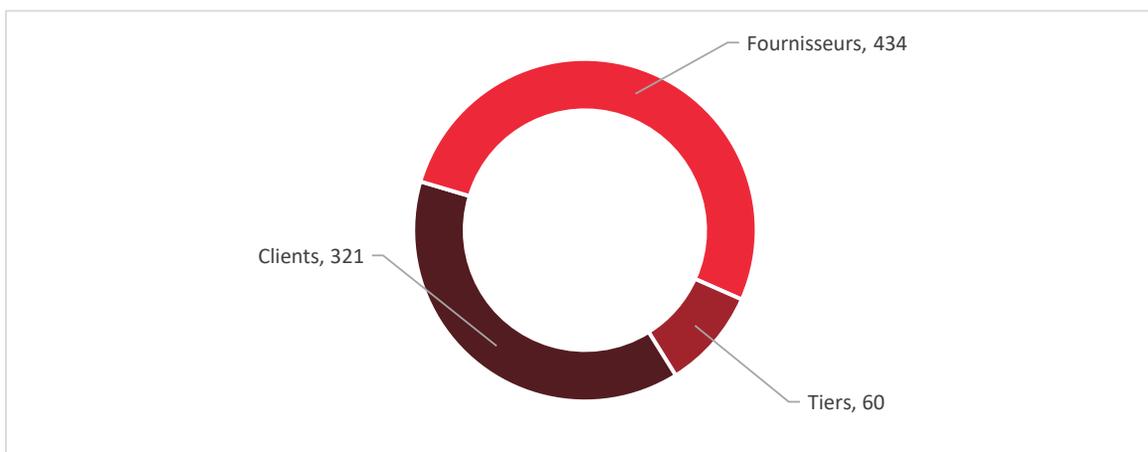
<sup>28</sup> Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également inclus ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2013 et 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

<sup>29</sup> CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>.

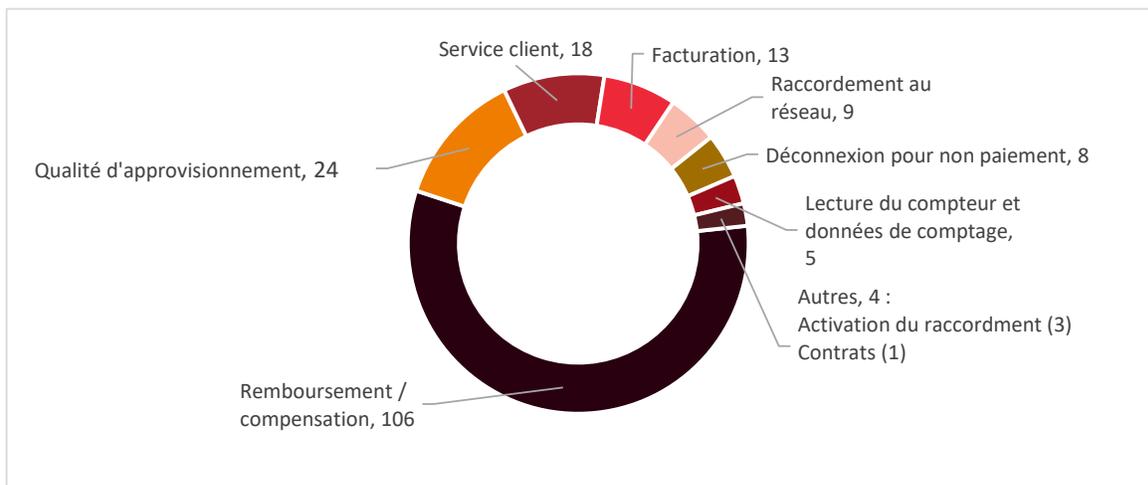
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

En 2019, un total de 847 demandes de données de consommation a été adressé aux GRD, ce qui représente presque le double des demandes en 2018 (444). Treize de ces demandes ont été refusées par manque de mandat de la part du demandeur.

Comme le montre le Graphique 9, la majorité de ces demandes (52%) proviennent de fournisseurs alors que 38% émanent directement de clients et 10% de tiers, par exemple des conseillers en énergie.



Graphique 9 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur



Graphique 10: Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause

Les GRDs indiquent avoir reçu 230 réclamations au cours de l'année 2019. La plupart de ces réclamations étaient en rapport avec des remboursements ou paiements de compensation, la qualité d'approvisionnement ou le service clients des GRDs. Le Graphique ci-dessous visualise le nombre de réclamations reçues par les GRDs par catégorie.

L'Institut constate que 55% de ces 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 GRDs.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## 2.1.2.6 ÉNERGIES RENOUVELABLES

### 2.1.2.6.1 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.

Suite à l'augmentation au 1<sup>er</sup> janvier 2019 des tarifs d'injection pour les centrales d'une capacité de moins de 30 kW, on constate une forte reprise du côté des petites installations. En effet, au cours de l'année 2019, 678 installations photovoltaïques d'une puissance cumulée de près de 10 MW ont été installées au Luxembourg. 9,3 MW de capacité photovoltaïque supplémentaire a été ajouté sous forme de presque 50 centrales collectives d'une puissance entre 30 et 500 kW. Ces centrales ont aussi bénéficié d'une augmentation de tarifs d'injection en 2019.

Le Tableau 6 suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements et des mises en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2019.

	PHOTOVOLTAÏQUE		ÉOLIENNE		HYDRO-ÉLECTRICITÉ		BIOMASSE BOIS DE REBUT		GAZ NATUREL	
	Nombre	Puissance installée <sup>30</sup>	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée	Nombre	Puissance installée
Demandes de raccordement en 2019	1 010	53 940	7	32 311	1	280	0	0	0	0
Mises en service en 2019	518	16 192	2	12 900	0	0	0	0	0	0
Mises en service en 2019 <sup>31</sup>	222	7 530	0	0	0	0	1	20 000	0	0
Mises hors service en 2019	19	227	0	0	0	0	0	0	4	1 028

Tableau 6 : demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité

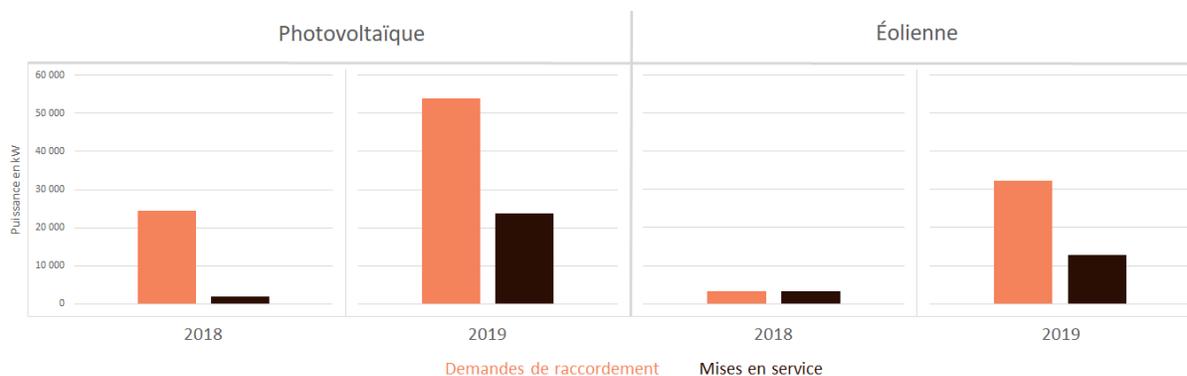
En 2019, 1.018 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des cinq GRDs, ce qui représente une hausse par rapport à 2018 (420 demandes). La puissance correspondante à ces demandes est aussi en hausse avec 53.940 kW pour les centrales

<sup>30</sup> En kW.

<sup>31</sup> Sur base d'une demande antérieure à 2019.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

photovoltaïques et 32.311 kW pour les centrales éoliennes contre un total de 24.478 kW (centrales photovoltaïques) respectivement 3.200 kW (éoliennes) en 2018.



Graphique 11 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes

En termes de nombre 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 augmenté avec 740 centrales photovoltaïques et 7 centrales éoliennes, contre un total de 105 centrales en 2018. Ainsi, une capacité de 36,6 MW a été mise en service en 2019, soit considérablement plus qu'en 2018 où une capacité de seulement 5 MW (dont 1,4 MW en installations photovoltaïques et 3,2 MW en éoliennes) avait été mise en service.

Le Graphique 11 illustre à la fois l'évolution des demandes de raccordement et des réalisations, en matière de puissance respective, pour les nouveaux systèmes PV et pour les nouvelles éoliennes en 2018 et 2019.

En particulier, l'augmentation significative des demandes pour de nouveaux raccordements en 2019 par rapport à l'année précédente suggère que 2020 verra une nouvelle augmentation considérable de la capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

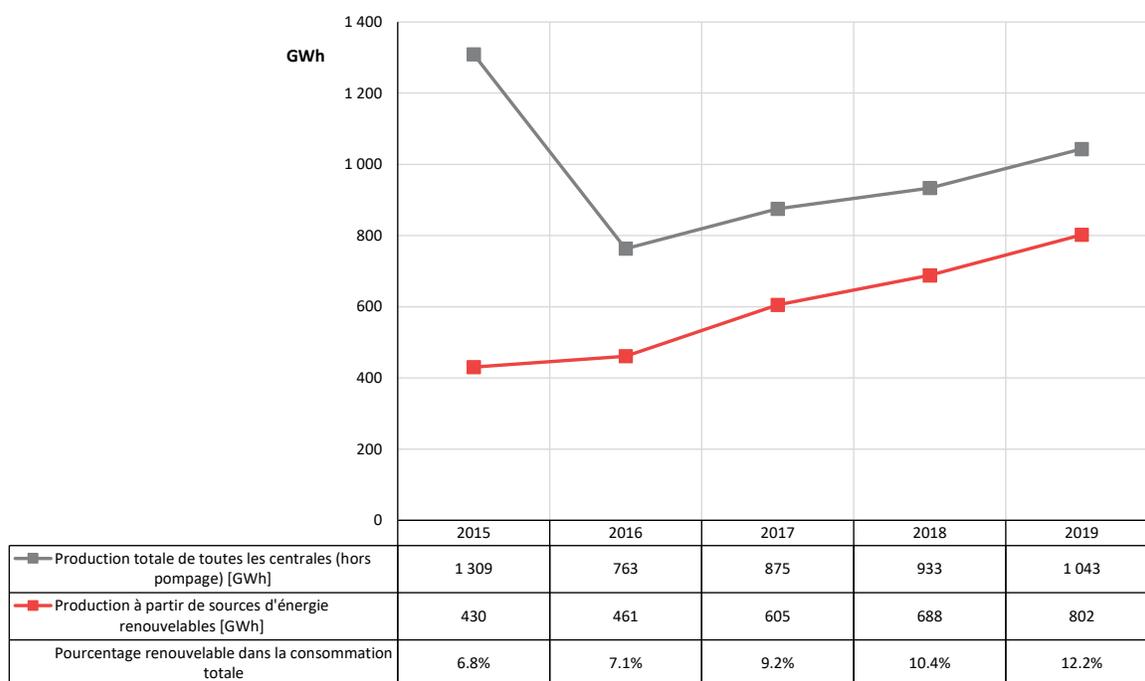
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.2.6.2 PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables s'élève à 802 GWh en 2019 (en hausse de 17% par rapport à 2018), ce qui correspond à 12,2% de la consommation nationale.

Cette hausse de 17% s'explique par des conditions météo favorables pour l'éolien et le solaire, tout comme par des centrales biomasse, ayant atteint le plein régime de fonctionnement en 2019. Depuis la fermeture de la centrale turbine gaz vapeur à Esch-sur-Alzette, la production renouvelable en 2019 (802 GWh) a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles (241 GWh), et représente 77% de la production nationale en 2019.

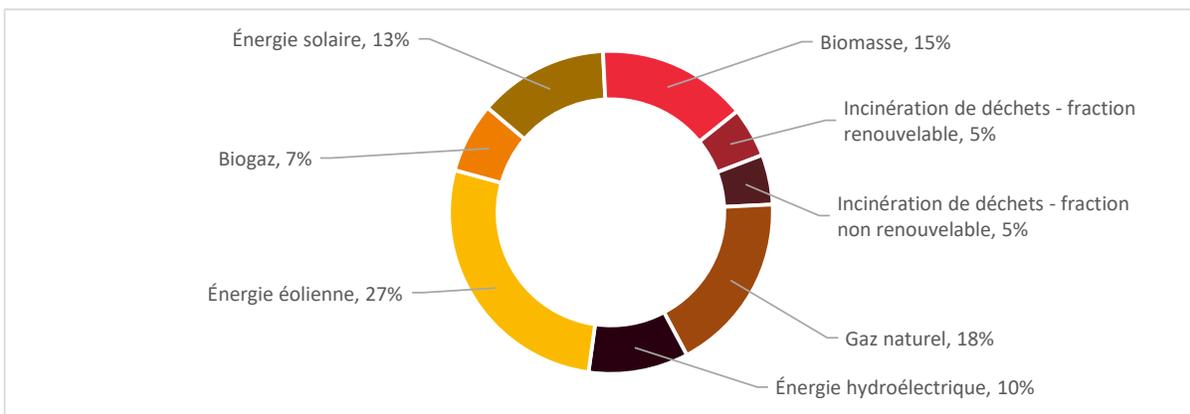
#### PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



Graphique 12 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables

En termes de source d'énergie, 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 à hauteur de 18% à la production nationale, 15% de l'électricité produite au Luxembourg est issue de l'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 13 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité

#### 2.1.2.7 APPEL D'OFFRES POUR CENTRALES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUES

En été 2018, le Ministre de l'Économie, alors en charge de l'énergie, avait lancé pour la première fois un appel d'offres pour des nouvelles installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 500 kW au Luxembourg. Au total, 2 projets sur terrains industriels avec une capacité totale de 7,26 MW et 8 projets sur bâtiments avec une capacité totale de 7,90 MW avaient été retenus. Les conditions de l'appel d'offre étaient telles que les centrales devaient être mises en service endéans les 18 mois, donc jusqu'au 18 mars 2020 sous peine d'une réduction du tarif d'injection. Les deux centrales sur terrains industriels ont été mises en service le 10 mars 2020. En ce qui concerne les projets sur toitures de bâtiments, six centrales d'une puissance cumulée de 4,16 MW sont aujourd'hui raccordées. Un projet de 2,43 MW sera réalisé à un autre lieu qu'initialement prévu, ce qui a mené un retard dans la réalisation. Ce retard a été exacerbé par la crise COVID-19, et le projet n'est par conséquent pas encore opérationnel. Un dernier projet de 1,3 MW ne sera vraisemblablement pas réalisé.

En Septembre 2019, le Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé un deuxième appel d'offres pour des nouvelles installations photovoltaïques d'une capacité entre 200 kW et 5 MW au Luxembourg. Ce second appel d'offres contient, tout comme le premier, un lot de 10 MW pour les projets sur terrains industriels. Le lot pour des projets sur toitures a été subdivisé en quatre lots distincts (voir Tableau 7). Des offres représentant un total de 30,78 MW, soit environ 75% des 40 MW à allouer, ont été faites dans le cadre de ces appels d'offres. La moyenne pondérée des prix offerts est en augmentation par rapport à 2018, avec 112,18€/MWh contre 105,03€/MWh. Ceci s'explique principalement par une augmentation des volumes de centrales sur bâtiments, ombrières et bassins d'eau, qui sont éligibles pour des prix plus élevés que les installations au sol sur des terrains industriels. En général on constate que la moyenne pondérée des rémunérations offertes par les projets retenus sont proches de la rémunération plafond dans chaque catégorie.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

	Lot 1 Terrains industriels	Lot 2 Enveloppe extérieure de bâtiments ≥ 200 kW et < 500 kW	Lot 3 Enveloppe extérieure de bâtiments ≥ 500 kW et < 5 MW	Lot 4 Ombrières et bassins d'eau ≥ 200 kW et < 500 kW	Lot 5 Ombrières et bassins d'eau ≥ 500 kW et < 5 MW
Puissance à allouer	10 MW	10 MW	10 MW	5 MW	5 MW
Rémunération plafond (€/MWh)	89 €/MWh	120 €/MWh	115 €/MWh	145 €/MWh	140 €/MWh
Puissance à allouer après report (MW) <sup>32</sup>			17,25 MW		9,71 MW
Nombre d'offres reçues	2	8	6	1	3
Résultats	7,39 MW	2,75	15,29	0,29	5,06 MW
Puissance totale	30,78 MW (≈ 75%) de 40 MW				
Moyenne pondérée <sup>33</sup> offres	89,00 €/MWh	114,47 €/MWh	114,16 €/MWh	144,50 €/MWh	139,87 €/MWh
Moyenne pondérée totale	112,18 €/MWh				

Tableau 7 : Résultats de la 2<sup>nd</sup>e procédure d'appel d'offres pour installations PV de capacité 200 kW à 5 MW<sup>34</sup>

Les projets devront en principe être réalisés dans les 18 mois suivant la date d'attribution, donc au cours de l'année 2021. Une fois raccordés, ces projets augmenteront la capacité photovoltaïque nationale de plus de 15%.

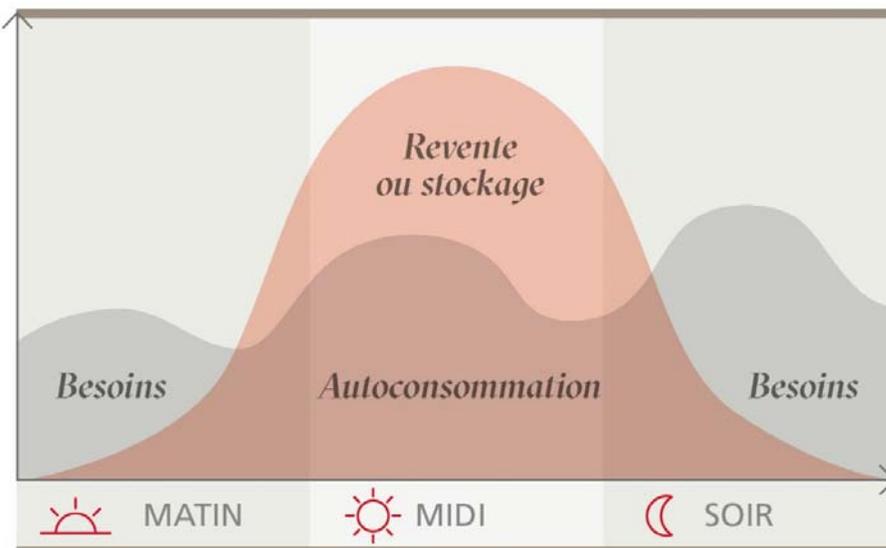
<sup>32</sup> Selon l'article 5 du cahier des charges.

<sup>33</sup> Par la quantité d'électricité pouvant être produite.

<sup>34</sup> Source : Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire (<https://guichet.public.lu/dam-assets/catalogue-pdf/appel-offres-electricite/appel-offres.pdf>).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.2.8 AUTOCONSOMMATION : UN MODÈLE DE PLUS EN PLUS INTÉRESSANT



Graphique 14 : Effets désirés de l'autoconsommation

Malgré l'absence de cadre légal spécifique, l'autoconsommation est possible au Luxembourg mais reste peu pratiquée. Beaucoup de producteurs, y inclus les ménages avec leur installation photovoltaïque sur le toit, 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.

Le concept est néanmoins en croissance, puisque l'on comptait 94 centrales de production fonctionnant en mode « autoconsommation » en 2019 contre 51 en 2018. Ce sont surtout les centrales photovoltaïques qui sont opérées en mode « autoconsommation ». Dans ce secteur le nombre d'autoconsommateurs a doublé en 2019 pour atteindre 83 centrales (contre 41 en 2018). Les centrales destinées à l'autoconsommation représentent une puissance totale de 2.121 kW et ont en tout produit 2.686.429 kWh, dont 78% ont été autoconsommées.

Malgré cette nette augmentation, la percée de l'autoconsommation est restée faible en 2019. Ceci s'explique sans doute par le fait qu'il était jusqu'à présent 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 que l'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 autoconsommateur a, en 2019, économisé le coût de la composante et la contribution envers le mécanisme de compensation 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 10 kW mises en service en 2019 (16,5 ct/kWh).

Depuis le 1er janvier 2020, le consommateur qui souhaite utiliser sa propre production d'électricité peut désormais profiter de la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée. Il peut ainsi économiser à peu près 16 ct par kWh autoconsommé, soit un ordre de grandeur de 5 ct/kWh de plus qu'en 2019. Ces économies sont donc en 2020 d'un ordre de grandeur comparable au tarif d'injection qui reste applicable pour le surplus injecté par un autoconsommateur.

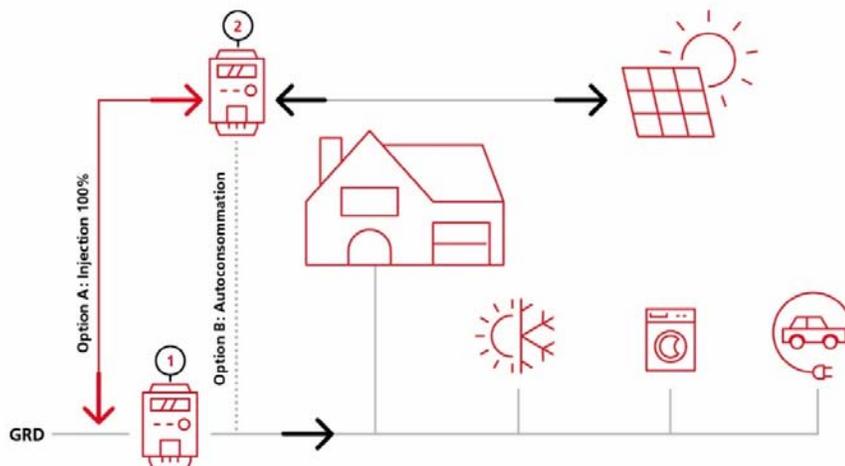
De même, pour les nombreux systèmes photovoltaïques pour lesquels le soutien financier garanti par l'État expirera dans les années à venir, la configuration avec 100% injection (cf. Graphique 15) sera nettement moins intéressante. Les propriétaires de telles systèmes PV auront donc tout avantage de consommer eux-mêmes l'électricité qu'ils produisent pour ainsi économiser une partie des coûts de leur approvisionnement électrique.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Chaque utilisateur qui décide d'acheter une installation photovoltaïque (« PV ») a la possibilité de la connecter en mode « 100% injection » ou en tant que « Autoconsommateur » au réseau de distribution d'électricité.

Avec un nouveau système PV, un compteur d'électricité supplémentaire est branché sur l'alimentation du réseau du bâtiment correspondant, qui peut être configuré de deux manières différentes:

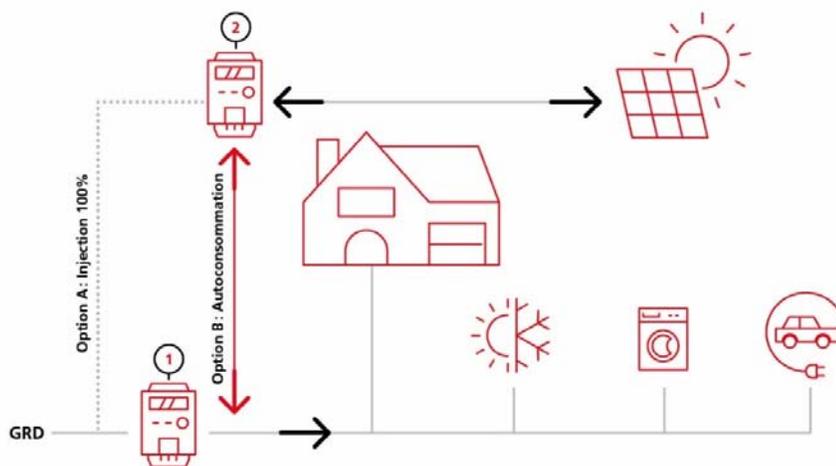
- Option A : Injection 100%  
Le compteur électrique supplémentaire (#2, voir Graphique 15) est installé en parallèle du compteur électrique existant (#1) ; actuellement il s'agit de la configuration typique pour la plupart des systèmes PV au Luxembourg.  
Avec un tel branchement le système photovoltaïque injecte complètement l'énergie électrique qu'il génère dans le réseau électrique public et prélève l'électricité pour sa propre alimentation<sup>35</sup>. Comme les compteurs intelligents mesurent les flux d'énergie respectifs dans les deux directions, le système PV à travers le compteur #2 est de-facto déconnecté du reste du ménage, approvisionné par le compteur #1.
- Option B : Autoconsommation  
Le compteur électrique supplémentaire (#2, voir Graphique 16) est installé derrière le compteur électrique existant #1. Cela signifie que l'énergie électrique, générée par le système PV, est mesurée individuellement mais l'utilisateur du compteur électrique principal (#1) utilise lui-même l'électricité produite par le système PV et n'injecte dans le réseau électrique que l'électricité produite qui à chaque moment est « excédentaire ».



Graphique 15: PV en mode « Injection 100% »

<sup>35</sup> La consommation d'électricité propre d'une centrale photovoltaïque est généralement très faible et n'est perceptible que lorsque le soleil ne brille pas et que le système produit donc peu ou pas d'énergie.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 16: PV en mode « Autoconsommation »

Aujourd'hui, les deux options A et B sont définies par leur câblage physique, c'est-à-dire dans l'Option A, les deux compteurs sont connectés en parallèle au réseau d'alimentation, tandis que dans l'Option B, le compteur électrique #2 est connecté en série derrière le compteur électrique #1.

Les gestionnaires de réseau électrique et les fournisseurs d'énergie sont sur le point de préparer les protocoles techniques et les processus respectifs afin que chaque propriétaire d'un système PV puisse passer sans grande difficulté du mode « Injection » au mode « Autoconsommation » sans toutefois toucher au câblage physique susmentionné.

Avec le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens », adopté par les institutions Européennes fin 2018, les droits des 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).

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<sup>36</sup>. Ce projet, déposé initialement en mars 2018 et amendé en 2019 et 2020, 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 parlementaires déposés en date du 27 avril 2020.

36

<https://chd.lu/wps/portal/public/Accueil/TravailALaChambre/Recherche/RoleDesAffaires?action=doDocpaDetails&backto=/wps/portal/public/Accueil/Actualite&id=7266>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.2.9 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.

Depuis la mise en œuvre en 2017, les modalités décrites dans le document « Modell der Marktkommunikation Strom für Luxemburg » (MdMS), étant annexé et faisant partie intégrante du règlement précité, ont été revues à plusieurs reprises. Ces modifications ont introduit des améliorations de processus de communication et des nouvelles fonctionnalités. En 2019, la version MdMS 3.0 est entrée en vigueur par le règlement ILR/E19/43 du 15 juillet 2019 remplaçant l'annexe du règlement modifié ILR/E17/55 du 3 octobre 2017 portant fixation des modalités pratiques et procédurales relatives aux échanges électroniques et automatisés de données et de messages entre acteurs du marché. En plus d'une série de petites modifications, cette version introduit la restructuration de procédures de changements de données client et données techniques et permet d'inclure les centrales de production dans la communication de marché automatisée.

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 facturation électronique entre gestionnaires de réseau et fournisseurs, la mise à disposition de services « compteurs intelligents » tels que la limitation de puissance par les fournisseurs, ainsi que l'introduction de communautés d'énergie renouvelables, dans la mesure où elles seront introduites par le cadre légal.

### 2.1.2.10 LE COMPTAGE INTELLIGENT

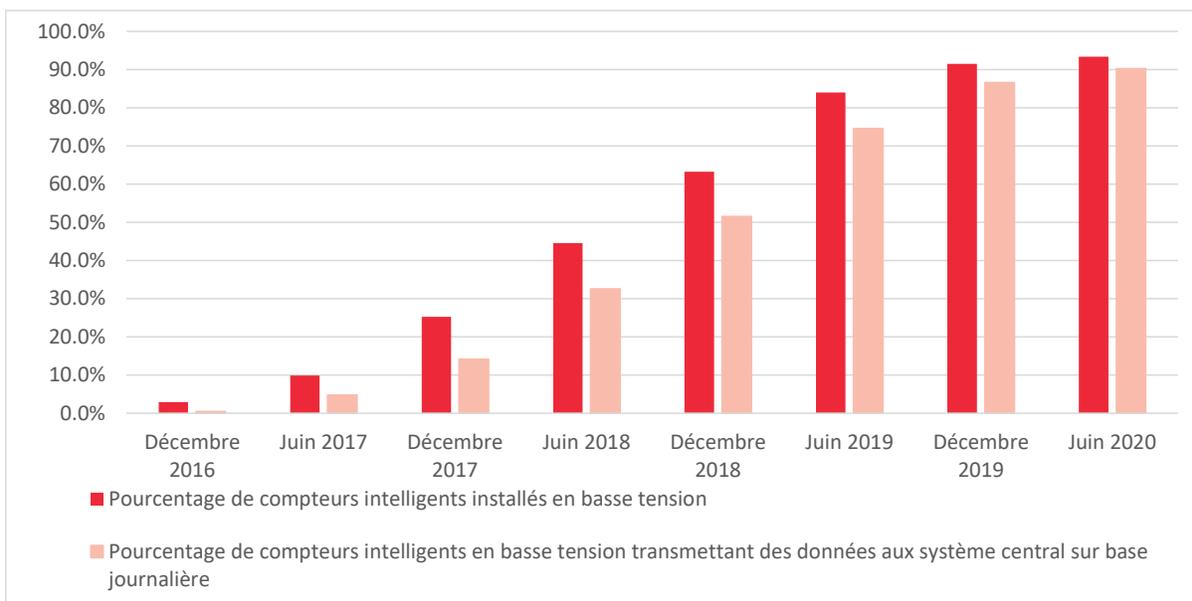
Le déploiement du système national de comptage intelligent en électricité et gaz naturel a continué en 2019. Ce déploiement est prescrit par la Loi Électricité et prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1er juillet 2016 »<sup>37</sup> et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité<sup>38</sup>.

Néanmoins, au 31 décembre 2019, ce seuil n'a pas tout à fait été atteint, étant donné que 91.5% des points de comptage d'électricité en basse tension (BT) étaient équipés d'un compteur « Smarty ». Le déploiement a donc bien progressé en 2019 – 63% des points de comptage BT étaient équipés fin 2018 – mais n'est pas encore tout à fait achevé. Le taux de compteurs qui communiquent des données au système central une fois par jour était de 86.6% fin 2019. Fin juin 2020, 93.4% des points de comptage basse tension étaient équipés d'un « Smarty » dont 90.2% communiquant sur base journalière avec le système central.

<sup>37</sup> Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>38</sup> Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 17 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité

En 2019, la communication journalière des données de comptage quart-horaires du gestionnaire de réseau vers le fournisseur n'était pas encore assurée à grande échelle. 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.

Une fois déployé, le système de comptage intelligent permettra aux clients de mieux connaître leur consommation réelle et leur donnera ainsi plus de possibilités pour 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 une interface de connexion locale. Actuellement, il n'existe néanmoins pas encore sur le marché de dispositif « plug and play » permettant de lire ces informations.

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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.2.11 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 GRDs 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. En 2019, les gestionnaires de réseau ont installé 97 nouvelles bornes, ce qui fait 364 bornes « Chargy » installées au 31 décembre 2019, sur un total de 800 bornes planifiées jusqu'en 2020. Un nombre assez important de bornes n'a pas encore pu être installé parce qu'elles sont prévues sur des parkings « Park & Ride » encore en construction. Aux bornes Chargy installées par les GRD s'ajoutent 121 bornes appartenant à des tiers qui sont intégrées dans le système central Chargy via le programme « Chargy OK ». Au cours de l'année 2019, 744 MWh ont été consommées aux bornes du système Chargy, une augmentation de 75% par rapport à 2018 (424 MWh). Cette énergie correspond à une distance parcourue d'approximativement 3 700 000 km. Au jour de la publication du présent rapport, 14 fournisseurs de service de charge<sup>39</sup> étaient enregistrés auprès du système « Chargy ».

Conformément à l'article 27 (13) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative l'organisation du marché de l'électricité, 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.

La Directive 2019/944 apporte un nouvel élément au cadre légal européen pour l'infrastructure de recharge pour véhicules électrique. Dans son article 33, cette Directive introduit le principe que les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent être propriétaires de points de recharge pour les véhicules électriques, ni les développer, les gérer ou les exploiter, sauf lorsqu'ils sont propriétaires de points de recharge privés réservés à leur propre usage. La Directive permet néanmoins de déroger à cette disposition si, suite à une procédure d'appel d'offres, aucun autre acteur ne s'est porté intéressé à développer, gérer, exploiter ou être propriétaire de tels points de charge ou ne pourrait fournir ces services à un coût raisonnable et en temps utile. La transposition en droit national de cette Directive ainsi que l'appel d'offres à prévoir pourraient donc impacter la propriété et la gestion actuelle du système Chargy.

### 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 2019 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<sup>er</sup> 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 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'électricité<sup>40</sup>. Plus le gestionnaire de réseau propose des services non liés au transport ou à la distribution, plus le

<sup>39</sup> <https://chargy.lu/fr/particuliers>

<sup>40</sup> Cette restriction ne concerne uniquement les entreprises d'électricité avec plus de 100.000 clients raccordés.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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.

En parallèle, en 2019 l'Institut a entamé les travaux sur un nouveau règlement fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021-2024. Ces travaux avaient pour but d'incorporer à la méthodologie, des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation.

#### 2.1.3.1 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 ; elle 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 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'efficacité. 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.3.2 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'Institut<sup>41</sup>. En 2019, l'Institut a continué à poursuivre ces réflexions ensemble avec les gestionnaires de réseau.

### 2.1.3.3 L'AUTOCONSOMMATION 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 1er janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau sont appliqués aux prélèvements des réseaux et non plus à la consommation comme c'était le cas avant 2017. Cependant, la composante de disponibilité permet de rémunérer la puissance mise à disposition par le réseau pour le cas d'une non-disponibilité de l'installation de production.

Pour les autoconsommateurs capables de réduire leur puissance de prélèvement, par exemple en gérant leur consommation à l'aide d'un système de stockage d'énergie, le tarif optionnel de type « flat rate » reste d'application. 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 autoconsommateurs connectés au réseau BT, 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. Le tarif est appliqué sur demande des intéressés qui remplissent les conditions définies par les gestionnaires de réseau.

Depuis le 1er janvier 2020, tout consommateur, qui souhaite utiliser sa propre production d'électricité, peut désormais profiter de la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée. Dès lors, la composante de disponibilité n'est plus d'application dans le cas d'une installation locale de production d'électricité à partir d'énergies renouvelable.

### 2.1.3.4 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU 2019

Au cours de l'année 2019, 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 1er janvier 2020. 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, quelle que soit la consommation effective et même en l'absence d'une consommation électrique.

<sup>41</sup> <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-624.pdf>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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.

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 année<sup>42</sup>, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
Client résidentiel DC	2,5 - 5	71,00	74,60	63,90	75,40	74,50
Client industriel IC	500 - 2 000	25,80	36,70	29,30	34,00	33,30

Tableau 8 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau<sup>43</sup>

En 2019, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ont baissé légèrement par rapport à 2018. Les causes principales de cette évolution sont d'un côté la diminution des coûts du réseau, malgré une augmentation de la rémunération des capitaux, une légère diminution des charges d'exploitation ainsi qu'une forte augmentation de l'apurement des excédents et déficits des années antérieures<sup>44</sup>, et de l'autre côté une augmentation des frais de comptage en raison des investissements dans le cadre du déploiement du système de comptage intelligent.

#### 2.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne ne subissent à l'heure actuelle pas de manque de capacité. L'interconnexion Bedelux, reliant les zones de dépôt des offres belge et germano-luxembourgeoise via le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV, construit au poste haute tension de Schiffflange, est uniquement utilisée pour ajuster les flux en temps réel au sein de CWE et pour assurer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, si nécessaire. Les règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions ne sont donc pas appliquées actuellement à cette interconnexion.

<sup>42</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.

<sup>43</sup> Données issues d'Eurostat<sup>42</sup>. Les données annuelles sont basées sur les chiffres du 2<sup>ème</sup> trimestre de l'année en question. Depuis 2017, Eurostat publie uniquement des valeurs annuelles.

<sup>44</sup> Un apurement est une opération qui permet de redistribuer aux utilisateurs un éventuel excédent de recettes d'années antérieures (ou le cas échéant de compenser la non-réalisation du revenu maximal autorisé révisé d'un gestionnaire de réseau). Dans ce cas concret, l'apurement a contribué à diminuer les tarifs d'utilisation des réseaux, et ceci de façon plus importante que durant l'année précédente.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.1.4.1 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale contractuelle de 980 MW pour les lignes en provenance de l'Allemagne n'a pas été atteinte ; en 2019, la puissance maximale mesurée était de 813 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*.

Depuis octobre 2017, le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV susmentionné permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et de favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité, avec une capacité maximale d'échange avec la Belgique de 400 MW. Cette interconnexion est cependant restée hors service plusieurs mois en 2019, étant donné que les infrastructures ont été fortement endommagées suite à la tornade du mois d'août 2019.

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne sont restées stables à 4,03 TWh en 2019. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique ont diminuées pour atteindre 0,24 TWh notamment du fait de l'indisponibilité de l'interconnexion à partir du mois d'août (pylônes détruits suite à la tornade). Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont augmenté légèrement à 1,34 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont diminué pour atteindre 0,095 TWh (0,147 TWh en 2018). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France<sup>45</sup> et vers l'Allemagne.

Volume importé (GWh)	2015	2016	2017	2018	2019
Belgique	256	313	532	386	240
France	1 054	1 139	888	1 302	1 338
Allemagne	4 248	4 314	4 302	4 137	4 029
<b>TOTAL</b>	<b>5 557</b>	<b>5 765</b>	<b>5 722</b>	<b>5 825</b>	<b>5 607</b>

Tableau 9 : Importations d'électricité

Volume exporté (GWh)	2015	2016	2017	2018	2019
Belgique	488	6	52	147	95
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>488</b>	<b>6</b>	<b>52</b>	<b>147</b>	<b>95</b>

Tableau 10 : Exportations d'électricité

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.

<sup>45</sup> Exportations < 5 MWh.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

#### 2.1.4.2 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 Chapitre 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 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 ternes pour relier les sous-stations de Bascharage 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 liste de PCIs de 2019, au vu des reconsidérations de développements de réseau potentiels avec les pays voisins, notamment avec l'Allemagne (voir Chapitre 2.3).

Ces développements s'inscrivent dans l'accompagnement de la 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.

#### 2.1.4.3 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, tel qu'il est prévu à l'article 11 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 de 2018 (plan 2019-2028) 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 (UE) 2019/943 portant sur le marché intérieur de l'électricité. Les projets avec la Belgique et avec l'Allemagne figurent à la fois dans le TYNDP 2018<sup>46</sup> et dans le dernier plan national décennal. Pour le premier, dans la mesure où le TYNDP 2018 indique une reprogrammation à échéance 2030-2040, la mention du projet dans le plan national sans indication de dépense future est cohérente. Pour le second, les travaux côté luxembourgeois sont prévus à partir de 2023 jusqu'en 2027, ce qui est cohérent avec les dates annoncées dans le TYNDP 2018.

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

#### 2.1.4.4 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 2019, 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 :

- dans un premier temps pouvoir appliquer des contraintes externes temporaires sur la position d'importation de la France en cas de risque pour la sécurité du réseau suisse pendant l'hiver 2018-2019,
- puis, dans un deuxième temps, supprimer ces contraintes externes temporaires sur la position d'importation de la France, adapter les modalités à la présence de plusieurs NEMOs et mettre à jour les processus issus du Règlement CACM (procédures d'allocation en cas de « fallback », échanges programmés).

<sup>46</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects> (projets 40 et 328).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

D'autre part, les discussions entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport au sein de la région de calcul de capacité Core et au sein de la zone synchrone Europe Continentale se sont poursuivies pour la mise en place des règlements CACM, FCA, EB et SO. Creos participe également dans la société de services JAO, établie à Luxembourg, 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.

## 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/LU<sup>47</sup>.

Conformément au règlement CACM, 2 NEMOs (Epexspot et Nordpool-Emco) étaient désignés en 2019 et 1 NEMO (Nasdaq) a notifié son intention d'offrir ses services pour le couplage journalier et intrajournalier au Luxembourg. Fin 2019, Epexspot a notifié à l'Institut son intention de ne pas renouveler sa désignation au Luxembourg mais d'assurer le couplage unique journalier et intrajournalier au Luxembourg suite au renouvellement de sa désignation par le régulateur français.

Les modalités concernant la présence de plusieurs opérateurs du marché de l'électricité (NEMO) dans la zone de dépôt des offres DE/LU, et plus largement celles au sein des zones de dépôt des offres de la région Centre-Ouest, sont entrées en vigueur le 2 juillet 2019, permettant à tous les NEMOs actifs dans cette région de participer au couplage unique *day-ahead* et *intraday*.

En 2019, le nombre d'heures de convergence des prix *day-ahead* entre les zones de prix de la région Centre-Ouest a augmenté de 28% par rapport à 2018. Les prix les plus faibles se trouvaient dans la zone de marché DE/LU avec 37,6 €/MWh en moyenne sur toutes les heures de l'année.

	2015	2016	2017	2018	2019
Prix moyen (€/MWh)	31,63	29,0	34,2	44,7	37,6

Tableau 11 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU<sup>48</sup>

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014<sup>49</sup> 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.

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 2017 à 2019: l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : 53% en moyenne en 2019 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une diminution en 2019. Ces contrats représentaient 7% en moyenne en 2019 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 11% en 2018. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme a également connu une diminution par rapport à 2018 pour tomber à 16% en moyenne en 2019 de tous les approvisionnements.

<sup>47</sup> La zone de marché DE/LU est opérationnelle depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2018, suite à la séparation de l'Autriche qui a dès lors mis en place sa propre zone de marché à cette date.

<sup>48</sup> Source : CREG rapports annuels.

<sup>49</sup> <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

	Moyenne 2017	Moyenne 2018	Clients résidentiels	Clients professionnels		Moyenne 2019
				(<2GWh/an)	(>2GWh/an)	
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts )	7%	11%	2%	2%	12%	7%
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	16%	22%	4%	3%	28%	16%
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	53%	37%	73%	55%	44%	53%
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	24%	30%	21%	40%	16%	24%

Tableau 12 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité

### 2.2.1.1 SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ ET DE LA TRANSPARENCE 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 2019 un nouvel acteur s'est enregistré sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2019, 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. Le nombre de participants de marché pour le Luxembourg sur CEREMP reste stable du fait qu'une

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

entreprise a cessé le commerce de produits énergétiques de gros en 2019. À côté de ces acteurs de marché, 2 entités établies au Luxembourg agissent fin 2019 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 Transactions »<sup>50</sup>).

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 (« Organised Market Places » resp. OMPs), 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 2019 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 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 REMIT<sup>51</sup>.

Au cours de l'année 2019, l'Institut a établi en collaboration avec le régulateur belge fédéral CREG et le régulateur néerlandais ACM les modalités de surveillance de 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 de Luxembourg ( 22 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2019) est accessible sur le site Internet<sup>52</sup> de l'Institut.

Dix entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 322.727 consommateurs<sup>53</sup>.

<sup>50</sup> Plus d'information sur les [notifications](#) à effectuer par les PPATs sur le site Internet de l'ACER.

<sup>51</sup> [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>.

<sup>52</sup> 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>.

<sup>53</sup> Points de fourniture.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

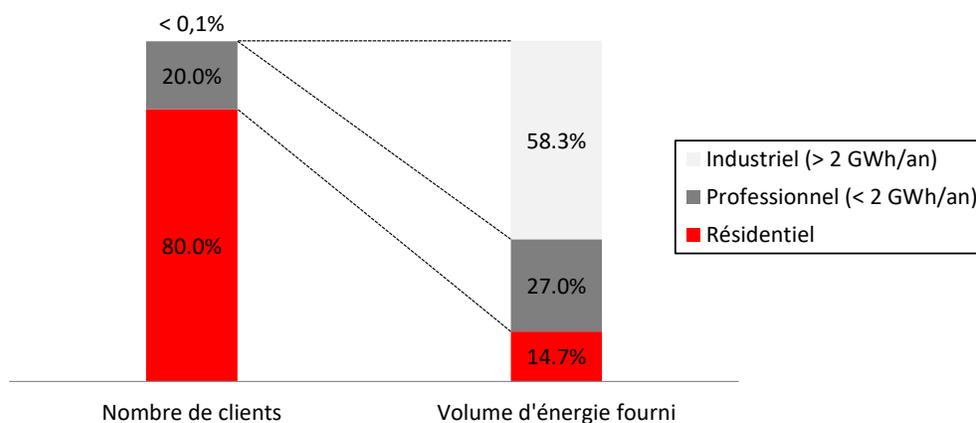
Les consommateurs sont segmentés en trois groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation annuelle de 2 GWh par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh<sup>54</sup>.

### 2.2.2.1 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 2019 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	0,947	258 119
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,743	64 396
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,759	212

Tableau 13 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2019



Graphique 18 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

Volume d'énergie fournie (en TWh)	2015	2016	2017	2018	2019
Résidentiel	0,914	0,903	0,917	0,934	0,947
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,607	1,651	1,673	1,712	1,743
Secteur industriel (> 2GWh)	3,847	3,803	3,864	3,880	3,759

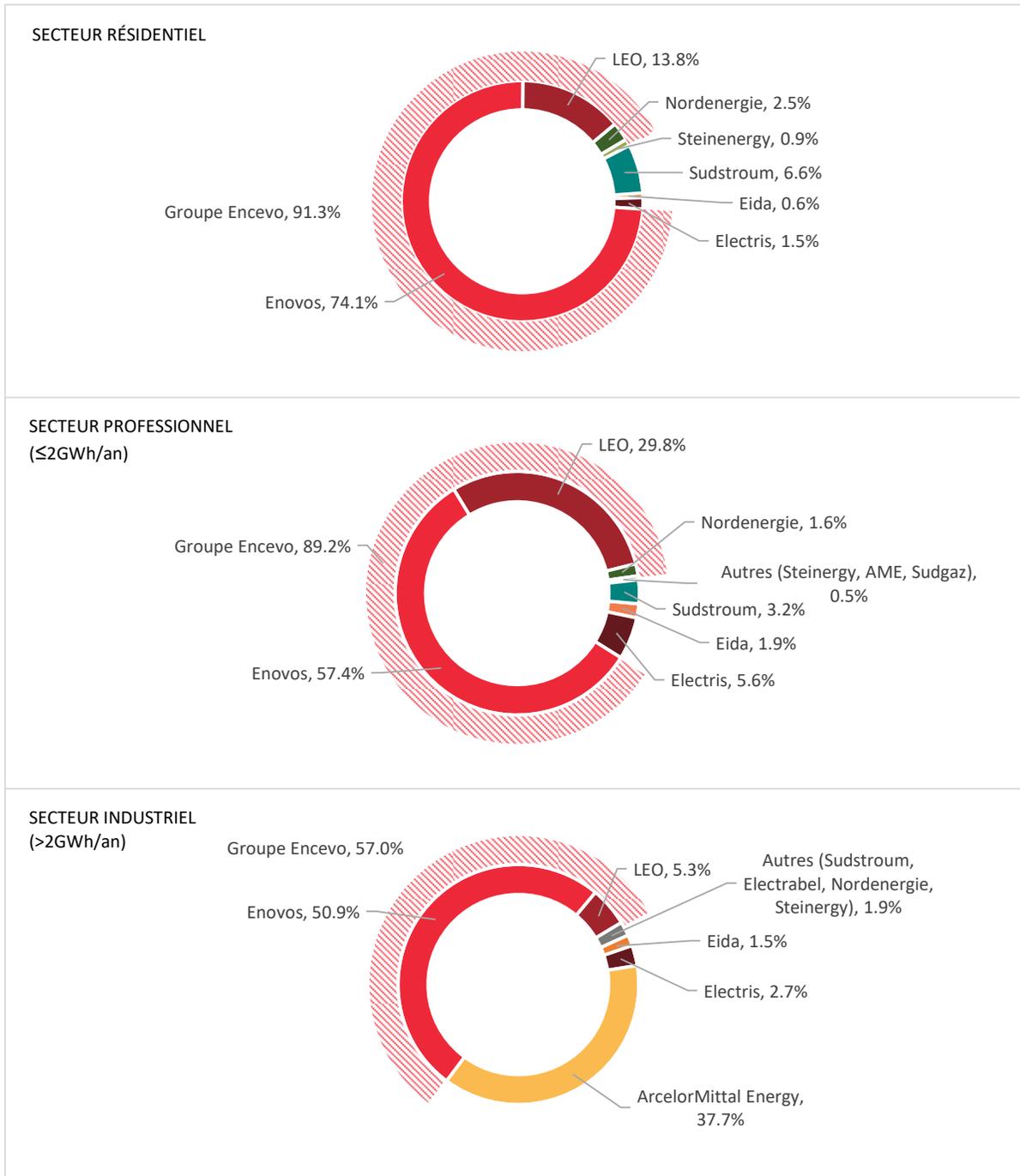
Tableau 14 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail

<sup>54</sup> 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2019. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 19. 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.

SUR L'ÉXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



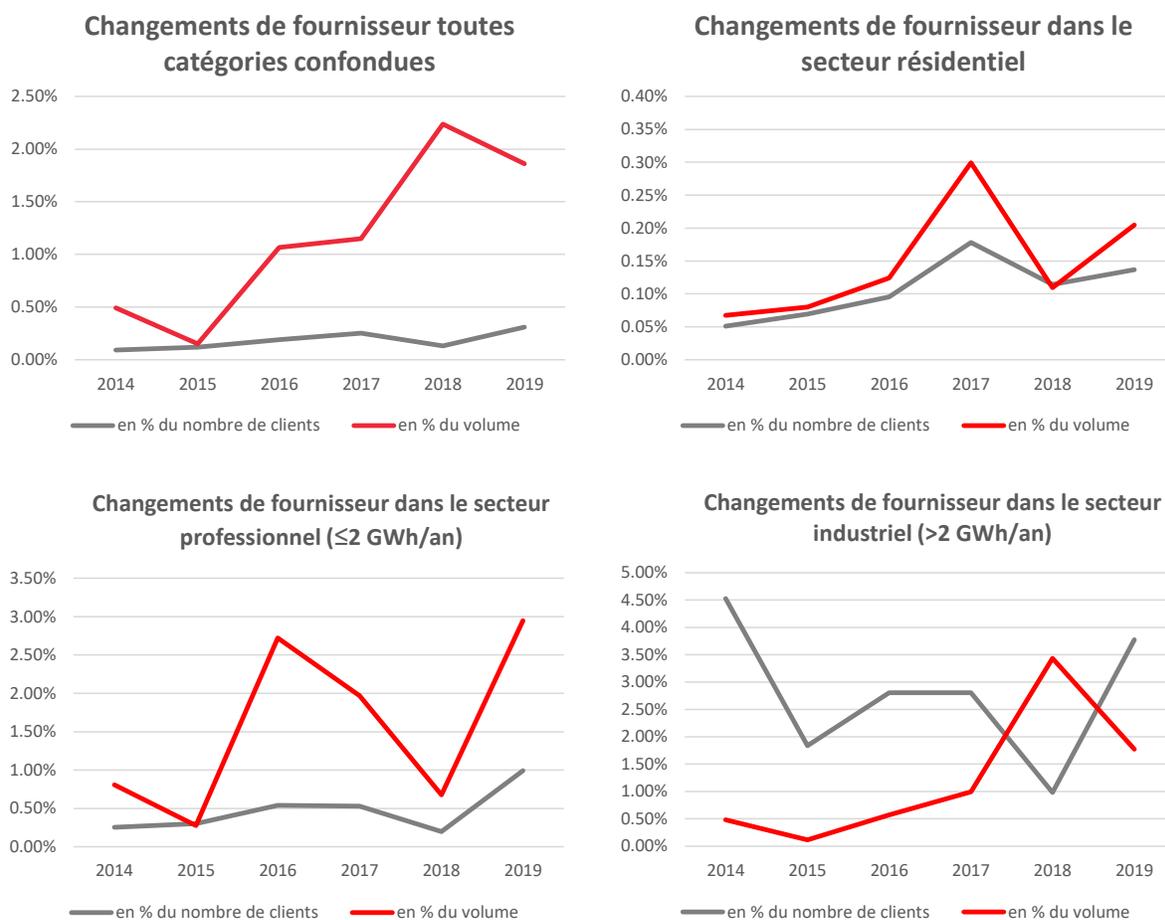
Graphique 19: Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail de l'électricité

SUR L'ÉXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

2.2.2.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2019, exactement 1.000 consommateurs ont changé de fournisseur, ce qui représente une hausse par rapport à 2018 (412 changements). Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 1,9%, en termes de volume et de 0,3 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 20 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 20 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Le Tableau 15 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2018 et 2019.

Taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité	2018		2019	
	En terme de volumes	En terme de nombre de clients	En terme de volumes	En terme de nombre de clients
Segment résidentiel	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%
Segment professionnel (≤2GWh)	0,7%	0,2%	3,0%	1,0%
Segment industriel (>2GWh)	3,4%	1,0%	1,8%	3,8%
<b>Toutes catégories confondues</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,9%</b>	<b>0,3%</b>

Tableau 15 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2018 et 2019

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs<sup>55</sup> 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](http://www.calculix.lu).

#### 2.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 14,7% du marché de l'électricité, 353 changements de fournisseur ont été opérés en 2019 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,1% en termes de nombre de clients et de 0,2% en termes de volume (voir Tableau 15). 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 (4.000 kWh) en 2019 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. Ainsi, par rapport aux offres commercialisées fin 2018 les économies dont un ménage peut profiter en changeant de fournisseur restent stables, étant donné que le produit « standard » du fournisseur historique et le produit le moins cher sont restés les mêmes et n'ont pas changé de prix (pour la composante « Énergie et Fourniture ») entre décembre 2018 et décembre 2019.

Une comparaison des offres de prix de fourniture d'électricité pour les clients résidentiels a été récapitulée au Tableau 16 pour les années 2016 à 2019 (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<sup>56</sup>. La consommation par nombre de personnes dans le ménage est indicative :

<sup>55</sup> Le rapport « Performance on European Retail markets in 2017 » de la CEER montre en 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>).

<sup>56</sup> <http://www.calculix.lu>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Écart Calculix entre produit « standard » et produit le moins cher

Année	Consommation	Ménage	Écart	Date de contrôle
2019	4 000 kWh/an	2 personnes	75,86 €	10.12.2019
	6 000 kWh/an	4 personnes	100,83 €	
	7 000 kWh/an	4+ personnes	113,32 €	
2018	4 000 kWh/an	2 personnes	75,86€	10.12.2018
	6 000 kWh/an	4 personnes	100,83€	
	7 000 kWh/an	4+ personnes	113,82€	
2017	4 000 kWh/an	2 personnes	54,00€	10.12.2017
	6 000 kWh/an	4 personnes	68,04€	
	7 000 kWh/an	4+ personnes	75,06€	
2016	4 000 kWh/an	2 personnes	88,56€	10.12.2016
	6 000 kWh/an	4 personnes	119,99€	
	7 000 kWh/an	4+ personnes	135,54€	

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 en hausse par rapport à 2018, avec 4 222 changements de contrats par les clients résidentiels en 2019 (tous fournisseurs confondus), contre 2 886 en 2018.

En ce qui concerne les contrats de fourniture offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée (92% contre 91% en 2018) tout en étant résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois. Des contrats à durée déterminée (8% en 2019), le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Ainsi, par rapport à l'année 2018, le nombre des contrats souscrits à durée déterminée a légèrement diminué. Des remises diverses sont également offertes, notamment pour la domiciliation bancaire ou la facturation électronique. En particulier, fin 2019 14% avaient opté pour la facturation électronique contre 11% en 2018.

#### 2.2.2.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL (≤ 2 GWH)

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 639 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2019. Ces clients représentent un volume annuel total de 51 GWh, soit une forte augmentation par rapport à 2018 (1 GWh). À noter que le nombre de clients ne coïncide pas nécessairement avec le nombre de contrats, étant donné qu'un seul contrat de fourniture peut porter sur une multitude de sites.

#### 2.2.2.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL (> 2 GWH)

Dans le secteur industriel, 8 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 67 GWh. Si, par rapport à 2018, le nombre de client a augmenté (+6), le volume d'énergie de ces clients ne représente que la moitié de celui des clients ayant changé de fournisseur en 2018 (133 GWh). Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2019 de 3,8%% en termes de nombre de clients et de 1,8% en termes de volume.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.2.2.3 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 raccordement<sup>57</sup>, ainsi que pour la communication entre le fournisseur par défaut et le client n'ayant pas encore de fournisseur attribué<sup>58</sup>. 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.

En novembre 2019, l'Institut a lancé une consultation publique proposant une nouvelle procédure de désignation des fournisseurs par défaut. Cette nouvelle procédure prévoit un appel à candidature et désignation sur dossier plutôt qu'une désignation du fournisseur candidat ayant le plus grand nombre de clients dans un réseau donné. L'Institut a mis en place une procédure de désignation sur base de principes proposés dans la consultation publique début 2020, qui a dans toutes les zones données mené à une prolongation des désignations de fournisseurs par défaut respectifs.

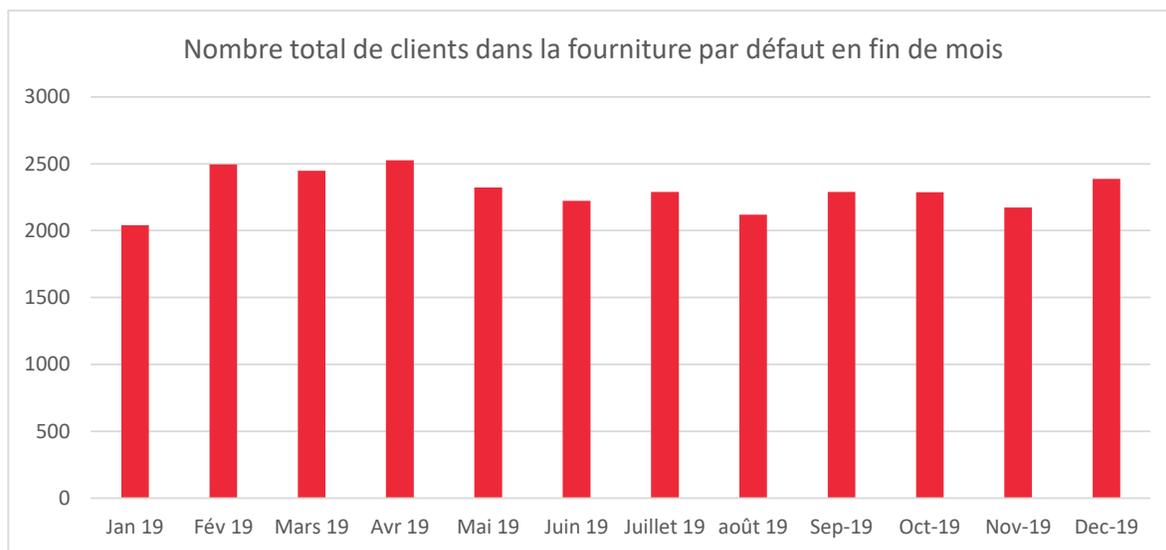
Depuis 2017, l'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut. Tout comme en 2018, le nombre total de clients en fourniture par défaut est resté relativement stable et a oscillé mensuellement entre 2.000 et 2.500 en cours d'année (voir ). Au 31 décembre 2019, 2.387 clients étaient concernés au niveau national.

---

<sup>57</sup> [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.

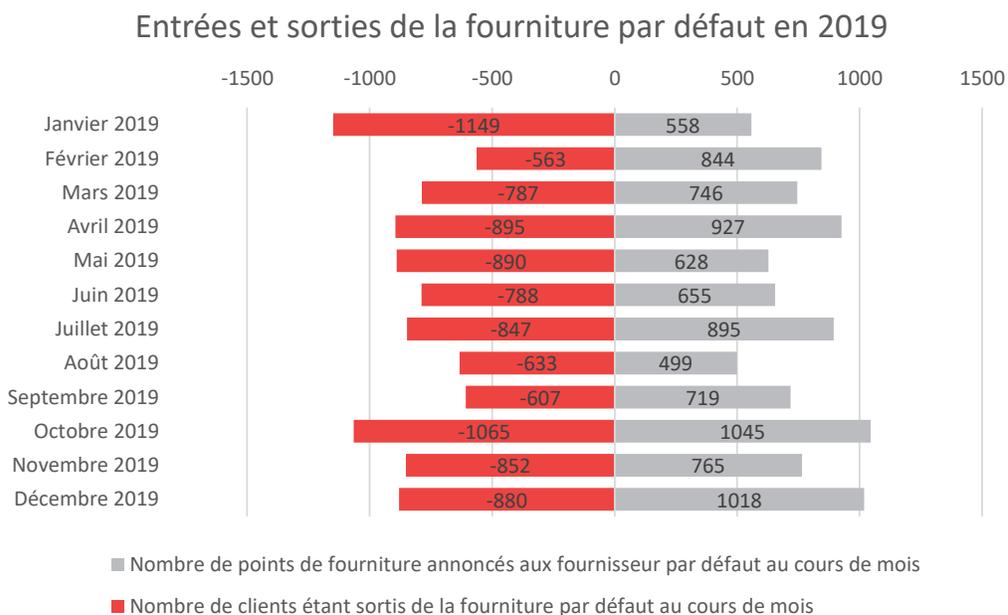
<sup>58</sup> [Règlement ILR/E17/9 du 8 mars 2017](#) relatif aux informations à transmettre par le fournisseur par défaut au client final - Secteur Électricité.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 21: Évolution du nombre de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2019

Le Graphique 21 illustre le nombre de clients étant entré et sortis de la fourniture par défaut tous les mois.

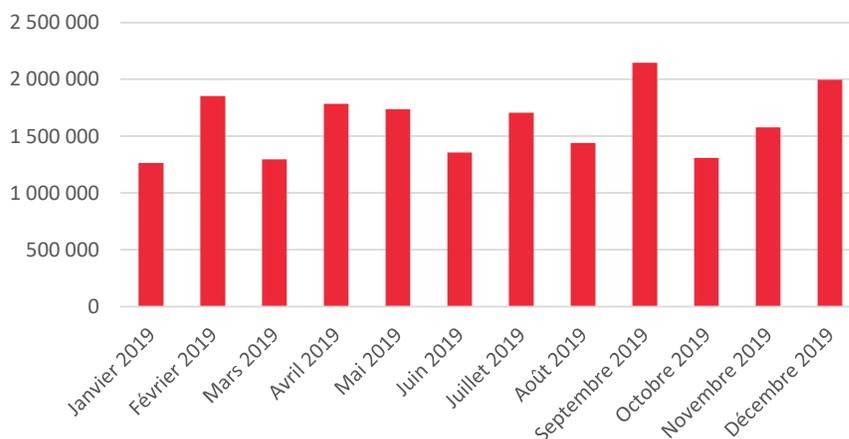


Graphique 22 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2018

Les volumes facturés par les fournisseurs par défaut varient selon les mois, comme l'on peut l'observer sur le Graphique 23. En tout, les fournisseurs par défaut ont facturé 19,5 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2019, ce qui représente une augmentation de 9% par rapport à 2018 (17,9 GWh).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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



Graphique 23 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2019 (en kWh)

Les tarifs de la fourniture par défaut sont approuvés par l'Institut, mais varient entre les fournisseurs par défaut. Un consommateur moyen (4.000 kWh/an – 333 kWh/mois) payait, en 2019, entre 25,68 € et 29,49 € pour la fourniture par défaut, ce qui représente un surcoût de 57 à 81% par rapport à l'offre la moins chère du marché et de 16 à 32% par rapport à l'offre standard du plus grand fournisseur.

#### 2.2.2.4 SURVEILLANCE DES PRIX

Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1<sup>er</sup> 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.

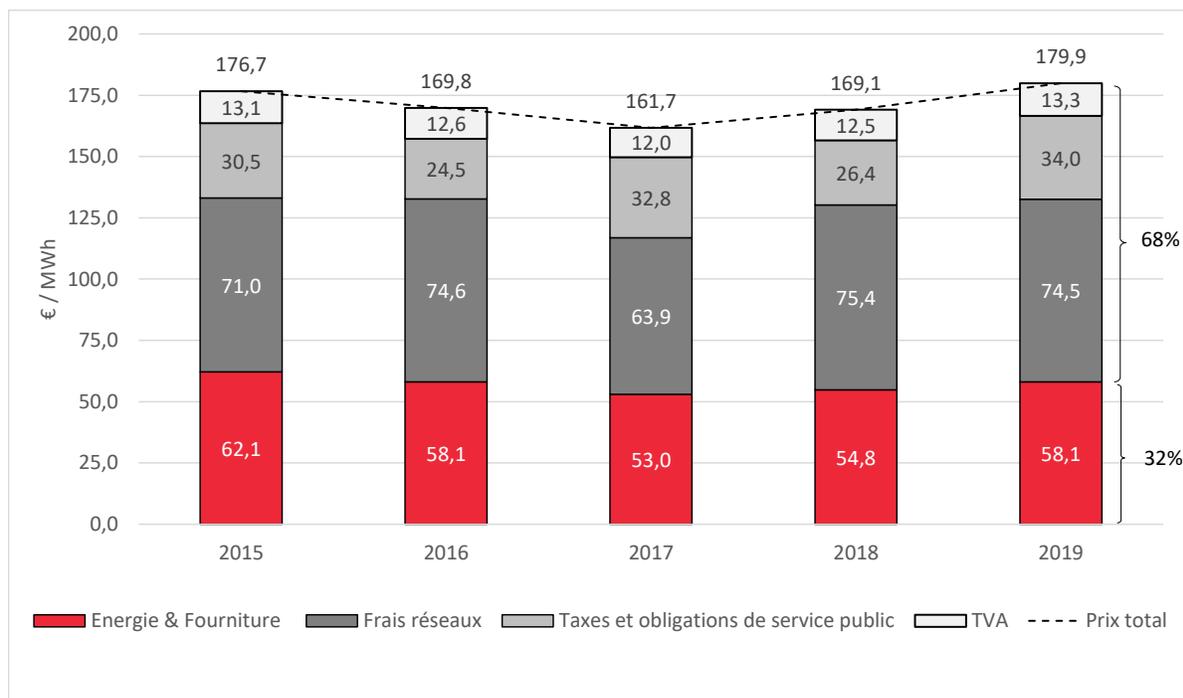
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les quatre composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

1. le prix de l'énergie électrique fourni par le 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 24 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat<sup>59</sup> des années 2015 à 2019.

<sup>59</sup> 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



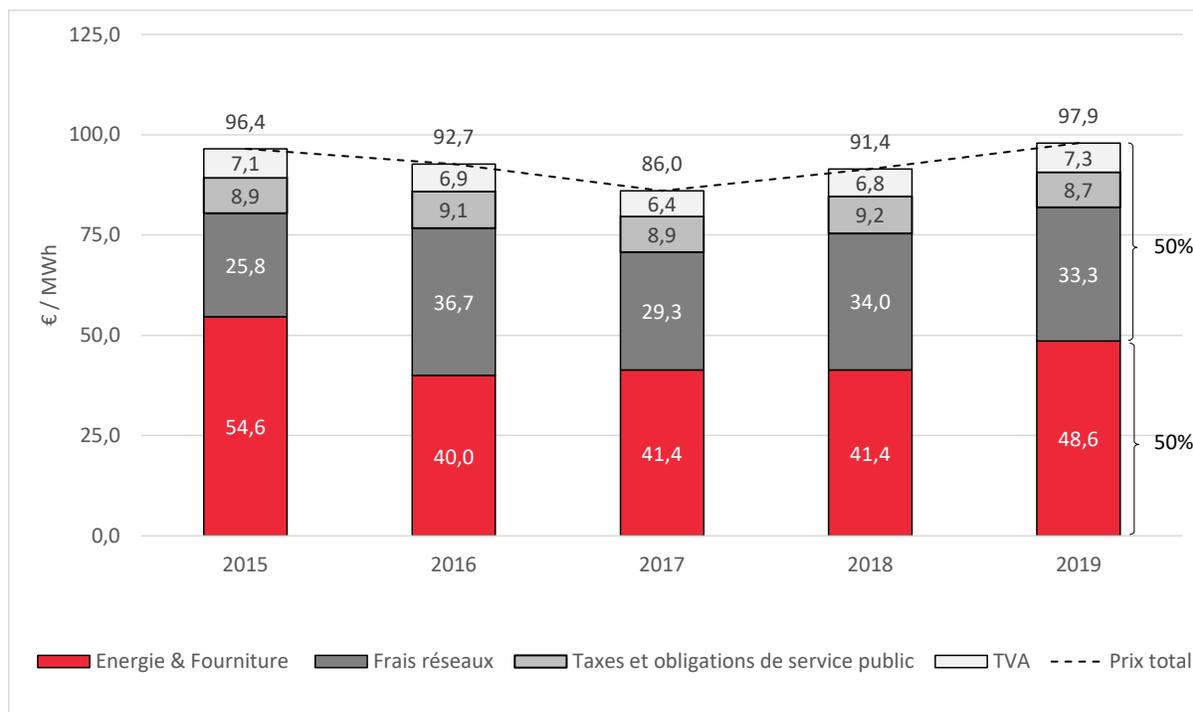
Graphique 24 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants)

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 (29%) en taxes et obligations de service public, ainsi que par le prix de l'énergie et de fourniture (augmentation de 6%), alors que les tarifs d'utilisation du réseau diminuent légèrement.

L'évolution de la décomposition du prix de l'électricité d'un client industriel type<sup>60</sup>, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 25 suivant.

<sup>60</sup> Le client industriel type utilisé dans notre analyse correspond au à la catégorie de clients IC établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle en électricité entre 500 et 2 000 MWh.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 25 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants)

Le Graphique 26 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)<sup>61</sup> - EEX<sup>62</sup> Power Derivatives -Phelix Futures) avec livraison entre 2015 et 2019 ainsi que le développement sur le marché *spot* (Power Spot Market (SM)<sup>63</sup> - 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*)<sup>64</sup> 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 26 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.

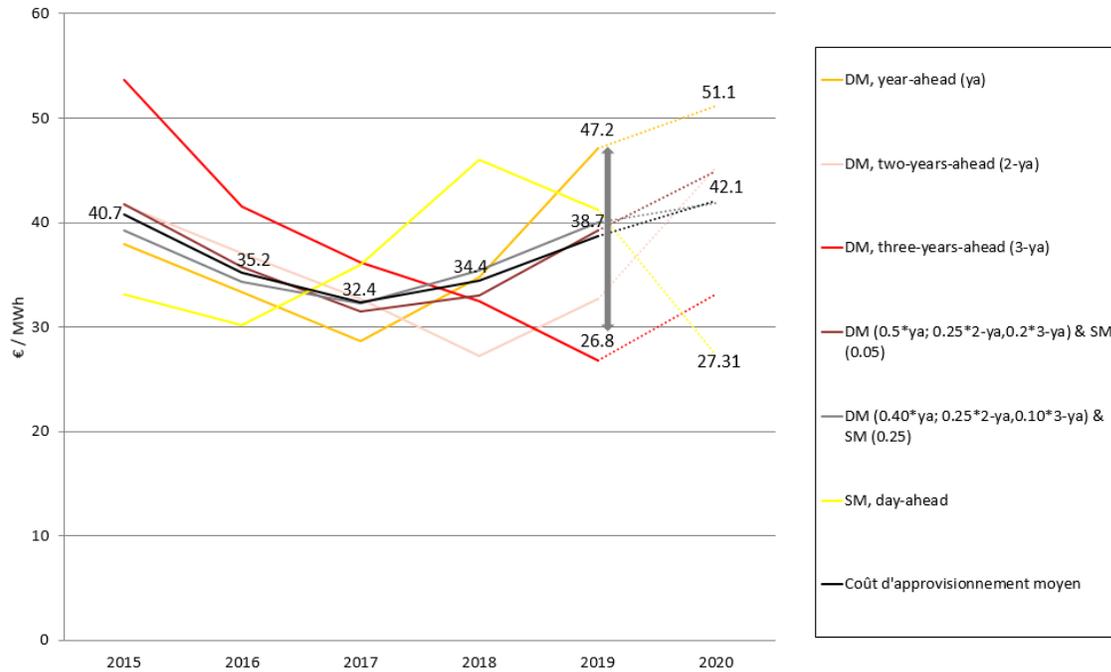
<sup>61</sup> Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

<sup>62</sup> 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.

<sup>63</sup> 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.

<sup>64</sup> Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

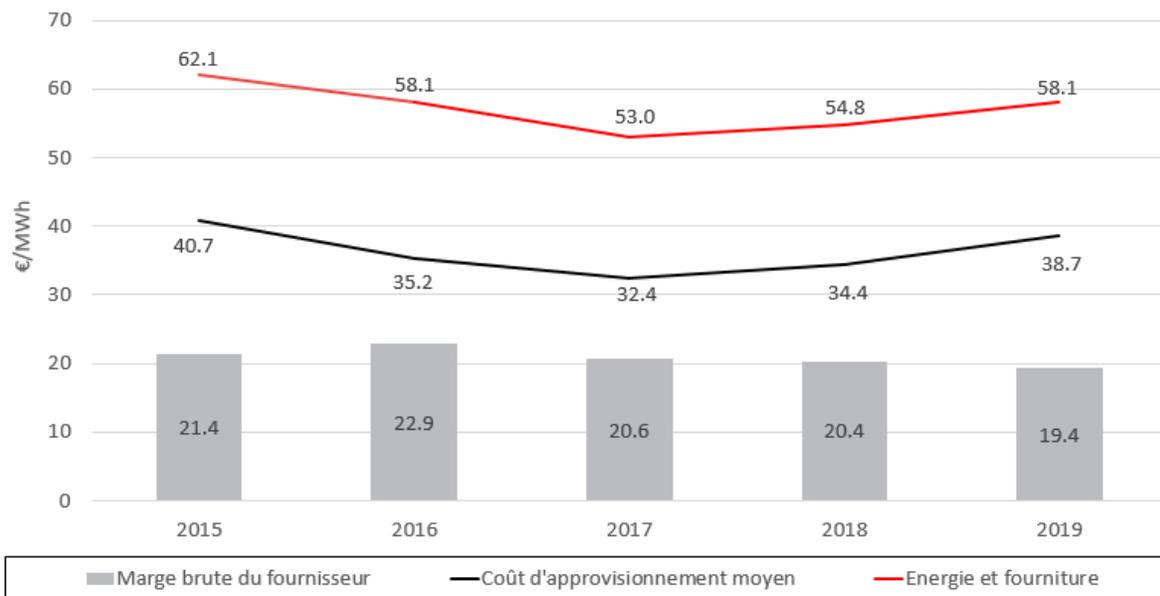


Graphique 26 : Développement sur le marché de gros de l'électricité

Un domaine repéré sur le Graphique 26 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 2019, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 26,8 €/MWh et 47.2 €/MWh. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 38,7 €/MWh.

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire dans le Graphique 27) qui était en diminution pour la période 2015-2017 et avait augmenté entre 2017 et 2018 a encore augmenté entre 2018 et 2019. Ce constat est dû à l'augmentation des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 27, SM day-ahead) et les prix de marché à moyen terme sur 3 années (ligne rouge dans le Graphique 27, DM 3-years-ahead) ; ces deux stratégies sont encore en diminution entre 2018 et 2019. La tendance à la hausse des prix avait été initiée par l'augmentation depuis 2017 des prix du marché à court terme sur 1 année (ligne orange dans le Graphique 26, DM year-ahead). L'année 2019 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 27 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2015 - 2019

Comme le Graphique 27 ci-dessus le montre, depuis 2015 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 et 2019.

En outre, l'Institut constate que pour l'année 2019 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 a légèrement diminué en 2019 par rapport à l'année précédente.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.2.2.5 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](http://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 offres de fourniture d'électricité actuellement sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'ILR appelle les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats à tarification dynamique, c'est-à-dire des contrats se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros. À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergies renouvelables. Les contrats à tarification dynamique, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information qui sont disponibles sur le site Calculix susmentionné 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'Institut<sup>65</sup> ainsi que sur le site du guichet unique de l'énergie [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu) et sur les sites des fournisseurs.

### 2.2.2.6 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 année<sup>66</sup>. 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 2019, le mix national se compose de 59% d'énergies renouvelables, de 30,2% d'énergies fossiles, de 10,7% d'énergie nucléaire et de 0,1% d'autres sources non-identifiables<sup>67</sup>. Cette composition montre une augmentation d'énergies renouvelables par rapport à

<sup>65</sup> Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

<sup>66</sup> Pour l'année 2019 les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental ont été publiées par le règlement ILR/E20/9 du 31 mars 2020 portant fixation du mix résiduel de l'année 2019 - secteur électricité.

<sup>67</sup> [règlement ILR/E20/30 du 10 juillet 2020](#) portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2019 - secteur électricité.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

2018. 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.

#### 2.2.2.7 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 »)<sup>68</sup> émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d'un registre interconnecté à « l'AIB Hub »<sup>69</sup> peuvent participer.

Conformément à l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> 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. Pour l'année 2019 le résultat des Garanties d'Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l'Institut<sup>70</sup> dans le cadre de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation se présente comme suit :

Catégorie	Sous-catégorie	Quantités totales attribuées
Source d'énergie renouvelable	Éolienne	236.675 MWh

Au 31 décembre 2019, 20 entreprises sont enregistrées sur la plateforme et 18 entreprises ont participé aux enchères de l'année 2019. Le différentiel de prix des offres retenues s'élève à 1,21 EUR/MWh. Le prix unitaire moyen des offres retenues s'élève à 0,97 EUR/MWh.

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d'origine de l'année 2019 s'élève à 229.294,54 euros. Ces revenus constituent, après déduction des coûts pour l'organisation des enchères, des coûts évités pour le calcul des coûts nets de l'électricité du mécanisme de compensation et réduisent donc la participation des clients finals en termes de contributions au mécanisme de compensation.

<sup>68</sup> 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>.

<sup>69</sup> Via l'AIB Hub, tous les registres nationaux et régionaux des GOs de pays membres de l'AIB sont interconnectés.

<sup>70</sup> <https://auction.grexel.com/ilr/>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## 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'approvisionnement).

### 2.3.1 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 2020<sup>71</sup>.

Ce rapport montre qu'à court terme la pointe de charge du réseau de transport est couverte par un approvisionnement majoritairement en provenance d'Allemagne grâce à deux double-lignes à 220 kV reliant les 2 pays. Néanmoins, à terme et au vu d'une croissance de la charge du réseau Creos de +70% prévue en 2033 (voir ci-après), Creos étudie avec Amprion la réalisation d'une double ligne à 380 kV reliant l'Allemagne et le Luxembourg.

### 2.3.2 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 s'est élevée à 488 MW en 2019, contre 425 MW en 2018. L'augmentation de la capacité de 63 MW est principalement due à la mise en service d'une centrale de production à partir de bois de rebut, de nouvelles éoliennes et de nouvelles centrales photovoltaïques.

Dans la zone Creos, les unités de production les plus importantes sont des centrales de cogénération fonctionnant au gaz naturel ou au bois de rebut, 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.

---

<sup>71</sup> <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electricite/VS-Bericht-Strom-2020.pdf>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

	31.12.2018		31.12.2019	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
<b>COGÉNÉRATION :</b>				
Centrales industrielles	9 600	1	9 600	1
Petites centrales	82 232	86	83 451	75
Microcentrales	919	43	672	39
Autoproduction	0	0	0	0
<b>TOTAL :</b>	<b>92 751</b>	<b>130</b>	<b>93 723</b>	<b>115</b>
<b>THERMIQUE</b>	<b>17 250</b>	<b>1</b>	<b>17 250</b>	<b>1</b>
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE :</b>				
Centrale de pompage	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales Moselle, Sûre	32 508	4	32 508	4
Microcentrales	1 965	27	1 965	27
<b>TOTAL :</b>	<b>1 330 473</b>	<b>32</b>	<b>1 330 473</b>	<b>32</b>
<b>ÉOLIENNE</b>	<b>122 894</b>	<b>69</b>	<b>135 794</b>	<b>73</b>
<b>BIOGAZ</b>	<b>9 870</b>	<b>25</b>	<b>9 870</b>	<b>25</b>
<b>GAZ DES STATIONS D'ÉPURATION D'EAUX USÉES</b>	<b>2 258</b>	<b>7</b>	<b>2 258</b>	<b>7</b>
<b>GAZ DE DÉCHARGE</b>	<b>75</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	<b>1</b>
<b>PHOTOVOLTAÏQUE<sup>72</sup></b>	<b>130 624</b>	<b>6 990</b>	<b>159 736</b>	<b>7 752</b>
<b>BOIS DE REBUT</b>	<b>11 750</b>	<b>2</b>	<b>31 750</b>	<b>3</b>
<b>BIOMASSE SOLIDE</b>	<b>3 395</b>	<b>3</b>	<b>3 395</b>	<b>3</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES</b>	<b>1 721 340</b>	<b>7 260</b>	<b>1 784 324</b>	<b>8 012</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALES DE POMPAGE)</b>	<b>425 340</b>	<b>7 259</b>	<b>488 324</b>	<b>8 011</b>

Tableau 17 : Centrales de production au Luxembourg

### 2.3.3 SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU

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 ;

<sup>72</sup> 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

- 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 Schifflange, 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 d'environ 2.600 MW 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 d'ici 2023 (liaison Bauler en Allemagne et Flebour/Roost au Luxembourg) et après 2025 (liaison Roost-Heisdorf).

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.

#### 2.3.4 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. Il 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. Il 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.

Le plan de défense, tel que prévu au chapitre II du règlement (UE) n° 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017, établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après « règlement ER »), a été notifié à l'Institut en février 2020. Il a été élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg. Il reprend principalement les mesures opérationnelles de déconnexion manuelle des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg et complète le plan de délestage national en y intégrant la coordination entre les gestionnaires de réseaux de pays voisins et les derniers développements du réseau électrique du Grand-Duché de Luxembourg tels que les compteurs intelligents et les bornes de charge publiques. Différents niveaux de priorité pour la déconnexion sont définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

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 Creos<sup>73</sup>.

<sup>73</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 2.3.5 SÉCURITÉ DES INFORMATIONS

---

Les infrastructures d'approvisionnement énergétique actuelles pourraient changer dans un futur avec le développement technologique. La numérisation continue de trouver son chemin dans tous les domaines de la vie; la surveillance et le contrôle de nos réseaux d'électricité et de gaz sont également constamment améliorés et étendus.

Les systèmes dits SCADA<sup>74</sup> font déjà partie de la vie quotidienne de la plupart des gestionnaires de réseau, grâce auxquels ils peuvent surveiller à distance l'état de leurs infrastructures et contrôler les flux d'énergie à tout moment.

D'ici fin 2020, tous les ménages et entreprises luxembourgeois devraient être équipés de compteurs intelligents d'électricité.

D'autre part, Creos, le plus grand gestionnaire de réseau du pays, envisage d'équiper les stations MT/BT avec les équipements appropriés afin qu'elles soient non seulement surveillées 24 heures sur 24, mais qu'elles puissent également être contrôlées à distance depuis un point central à tout moment (déconnexion ou connexion de charges, commutation). Outre une augmentation de la qualité de la sécurité d'approvisionnement, on s'attend à ce que cette interconnexion numérique croissante ait également une influence positive sur la maintenance des réseaux.

L'objectif est donc de mieux comprendre l'état des infrastructures et des charges instantanées et ainsi de pouvoir mieux planifier et anticiper.

Grâce à des informations précises et pertinentes, les consommateurs privés et professionnels obtiendront une meilleure compréhension de leur propre consommation d'électricité et peuvent ainsi prendre des décisions, qui auront potentiellement un effet favorable sur leurs factures d'électricité.

Par exemple, un système sophistiqué de gestion énergétique domestique pourrait automatiquement recharger la voiture électrique lorsque les panneaux solaires sur le toit produisent beaucoup d'électricité.

Le CEP prévoit, moyennant des prix dynamiques que les fournisseurs devront offrir, que les clients sont incités d'utiliser de l'électricité aux moments où elle est particulièrement abondante et donc bon marché.

Les réseaux d'électricité et de gaz deviennent donc plus intelligents; cela ne se fera pas du jour au lendemain, mais grâce à l'amélioration continue et au développement des réseaux, ce qui va de pair avec le développement technologique.

Cependant, l'utilisation sans cesse croissante des nouvelles technologies comporte également des dangers:

- Lorsque les compteurs d'électricité transmettent des données, les voies de transmission correspondantes doivent être sécurisées, car autrement des personnes non autorisées pourraient avoir accès à des informations sensibles.
- Si une vanne de gaz peut être activée à distance, non seulement l'accès physique à cette vanne doit être strictement contrôlé, mais il faut veiller à ce qu'aucune personne non autorisée ne puisse l'accéder via Internet et intervenir sur l'alimentation du gaz de toute une ville.
- Si le détail de la consommation électrique d'un ménage était accessible à une personne non autorisée, celle-ci pourrait éventuellement en tirer des conclusions sur le comportement individuel des personnes, qui vivent dans le ménage et ainsi violer leur vie privée.

Ce ne sont que quelques exemples qui illustrent l'importance de protéger les réseaux du futur contre les accès accidentels ou malveillants de personnes et organisations non autorisées.

Dans ce cadre, l'Institut accompagne les gestionnaires de réseaux et fournisseurs d'énergie luxembourgeois dans la sécurisation de leurs systèmes d'information et de communication.

L'ILR participe activement aux initiatives de « cyber-sécurité » correspondantes aux niveaux national et européen. Cela comprend la collecte d'enquêtes et la création de publications spécialisées, en coopération étroite avec des experts d'autres pays.

En outre, l'Institut suit de près l'émergence du futur « Network Code on Cybersecurity<sup>75</sup> », qui est développé par la Commission européenne et par l'association ENTSO-E.

---

<sup>74</sup> Système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel (Angl. « Supervisory Control And Data Acquisition »).

<sup>75</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity\\_en?redir=1](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity_en?redir=1).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Dans le cadre de la loi du 28 mai 2019 portant transposition de la « Directive NIS » (UE 2016/1148), l'Institut Luxembourgeois de Régulation a été nommé comme autorité compétente et point de contact unique.

Dans le cadre de la loi NIS, l'Institut est alors l'autorité compétente en matière de sécurité des réseaux et des systèmes d'information couvrant notamment le secteur d'énergie. Ainsi, l'ILR a défini en 2019 les services essentiels, notamment dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, dont font partie, à titre d'exemple, la gestion d'un réseau de transport ou de distribution, la fourniture d'électricité ou de gaz naturel, ou encore l'équilibrage du système. Dans cette responsabilité, l'Institut a dès lors désigné plusieurs gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz ainsi que plusieurs fournisseurs d'énergie comme étant « Opérateurs de Services Essentiels » (« OSE »). Ces sociétés sont désormais tenues de signaler à l'Institut tout incident de nature technique ou organisationnelle qui aurait pu - ou pourrait dans un avenir prévisible - entraîner un risque pour la sécurité de l'information. Les observations portent principalement sur la soi-disant cyber-sécurité.

## 2.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

### 2.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

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, règlements 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 par la Loi Électricité ou par 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.

#### 2.4.1.1 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICACITÉ 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 1<sup>er</sup> 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Néanmoins, en mars 2019, 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 défaillantes, laissant prévaloir le principe de la non-rétroactivité de la peine et le caractère non-dissuasif d'une telle sanction. Pour les années 2016-2019, l'Institut n'a pas reçu le dossier définitif de la part du Ministère de l'Énergie sur les entreprises qui ont été non conformes aux obligations d'efficacité énergétique. Ainsi aucune sanction n'a été prononcée par l'Institut pour cette période.<sup>76</sup>

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.

En juillet 2020, le gouvernement a déposé le projet de loi 7649 relatif au mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique et portant sur la période 2021-2030. Les objectifs d'économies d'énergie sont révisés pour le mettre en concordance avec les objectifs du PNEC. Il est prévu que l'obligation est maintenue sur les seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel et de mettre en place des pénalités dissuasives et libératoires.

#### 2.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN

La coopération avec l'ACER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres États membres, 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 qui fonctionnent de manière effective et fiable.

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/72/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, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales.

##### 2.4.2.1 IMPLEMENTATION DES ORIENTATIONS-CADRE ET CODES RÉSEAU

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. Ainsi, 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, équilibrage du réseau), le raccordement au réseau de transport et la gestion du réseau de transport.

<sup>76</sup> Situation au moment de la publication de ce rapport.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

#### 2.4.2.1.1 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 CACM, au Règlement FCA et au Règlement EB. Il a également émis 11 décisions concernant :

- les méthodologies pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier et du couplage infrajournalier ;
- deux amendements des GRTs relatifs aux 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 méthodologie amendée pour la répartition du revenu de congestion tiré de l'allocation de capacité à terme ;
- la proposition amendée concernant le cadre pour l'établissement d'une plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres ;
- la méthodologie de classification aux fins de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage ;
- les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange prévu d'énergie ;
- les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange prévu d'énergie au sein de la zone synchrone Europe continentale ;
- les règles relatives au règlement GRT-GRT pour l'échange imprévu d'énergie au sein de la zone synchrone Europe continentale ;
- l'harmonisation des principaux éléments du règlement des déséquilibres.

Jusqu'en 2018, deux NEMOs étaient désignés à Luxembourg : Epexspot et Nordpool. En 2019, Nasdaq a notifié son intention d'offrir ses services pour le marché *day-ahead* (« passeport »), tandis que Epexspot n'a pas souhaité renouveler sa désignation pour les marchés *day-ahead* et *intraday* et a donc utilisé le « passeport », Epexspot ayant renouvelé sa désignation en France par décision de la CRE, régulateur français de l'énergie, en novembre 2019.

#### 2.4.2.1.2 RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE TRANSPORT

Dans le cadre du Règlement DCC, l'Institut a établi un règlement pour arrêter les exigences applicables au raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

#### 2.4.2.1.3 GESTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Dans le cadre du Règlement SO, l'Institut, en collaboration avec les autorités de régulation nationales concernées, a pris 5 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 ;
- les hypothèses et la méthodologie pour une analyse des coûts et bénéfices pour déterminer la période d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR pour les zones synchrones Europe continentale et Nordique ;
- les accords opérationnels de la zone synchrone Europe Continentale et leurs amendements ;
- les méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc réglage-fréquence-puissance Luxembourg/Allemagne/Danemark.

L'Institut a également participé aux discussions pour l'établissement des décisions prises par l'ACER dans le cadre de ces mêmes règlements :

- la méthodologie harmonisée pour le calcul de la capacité journalier et infrajournalier pour la région Core ;
- un amendement des GRTs relatif aux régions pour le calcul de la capacité ;
- un amendement des NEMOs relatif à l'algorithme de couplage ;
- un amendement des NEMOs relatif aux produits infrajournaliers ;
- un amendement de la conception régionale des droits de transport à long terme de la région Core ;
- la proposition pour la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle ;
- la proposition pour la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique ;

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

- la proposition de méthodologie pour la détermination des prix de l'énergie d'équilibrage qui résulte de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage aux fins du processus de restauration de la fréquence et aux fins du processus de remplacement des réserves ;
- la méthodologie pour l'analyse coordonnée de sécurité d'exploitation ;
- la méthodologie d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités.

#### 2.4.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

Les négociations entre les institutions européennes au sujet du Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », présenté par la Commission européenne en novembre 2016, qui ont été clôturées au cours de l'année 2018, ont abouti à la publication en 2019 des textes législatifs suivants :

- Directive (UE) n° 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la Directive 2012/27/UE ;
- Règlement (UE) n° 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ;
- Règlement (UE) n° 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie ;
- Règlement (UE) n° 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.

##### 2.4.2.2.1 MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Le règlement (UE) n° 2019/943 introduit des provisions destinées à réduire la congestion sur les réseaux de transport et à renforcer la coordination régionale des gestionnaires de réseau de transport.

Sur le premier point, des discussions ont eu lieu au sein de la région de calcul de capacité Core pour déterminer les actions à mener au sein des différentes zones de dépôt des offres de cette région. Ainsi une majorité de gestionnaires de réseau de transport ont demandé une dérogation vis-à-vis de l'article 16(8) à leurs régulateurs respectifs, tandis que l'Allemagne a mis en place un plan d'action conformément à l'article 15. Au Luxembourg, l'Institut n'a pas reçu de demande de dérogation, et le Ministère ayant l'énergie dans ses attributions n'a pas mis en place de plan d'actions dans la mesure où aucun élément critique n'est identifié à l'heure actuelle sur le réseau de transport luxembourgeois dans les méthodes de calcul de capacité y relatives et qu'il n'y a pas de congestion interne. L'Institut a également participé aux discussions concernant la méthode et les hypothèses pour la révision des zones de dépôt des offres, ainsi que les nouvelles configurations des zones envisagées par les gestionnaires de réseau de transport.

Concernant le deuxième point, l'Institut a contribué à l'élaboration de la décision de l'ACER concernant les régions d'exploitation du réseau.

Enfin l'Institut a participé aux discussions concernant le projet de statut et règles de fonctionnement de l'entité européenne des gestionnaires de réseaux de distribution introduite par le règlement.

##### 2.4.2.2.2 PRÉPARATION AUX RISQUES

Dans le cadre du règlement n° 2019/941, l'Institut a participé aux discussions ayant eu lieu lors du processus d'approbation par l'ACER des méthodologies pour l'identification de scénarios régionaux de crise électrique et pour l'évaluation de l'adéquation à court terme et saisonnière telles que prévues aux articles 5 et 8 du règlement.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 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.

###### 3.1.1.1 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 est clôturée par la décision d'approbation du 16 octobre 2019.

###### 3.1.1.2 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).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 8.880 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 3,56 millions de mètres cube - soit 40 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2019, 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.

#### 3.1.2.1 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<sup>er</sup> octobre 2015, le « Zeebrugge Trading Point » (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée et les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité au point d'interconnexion Bras/Pétange 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.

#### 3.1.2.2 AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 équilibres intra-journaliers et journaliers, et facturation.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Ainsi, pour la zone H BeLux et la zone L belge, le coordinateur d'équilibre calcule la position d'équilibrage individuelle de chaque utilisateur de 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 2019, 82 interventions réparties sur 29 jours ont eu lieu pour compenser un déficit de gaz, pour un coût global de 2,3 millions €, le jour le plus actif étant le 21 novembre, et le plus coûteux le 4 janvier. Le 13 octobre, 2 interventions ont eu lieu pour compenser un excès de gaz. L'occurrence des interventions a diminué par rapport à 2018, ainsi que le coût moyen y relatif (0,018 €/kWh en 2019 au lieu de 0,038 €/kWh en 2018).

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 2019, la situation du marché BeLux en fin de journée a été déficitaire en gaz sur 37% des jours et excédentaire en gaz sur 63% des jours, avec des volumes pour combler l'excédent représentant 69% des volumes échangés par le coordinateur d'équilibre. Les actions d'achat et de ventes de gaz ont ainsi représenté respectivement 7,7 millions € (avec un coût maximal de 0,3 millions € le 17 mars) et 13,6 millions d'euros (avec un coût maximal de 0,3 millions € le 6 avril).

Depuis juillet 2015, la société Balansys est désignée comme coordinateur d'équilibre pour le Grand-Duché de Luxembourg. En date du 16 octobre 2019, ACER a approuvé<sup>77</sup> le programme d'engagements de Balansys. Dès lors, Balansys a finalisé ses documents réglementaires et les a soumis aux deux régulateurs compétents pour que Balansys puisse également être actif en Belgique et ainsi gérer l'équilibre sur l'ensemble de la zone BeLux. L'Institut a mené une consultation publique portant sur les modifications de ces documents, ainsi que sur les documents réglementaires, définissant l'accès au réseau de transport luxembourgeois de Creos ayant nécessité d'une adaptation pour être alignés avec les dispositions amendées de Balansys. Balansys devient ainsi coordinateur d'équilibre pour l'ensemble de la zone BeLux au 1<sup>er</sup> juin 2020.

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 la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité négative en 2019 a permis de ramener le compte de neutralité vers une valeur proche de l'équilibre mais toujours positive. Il a donc été décidé de conserver une redevance d'équilibrage à des fins de neutralité légèrement négative pour 2020 afin d'assurer l'activité sans but lucratif du coordinateur d'équilibre. Les valeurs des petits ajustements sont restées les mêmes par rapport aux années précédentes (approbation par décision ILR/G19/57 du 25 octobre 2019).

---

<sup>77</sup> ACER decision n°12/2019 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 16 October 2019 on the compliance programme proposed by Balansys S.A.  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2012-2019%20on%20the%20Balansys%20compliance%20programme.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2012-2019%20on%20the%20Balansys%20compliance%20programme.pdf).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.1.2.3 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	451,5	1.398,4
GRD	Sudgaz S.A	13,4	326,2	800,9
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	92,2

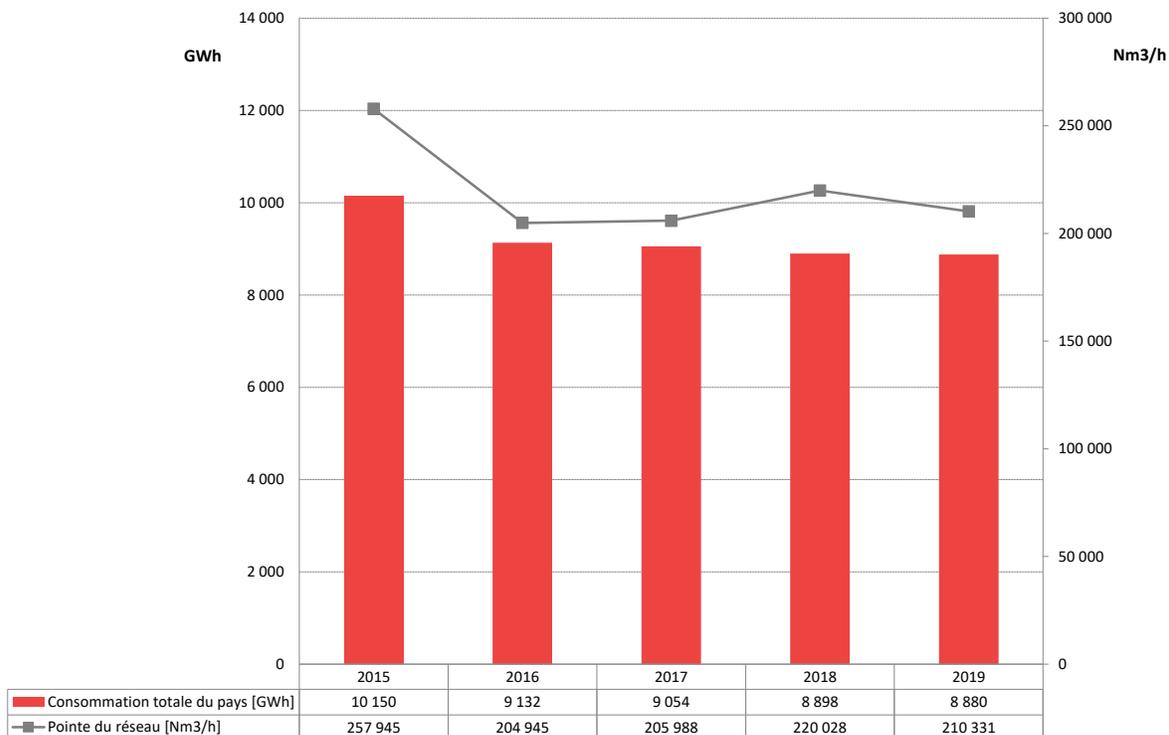
Tableau 18 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2019

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 arrétant le Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg). En 2019 il n'y a pas eu de changements à ce niveau. À titre d'information, une nouvelle version du code de distribution a été arrêté par le Règlement ILR/G20/20 du 11 mai 2020.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2019, la consommation nationale (8,880 TWh) était inférieure par rapport à l'année précédente (8,898 TWh en 2018).



Graphique 28 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel

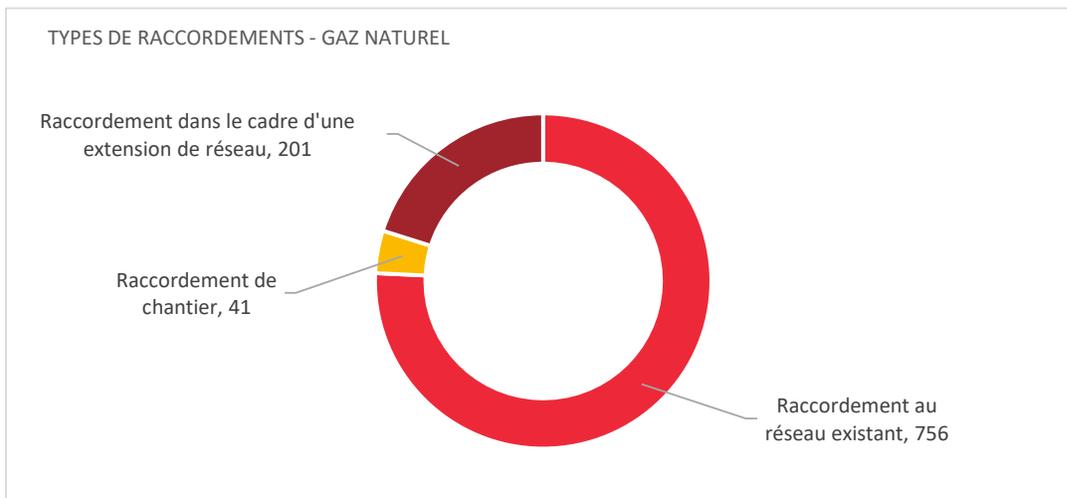
3.1.2.5 QUALITÉ DE SERVICE

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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.1.2.5.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

En 2019, les GRD ont mis en service un total de 998 nouveaux raccordements. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d'une demande de raccordement en 2019. Les types de raccordements effectués sont repris dans le Graphique 29.



Graphique 29 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2019 par type de raccordement

### 3.1.2.5.2 DÉCONNEXIONS POUR NON-PAIEMENT

En 2019, 92 clients résidentiels et 27 autres clients ont été déconnectés pour cause de non-paiement. Dans deux cas, la déconnexion n'a pas pu avoir lieu endéans les dix jours prescrits par la loi. 53 clients résidentiels et 12 clients non résidentiels ont par la suite été reconnectés. Dans deux cas, cette reconnexion n'a pas eu lieu dans les 3 jours ouvrables prévus par la loi.

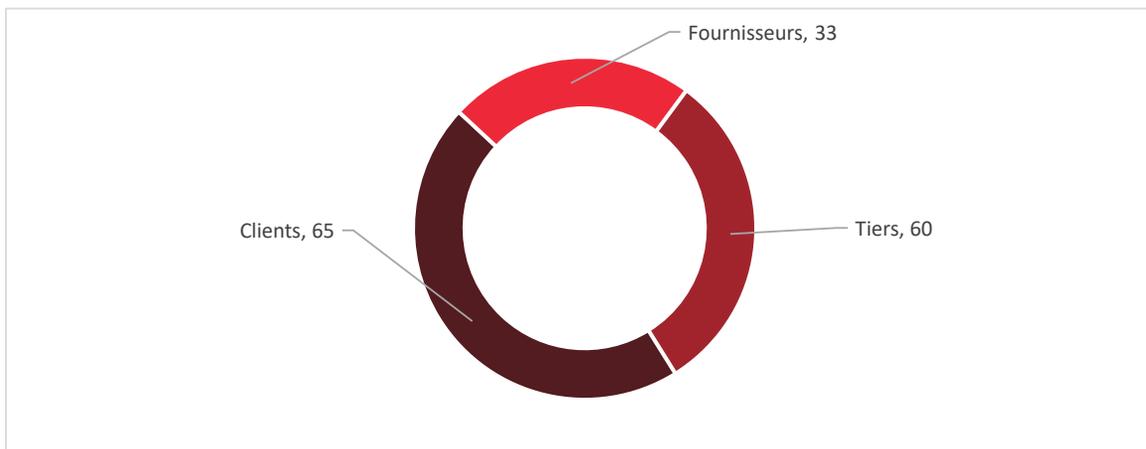
### 3.1.2.5.3 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRD indiquent qu'il y a eu 12 interruptions planifiées et 120 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2019. Les durées moyennes de remise en service varient entre 25 minutes et 3 heures dans les différents réseaux. Contrairement au secteur de l'électricité, l'Institut ne calcule actuellement pas d'indicateurs de performance tels que le SAIDI et le SAIFI dans le secteur du gaz naturel.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

#### 3.1.2.5.4 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION

Les GRD ont reçu 125 demandes de données de consommation en 2019. Le Graphique 30 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.



Graphique 30 : Nombre de demandes de consommation de gaz naturel en 2019 par type de demandeurs

#### 3.1.2.5.5 RÉCLAMATIONS

Les Gestionnaires de réseau indiquent n'avoir reçu que 2 réclamations en 2019, qui n'ont toutes deux pas été traitées endéans des 5 jours ouvrables.

#### 3.1.2.6 LE COMPTAGE INTELLIGENT

Tout comme en électricité, le déploiement national du système de comptage intelligent dans le secteur du gaz naturel a continué en 2019. 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<sup>er</sup> juillet 2016 »<sup>78</sup> et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90% au 31 décembre 2021 pour le gaz naturel<sup>79</sup>. Ce délai, initialement fixé au 31 décembre 2020, a été reporté d'une année suite à la crise sanitaire COVID-19.

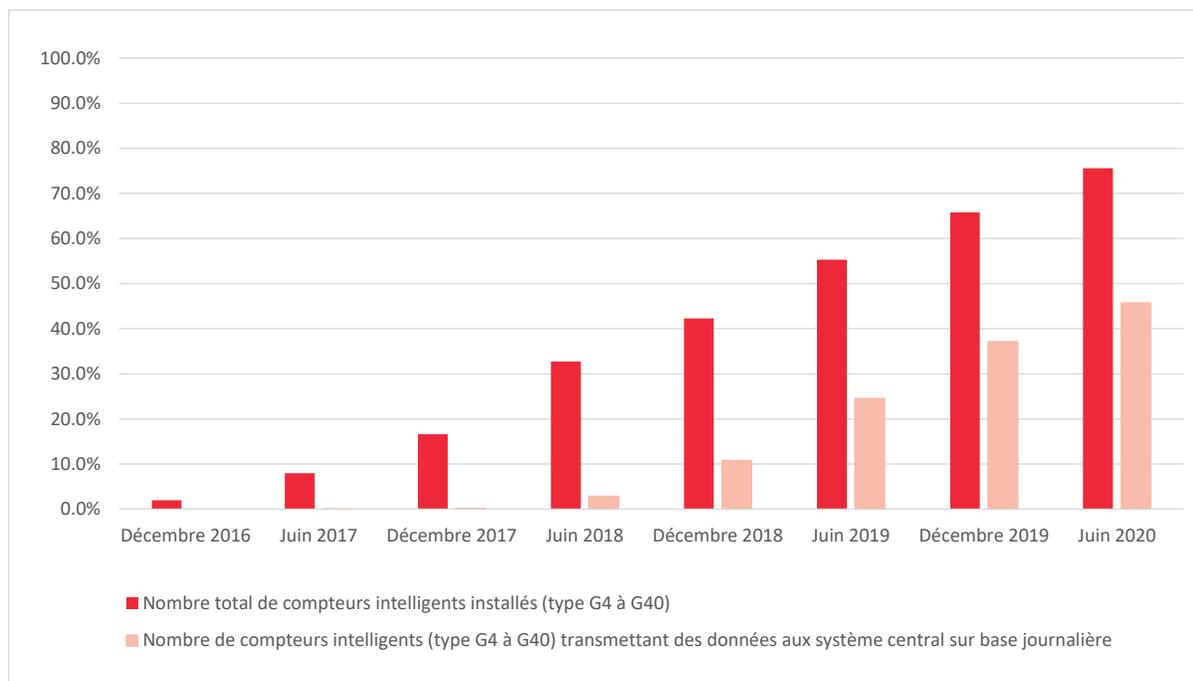
Dans le secteur du gaz naturel, 65,8% des points de comptage étaient équipés d'un compteur intelligent au 31 décembre 2019, et 37,1% des compteurs étaient raccordés au système central de manière à pouvoir communiquer des données une fois par jour. Malgré l'effet de la pandémie, les installations se sont poursuivies en début 2020 de manière à ce que 75% des points de comptage étaient équipés au 30 juin 2020.

Les 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 déploiement et du bon fonctionnement des « Smarty » électriques. Ceci explique que la première priorité des gestionnaires de réseau était le bon fonctionnement de la communication des compteurs électrique et que, par conséquent, le taux de communication journalier des compteurs de gaz naturel est encore nettement en dessous du taux d'installation. À noter que, si les données sont envoyées au système central du gestionnaire du système de comptage intelligent, Luxmetering GIE, ainsi qu'aux gestionnaires de réseau, elles n'ont pas encore été communiquées de manière automatisée aux fournisseurs en 2019. L'activation des compteurs intelligents pour la communication envers les fournisseurs sera possible à partir de la mise en œuvre de la version 4.50 du code de distribution en novembre 2020.

<sup>78</sup> Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>79</sup> Art. 35 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 31 : 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 2019 était la troisième 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<sup>er</sup> 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.

Tout comme dans le secteur de l'électricité, en 2019 l'Institut a entamé les travaux sur un nouveau règlement fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021-2024. Ces travaux ont pour but d'incorporer la méthodologie, des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation.

#### 3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

En 2019, la méthodologie tarifaire dans le secteur du gaz naturel continue à reposer 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.1.3.2 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 intégré 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 pouvant 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 2019, 34 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité totale de 141 MW. Néanmoins, les gestionnaires de réseau n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU 2019

Au cours de l'année 2019, 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<sup>er</sup> janvier 2020. 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
	2019	13,40	6,60

Tableau 19 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon Eurostat

### 3.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

#### 3.1.4.1 ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

À partir du 1<sup>er</sup> 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.

#### 3.1.4.2 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, pour les 3 premiers trimestres de l'année gazière 2019-2020, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich 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)
01/10/2019 - 01/01/2020	1.000.000	1.000.000	5,466	12,966
01/01/2020 – 01/04/2020	1.000.000	1.000.000	5,466	7,966
01/04/2020 – 01/07/2020	555.000	555.000	5,466	8,878
01/07/2020 – 01/10/2020	555.000	555.000	5,466	5,466

Tableau 20 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2019-2020

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

#### 3.1.4.3 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.

#### 3.1.4.4 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.

#### 3.1.4.5 COOPÉRATION RÉGIONALE

Dans le cadre du marché intégré BeLux, suite à l'approbation par l'ACER du programme d'engagements de Balansys (voir Chapitre 3.1.2), les documents réglementaires de Balansys (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) ont été finalisés et approuvés par l'Institut et la CREG pour permettre la mise en œuvre opérationnelle de Balansys sur l'ensemble de la zone BeLux au 1<sup>er</sup> juin 2020. Des échanges bilatéraux ont aussi eu lieu entre les deux régulateurs, 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<sup>er</sup> 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.

##### 3.2.1.1 SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ ET DE LA TRANSPARENCE DES MARCHÉS DE GROS

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

##### 3.2.1.2 ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2019, neuf 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'activités sur le marché de détail luxembourgeois. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la Mer du Nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

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 ( $\leq 280$  GWh/an et  $> 280$  GWh/an) et les producteurs d'électricité.

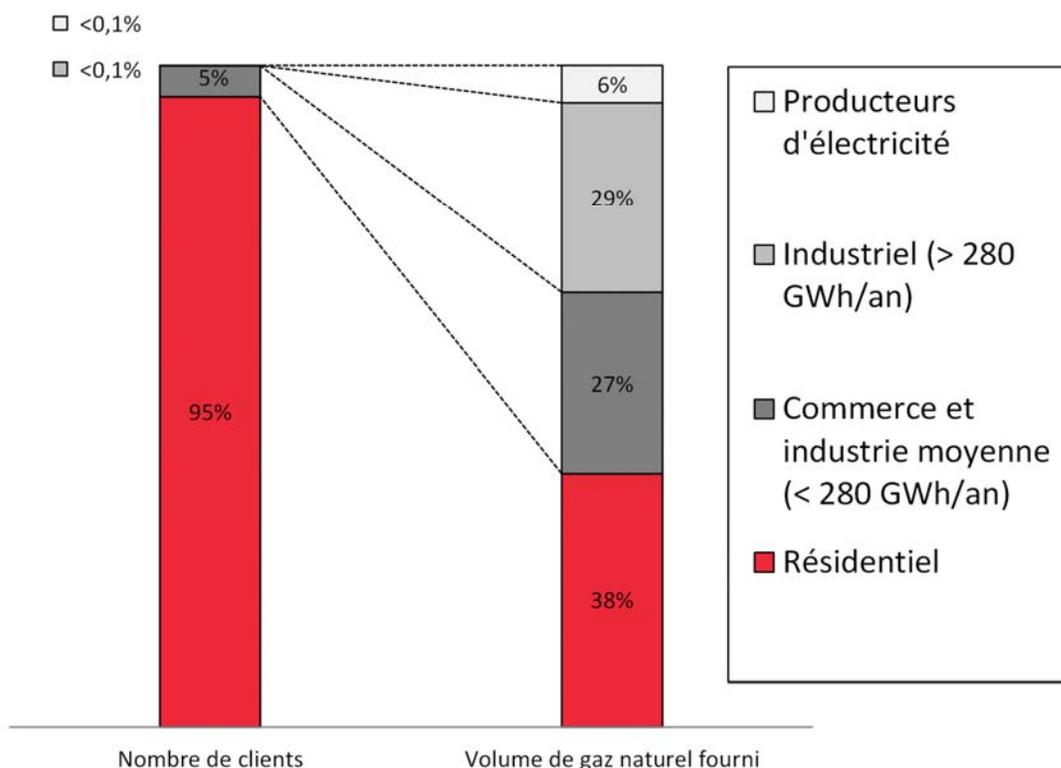
#### 3.2.2.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 21 et le Graphique 31 ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative aux différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2019 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	3,4	86.523
Secteur professionnel ( $\leq 280$ GWh/an)	2,4	4.247
Secteur industriel ( $> 280$ GWh/an)	2,6	5
Production d'électricité	0,5	62

Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2019

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

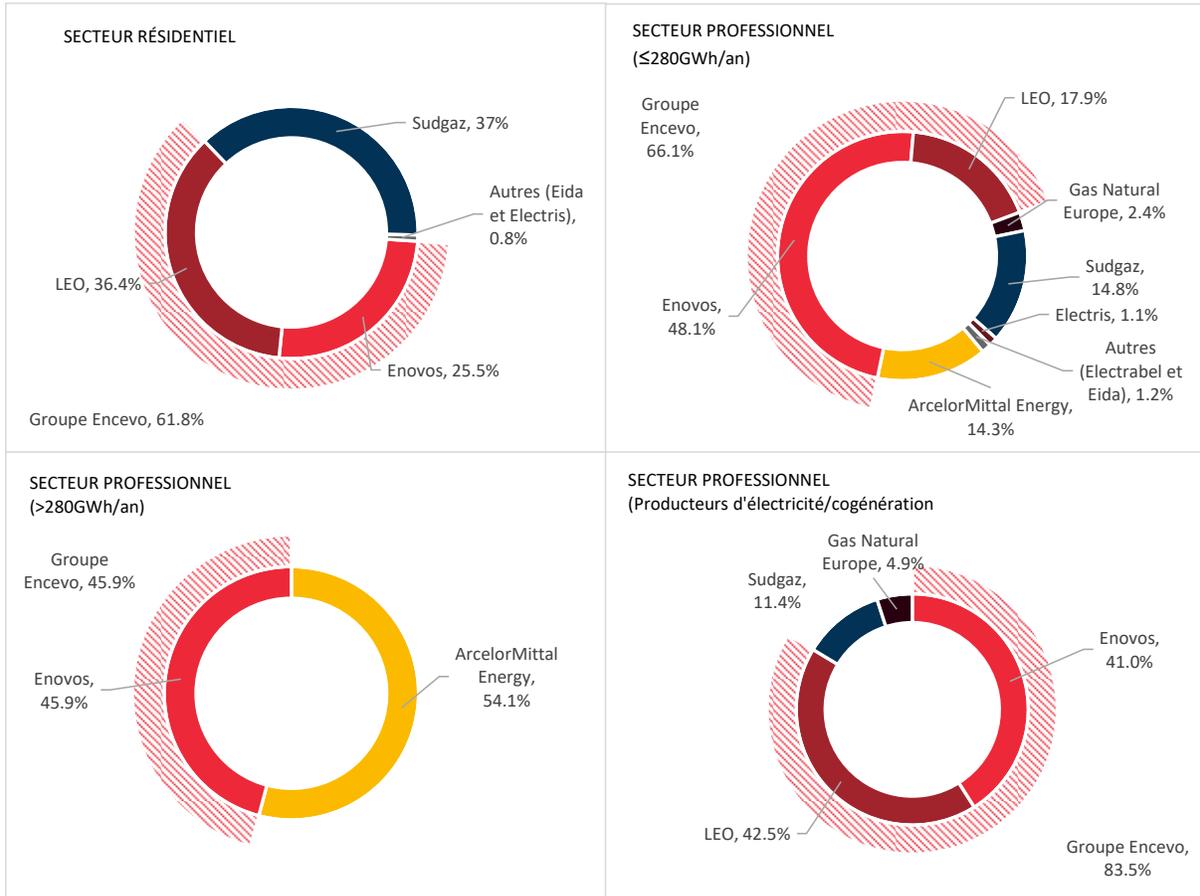


Graphique 32 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

Cinq entreprises de fourniture de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et huit sur le marché de détail (résidentiel et non résidentiel) en 2019. 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 32.

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 2018.

SUR L'ÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 33 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.2.2.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2019, le taux de changement de fournisseur, avec 295 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,3% en termes de points de fourniture, alors qu'il arrive à 2,5% en termes de volume d'énergie.

Le Tableau 22 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2018 et 2019.

ANNÉE	2018		2019		
	Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes	En termes de nombre de clients
Segment résidentiel		0,0%	0,0%	0,5%	0,2%
Segment professionnel (<280 GWh/an)		5,4%	0,3%	8,2%	2,1%
Segment industriel (>280 GWh/an)		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Segment producteurs d'électricité		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Toutes catégories de client confondues</b>		<b>1,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,3%</b>

Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2018 et 2019

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs<sup>80</sup> 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'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](http://www.calculix.lu).

#### 3.2.2.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Les ménages représentent environ 38% en volume du marché du gaz naturel. 207 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2019, un chiffre supérieur par rapport aux 34 changements en 2018. Ces changements s'expliquent par l'arrivée d'un nouvel acteur sur le marché qui a commencé à offrir ses produits à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

#### 3.2.2.2.2 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 33 par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 280 GWh, il y a eu 88 changements de fournisseurs, par rapport à 11 en 2018. Le taux de changements dans ce segment, qui représente environ 27% du marché national et un taux de changement de fournisseur en termes de volume de 8,2% en 2019, est en augmentation par rapport à 2018 (5,4%). Cette augmentation s'explique en par l'arrivée d'un nouveau fournisseur sur le marché ainsi que par le départ d'un fournisseur du marché luxembourgeois.

<sup>80</sup> Le rapport « Performance on European Retail markets in 2017 » de la CEER montre en 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>).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.2.2.2.3 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 2019 aucun changement de fournisseur n'a été observé.

### 3.2.2.2.4 PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 6% de la consommation de gaz naturel. Aucun producteur d'électricité n'a changé de fournisseur en 2019.

### 3.2.2.3 FOURNITURE PAR DÉFAUT

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins prévalent qu'en électricité puisque les emménagements/déménagements impliquent moins souvent un changement du client de gaz naturel – les appartements n'ont en règle générale pas de raccordement individuel au gaz – et la mise en service d'un raccordement est souvent conditionnée par la conclusion d'un contrat de fourniture.

L'Institut n'a donc pas procédé à une adaptation comparable à celle en électricité 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.

### 3.2.2.4 SURVEILLANCE DES PRIX

Au Luxembourg, le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Un prix de fourniture régulé n'ayant jamais existé<sup>81</sup>, 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.

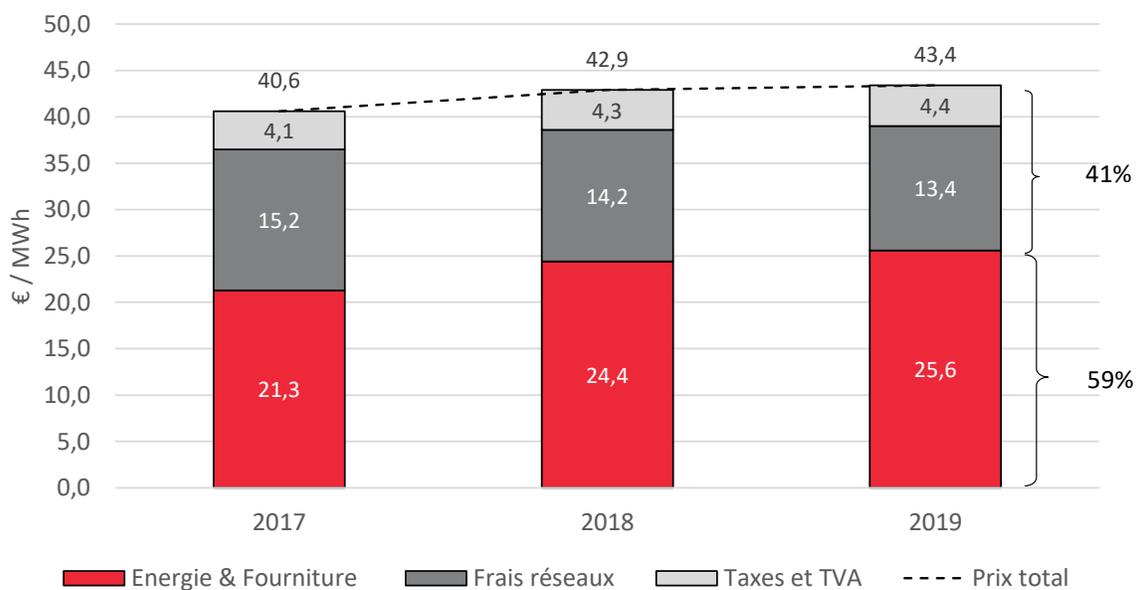
L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 34 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat<sup>82</sup>.

---

<sup>81</sup> Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

<sup>82</sup> 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



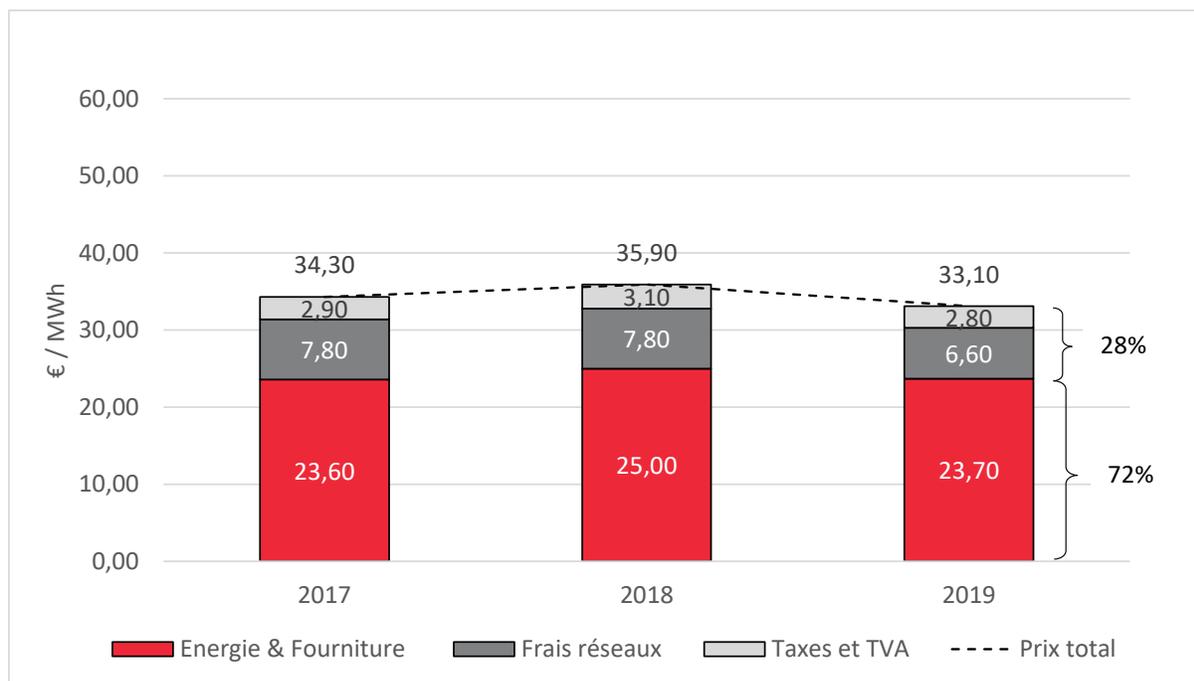
Graphique 34 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)

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 « Énergie et Fourniture » a augmenté de 1,2 €/MWh en 2019. Les ménages ont payé 1,2% de plus par unité de gaz naturel consommé en 2019.

L'évolution de la décomposition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,<sup>83</sup> tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 35 suivant.

<sup>83</sup> Le client industriel type utilisé dans notre analyse correspond au à la catégorie de clients I3 établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle en électricité entre 10 000 et 99 999 GJ, ce qui correspond à 2 778 respectivement 27 778 MWh.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 35 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients industriels (prix courants)

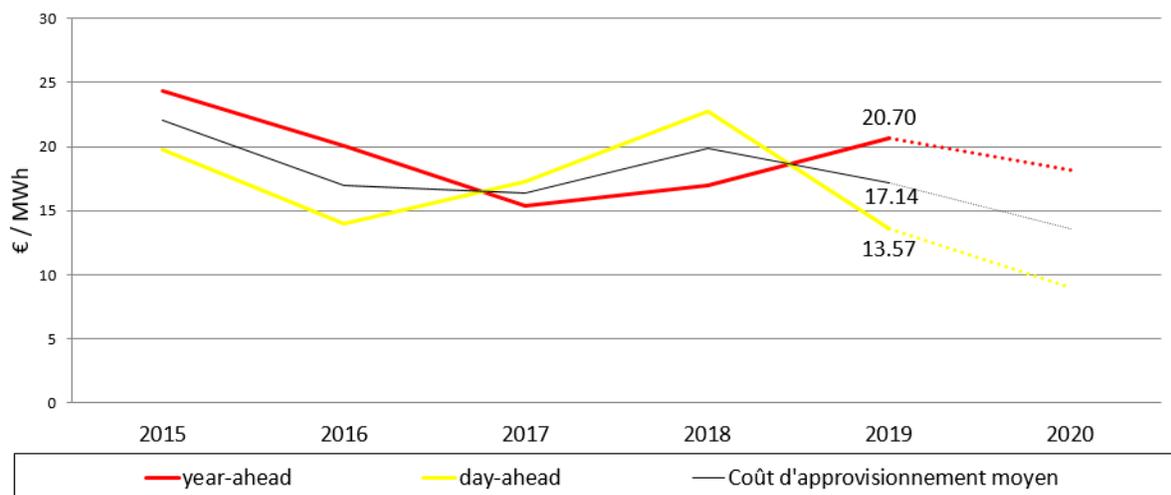
Le prochain graphique représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF<sup>84</sup>- Gas Base Load Futures - DM year-ahead<sup>85</sup>, ligne rouge) avec livraison entre 2015 et 2019 ainsi que le développement sur le marché *spot* (TTF – SM *day-ahead*<sup>86</sup>, ligne jaune) pour les années 2015 à 2019.

<sup>84</sup> « Title Transfer Facility » (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

<sup>85</sup> 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.

<sup>86</sup> 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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 36 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel

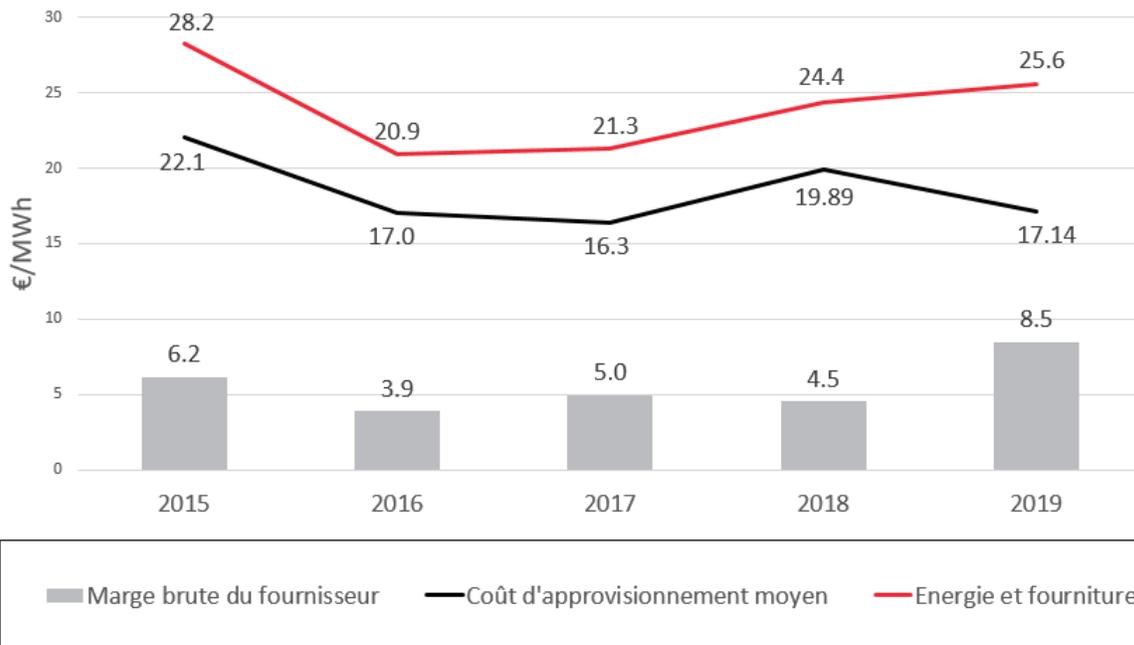
Entre 2018 et 2019, les coûts d'approvisionnement en gaz naturel ont diminué (ligne noire dans le Graphique ci-dessus). Cette variation est le résultat d'une diminution significative du produit *spot* (ligne jaune) qui a compensé l'augmentation du produit à terme (ligne rouge). Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché *spot*, est estimé à 17,14 €/MWh en 2019.

Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à 8,5 €/MWh en 2019. La hausse de la marge brute n'est pas nécessairement préoccupante lorsqu'en réalité les fournisseurs s'approvisionnent seulement à hauteur de 18% sur les marchés SPOT. Il n'est donc pas exclu que le coût d'approvisionnement moyen du Graphique 36 est sous-évalué par rapport aux coûts d'approvisionnement réel des fournisseurs sur le marché de détail.

	Moyenne 2017	Moyenne 2018	Moyenne 2019
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts )	20%	20%	18%
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	7%	8%	9%
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	0%	0%	0%
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	0%	13%	13%
Contrats à long terme avec des fournisseurs > 5 ans	59%	45%	59%
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	14%	14%	0%

Tableau 23: Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel

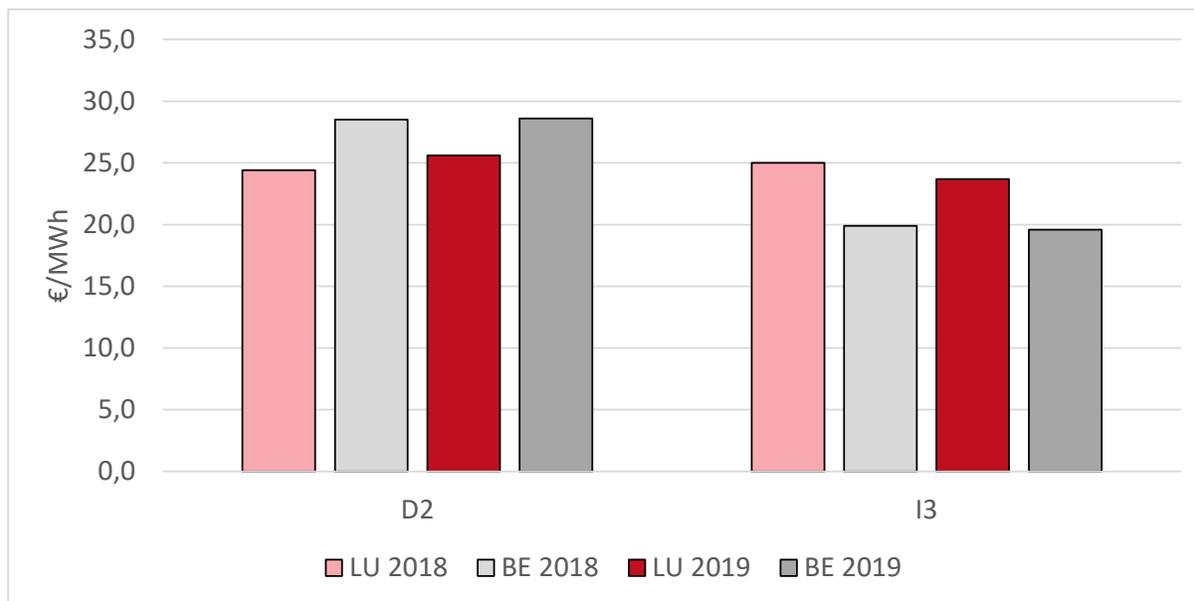
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 37 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2015 - 2019

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 du sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 38 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg

La comparaison des composantes « Énergie 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 2018 à 2019.

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 qui correspondait en moyenne à un ordre de grandeur de 5 €/MWh ou 20% du coût de la molécule de gaz naturel en 2018, a diminué à 3,1 €/MWh pour le segment D2 et 4 €/MWh pour le segment I3 en 2019.

Déjà en Octobre 2018, l'Institut avait publié son analyse intitulée « Le prix du gaz naturel pour les petites et moyennes entreprises et industries »<sup>87</sup>. En conclusion de cette analyse, l'Institut constate que 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.

### 3.2.2.5 RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

Le lecteur est invité à se référer à la section 3.2.2 du présent rapport.

<sup>87</sup> <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-559.pdf>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

### 3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

---

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

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 publié<sup>88</sup> son rapport le plus récent en juillet 2020.

#### 3.3.1 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<sup>er</sup> octobre 2015 ;
- la mise en place d'un plan d'action préventif et d'un plan d'urgence.

Le Ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a entamé les démarches pour mettre à jour le plan d'action préventif<sup>89</sup> et le plan d'urgence<sup>90</sup> 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 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.

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).

#### 3.3.2 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.

---

<sup>88</sup> <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/VS-Bericht-Gas-2020.pdf>.

<sup>89</sup> <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-action-preventif-gaz-naturel.pdf>.

<sup>90</sup> <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/GAZ-Plan-d-urgence-gaz-naturel.pdf>.

## SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

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.

### 3.3.3 DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS

---

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 m<sup>3</sup>/h avec de la capacité ferme. Aucun développement des capacités de transport de gaz naturel n'est actuellement planifié.

### 3.3.4 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'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'événements 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<sup>91</sup> 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 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. 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.

### 3.3.5 SÉCURITÉ DE L'INFORMATION

---

Voir les explications respectives dans le chapitre « Sécurité de l'information », sous-titre « Sécurité des informations » en Chapitre 0.

## 3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

---

<sup>91</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

#### **3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL**

---

Le lecteur est invité à se référer au Chapitre 2.4.1

#### **3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN**

---

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 du règlement 715/2009 et 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.

Dans la mesure où les dispositions de la directive 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément à l'article 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 l'article 60 de la Loi Gaz, 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).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## 4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS

Les directives du troisième paquet<sup>92</sup> et la législation nationale confèrent désormais à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs, en particulier l'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.

La nouvelle directive 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a placé la protection des consommateurs au centre de la transition énergétique et a équipé les consommateurs avec de nouvelles dispositions pour les rendre des acteurs actifs du marché de l'énergie.

### 4.1 PROCÉDURE DE MÉDIATION

La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouvert à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau<sup>93</sup>. 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 2019, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel<sup>94</sup> en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016<sup>95</sup>. 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 électronique<sup>96</sup>.

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 Européenne<sup>97</sup>. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

En 2019, l'Institut a traité 14 nouvelles demandes de médiation dans le secteur de l'énergie : 11 pour le secteur électricité et 3 pour le secteur gaz naturel.

<sup>92</sup> Pour plus de détails veuillez consulter « 3<sup>ème</sup> paquet marché intérieur de l'électricité » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>.

<sup>93</sup> Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

<sup>94</sup> 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.

<sup>95</sup> 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.

<sup>96</sup> Site Internet dédié au [Service Médiation](https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation) de l'Institut [mediation.ilr.lu](https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation). Contact : [mediation@ilr.lu](mailto:mediation@ilr.lu).

<sup>97</sup> Liste des Organismes de règlement des litiges sur le [site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs](https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Les 14 nouveaux dossiers concernaient la facturation ou le comptage et les problèmes liés au changement du fournisseur. Les 14 demandes de médiation ont été réglées au cours de l'année 2019. Le service médiation publie son rapport annuel sur le site Internet de l'Institut<sup>98</sup>.

#### 4.1.1 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 section 4.1 Procédure de Médiation) 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 loi<sup>99</sup>. 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.

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 2019.

---

<sup>98</sup> <https://web.ilr.lu/mediation/FR/Mediation/Informations-utiles/Publications/Pages/default.aspx>.

<sup>99</sup> Article 63 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

## 4.2 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 2019, le Service Énergie de l'Institut a enregistré 37 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique<sup>100</sup>. Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie<sup>101</sup>. 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<sup>102</sup>.

Au cours de l'année 2019, l'Institut a publié 1 communiqué de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 4 consultations publiques, respectivement 2 pour le marché de l'électricité et 2 pour le marché du gaz naturel.

Pour rester informés des travaux menés par l'Institut, les consommateurs sont invités à s'inscrire au newsletter de l'Institut en choisissant les secteurs d'intérêt<sup>103</sup>.

### 4.2.1 GUICHET UNIQUE EN LIGNE

L'Institut, en sa qualité de guichet unique<sup>104</sup>, a mis à disposition des consommateurs de l'énergie le portail [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu). Ce portail, géré par l'Institut, fournit au consommateur résidentiel 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'Institut<sup>105</sup>, tout comme sur le site du guichet unique de l'énergie [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu). Tout consommateur d'énergie peut contacter le guichet unique de l'ILR par email à l'adresse [stroumagas@ilr.lu](mailto:stroumagas@ilr.lu) ou par téléphone au numéro +352 28 228 888. La directive électricité 2019/944 réitère dans son article 25 la nécessité que chaque État membre ait un guichet unique afin de fournir aux clients l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits et les mécanismes de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige.

### 4.2.2 SONDAGE AUPRÈS DE MÉNAGES LUXEMBOURGEOIS

Entre septembre et octobre 2019 en collaboration avec l'institut de sondage TNS-Ilres, le Service Énergie a réalisé un tout premier sondage auprès de 1.212 ménages résidents au Luxembourg. Ce sondage avait comme objectif d'analyser le niveau de connaissance et de compréhension des consommateurs luxembourgeois concernant le marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>100</sup> Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse email du Service Énergie : [energie@ilr.lu](mailto:energie@ilr.lu) ou via l'adresse [stroumagas@ilr.lu](mailto:stroumagas@ilr.lu).

<sup>101</sup> Le numéro de la Hotline Énergie est le suivant : (+352) 28 228 888, disponible sur le site [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu).

<sup>102</sup> Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) consultations publiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

<sup>103</sup> Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

<sup>104</sup> Article 2(13) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

<sup>105</sup> Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Les résultats du sondage montrent que fin 2019 les consommateurs sont favorables à l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz naturel, mais que peu d'entre eux font jouer la concurrence entre fournisseurs. D'un côté, les consommateurs résidentiels se montrent complètement satisfaits de leurs fournisseurs d'énergie, 97% en électricité et 98% en gaz naturel, d'un autre côté les piliers de la libéralisation du marché de l'énergie, comme par exemple la distinction entre activités du gestionnaire de réseau et du fournisseur, ne sont pas encore clairs 12 ans après la libéralisation du marché de détail de l'énergie au Luxembourg.

Ainsi, les taux de changement de fournisseur dans le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel, qui restent parmi les plus bas en Europe<sup>106</sup>, peuvent au-delà de la satisfaction des consommateurs avec les fournisseurs existants, être en partie expliqués par une méconnaissance du fonctionnement du marché de l'énergie ainsi que par une passivité de la part de consommateurs. Fin 2019, seulement 4% de répondants avait utilisé l'outil de comparaison des offres d'électricité et de gaz naturel, calculix.lu, mis à disposition des consommateurs par l'Institut depuis septembre 2013 pour l'électricité et depuis mars 2015 intégrant aussi le gaz naturel.

Les consommateurs se montrent, en outre, prêts à s'investir plus dans la transition énergétique, notamment en achetant de l'électricité verte, en installant des panneaux solaires ou encore en changeant de comportement de consommation. L'Institut constate qu'en 2019, les offres de fourniture d'électricité sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation.

L'infographie<sup>107</sup> établie pour la conférence de presse, qui a eu lieu le 3 mars 2020, sur les résultats du sondage ainsi que la présentation des résultats de l'Institut « TNS Ilres » et les réponses agrégées et anonymisées se trouvent sur le site Internet de l'ILR<sup>108</sup>.

#### 4.3 LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE

Les progrès technologiques réalisés dans la gestion du réseau et la production d'électricité à partir de sources renouvelables ont ouvert de nombreuses perspectives pour les consommateurs. Cependant, l'absence d'informations en temps réel ou quasi réel fournies aux consommateurs quant à leur consommation d'énergies les a empêchés d'être des participants actifs sur le marché de l'énergie et dans la transition énergétique. En donnant aux consommateurs les moyens d'agir et en leur donnant les outils nécessaires pour participer davantage, y compris par de nouveaux moyens, au marché de l'énergie, l'objectif est de faire profiter les citoyens de l'Union du marché intérieur de l'électricité et de réaliser les objectifs de l'Union en matière d'énergies renouvelables.

En particulier, au sein du chapitre III de la directive électricité 2019/944 on retrouve les « nouveaux moyens » fournis aux consommateurs pour « être de participants actifs sur le marché de l'énergie » :

- Article 11 : Droit à un contrat d'électricité à tarification dynamique,
- Article 13 : Contrat d'agrégation,
- Article 15 : Clients actifs,
- Article 16 : Communautés énergétiques citoyennes,
- Article 17 : Participation active de la demande par l'agrégation.

L'autonomisation des consommateurs s'articule dans les cinq axes susmentionnés dont la première consiste dans la possibilité de choisir un contrat de fourniture se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros. À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergies renouvelables. Les contrats à tarification dynamique permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Alors qu'une réduction de la consommation est favorable tant d'un point de vue économique que d'un point de vue environnemental, consommer au bon moment peut également être bénéfique. D'une part, des investissements dans les réseaux peuvent être évités si on peut décaler les pics de consommation vers des moments (périodes) où les réseaux sont peu utilisés et optimiser ainsi l'utilisation des réseaux de distribution. D'autre part, on peut favoriser les énergies renouvelables en consommant lorsque la disponibilité de ces énergies est abondante et donc le prix du marché de gros est bas.

<sup>106</sup> Comparaison dans le rapport du CEER « Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets » : <https://www.ceer.eu/list-of-publications>.

<sup>107</sup> Infographie Sondage ILR 2019 : <https://assets.ilr.lu/Documents/ILRLU-1797567310-221.pdf>.

<sup>108</sup> <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Publications/Communications/Pages/default.aspx>.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Or, en 2019 les offres de fourniture d'électricité sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'ILR appelle les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats à tarification dynamique.

#### 4.4 OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU

La directive électricité 2019/944 instaure dans son Article 14 du Chapitre III le droit pour les consommateurs de bénéficier d'un outil de comparaison des offres : « Les États membres veillent à ce qu'au moins les clients résidentiels et les microentreprises, dont la consommation annuelle estimée est inférieure à 100.000 kWh, aient accès gratuitement à au moins un outil de comparaison des offres de fournisseurs, y compris les offres pour des contrats d'électricité à tarification dynamique ».

L'Institut a entamé au cours de l'année 2019 un projet de refonte de son outil de comparaison en ligne des offres d'électricité et de gaz naturel, calculix.lu, en vue de le rendre plus convivial de l'élargir aux petits consommateurs professionnels. Le nouveau site Internet calculix.lu sera disponible aux consommateurs à partir du mois d'octobre 2020.

#### 4.5 PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

La directive électricité 2019/944 met l'accent dans son article 29 sur la nécessité de lutter contre la précarité énergétique et l'article 3.3.d) du règlement UE 2018/1999<sup>109</sup> prévoit que les mesures pour lutter contre la précarité énergétique soient définies dans le Plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC).

Bien que la définition de précarité ou pauvreté énergétique ne soit pas définie au niveau national, certaines mesures existent au Luxembourg pour combattre la précarité énergétique.

Parmi les mesures prises au niveau national pour combattre la précarité énergétique, le 3<sup>ème</sup> rapport sur la précarité énergétique<sup>110</sup> publié par l'Observatoire européen de la précarité énergétique<sup>111</sup> informe qu'au Luxembourg la plateforme myenergy<sup>112</sup>, financée par le Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg, propose un accompagnement aux ménages en situation de précarité énergétique et octroie des subventions pour le remplacement des appareils électroménagers consommateurs d'énergie. Le projet « STEP IN »<sup>113</sup> financé par « Horizon 2020 » dont l'objectif est d'améliorer la maîtrise de l'énergie et la sensibilisation des consommateurs touchés par la pauvreté énergétique est mené au Luxembourg par le Luxembourg Institute of Science and Technology, qui coordonne le projet au niveau européen.

L'Institut, dans le cadre de la surveillance du marché de l'énergie au Luxembourg, est censé de transmettre au CEER les statistiques en relation avec la pauvreté énergétique. Pour l'année 2019, l'Institut ne possédait pas de telles statistiques.

<sup>109</sup> Règlement (UE) 2018/1999 de 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.

<sup>110</sup> Towards an inclusive energy transition in the European Union: Confronting energy poverty amidst a global crisis.

<sup>111</sup> <https://www.energypoverty.eu>.

<sup>112</sup> Myenergy, Assistance aux ménages en situation de précarité énergétique

<https://www.myenergy.lu/fr/particuliers/electricite/assistance-aux-menages-en-situation-de-precarite-energetique>.

<sup>113</sup> <https://www.step-in-project.eu/>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

#### 4.6 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 d'un client résidentiel. 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-paiement<sup>114</sup>. 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 »<sup>115</sup>.

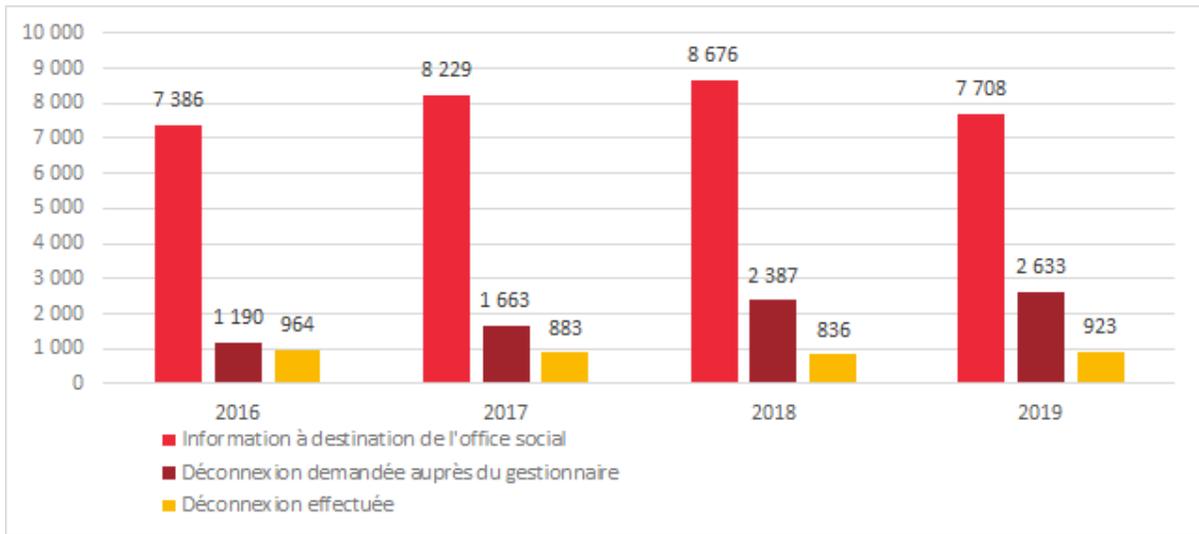
Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Le Graphique 39 et le Graphique 40 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2016 et 2019 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRD indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.

---

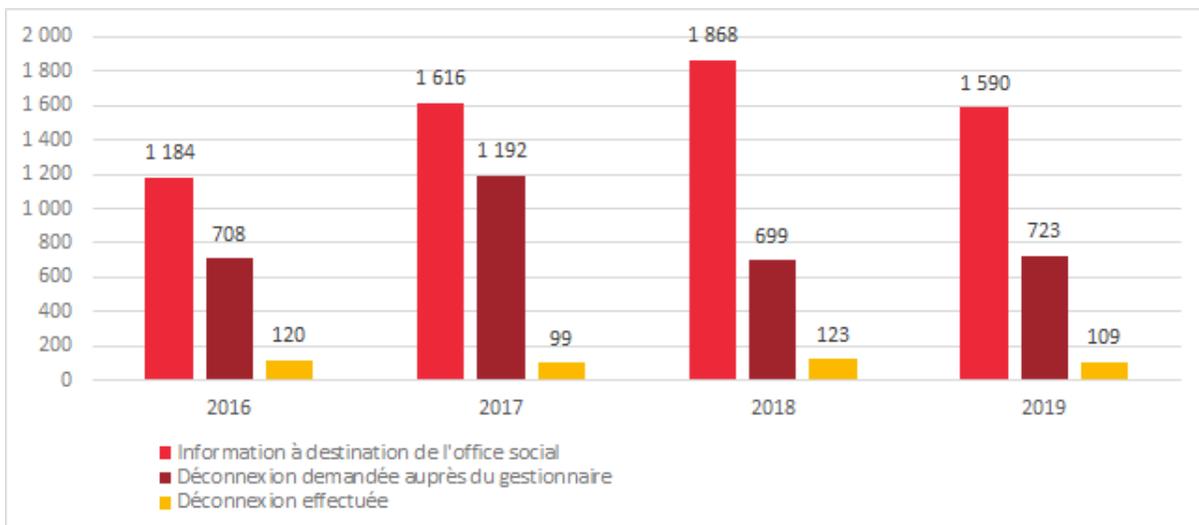
<sup>114</sup> La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.

<sup>115</sup> Loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 39: Procédures de déconnexion - secteur électricité



Graphique 40: Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

Dans le secteur de l'électricité, on constate une baisse de 12% des procédures de déconnexion entamées, donc des dossiers envoyés à l'office social. Néanmoins, on constate une hausse de 10% du nombre de déconnexions effectivement exécutées. Après une constante baisse depuis 2016, le nombre de déconnexions pour non-paiement est presque revenu au niveau de 2016 en 2019.

Dans le secteur du gaz naturel, on constate une baisse aussi bien des dossiers envoyés à l'office social (-15%) que des déconnexions exécutées (-12% par rapport à 2019). Pour ces deux indicateurs, cela représente un retour au niveau de 2017. Le nombre de déconnexions demandées au GRD, lui, est en légère hausse.

#### 4.7 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. En 2019, 1.092 clients ont été fournis par le fournisseur du dernier recours dans le secteur de l'électricité. Tous les cas de fourniture du dernier recours en 2019 étaient des clients dont la fourniture par défaut est venue à échéance. Aucun client n'est tombé en fourniture du dernier recours suite à la défaillance d'un fournisseur.

Dans le secteur du gaz naturel, aucun cas de fourniture du dernier recours n'a été rapporté à l'Institut.

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.

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET 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

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

**LOIS / RÈGLEMENTS**

Loi Électricité	Loi modifiée du 1 <sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi Gaz	Loi modifiée du 1 <sup>er</sup> 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 (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
Règlement (UE) n° 2019/943	RÈGLEMENT (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité
Règlement CACM	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
Règlement FCA	Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme
Règlement EB	Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique
Règlement SO	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
Règlement DCC	Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation
Règlement ER	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

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

**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

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

OMP	Organised Market Places
OSP	Open Subscription Period
OTC	Over The Counter
PCI	Project of Common Interest
PNEC	<b>Plan national intégré en matière d'énergie et de climat</b>
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

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

**TABLEAUX**

Tableau 1 : Actionnariat du Groupe Encevo S.A.	16
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.	17
Tableau 3 : Infrastructure - réseaux électriques - situation au 31 décembre 2019	20
Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions	26
Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées	27
Tableau 6 : demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité	29
Tableau 7 : Résultats de la 2 <sup>nd</sup> e procédure d'appel d'offres pour installations PV de capacité 200 kW à 5 MW	33
Tableau 8 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau	42
Tableau 9 : Importations d'électricité	43
Tableau 10 : Exportations d'électricité	43
Tableau 11 : Prix moyens annuels du marché <i>day-ahead</i> dans la zone DE/LU	45
Tableau 12 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	46
Tableau 13 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2019	48
Tableau 14 : Évolution du volume d'énergie fournie aux différents segments du marché de détail	48
Tableau 15 : Taux de changement de fournisseur d'électricité par catégorie de client - Comparaison 2018 et 2019	52
Tableau 16 : Évolution de la compétitivité des prix d'électricité fournie aux clients résidentiels	53
Tableau 17 : Centrales de production au Luxembourg	64
Tableau 18 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2019	74
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 2019-2020	80
Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2019	82
Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2018 et 2019	85
Tableau 23: Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel	89

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS  
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ  
ET DU GAZ NATUREL

**GRAPHIQUES**

Graphique 1 : Réseaux électriques	13
Graphique 2 : Le Groupe Encevo en 2019	16
Graphique 3 : Évolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux	21
Graphique 4 : Courbe de charge de la zone Creos pendant la semaine de la pointe nationale de consommation en 2019	22
Graphique 5 : Courbe de charge de la zone Creos pendant la semaine de la pointe nationale de production en 2019	23
Graphique 6 : Courbe de charge de la zone Creos pendant la semaine du minimum national de consommation en 2019	23
Graphique 7 : Charge moyenne mensuelle (en MWh/h) dans la zone Creos entre 2015 et 2019	24
Graphique 8 : Déplacement des périodes de charge	25
Graphique 9 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur	28
Graphique 10: Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause	28
Graphique 11 : Évolution des installations photovoltaïques et éoliennes	30
Graphique 12 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables	31
Graphique 13 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité	32
Graphique 14 : Effets désirés de l'autoconsommation	34
Graphique 15: PV en mode « Injection 100% »	35
Graphique 16: PV en mode « Autoconsommation »	36
Graphique 17 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - électricité	38
Graphique 18 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients	48
Graphique 19: Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail de l'électricité	50
Graphique 20 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)	51
Graphique 21: Évolution du nombre de clients en fourniture par défaut au cours de l'année 2019	55
Graphique 22 : Nombre d'entrées et de sorties mensuelles de la fourniture par défaut en 2018	55
Graphique 23 : Volumes facturés par les fournisseurs par défaut en 2019 (en kWh)	56
Graphique 24 : Décomposition des prix d'électricité aux clients résidentiels (prix courants)	57
Graphique 25 : Décomposition des prix d'électricité aux clients industriels (prix courants)	58
Graphique 26 : Développement sur le marché de gros de l'électricité	59
Graphique 27 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2015 - 2019	60
Graphique 28 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel	75
Graphique 29 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2019 par type de raccordement	76
Graphique 30 : Nombre de demandes de consommation de gaz naturel en 2019 par type de demandeurs	77
Graphique 31 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel	78
Graphique 32 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients	83
Graphique 33 : Parts de marché (en %) sur les segments du marché de détail du gaz naturel	84
Graphique 34 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients résidentiels (prix courants)	87
Graphique 35 : Décomposition des prix du gaz naturel aux clients industriels (prix courants)	88
Graphique 36 : Développements sur le marché de gros du gaz naturel	89
Graphique 37 : Marge brute du fournisseur de gaz naturel 2015 - 2019	90
Graphique 38 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg	91
Graphique 39: Procédures de déconnexion - secteur électricité	101
Graphique 40: Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel	101