



**RAPPORT DE L'INSTITUT  
LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION SUR  
SES ACTIVITÉS ET SUR L'EXÉCUTION DE  
SES MISSIONS DANS LES SECTEURS DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL  
ANNÉE 2017**

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

Luxembourg, octobre 2018



17, rue du Fossé  
Adresse postale  
L-2922 Luxembourg

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

[www.ilr.lu](http://www.ilr.lu)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel</b> .....	<b>5</b>
1.1. Coopérations européennes et transfrontalières .....	11
1.2. Sécurité d'approvisionnement .....	13
<b>2. Le marché de l'électricité</b> .....	<b>14</b>
2.1. Régulation des réseaux.....	14
2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	14
2.1.2. Fonctionnement technique .....	19
2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux .....	33
2.1.4. Questions transfrontalières.....	38
2.2. Aspects relatifs à la concurrence .....	41
2.2.1. Marché de gros.....	41
2.2.2. Marché de détail .....	45
2.3. Sécurité d'approvisionnement .....	55
<b>3. Le marché du gaz naturel.....</b>	<b>60</b>
3.1. Régulation des réseaux.....	60
3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	60
3.1.2. Fonctionnement technique .....	61
3.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux .....	67
3.1.4. Questions transfrontalières.....	71
3.2. Aspects relatifs à la concurrence .....	73
3.2.1. Marché de gros.....	73
3.2.2. Marché de détail .....	74
3.3. Sécurité d'approvisionnement .....	81
<b>4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges</b> <b>84</b>	
4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire .....	84
4.2. Protection des consommateurs .....	90
4.3. Règlement de litiges .....	97
<b>Glossaire</b> .....	<b>98</b>
<b>Tableaux</b> .....	<b>100</b>
<b>Graphiques</b> .....	<b>101</b>

## Introduction

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

Le rapport entend documenter les développements en 2017 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans le cadre de la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel, mais également en ce qui concerne les aspects relatifs à la concurrence, la protection des consommateurs et la sécurité de l'approvisionnement.

Outre ses activités et missions régulières, l'Institut a été impliqué par deux dossiers qui impacteront significativement le développement futur de l'environnement énergétique. En effet, en 2017, l'Institut a entamé son étude sur une nouvelle structure tarifaire du réseau de l'électricité dans le cadre de la « Third Industrial Revolution – TIR » recherchant à promouvoir la transition socio-économique vers une économie moderne et durable qui se caractérise notamment par l'impact combiné des technologies de l'information et de la communication, des énergies renouvelables et des réseaux intelligents. L'Institut a activement contribué dans plusieurs ateliers de travail sur l'évolution du secteur énergétique et on peut s'attendre que les conclusions trouvent leurs retombées dans les années à venir. Les concepts de consommateurs actifs, les « prosumers » y compris les autoconsommateurs et les communautés énergétiques, de l'économie du partage « sharing economy », du « tout électrique » basé sur des sources renouvelables, tant pour la mobilité que pour le chauffage, conduiront nécessairement à de nouvelles approches dans le développement et la gestion des réseaux, mais également dans les modèles tarifaires à mettre en œuvre.

Suite à la publication par la Commission européenne, fin novembre 2016, d'un ensemble de propositions de modification du cadre législatif actuel en matière d'énergie (le « clean energy package - CEP »), l'Institut a activement contribué, notamment à travers le CEER (Council of European Energy Regulators), à l'évaluation des propositions de la Commission et à l'élaboration de prises de position et contributions. Il s'avère que certaines des réflexions menées dans le cadre de l'étude TIR se retrouvent également dans le CEP de façon que l'Institut a pu tirer profit de son travail au sein du TIR pour développer des positions au sein du CEER.

Au vu des développements qui s'annoncent comme suite de l'étude TIR et avec la mise en œuvre du CEP, 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 afin d'assurer à tous les consommateurs un accès efficace, sûr et à prix raisonnable à l'électricité et au gaz naturel.

---

Toutes 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 2017.

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

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

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

En 2017, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 306.577 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,55 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.

La production d'électricité à partir de sources renouvelables monte à 605 GWh (en hausse de 31% par rapport à 2016), correspondant à 9.25% de la consommation nationale. Des demandes de raccordement pour 57 MW de capacité de production électrique renouvelable ont été introduites auprès des gestionnaires de réseau en 2017. Bien que la vaste majorité de ces centrales n'a pas encore été mise en service en 2017, cela indique que la capacité de production électrique, qui se situe à 426 MW au 31 décembre 2017, dont 309 MW de capacité renouvelable, va continuer à augmenter dans les années à venir.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché du Luxembourg compte 88.661 consommateurs représentant une consommation nationale de 9,05 TWh, légèrement en retrait par rapport à 2016 (9,13 TWh). Huit entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, quatre sur le marché résidentiel et huit sur le marché non résidentiel.

L'Institut se présente en tant qu'autorité indépendante ayant comme fonction d'assurer et de superviser le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'un service universel de base dans l'intérêt des consommateurs. Promouvant une concurrence effective et durable en évitant toute discrimination d'accès pour les nouveaux entrants, l'Institut permet aux consommateurs de choisir librement parmi un nombre toujours plus important d'offres et de produits à des prix comparables, transparents et concurrentiels.

### ***DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION***

Le propriétaire et gestionnaire des réseaux de transport d'électricité et du gaz naturel Creos Luxembourg S.A. (ci-après « 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 Luxembourg »). Creos, en charge des activités de réseaux, et Enovos Luxembourg, responsable des activités de production et de fourniture, sont des entreprises-sœurs chapeautées par la même holding opérationnelle, Encevo S.A. (ci-après « Encevo »).

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.

Dans le cadre de l'article 32(2d) 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 ») et l'article 37(3) de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après la « Loi Gaz naturel »), un « compliance officer » a été nommé par le comité de direction de Creos et ratifié par le conseil d'administration en date du 25 septembre 2014. Un rapport de ce « compliance officer » informant l'Institut des mesures mises en place parvient annuellement, en l'occurrence pour le 31 mai au plus tard, à l'Institut et est publié par Creos sur son site Internet.

Le rapport transmis à l'Institut en 2017 renseigne sur la structure de l'entreprise verticalement intégrée qui est restée la même depuis sa création et dont l'actionnariat est resté inchangé en 2017.

Au cours des dernières années, des efforts au sein du groupe Encevo ont été entamés pour procéder à la séparation des systèmes informatiques là où les règles de l'unbundling l'imposent. Ce processus n'est pas encore achevé, mais les démarches effectuées vont dans la bonne direction.

Une partie des systèmes informatiques ont été séparés avec l'introduction de la nouvelle communication de marché (MACO) fin septembre 2017<sup>1</sup> 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.

### **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 désormais identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, en conséquence de la péréquation nationale, que le consommateur soit raccordé au réseau Creos ou aux réseaux des communes de Diekirch, Ettelbruck, Esch-sur-Alzette ou Mersch. La péréquation tarifaire<sup>2</sup> facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

Outre l'introduction de la péréquation tarifaire, un rééquilibrage de l'allocation des coûts en basse tension a conduit à une augmentation de la partie fixe des tarifs réseau, tandis que la partie variable continue à être recouverte à travers un tarif proportionnel au volume d'électricité prélevée du réseau (en kilowattheure – kWh). En effet, un quart des frais du réseau est réparti, sous forme d'une redevance mensuelle fixe, en fonction de la dimension du raccordement. La redevance mensuelle fixe est due quelle que soit la consommation effective et même en l'absence d'une consommation électrique.

<sup>1</sup> <https://luxmaco.vbulletin.net/filedata/fetch?id=874>

<sup>2</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.*

- **Marché de gros**

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

Dans le secteur de l'électricité, il n'existe pas de bourse spécifique pour le Luxembourg. Toutefois, en raison d'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières, le marché de gros luxembourgeois est intégré à la zone de prix allemande<sup>3</sup> (ci-après dénommée « zone de prix DE/AT/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/AT/LU. En 2017, la convergence des prix *day-ahead* entre les zones de prix de la région Centre-Ouest, a légèrement diminué pour atteindre 37.9% contre 39.2% en 2016, avec des prix plus élevés sur les zones de prix belge et française, notamment du fait de congestions sur les lignes de transport internes de certains gestionnaires de réseau de transport qui ont limité les échanges. L'année 2017 a marqué la fin de la baisse continue des prix de marché de gros (même si les produits à terme pour 2017 étaient toujours à la baisse pour 2017).

Depuis octobre 2017, le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV construit en 2015 sur le poste haute tension de Schifflange au Luxembourg a été mis en phase de test opérationnel avant commercialisation. L'installation de cet équipement permettra de créer un corridor d'échanges commerciaux entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne grâce à une meilleure gestion des flux d'énergie électrique, tout en utilisant des lignes existantes. Pendant 90% du temps, le PST a exporté vers la Belgique, engendrant ainsi un flux de transit depuis l'Allemagne via le Luxembourg pour alimenter la Belgique. Des flux ont eu lieu dans les deux sens, jusqu'à 300 MW.

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014<sup>4</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.

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.

---

<sup>3</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, le Luxembourg et l'Autriche.

<sup>4</sup> <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>

L'intégration de marché BeLux s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model<sup>5</sup>. Avec un marché de consommation de près de 20 milliards de mètres cubes par an (comparé à 1 milliard de mètres cubes par an pour le seul Grand-Duché du Luxembourg) et plus de 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, un environnement de prix plus compétitifs est disponible pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès à un marché élargi. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché du Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la mer du nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

Le nouveau modèle de fonctionnement du marché permet également aux fournisseurs à Luxembourg de mieux gérer leurs portefeuilles combinés sur les deux pays en fonction de la consommation momentanée de leurs clients.

Le marché BeLux a pu être mis en place sans augmentation significative du coût pour le consommateur, à des coûts opérationnels raisonnables, tout en offrant la sécurité d'approvisionnement pour les clients protégés tel que requis par le règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en vigueur à l'époque, et tel que 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.

- **Marché de détail**

Sur le marché de détail de l'électricité, dix entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : sept sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'électricité compte un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Cependant, trop peu de ces acteurs disposent de parts de marché significatives à ce jour. En 2017, le taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité s'élève à 1,1 % en termes de volume et à 0.3% en termes de nombre de clients avec 776 changements toutes catégories de client confondues. On note que l'activité de changement de fournisseur a augmenté dans le segment résidentiel en 2017 par rapport à 2016.

Sur le marché de détail du gaz naturel, huit entreprises se partagent le marché au Grand-duché : quatre sont actives sur le marché résidentiel et huit sur le marché non résidentiel. Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs ont été observés en 2017 dans le secteur industriel (> 280 GWh/an) ainsi que dans la production d'électricité. L'Institut constate que malgré l'implémentation du marché gazier intégré BeLux depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, et l'entrée sur le marché de deux nouveaux fournisseurs en 2016, le marché de détail luxembourgeois du gaz naturel n'a pas connu l'arrivée de nouveaux fournisseurs en 2017. Le taux de changement de fournisseur sur le marché du gaz naturel reste de 0,2% en termes de nombres de clients et s'élève à 5,5% en termes de volume avec 191 changements toutes catégories confondues. On note que l'activité de changement de fournisseur (en nombre absolu et en termes de volume), a augmenté dans le segment des clients professionnels en 2017 par rapport à

---

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

2016. Dans le segment des clients résidentiels, il existe des différences de prix entre les différents produits des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel qui sont moins prononcées pour l'année 2017 que pour l'année 2016. Les taux de changement interne, c.-à-d. le changement d'un produit/contrat vers un autre produit/contrat du même fournisseur restent au sein du segment résidentiel plus significatifs que les taux de changements externes et se sont élevés à 2,4% en 2017 pour le secteur électrique ainsi qu'à 0,5% pour le secteur du gaz naturel en termes de nombre de clients.

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

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 impacter les prix et par là, la compétitivité de l'industrie luxembourgeoise.

En matière de régimes de support pour les énergies renouvelables, le Luxembourg met en place des procédures de mise en concurrence nationales et des procédures de mise en concurrence européennes en vue de déterminer le niveau de soutien pour de nouvelles installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire.

### ***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. Les prix d'électricité facturés aux ménages en 2017 ont connu une baisse significative en 2017, à la fois sur la composante énergie et fourniture que sur la composante réseau. Au niveau du gaz naturel, les prix facturés sont restés stables, mais il est constaté que les petites et moyennes entreprises et industries paient relativement plus pour le gaz naturel que les autres catégories de consommateurs.

### ***PROTECTION DES CONSOMMATEURS***

Le consommateur est au cœur de l'activité de l'Institut. Dès lors, le site de l'Institut dédié aux consommateurs ([www.STROUMaGAS.lu](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>6</sup>, lancé en septembre 2013. Calculix compare les différentes offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel disponibles pour les clients résidentiels au Luxembourg. L'outil offre aux citoyens une information complète et transparente pour qu'il puisse faire un choix en toute connaissance de cause.

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

En 2017, le déploiement national du système de comptage intelligent a atteint sa vitesse de croisière. Ce déploiement est prescrit par la Loi Électricité et la Loi Gaz qui prévoient une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016 »<sup>7</sup> et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité<sup>8</sup> et d'au moins 90% au 31 décembre 2020 pour le gaz naturel<sup>9</sup>.

Au 31 décembre 2017, un peu plus de 25% des points de comptage d'électricité en basse tension étaient équipés d'un compteur « Smarty ». En gaz, près de 17% des points de comptage étaient équipés d'un compteur intelligent au 31 décembre 2017. À noter que les données de comptage quart-horaires pour l'électricité et horaires pour le gaz naturel n'ont pas encore été communiquées de manière automatisée aux fournisseurs en 2017.

Les fonctionnalités des compteurs intelligents devraient permettre au consommateur de mieux maîtriser sa consommation énergétique, d'avoir plus de confort et d'accéder à des offres de produits dynamiques.

Comme dans le passé, l'Institut met le consommateur au centre de ses préoccupations. En 2017, l'Institut a clarifié pour le marché de l'électricité le cadre de la fourniture par défaut, qui s'adresse pour une période limitée dans le temps aux clients qui n'ont pas encore signé de contrat fourniture. 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 de comparer les offres de différents fournisseurs. Cette approche vise à les rendre plus conscients de leur choix et ainsi à

---

<sup>6</sup> [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu)

<sup>7</sup> Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>8</sup> Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

<sup>9</sup> Art. 35 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

développer la concurrence sur le marché de détail. Le nombre de clients en fourniture par défaut varie entre 2 000 et 3 000.

En 2017, l'Institut a traité 7 nouvelles demandes de médiation et clôturé 6 médiations, dont 2 ont pu aboutir à une solution à l'amiable entre les parties concernées. En 2017, l'Institut a tranché une demande de règlement de litige extrajudiciaire introduite en 2016 à l'encontre d'un gestionnaire de réseau de distribution.

## 1.1. Coopérations européennes et transfrontalières

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

### *AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE*

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

Un grand chantier pour l'Institut est la mise en œuvre des « codes réseaux », c'est-à-dire des règlements européens qui précisent certains fonctionnements du marché ayant des effets transfrontaliers. 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 (Agence de coopération des régulateurs d'énergie).

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

### *COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS*

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres États membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités

pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions.

En 2017, l'Institut a été impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans les initiatives régionales Centre-Ouest (CWE) et Nord-Ouest, principalement concernant le suivi du projet de couplage des marchés *intraday* au sein de la région Nord-Ouest et le projet de calcul des capacités *day-ahead* basé sur le modèle *flow-based* au sein de la région CWE.

D'autre part, la mise en place des règlements CACM<sup>10</sup> et FCA<sup>11</sup> a eu lieu entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport au sein de CWE et CEE (Central & Eastern Europe), afin de développer les méthodes de calcul de capacité day-ahead et intraday au sein de la zone fusionnée (région CORE<sup>12</sup>) suite à la décision de l'ACER n°06/2016 du 17 novembre 2016 définissant les régions de calcul de capacité.

Pour ce qui concerne le marché du gaz naturel, les gestionnaires de réseau de transport (ci-après « GRT ») luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys), ainsi que la société Balansys, ont continué à travailler conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) pour finaliser les éléments nécessaires à la mise en place finale du marché intégré BeLux. Après la nomination du cadre chargé du respect des engagements de Balansys par le CREG en 2016, les travaux ont essentiellement porté sur l'établissement et la mise en œuvre du programme d'engagements contenant les mesures à prendre pour garantir que les pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles soient exclues. La CREG a rendu son avis sur ce programme conformément à la loi belge, et Balansys a transmis le programme à l'ACER conformément à l'article 7(4) de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE. De plus, des adaptations ont également été apportées aux documents réglementaires (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) afin de finaliser la mise en œuvre opérationnelle de Balansys pour l'ensemble de la zone BeLux. Des échanges bilatéraux ont également eu lieu entre l'ILR et la CREG, notamment en ce qui concerne la révision annuelle des tarifs d'équilibrage pour la zone BeLux.

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

---

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 24 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité à terme.

<sup>12</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/)

## 1.2. 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.

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.

En 2017, dans le secteur de l'électricité, la capacité de production totale installée s'est élevée à 426 MW, hormis la centrale de pompage de Vianden, contre 414 MW en 2016. Ainsi, la capacité totale disponible dans le réseau du GRT Creos est de 426 MW. Cette augmentation par rapport à l'année 2016 est principalement due à la mise en service d'une centrale de production d'électricité à partir de bois de rebut, d'une centrale de production d'électricité à partir de biomasse solide et des nouvelles centrales photovoltaïques.

Si on considère que les unités de production les plus importantes du pays sont les centrales de cogénération avec 99 MW, la centrale de valorisation énergétique des déchets (Sidor) avec 17 MW 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, le Luxembourg base sa production d'électricité uniquement sur les sources d'énergies renouvelables et sur la technologie de la cogénération.

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.

En particulier, afin de pouvoir importer l'énergie requise pour couvrir la charge à venir de Creos qui ne cesse d'augmenter (mobilité électrique, data centres...), des projets de renforcement du réseau de transport avec ceux des pays voisins sont à l'étude avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. D'une part, la solution actuelle en cours d'implémentation réside dans la mise en place d'une interconnexion avec la Belgique qui va permettre de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA via des lignes existantes, en couplant les marchés belge et allemand/luxembourgeois. Un développement à plus long terme, assurant cette fois-ci une redondance des lignes vis-à-vis du critère N-1, est examiné. D'autre part, une étude d'un renforcement avec l'Allemagne va être lancée afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme.

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

## 2. Le marché de l'électricité

### 2.1. Régulation des réseaux

#### 2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau

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

#### **DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT**

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

- une dissociation intégrale des structures de propriété (modèle Ownership Unbundling) ;
- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle 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 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, en conformité à l'article 25(4bis) de la Loi Électricité, 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<sup>13</sup>, 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, posées par l'article 26 de la directive 2009/72/CE et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par 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 chargée de la gestion quotidienne des activités de la branche « fourniture ou 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'engagement 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).

L'Institut veille au respect strict de ces obligations par le gestionnaire du réseau de transport Creos. Par ailleurs, le « compliance officer » est en charge du respect du programme d'engagement de Creos et de

---

<sup>13</sup> Arrêté ministériel du 27 août 2009

son suivi ; les rapports de suivi du programme d'engagement sont d'ailleurs publiés sur le site internet de Creos<sup>14</sup>.

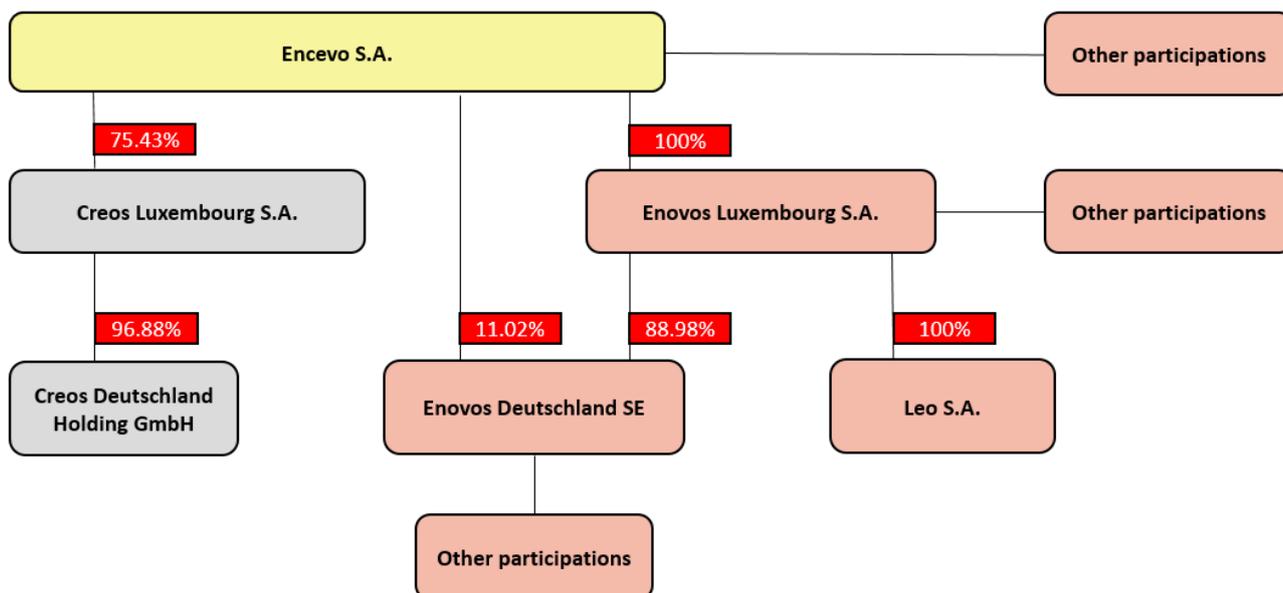
Le rapport de suivi sur l'année 2017 du programme d'engagement analyse en particulier un aspect concernant l'indépendance du gestionnaire de réseau qui réside dans les systèmes informatiques partagés au niveau du groupe Encevo. Ainsi, bon nombre de données du gestionnaire de réseau sont hébergés sur des plateformes informatiques communes gérées par l'informatique d'Encevo. Leur traitement fait l'objet de contrats de prestation de services qui précisent notamment l'étendue des services à prester, les échanges et l'utilisation d'informations nécessaires dans le cadre de cette prestation de services, les responsabilités des parties, les procédures à suivre ainsi que la rémunération pour les services en question.

Au cours des dernières années, des efforts ont été entamés pour procéder à la séparation des systèmes informatiques là où les règles de dissociation l'imposent. Ce processus n'est pas encore achevé, mais les démarches effectuées vont dans la bonne direction.

Là, où des données de Creos se trouvent sur des plateformes gérées par Encevo, des droits d'accès sont définis et contrôlés.

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

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



GRAPHIQUE 1 – LE GROUPE ENCEVO EN 2017 <sup>15</sup>

<sup>14</sup> [www.creos.net](http://www.creos.net)

<sup>15</sup> Source: Rapport annuel Encevo S.A. 2017

Le tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2017 d'un actionnariat public à hauteur de 69,81 % des parts, les autres parts étant en main privée.

<b>Actionnariat du Groupe Encevo S.A. au 31.12. 2017</b>	
28.00%	Etat du Grand-Duché de Luxembourg
25.48%	ARDIAN
15.61%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
14.20%	SNCI
12.00%	BCEE
4.71%	ENGIE (acquis par Post Luxembourg en date du 21 février 2018)
<b>100%</b>	<b>TOTAL</b>

TABLEAU 1 – ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A.<sup>16</sup>

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

<b>Actionnariat de Creos Luxembourg S.A. au 31.12.2017</b>	
75.43%	Encevo S.A.
20.00%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
2.28%	Etat du Grand-Duché de Luxembourg
0.10%	Fédération des Installateurs en Equipements Sanitaires et Climatiques
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>17</sup>

### **DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION**

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 relative à l'organisation du marché de l'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.

<sup>16</sup> *Ibid.*

<sup>17</sup> Source: Rapport annuel 2017 de Creos Luxembourg S.A.

- ***Dissociation juridique***

Comme déjà indiqué ci-avant, l'article 32 est applicable aux gestionnaires de réseaux de transport et industriel, ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux de distribution ayant plus de 100.000 clients raccordés tel que prévu à l'article 26.4 de la directive 2009/72/CE.

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. Creos étant également gestionnaire du réseau de transport, elle est de toute façon soumise à l'obligation de dissociation juridique. Creos exploite donc dans une même structure juridique, en tant que gestionnaire combiné, un réseau de transport d'électricité et un réseau de distribution d'électricité. Aucun des salariés de Creos Luxembourg S.A. (gestionnaire de réseau de distribution et seul gestionnaire de réseau de transport) n'effectue des missions pour Enovos Luxembourg S.A. (fournisseur) et vice-versa. Ainsi, non seulement les dirigeants de Creos Luxembourg S.A. sont indépendants d'Enovos Luxembourg S.A., mais l'ensemble des salariés.

Toutes les autres entreprises intégrées exploitant un réseau de distribution approvisionnent un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients et ne sont donc pas touchées par l'obligation de dissociation.

- ***Dissociation fonctionnelle***

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

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

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

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. L'Institut a continué dans ce contexte à élargir son offre d'informations sur son site STROUMaGAS.lu.

- ***Dissociation comptable***

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 26 de la directive 2009/72/CE et transposé en droit national par l'article 32 de la Loi Électricité, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 35 de ladite loi. 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, le transformateur-déphaseur (PST) destiné à réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique (voir § 2.1.4) qui relie les réseaux de transport de Creos et d'Elia, est en phase de test opérationnel avant de lancer la commercialisation sur le marché de gros. Les réseaux de distribution sont alimentés depuis le réseau de transport. Ils peuvent cependant bénéficier d'injections complémentaires en provenance d'installations de production décentralisée. Le réseau industriel luxembourgeois est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia, ainsi qu'au réseau de transport français opéré par RTE depuis la mise en service de la ligne Moulaine (F) – Belval (L) en automne 2013.

### ***SERVICES D'AJUSTEMENT***

À défaut d'installations de production sur le réseau de transport, les besoins d'électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne. Les échanges énergétiques avec l'Allemagne se font à travers des nominations transfrontalières entre la zone de programmation d'Amprion et la zone de programmation de Creos. Les règles de coopération entre zones de programmation stipulent que les échanges énergétiques entre ces

zones ne peuvent se faire qu'entre périmètres d'équilibre ayant le même code EIC (donc, à priori, d'un même titulaire). Tout responsable d'équilibre désirant échanger de l'énergie entre l'Allemagne et le Luxembourg doit donc disposer d'un périmètre d'équilibre ayant le même code d'identification (code EIC) dans les deux zones de programmation concernées.

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements dans une zone de réglage, le gestionnaire de réseau de transport est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve qu'il se procure, à défaut de réserves suffisantes dans son réseau, à travers un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion ; ce contrat ne prévoit cependant pas que des consommateurs ou producteurs luxembourgeois puissent prester des services d'équilibrage. L'Institut a, en 2017, demandé au GRT Creos de lancer une étude sur la faisabilité de différents modèles qui rendrait possible pour les acteurs Luxembourgeois une participation active au marché de services d'équilibrage allemand. Des premiers résultats concrets de cette étude sont attendus en 2018.

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

Depuis fin 2014, tous les responsables d'équilibre peuvent accéder à un processus de nominations *intraday* décrit dans le manuel d'équilibre pour favoriser un échange d'énergie aussi proche que possible du temps réel, tel qu'indiqué à l'article 33(9) de la Loi Électricité, 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.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2017 s'est dégradée par rapport à 2016, avec un recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevant à 220 GWh (168 GWh en 2016), soit supérieur au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) qui se sont élevés à 167 GWh (125 GWh en 2016). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion. Il est à noter que le prix de l'énergie d'ajustement a subi un pic important le 17 octobre 2017, pour s'élever à 24.45 €/kWh (alors que le prix maximum n'était que de 1.21 €/kWh en 2016)<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Vu les faibles volumes concernés, de tels pics sporadiques ne se font pas remarquer au niveau des prix de détail.

## 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 2017, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport, un gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel et 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution<sup>19</sup>.

Une vue globale des gestionnaires et propriétaires des réseaux, ainsi que de l'envergure des infrastructures est fournie dans le tableau 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.	266.790	585,9	9.197,3	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	4.096	0	173,0	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.860	0	172,0	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	19.126	0	548,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.913	0	104,7	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	13	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.

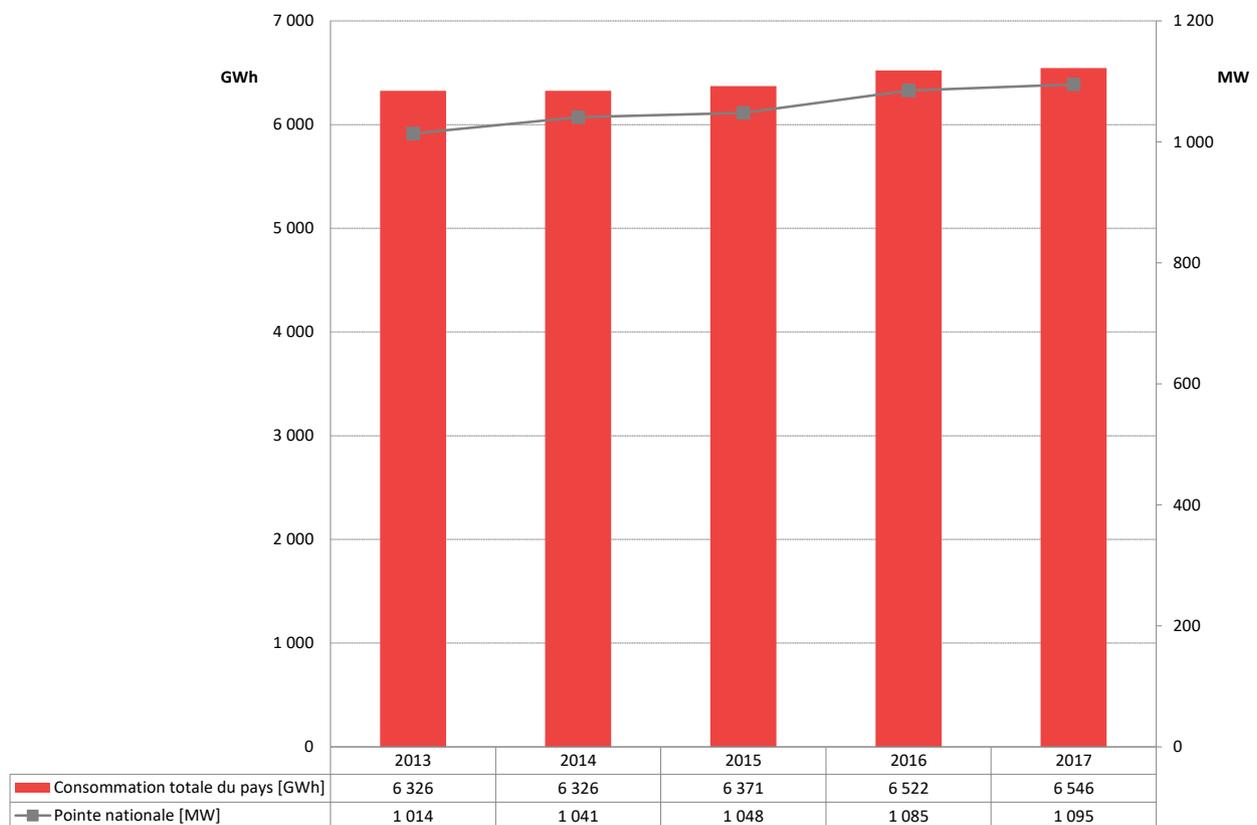
TABEAU 3 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016

<sup>19</sup> <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>

## ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation au niveau national en 2017 était de 6,55 TWh. La puissance de pointe enregistrée, c'est-à-dire la puissance maximale soutirée par les consommateurs dans la zone Creos s'élevait à 829 MW, celle dans la zone Sotel Réseau à 321 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.095 MW et a eu lieu le 12 décembre 2017 à 11h45 heures.

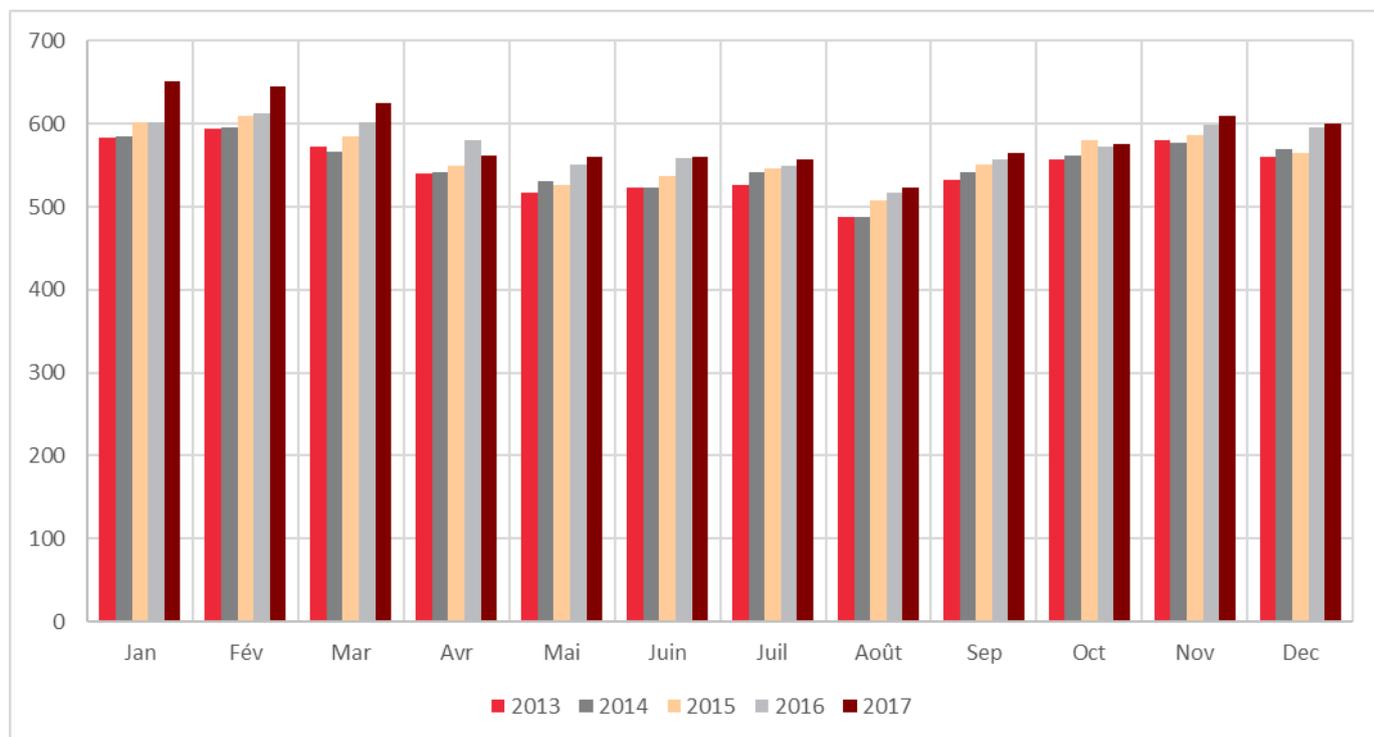
Suite à la mise en service de l'interconnexion avec la Belgique (voir ci-dessous), la pointe de consommation de la zone Creos ne correspond néanmoins plus nécessairement au moment auquel le réseau de transport national, géré par Creos, connaît sa charge maximale. En effet, cette interconnexion permet un transit d'électricité depuis l'Allemagne vers la Belgique à travers le réseau de transport Luxembourgeois. La charge totale de la zone Creos, qui correspond à la somme entre la charge destinée à la consommation dans la zone et la charge exportée vers la Belgique, a connu son maximum le 13 octobre 2017 à 11h30. La charge totale maximale de la zone Creos s'élevait à 963 MW, dont 224 MW étaient exportés vers la Belgique et 739 MW destinés à la consommation dans la zone.



GRAPHIQUE 2 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX<sup>20</sup> RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2013

L'augmentation constante de la charge sur les réseaux ces dernières années se remarque de manière relativement uniforme sur l'année. Le Graphique 3 montre l'évolution de la charge moyenne mensuelle dans la zone Creos sur les cinq dernières années.

<sup>20</sup> Creos et Sotel



GRAPHIQUE 3 – CHARGE MOYENNE MENSUELLE (EN MWH/H) DANS LA ZONE CREOS ENTRE 2013 ET 2017

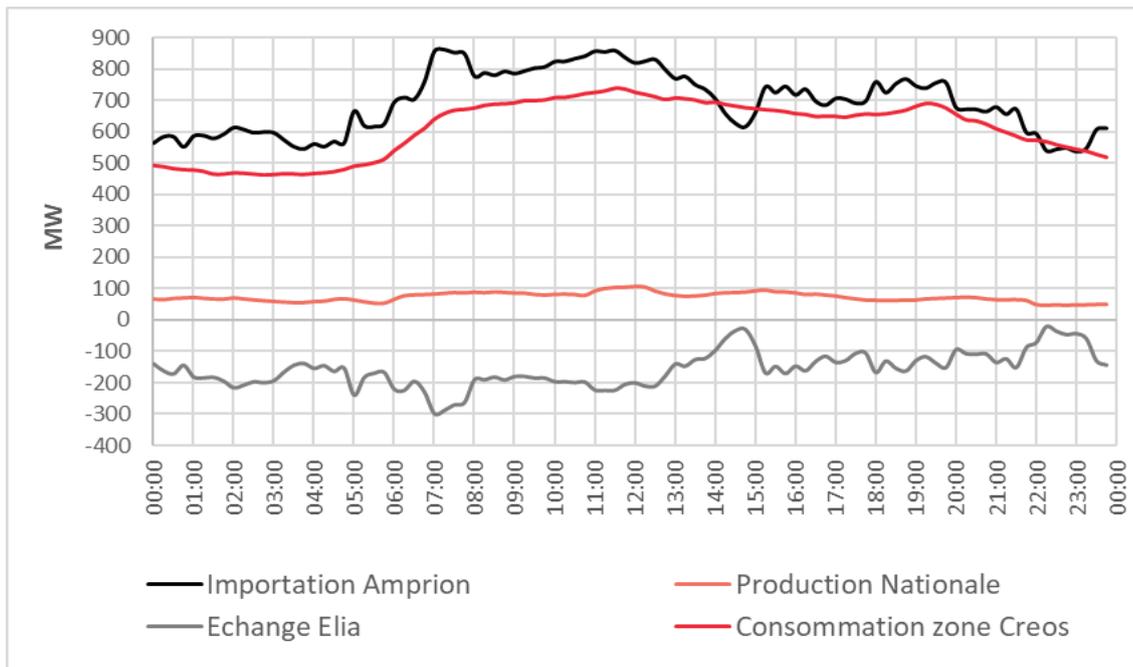
Au niveau de la zone Creos, on note deux éléments nouveaux qui ont eu un effet significatif sur les quantités d'énergie transportée et la charge du réseau.

- ***Basculement d'une partie de la charge Sotel***

De janvier à mars 2017, le gestionnaire de réseau industriel Sotel, qui est en temps normal approvisionné principalement par la France, a basculé une partie de sa charge vers le réseau de transport de Creos. Cette charge additionnelle pour le réseau de transport représentait jusqu'à 40 MW. Au moment de la pointe annuelle de la charge dans la zone Creos, le 25 janvier 2017, les clients du réseau Sotel soutiraient à peu près 20 MW. Cette charge additionnelle explique donc plus de la moitié de l'augmentation de la pointe Creos par rapport à 2016.

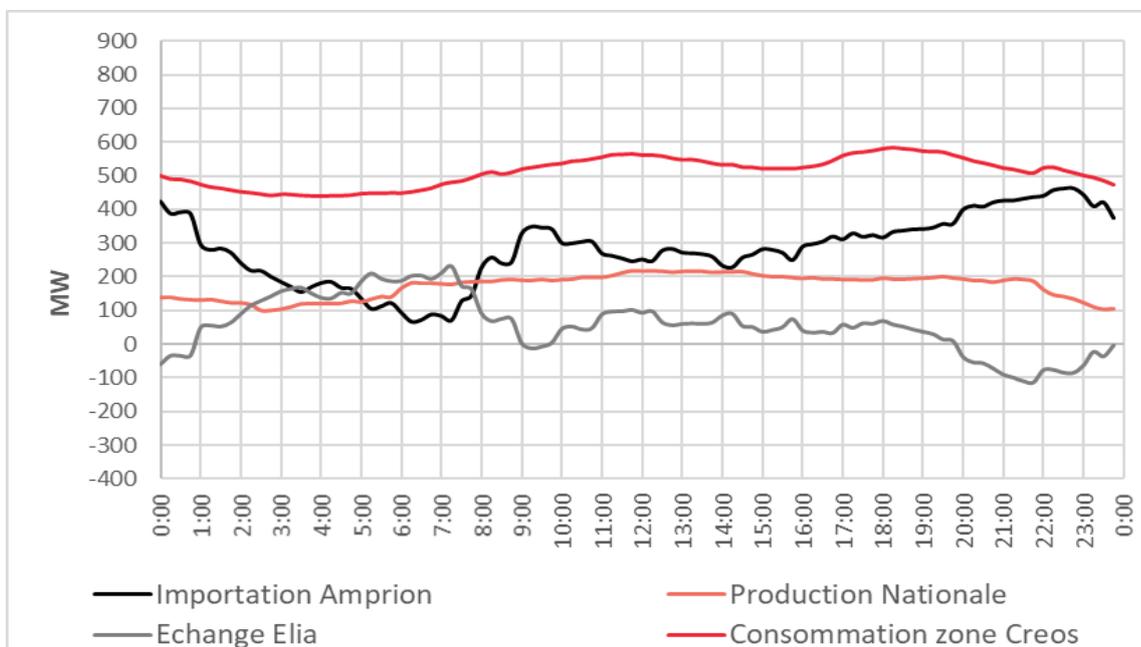
- ***Mise en service technique de l'interconnexion avec le réseau Elia***

En octobre 2017, le transformateur-déphaseur (PST) à Schifflange a été mis en service, permettant ainsi des flux du réseau Creos vers et en provenance de la Belgique. Bien que la capacité sur cette interconnexion n'est actuellement pas commercialisée, des flux physiques ont bien eu lieu sur cette ligne. Avec une pointe de puissance de 300 MW vers la Belgique et de 230 MW en provenance du réseau Elia, ces flux ne sont pas sans impact sur le réseau Luxembourgeois. En effet, le jour de la pointe d'exportation annuelle vers le réseau belge, le 13 octobre 2017, est aussi le jour marqué par la pointe d'importation depuis le réseau allemand d'Amprion. Malgré une production nationale de près de 100 MW ce jour-là, le Luxembourg importait à ce moment plus d'électricité qu'il ne consommait localement.



GRAPHIQUE 4 – COURBE DE CHARGE DU RÉSEAU CREOS, DE LA PRODUCTION NATIONALE ET DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS LE 13 OCTOBRE 2017

De manière similaire, l'importation depuis l'Allemagne a atteint son niveau le plus bas en 2017 le 30 décembre, ce qui était aussi le jour de la pointe d'importation depuis la Belgique. En ce jour, le Luxembourg importait plus d'électricité de la Belgique que de l'Allemagne pendant une durée de 6 heures et demie.



GRAPHIQUE 5 – COURBE DE CHARGE DE LA ZONE CREOS, DE LA PRODUCTION NATIONALE ET DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS LE 30 DÉCEMBRE 2017

## QUALITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

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>21</sup> fixe que, sont considérées comme interruptions les événements où la tension résiduelle est inférieure à 1% de la tension nominale ou contractuelle pendant plus de 3 minutes.

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

Nombre d'interruptions		2015	2016	2017
Interruptions planifiées		751	600	465
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	12	5	15
	force majeure	1	0	6
	dommage causé par un tiers	271	281	214
	cause interne	274	205	235
	réseau en amont	4	0	2
	réseau en aval	4	2	18
Total des interruptions		1317	1093	955

TABLEAU 4 – NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS<sup>22</sup>

Le nombre d'interruptions était en légère baisse en 2017, avec un total de 955 interruptions par rapport à 1 093 en 2016. Cette baisse est surtout due à une diminution des interruptions planifiées qui ont connu une baisse de presque 25%. Les interruptions non planifiées sont restées constantes avec 490 interruptions non-planifiées. Les causes principales d'interruptions non-planifiées restent des dommages causés par des tiers d'une part, et les causes internes au réseau d'autre part.

Étant donnée la valeur limitée du simple nombre d'interruptions comme indicateur de qualité et en termes de comparabilité, l'Institut calcule et surveille aussi deux indicateurs communément utilisés dans le secteur de l'électricité – le SAIDI<sup>23</sup> et le SAIFI<sup>24</sup>, dont l'évolution est documentée dans le tableau suivant<sup>25</sup> :

	2014	2015	2016	2017
<b>SAIDI (non-planifié)</b>	18.5	22.8	16.6	21.3
<b>SAIFI (non-planifié)</b>	0.29	0.36	0.23	0.26

TABLEAU 5 – INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES<sup>26</sup>

<sup>21</sup> <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>

<sup>22</sup> Nouvelle méthode de calcul par rapport à l'année 2014: 1) les interruptions dont l'origine se situe en basse tension sont également incluses ; 2) le nombre d'utilisateurs affectés correspond au nombre de points de raccordement. Les valeurs de 2013 et 2014 ont été recalculées pour refléter ces modifications.

<sup>23</sup> System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

<sup>24</sup> System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

<sup>25</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>26</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.

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2017 de 21.3 minutes par année et par point de raccordement.

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2016 de 0,26 interruptions par année et par point de raccordement.

Alors que la fréquence des interruptions est restée relativement constante, on note une légère augmentation de la durée des interruptions perçue par les utilisateurs du réseau.

### ***CRITÈRES DE QUALITÉ DE SERVICE***

En plus de la qualité d'approvisionnement, donc de la qualité purement technique de la prestation des gestionnaires de réseau, l'Institut considère aussi que la qualité du service du gestionnaire de réseau envers le client est particulièrement importante.

L'Institut mesure et documente certains indicateurs relatifs à la qualité de service sur base des règlements E15/60/ILR et E15/61/ILR du 18 décembre 2015 déterminant les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service de l'électricité et du gaz naturel. Les données reçues par l'Institut pour l'année 2017 ne sont pas encore complètes, mais, contrairement aux données obtenues l'année passée, permettent ci-après une évaluation partielle de la qualité de service.

### ***NOUVEAUX RACCORDEMENTS***

En 2017, les GRD luxembourgeois ont réalisé 6 711 raccordements. Dans 135 cas, soit 2%, le délai maximal de 30 jours pour réaliser le raccordement après que la demande est complète a été excédé. Pour la communication de documents relatifs au raccordement, le délai maximal de 10 jours a été dépassé dans près de 10% des cas. En ce qui concerne l'installation de compteurs supplémentaires, les GRD ont reçu 482 demandes en 2017 – traitées dans les 10 jours dans 95% des cas, et ont effectué l'installation de 463 compteurs, dont seulement 2% avec un délai de plus de 30 jours.

### ***INTERRUPTION DE FOURNITURE***

Il y a eu un total de 955 interruptions de fourniture documentées au Luxembourg en 2017, dont 465 interruptions planifiées et 490 interruptions non planifiées. Les GRD indiquent que toutes les interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. En ce qui concerne les interruptions non-planifiées, seuls les clients concernés par 3 interruptions d'un même GRD ont été informés pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

### ***INFORMATIONS ENVERS LES CLIENTS***

Tous les GRD ont un site internet à l'aide duquel ils communiquent des informations à leurs clients. Un GRD dispose en plus d'un magazine à l'adresse de ses clients. Trois GRD indiquent en plus informer leurs clients par d'autres médias, comme des flyers, des lettres d'information ou les contrats.

Un seul GRD mesure la durée de réponse à des demandes d'information de la part de clients. Ce GRD a répondu à 70% des 1 628 demandes reçues dans le délai prévu de 5 jours ouvrables<sup>27</sup>.

### ***DONNÉES DE CONSOMMATION***

Un total de 1 256 demandes relatives aux données de consommation sont entrées chez les GRD en 2017. À peu près 50% des demandes ont été adressées aux GRD directement par le client, 38% par des fournisseurs, p.ex. dans le contexte d'un changement de fournisseur, et 16% par des tiers (p.ex. pour créer un passeport énergétique). Seul deux demandes ont été refusées en 2017.

### ***RÉCLAMATIONS***

Seuls deux GRD font un monitoring des réclamations reçues et du temps de réponse à ces réclamations. L'un de ces GRD a commencé ce monitoring en cours d'année, ce qui explique que l'évaluation de ces données n'a qu'une valeur limitée. Néanmoins, l'Institut note que les causes principales de réclamation étaient la procédure de raccordement (31%), des déconnexions pour non-paiement (31%) et des questions en relation avec les données de comptage (36%).

### ***SERVICES DE PERMANENCE***

Les services assurant la permanence chez les différents GRD ont été appelés 421 au total et ont dans tous les cas été sur place endéans les 2 heures.

### ***MESURES DE SAUVEGARDE***

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

Si malgré tout, une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution serait activé par le gestionnaire de réseau de transport Creos. Ce plan décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par Creos pour rétablir le plus rapidement possible et d'une manière coordonnée l'alimentation de ses clients après un black-out partiel ou total, en fixant notamment les procédures opérationnelles applicables à l'ensemble des acteurs concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d'équilibre). Ce plan est publié sur le site internet de Creos<sup>28</sup>.

### ***RÉGIME D'ACCÈS AU RÉSEAU 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

---

<sup>27</sup> Prévu par le règlement E16/30/ILR du 15 juillet 2016 déterminant la méthode de présentation et la procédure d'accès aux données de consommation d'électricité – pour le secteur électricité, ainsi que par le règlement E16/31/ILR du 15 juillet 2016 déterminant la méthode de présentation et la procédure d'accès aux données de consommation de gaz naturel – pour le secteur Gaz naturel.

<sup>28</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>

de producteurs décentralisés d'électricité produite par cogénération à haut rendement ou sur base d'énergies renouvelables, visant à donner à ces derniers plus de prévisibilité et de clarté sur les coûts et le calendrier de leur raccordement.

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

Le règlement grand-ducal du 24 avril 2017 est venu modifier le règlement grand-ducal du 1er août 2014. Cette modification détaille notamment les dispositions des procédures de mise en concurrence en vue de déterminer de nouvelles installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire, prévues par l'article 16 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Un premier appel d'offre en vue d'une telle mise en concurrence a d'ailleurs été lancé début 2018 pour une capacité de 20 MW d'électricité à partir de l'énergie solaire. Le règlement grand-ducal a aussi introduit la possibilité d'appels d'offre européens. Ceci donne la possibilité au Luxembourg de lancer des appels d'offres pour des centrales de production à partir d'énergie solaire conjointement avec d'autres États membres de l'Union Européenne. À cette fin, un accord de coopération doit être conclu avec le ou les pays en question, le principe de réciprocité doit s'appliquer et l'importation physique de l'électricité produite par les centrales soutenues par le Luxembourg doit être possible.

Le tableau suivant renseigne sur le nombre des demandes de raccordements ainsi que sur la mise en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2017 :

	Nombre	Puissance installée [kW]
Demandes de raccordement en 2017	525	57 011
Mises en service en 2017	372	5 307
Mises en service en 2017 (sur base d'une demande antérieure à 2017)	44	11 955
Mises hors service en 2017	3	722

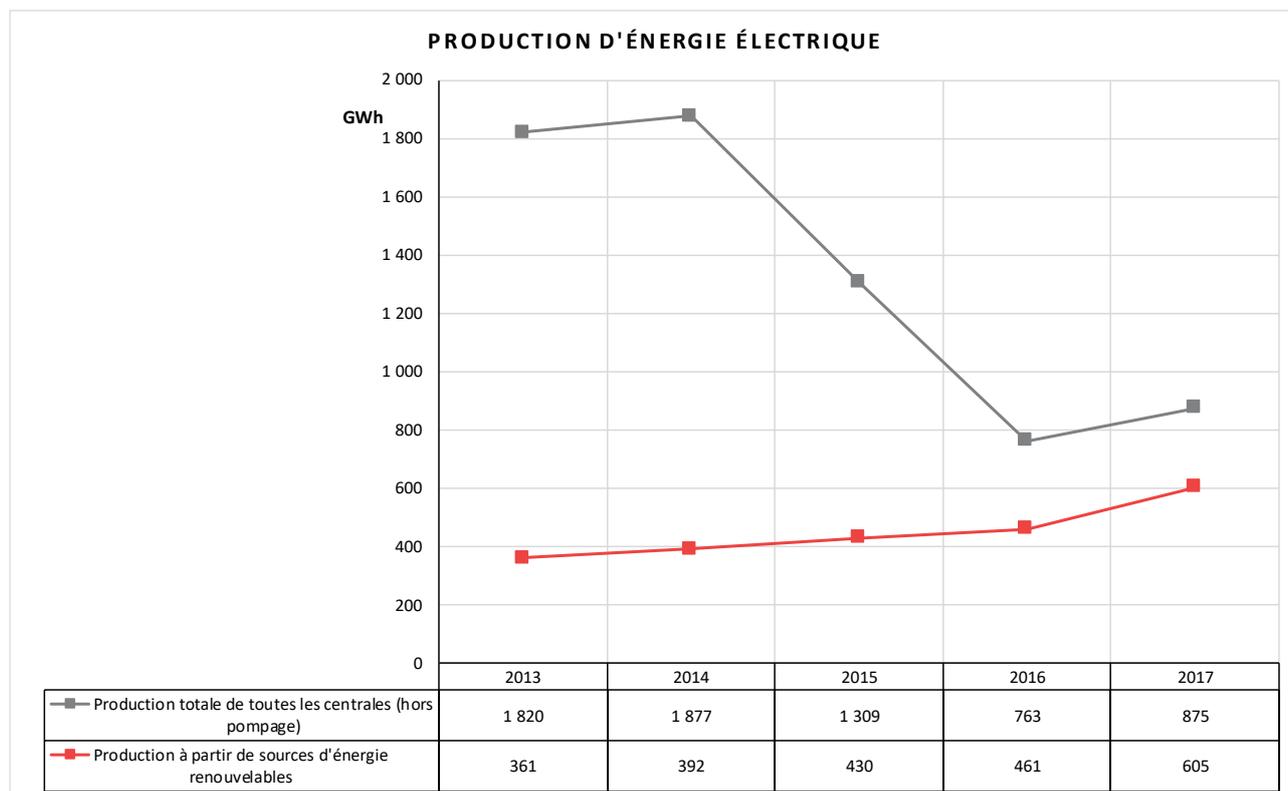
TABLEAU 6 – NOMBRE DES DEMANDES DE RACCORDEMENT ET DES MISES EN SERVICE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR BASE DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

En 2017, 525 nouvelles demandes de raccordement ont été faites auprès des GRD, un chiffre stable par rapport à 2016 (519 demandes). La puissance correspondant à ces demandes, par contre, est en forte hausse avec 57 011 kW contre 35 865 kW en 2016. En termes d'installations mises en service, l'Institut constate que le nombre de centrales a légèrement baissé avec 416 centrales, contre 449 en 2016. 44 de ces centrales ont été raccordées sur base de demandes antérieures. Par contre, la puissance mise en

service est en forte baisse, avec une puissance installée de 17 262 kW, contre 68 940 kW en 2016. Cette baisse s'explique surtout par le fait que fin 2016 22 centrales éoliennes avaient été mis en service représentant une puissance cumulée de près de 63 000 kW. En termes de puissance installée, seul près de 10% des demandes de raccordement en 2017 ont mené à une mise en service en 2017 ce qui indique que ces demandes vont mener à une mise en service de puissance considérable dans les années à venir.

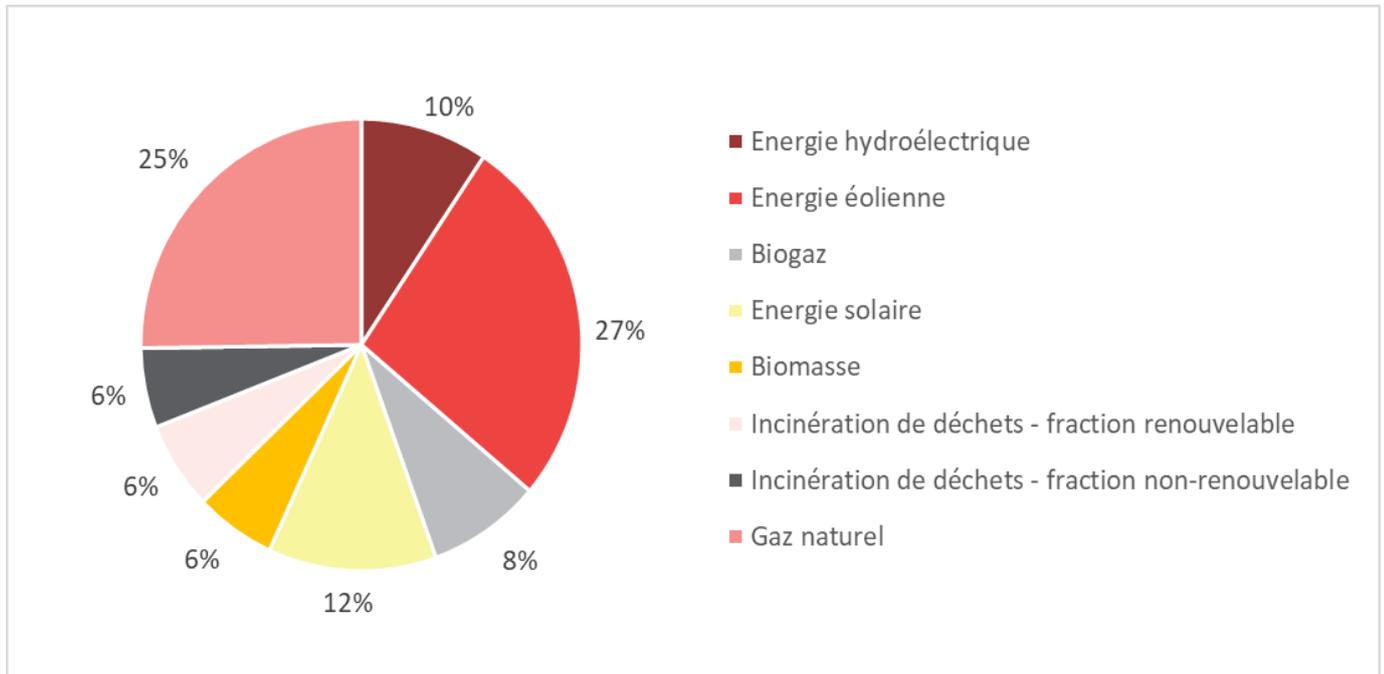
### PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La mise en service d'un nombre significatif de nouvelles centrales éoliennes fin 2016 s'est, en 2017, ressentie sur les quantités d'électricité produites à partir de sources d'énergies renouvelables, qui ont connu une augmentation de 31%. Avec 605 GWh produits (contre 461 GWh en 2017), la production à partir d'énergie renouvelables a couvert 9.25% de la demande totale du pays. Depuis la fermeture de la centrale turbine gaz vapeur d'Esch-sur-Alzette, la production renouvelable a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles, et représente 69% de la production nationale en 2017.



GRAPHIQUE 6 – PRODUCTION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ ET PRODUCTION À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES

En termes de source d'énergie primaire, l'énergie éolienne est, en 2017, pour la première fois la source d'énergie dominante dans le parc de production luxembourgeois, contribuant à hauteur de 27% à la production nationale. Le gaz naturel, combustible souvent utilisé dans les centrales de cogénération contribue en hauteur de 25% à la production nationale, alors que les 6813 centrales photovoltaïques du pays produisent 12% de l'électricité produite au Luxembourg.



GRAPHIQUE 7 – RÉPARTITION DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE POUR LA PRODUCTION NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ

### **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 2017, aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

Les conditions techniques de raccordement aux réseaux n'ont pas été modifiées en 2017.

En outre, dans le cadre de nouvelles réglementations européennes pour le raccordement des installations de production d'électricité entrées en vigueur en 2016 (voir § 4.1), l'Institut a fixé les critères d'octroi d'une dérogation aux exigences de raccordement prévues par le règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016, le règlement (UE) n° 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 et le règlement (UE) n° 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 par règlement ILR/E17/6. L'Institut a également octroyé à 4 entreprises, après décision conjointe entre les régulateurs de la même zone synchrone, le label de technologie émergente selon le règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du

14 avril 2016, et a reçu pour approbation la proposition de Creos définissant les seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité des types B, C et D.

### **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.

L'Institut a suivi le développement du modèle de communication de marché depuis le début de son développement, en participant en tant qu'observateur aux réunions du comité de pilotage réunissant les acteurs du marché et en organisant, en 2015 et 2016, deux consultations publiques au sujet des documents techniques décrivant le modèle de communication ainsi que les détails techniques y relatifs. Ces documents ont été finalisés par les GRD en 2017 et arrêtés par l'Institut 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.

Afin d'encadrer le développement continu de la communication de marché, et de permettre aux acteurs du marché d'éliminer les inévitables problèmes initiaux de manière structurée et efficace, le règlement ILR/E17/55 du 03 octobre 2017 fixe aussi un processus pour la mise à jour du modèle de communication de marché ainsi que pour les documents techniques associés. Ce processus tient compte du fait que les processus de communication de marché devront, dans les années à venir, être étendus et adaptés constamment au développement technologique et réglementaire du secteur.

Ces documents techniques, qui définissent en détail le format et contenu des messages relèvent de la responsabilité des gestionnaires de réseaux. Le règlement de l'Institut fixe les modalités suivant lesquels les GRD doivent se concerter avec les autres acteurs du marché pour différents types de modification de ces documents.

En ce qui concerne le modèle de communication de marché, donc le document qui décrit les différents processus couverts par la communication de marché et la structure des échanges y relatifs, il reste sujet à une approbation de la part de l'Institut. L'Institut veille à ce que toute modification proposée soit conforme au cadre légal et réglementaire et soumet ces modifications à une consultation publique avant de les arrêter par règlement.

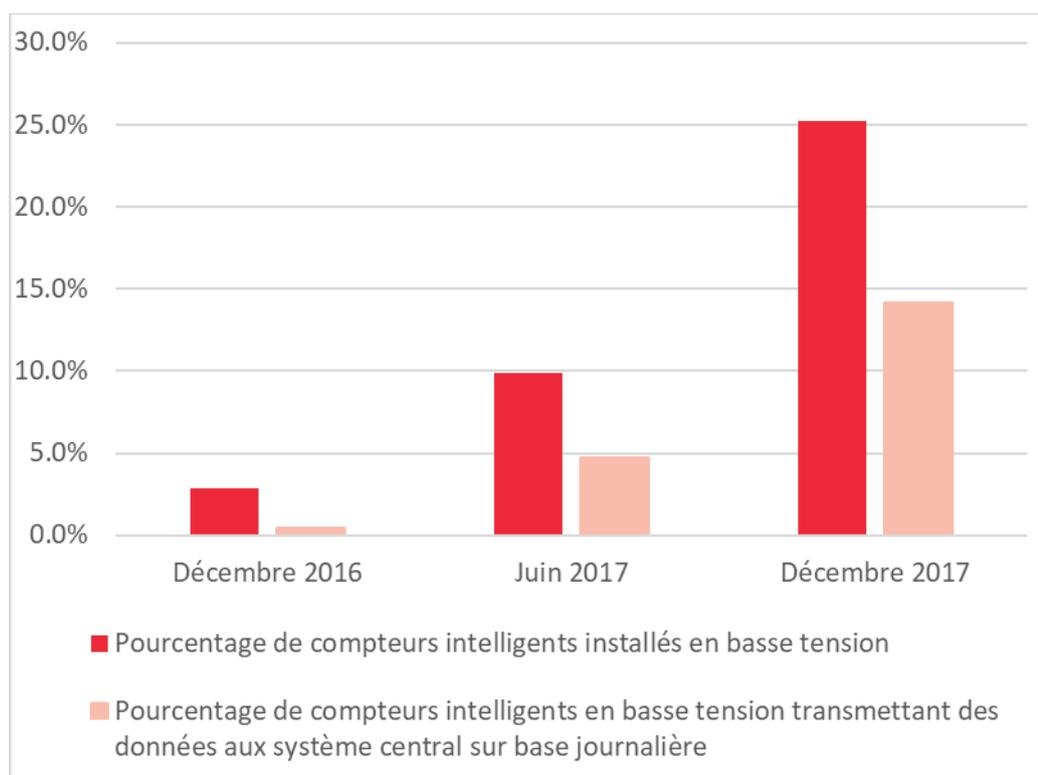
Le « go-live » de la communication de marché automatisée a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2017. Les premiers mois ont été marqués par un certain nombre de difficultés, qui ont engendrés une accumulation de cas à traiter manuellement chez certains acteurs, en particulier en rapport avec des emménagements et changements de fournisseur. Bien que de telles difficultés initiales ne sortent pas de l'ordinaire pour un projet informatique de cette envergure, l'Institut regrette les conséquences qu'elles ont eu sur la qualité

de service pour le client. L'Institut continue à suivre de près les travaux des GRD et autres acteurs de marché dans ce domaine.

### LE COMPTAGE INTELLIGENT

En 2017, le déploiement national du système de comptage intelligent a atteint sa vitesse de croisière. Ce déploiement est prescrit par la Loi Électricité prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016 »<sup>29</sup> et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité<sup>30</sup>.

Au 31 décembre 2017, un peu plus de 25% des points de comptage d'électricité en basse tension étaient équipés d'un compteur « Smarty ». Plus de la moitié de ces compteurs, représentant à peu près 14% des compteurs en basse tension communiquaient des données au système central une fois par jour. Ce décalage entre le moment de l'installation et de l'activation de la communication de données est dû au fait que les concentrateurs qui servent à collecter les données au niveau d'un transformateur ne sont pas toujours installés au même moment que les compteurs derrière ce transformateur. À noter que, si les données sont envoyées au système central du gestionnaire du système de comptage intelligent, Luxmetering GIE, elles n'ont pas encore été communiquées de manière automatisée aux fournisseurs en 2017.



GRAPHIQUE 8 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - ÉLECTRICITÉ

<sup>29</sup> Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>30</sup> Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Une fois déployé, le système de comptage intelligent permettra aux clients de mieux connaître leur consommation réelle et leur donnera ainsi plus de possibilités de l'adapter de manière durable. En outre, il permettra aux gestionnaires de réseau une gestion plus efficace de leurs réseaux et aux fournisseurs de mieux adapter leurs produits aux besoins du client.

### **LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE**

Dans le but de promouvoir la mobilité douce et durable ainsi que les transports publics, le gouvernement luxembourgeois a publié sa stratégie d'éco-mobilité en 2012. L'objectif fixé à l'époque est d'avoir, à l'horizon 2020, un parc roulant composé de 10% par des voitures électriques, soit 40.000 voitures. Cette vision ne peut pas se réaliser sans l'existence d'un réseau public d'infrastructures de recharge.

À cet effet, le déploiement d'une infrastructure commune de bornes de charge publiques pour véhicules électriques est entamé, les premières bornes « Chargy » ont été installées au courant de l'année 2016 par les gestionnaires de réseau de distribution qui se sont vu attribuer par la Loi Électricité la tâche de déployer cette infrastructure sur le territoire défini par leur concession. L'exploitation et l'entretien de l'infrastructure est également assurée par les gestionnaires de réseau (tandis que l'approvisionnement en électricité des bornes se fait par un fournisseur choisi par appel d'offre public). Au 31 décembre 2017, les gestionnaires de réseaux avaient, au total, installé 102 bornes Chargy sur un total de 800 bornes planifiées jusqu'en 2020 et 10 bornes appartenant à des tiers (bornes « Chargy OK ») étaient raccordées au système national de gestion des bornes de charge. Les utilisateurs pouvaient s'identifier aux bornes et payer par l'intermédiaire de 9 fournisseurs de service de charge différents.

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

#### **2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux**

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode applicable en 2017 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.

### **DESCRIPTION DU MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE**

2017 est donc la première année de la nouvelle période de régulation 2017 à 2020, encadrée par le règlement E16/12/ILR du 13 avril 2016. Pour cette période de régulation, l'Institut a maintenu les piliers de la méthode précédente tout en apportant des adaptations ponctuelles pour corriger les effets non désirables.

Les règlements sur les méthodes tarifaires fixent les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau pour la détermination de leurs coûts du réseau et la transposition de ces derniers en une structure tarifaire.

Les principes retenus concernent en outre le calcul des amortissements selon la méthode linéaire et sur base des investissements réalisés et évalués à leur valeur d'acquisition historique, ainsi que le calcul de la rémunération des capitaux.

Le règlement E16/12/ILR continue à tenir compte du découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés et d'une évaluation individuelle des projets d'investissements significatifs.

Un élément du revenu autorisé est représenté par les charges contrôlables pour lesquelles le montant est défini durant l'année de base. Ces charges sont adaptées annuellement à l'inflation, à l'extension de réseau et à l'objectif d'efficience. L'évolution du revenu autorisé devra permettre au gestionnaire de réseau de couvrir les charges liées à ses missions opérationnelles ordinaires sans porter atteinte au climat social. Tout effort additionnel consenti constitue un bénéfice supplémentaire pour le gestionnaire de réseau dans un premier temps et pour les consommateurs en fin de compte. Le règlement E16/12/ILR a permis de redéfinir le niveau des charges contrôlables en retenant l'année 2015 comme nouvelle année de base pour la période tarifaire 2017 à 2020. De cette manière les consommateurs ont profité des efficacités réellement atteintes par les gestionnaires de réseau durant la première période de régulation. Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation non contrôlables correspond au montant réellement encouru de ces charges.

Malgré le maintien des grands principes de la méthode précédente, le nouveau règlement a apporté des adaptations au niveau de certains effets non désirables constatés au cours de la première période de régulation, à savoir :

- Introduction d'une incitation à développer les projets d'investissement individuels en accord avec la planification du projet tout en gardant la flexibilité nécessaire en cas d'imprévus ;
- Introduction d'un avantage financier pour le gestionnaire de réseau et les utilisateurs en cas d'une bonne gestion financière du projet.

Pour l'estimation des paramètres du coût moyen pondéré du capital (WACC ou Weighted Average Cost of Capital), l'Institut a maintenu dans son règlement E16/12/ILR une approche à moyen terme à visibilité suffisante, introduite initialement suite à une consultation publique organisée en 2015/2016, et qui avait pour objectif d'être proche des marchés financiers tout en évitant une volatilité non souhaitée. L'Institut est d'avis que cette continuité permet de garantir la prévisibilité pour les entreprises régulées et leurs actionnaires avec un taux de rémunération représentant le coût d'opportunité du capital. L'optique moyen terme permet de fixer un taux de rémunération dont les paramètres sont revus après une période de 4 ans à moins que l'évolution sur les marchés financiers rende une adaptation préalable indispensable. 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 pour la détermination des paramètres du coût moyen pondéré du capital, puisque les variations s'équilibrent au fil du temps. Le maintien de la méthodologie englobant une approche à moyen terme, en cohérence avec la

méthodologie actuelle, est dès lors indispensable pour éviter des effets non désirables pour les utilisateurs du réseau ou les gestionnaires de réseau. À l'issue de la consultation publique le nouveau taux du coût moyen pondéré du capital a été fixé à 6,12%, comparé à un taux de 7,60% durant la première période de régulation. Cette diminution s'explique par une nette réduction du taux sans risque, estimé à partir des taux d'intérêt à long terme publiés pour le Luxembourg, sur une optique à moyen terme.

Étant donné que les mesures incitatives appliquées aux charges d'exploitation et aux charges de capital ne sont pas coordonnées entre elles, le règlement E16/12/ILR définit la proportion annuelle maximale des charges d'exploitation capables à être portées à l'actif. L'objectif de cette mesure est d'éviter que les transferts comptables résultent en gains ou pertes d'efficacité non justifiés lorsque le volume des investissements est variable d'année en année.

Des adaptations à la structure tarifaire ont été introduites pour rendre son application plus transparente et pour incorporer adéquatement les développements en matière d'autoconsommation et de comptage intelligent.

En matière d'autoconsommation, le règlement E16/12/ILR a introduit une composante de disponibilité du réseau, appliquée lorsqu'une installation locale de production d'électricité réduit l'électricité prélevée au point de fourniture de l'utilisateur du réseau. En effet, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, les tarifs réseau sont appliqués aux prélèvements des réseaux au lieu de la consommation comme jusqu'à présent, ce qui rend nécessaire cette composante pour rémunérer la puissance mise à disposition par le réseau en cas de non-disponibilité de l'installation de production. Par ces dispositions, l'autoprodacteur dispose d'un statut bien défini dans la méthode tarifaire et les gestionnaires de réseau disposent d'un élément qui leur permet de clarifier leur facturation. En effet, avant l'introduction de cette composante, un autoprodacteur était facturé sur base de consommation totale sans distinguer si sa consommation est couverte par sa propre production à un moment donné, ou non. Ce changement permet à l'utilisateur du réseau de substituer l'achat d'électricité par sa propre production, d'économiser la contribution sur le mécanisme de compensation sur l'énergie autoconsommée et de mettre à disposition du marché et du réseau la flexibilité éventuelle de son installation.

Du 3 octobre au 6 novembre 2017, l'Institut a mené une consultation publique dans l'optique d'apporter des changements à la structure tarifaire prévue par le règlement E16/12/ILR afin de permettre l'introduction de tarifs d'utilisation réseau adaptés aux autoproduteurs capables de gérer leur demande par rapport au réseau. En résultat de cette consultation, le règlement ILR/E17/78 du 1<sup>er</sup> décembre 2017 ajoute un paragraphe 15bis à l'article 19 du règlement E16/12/ILR imposant aux gestionnaires de réseau de définir un tarif fixe pour les autoproduteurs qui se base exclusivement sur le niveau de puissance souscrite pour le prélèvement du réseau. Ce tarif qui vise les autoproduteurs connectés au réseau BT, capables de réduire leur puissance maximale prélevée du réseau, sera appliqué aux autoproduteurs qui en font la demande et qui remplissent les conditions définies par les gestionnaires de réseau.

Au niveau du comptage intelligent, l'Institut a introduit le règlement E16/14/ILR du 14 avril 2016 fixant les modalités de détermination des coûts et les mesures incitatives liés au déploiement du système de comptage intelligent. Les dispositions de ce règlement permettent de vérifier l'avancement de

déploiement ainsi que de vérifier 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.

En complément le règlement E16/12/ILR fixe un cadre pour la mise en place de tarifs communs entre les différents gestionnaires de réseau, en exigeant dans ce cas l'élaboration d'un système de compensation permettant à chacun d'entre eux de couvrir son revenu autorisé. L'introduction de rémunérations additionnelles donne des incitations financières aux gestionnaires de réseau qui réalisent volontairement des projets à haute valeur ajoutée pour le consommateur, à savoir :

- la mise en place d'une péréquation nationale ;
- l'équipement des postes de la moyenne et basse tension par des systèmes de surveillance et de commande à distance ;
- la dissociation des métiers pour rendre indépendant les gestionnaires de réseau verticalement intégrés ;
- l'inscription du gestionnaire de transport sur la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne ;
- l'acceptation de nouveaux fournisseurs qui commencent l'activité de fourniture à des clients finals sur le réseau de la moyenne ou basse tension et qui n'avaient encore jamais fourni de l'électricité à des clients finals au Luxembourg ;
- l'introduction d'une plateforme informatique centralisée des informations énergétiques ;
- l'intégration avec le marché d'ajustement allemand ; et
- la mise en place d'une structure tarifaire évoluée permettant d'améliorer la participation de l'utilisateur du réseau à l'efficacité du système.

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. Plus le gestionnaire de réseau propose des services non liés au transport ou à la distribution, plus le besoin de supervision et de contrôle par le régulateur de la dissociation comptable et fonctionnelle est important.

Le règlement E16/12/ILR reprend cette thématique et stipule que les services accessoires sont 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 cas par cas pour déterminer son appartenance au périmètre régulé ou non.

Dans un but d'augmenter la visibilité 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 indentifiables.

## TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2017, l'Institut a examiné et accepté la proposition commune des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux d'électricité, applicables à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 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 va faciliter la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

En outre, les frais réseaux d'un ménage sont seulement en partie proportionnels à la consommation électrique (en kilowattheure – kWh). En effet, un quart des frais du réseau est réparti, sous forme d'une redevance mensuelle fixe, en fonction de la puissance du raccordement. La redevance mensuelle fixe est due quel que soit la consommation effective et même en l'absence d'une consommation électrique.

Cette redevance contribue à financer les coûts relatifs aux réseaux dont le bon fonctionnement est indispensable pour garantir une sécurité d'approvisionnement en électricité. En effet, les coûts relatifs aux réseaux dépendent 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 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>31</sup>, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau [EUR / MWh] <sup>32</sup>				
		2013	2014	2015	2016	2017
Client résidentiel DC	2,5 - 5	73,1	71,0	71,0	74,6	63,9
Client industriel IC	500 - 2.000	24,5	25,9	25,8	36,7	29,3

TABLEAU 7 – TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS

<sup>31</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

<sup>32</sup> Données issues d'Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>). Les données annuelles sont basées sur les sources de données du 2<sup>ème</sup> trimestre de chaque année. À partir de 2017, Eurostat ne publie qu'une seule valeur annuelle.

L'année 2017 marque le début de la deuxième période de régulation. En outre des changements mentionnés ci-dessus, nous constatons l'abolition des tarifs pour compteurs BHP en BT pour harmoniser les tarifs réseau en basse tension. Ensuite l'introduction de la nouvelle redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau a permis de faire abstraction de l'ancienne prime mensuelle. Et finalement, un catalogue de services a été établi. Ce document, publié par les gestionnaires de réseau, décrit les différents tarifs ainsi que leurs conditions d'application.

En 2017, le revenu maximal autorisé a baissé de 9% par rapport à 2016. Cette baisse s'explique par une diminution du taux de rémunération des capitaux (WACC), d'une nouvelle base pour les coûts contrôlables qui se situe à un niveau moins élevé qu'en 2016 ainsi que des apurements partiels du compte de régulation plus élevés qu'en 2016. Ces effets à la baisse ont néanmoins été atténués par une augmentation de la base d'actifs régulés.

Les tarifs d'utilisation du réseau basse tension baissent en moyenne de 14%, une baisse qui est plus prononcée pour les utilisateurs à forte consommation.

#### **2.1.4. Questions transfrontalières**

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne ne subissent actuellement pas de manque de capacité. L'interconnexion Bedelux avec la Belgique est en phase de test opérationnel avant commercialisation. Dès lors aucune attribution de capacité n'a eu lieu en 2017 et aucune gestion de la congestion n'était donc requise en 2017 sur les lignes d'interconnexion.

#### **UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES**

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale (980 MW en situation dégradée N-1 contre 1700 MW en situation normale pour les lignes en provenance de l'Allemagne) n'a pas été atteinte ; en 2017, la puissance maximale mesurée était de 860 MW, y compris les transits vers la Belgique (voir ci-après), sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg. Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion ne subissent donc actuellement pas de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût aux acteurs du marché, conjointement avec la confirmation de leur programme de nomination *day-ahead*. L'application de règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions, tout comme la surveillance par le gestionnaire de réseau de transport de l'utilisation des rentes de congestion, n'est donc pas requise à l'heure actuelle.

Depuis octobre 2017, le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV construit en 2015 sur le poste haute tension de Schifflange au Luxembourg permet une capacité d'échange avec la Belgique de 400 MW. Le PST a été mis en phase de test opérationnel avant la commercialisation, dont la date a été reportée suite à une étude approfondie du groupe de projet (composé d'Elia, Creos et Amprion) ayant montré que l'effet sur le bien-être de la zone Europe Centre-ouest serait neutre alors que les processus opérationnels deviendraient considérablement plus complexes. Les premiers éléments de la phase test indiquent pendant 90% du temps des flux d'exportation vers la Belgique, engendrant ainsi un flux de

transit depuis l'Allemagne via le Luxembourg pour alimenter la Belgique. Les flux de transit ont engendré une augmentation de la puissance maximale importée à partir de l'Allemagne, jusqu'à atteindre 860 MW.

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne sont restées stables pour atteindre 4,30 TWh en 2017. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique se sont élevées à 0,53TWh et en provenance de la France à 0,89 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont légèrement augmenté pour atteindre 0,052 TWh (0,006 TWh en 2016). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France<sup>33</sup> et vers l'Allemagne.

Volume importé [GWh]	2013	2014	2015	2016	2017
Belgique	940	185	256	313	532
France	297	1 118	1 054	1 139	888
Allemagne	4 137	4 152	4 248	4 314	4 302
Total	5 374	5 455	5 557	5 765	5 722

TABLEAU 8 – IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ

Volume exporté [GWh]	2013	2014	2015	2016	2017
Belgique	868	1 006	488	6	52
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
Total	868	1 006	488	6	52

TABLEAU 9 – EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ

Afin de faire face aux défis opérationnels futurs de l'Union européenne en terme de *market coupling*, l'Institut et Creos participent aux travaux au sein des régions Centre-Ouest (CWE) et Nord-Ouest (NWE : CWE + pays nordiques<sup>34</sup> + Royaume-Uni).

Les projets relatifs à l'attribution de capacité de transport transfrontalière à court terme concernés sont :

- l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région CWE (modèle Flow-based);
- l'allocation de capacité en *day-ahead* au sein de la région NWE (flow-base CWE couplé à ATC – Available Transfer Capacity – hors CWE);
- l'allocation de capacité en *intraday* au sein de la région NWE (Projet XBID<sup>35</sup>- modèle ATC).

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

<sup>33</sup> Exportations < 5 MWh

<sup>34</sup> Pays nordiques : Danemark, Finlande, Norvège, Suède.

<sup>35</sup> XBID : Cross Border Intraday projet pour la frontière belgo-néerlandaise.

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

### **DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES**

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

Comme déjà précisé ci-avant, à cette fin, un transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV a été construit en 2015 sur le poste haute tension de Schifflange au Luxembourg. L'installation de cet équipement permettra de créer un corridor d'échanges commerciaux entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne grâce à une meilleure gestion des flux d'énergie électrique, tout en utilisant des lignes existantes. Après une étude approfondie et une analyse de données détaillées sur l'impact prévu du PST sur le marché day-ahead, ayant montré que l'impact serait neutre sur le bien-être de la région Centre-Ouest tandis que les processus opérationnels deviendraient bien plus complexes, les gestionnaires de réseau de transport Creos et Elia ont lancé une phase de test d'un an, démarrée en octobre 2017. À l'issue de cette phase de test, un examen approfondi sera effectué pour vérifier les hypothèses de base retenues lors de la définition des marges de sécurité à l'horizon day-ahead, en tenant compte des enseignements tirés de l'utilisation effective en temps réel afin de déterminer si une mise à disposition de capacités de transport plus élevée qu'initialement peut être envisagée sur l'interconnecteur.

La 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 3<sup>ème</sup> liste de PCIs de 2017, au vu des reconsidérations de développements de réseau potentiels avec les pays voisins, notamment avec l'Allemagne.

Ces développements s'inscrivent dans l'accompagnement de la demande croissante en électricité prévue d'ici 2035, du fait de la croissance démographique, de l'augmentation du nombre de data centres implantés au Luxembourg et de l'essor de la mobilité électrique.

### **SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT**

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, la Loi Électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national, à mettre à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Électricité. Ce plan 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 décennal reçu

début 2017 (plan 2017-2026) reprend les phases futures des projets d'interconnexion à l'étude mentionnés plus haut.

L'Institut doit également analyser la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOe, conformément au règlement européen 714/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport pour l'électricité. Le TYNDP 2016 ne reprend que le projet d'interconnexion avec la Belgique, dans la mesure où l'étude d'expansion du réseau côté allemand n'a été lancée que courant 2016.

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

### **COOPÉRATION RÉGIONALE**

L'Institut est impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans les initiatives régionales Centre-Ouest (CWE) et Nord-Ouest.

En 2017, l'Institut a principalement suivi le projet de couplage des marchés *intraday* au sein de la région Nord-Ouest et le projet de calcul des capacités *day-ahead* basé sur le modèle *flow-based* au sein de la région CWE.

D'autre part, la mise en place des règlements CACM et FCA des premières discussions ont eu lieu entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport au sein de CWE et CEE (Central & Eastern Europe), afin de développer les méthodes de calcul de capacité *day-ahead* et *intraday* au sein de la zone fusionnée (région CORE) suite à la décision de l'ACER n°06/2016 du 17 novembre 2016 définissant les régions de calcul de capacité.

## **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/AT/LU.

Dans l'attente de la mise en place de la fonction d'opérateur de couplage du marché, des modalités concernant la présence de plusieurs NEMO dans une seule zone de dépôt des offres et de la méthodologie de calcul de capacité par les gestionnaires de réseau de transport de la région Core conformément au Règlement CACM, les transactions sur le marché *day-ahead* DE/AT/LU ont été réalisées auprès d'EpexSpot, désigné par l'Institut comme opérateur du marché de l'électricité (NEMO) au Luxembourg pour l'acquittement des missions liées au couplage unique *day-ahead* et *intraday*, tandis

que les transactions sur le marché *intraday* DE/AT/LU ont été réalisées à la fois auprès d'EpexSpot et de Nordpool AS, également désigné par l'Institut comme NEMO au Luxembourg pour ces deux marchés.

En 2017, la convergence des prix *day-ahead* entre les zones de prix de la région Centre-Ouest, a légèrement diminué pour atteindre 37.9% contre 39.2% en 2016, avec des prix plus élevés sur les zones de prix belge et française, notamment du fait de congestions sur les lignes de transport internes de certains gestionnaires de réseau de transport qui ont limité les échanges.

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014<sup>36</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.

### **SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS**

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

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

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

Le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Il permet de préciser l'ensemble du dispositif de

<sup>36</sup> <http://data.legilux.public.lu/file/eli-etat-leg-annexe-2014-04-fr-pdf.pdf>

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 2017 aucun nouvel acteur ne s'est enregistré sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2017, le Luxembourg comptait sur CEREMP 26 acteurs de marché par le fait qu'ils sont établis au Grand-Duché et qu'ils exercent depuis le Luxembourg des transactions soumises à déclaration sous REMIT. À côté de ces acteurs de marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2017 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>37</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 (OMPs – Organised Market Places), y compris les ordres, ainsi que les données fondamentales, qui sont soumises à l'obligation de reporting envers l'ACER en application de l'article 8(1) de REMIT. En outre, selon l'article 12(2) du règlement d'exécution précité, depuis le 7 avril 2016 les obligations de reporting vers l'ACER de transactions prévues à l'article 8(1) de REMIT ont été élargies également aux acteurs de marché concluant des transactions du marché de gros de l'énergie hors OMPs.

Au cours de l'année 2017 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>38</sup>.

Au cours de l'année 2017, l'Institut a défini l'organisation en collaboration avec le régulateur belge fédéral CREG et le régulateur néerlandais ACM d'un sondage qui sera effectué en 2018 sur la conformité à l'article 15 de REMIT de JAO S.A., plateforme pour l'allocation des capacités transfrontalières de transmission d'électricité. Ainsi, vue l'envergure de son activité, elle est considérée en tant que « Personne organisant des transactions à titre professionnel » (PPAT) en application de l'article 15 de REMIT.

---

<sup>37</sup> Plus d'information sur les [notifications](#) à effectuer par les PPATs sur le site Internet de l'ACER.

<sup>38</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/>

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 des 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.

### ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Creos est importée physiquement depuis l'Allemagne, alors que les productions indigènes dans la zone Creos n'atteignent que 16,9% de l'énergie consommée en 2017, dont 77,5% provient de centrales de production du régime réglementé.<sup>39</sup>

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. Le tableau 10 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2015 à 2017: l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats à long terme. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés spot a connu une forte baisse en 2017. Ces contrats ne représentaient plus que 5% en moyenne en 2017 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 12% en 2016.

	Clients résidentiels	Clients professionnels		Moyenne 2017	Moyenne 2016	Moyenne 2015
		(< 2 GWh/an)	(> 2 GWh/an)			
<b>Marchés organisés "SPOT"</b> (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	5%	4%	6%	5%	12%	9%
<b>Marchés organisés "à terme"</b> (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardises contracts)	1%	4%	5%	4%	22%	2%
<b>Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans</b> (p.ex. OTC)	47%	34%	46%	42%	45%	80%
<b>Autres contrats bilatéraux d'une durée &gt; à 2 ans</b> (p.ex. OTC)	46%	58%	44%	49%	21%	9%

TABLEAU 10 – MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINAUX

<sup>39</sup> Il s'agit de valeurs physiques.

### 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 de l'Économie. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la Loi Électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (26 fournisseurs autorisés au 31 décembre 2017) est accessible sur le site<sup>40</sup> internet de l'Institut.

Dix entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 306.577 consommateurs<sup>41</sup>.

Les consommateurs sont segmentés en trois groupes de consommateurs, les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation de 2 GWh par an, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur professionnel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh<sup>42</sup>. Comme en 2016, il n'y a pas eu de nouveaux entrants sur le marché de détail de l'électricité.

#### **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.

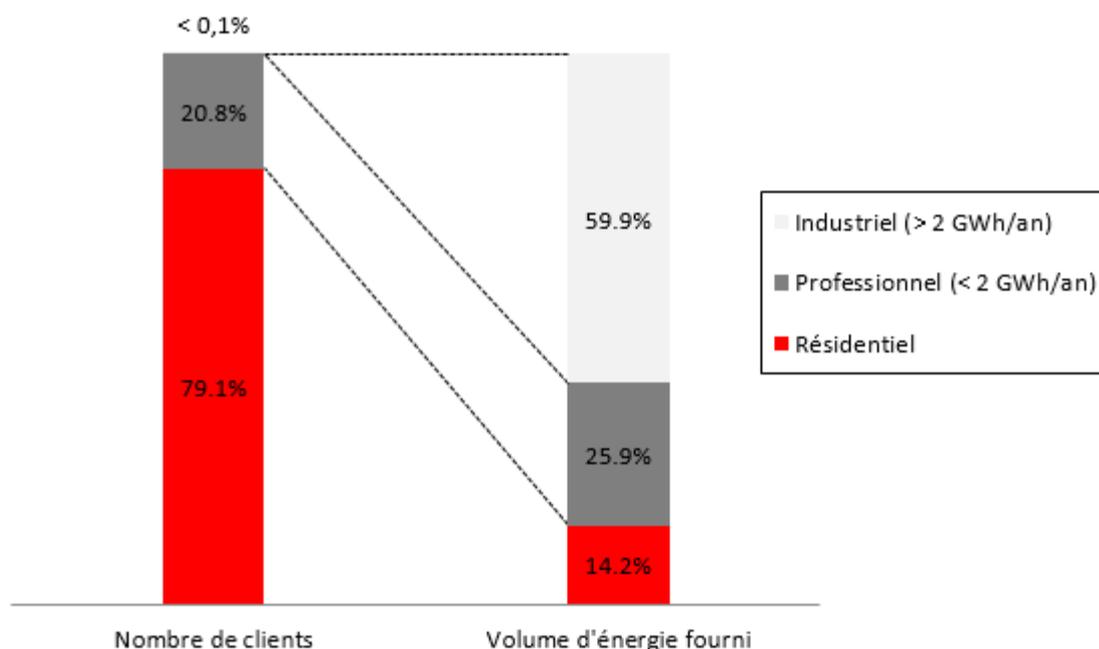
	<b>Volume d'énergie fournie 2017 (TWh)</b>	<b>Nombre de points de fourniture</b>
<b>Secteur résidentiel</b>	0,9	242 595
<b>Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)</b>	1,7	63 768
<b>Secteur industriel (&gt; 2 GWh/an)</b>	3,9	214

TABLEAU 11 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2017

<sup>40</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>41</sup> Points de fourniture

<sup>42</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.

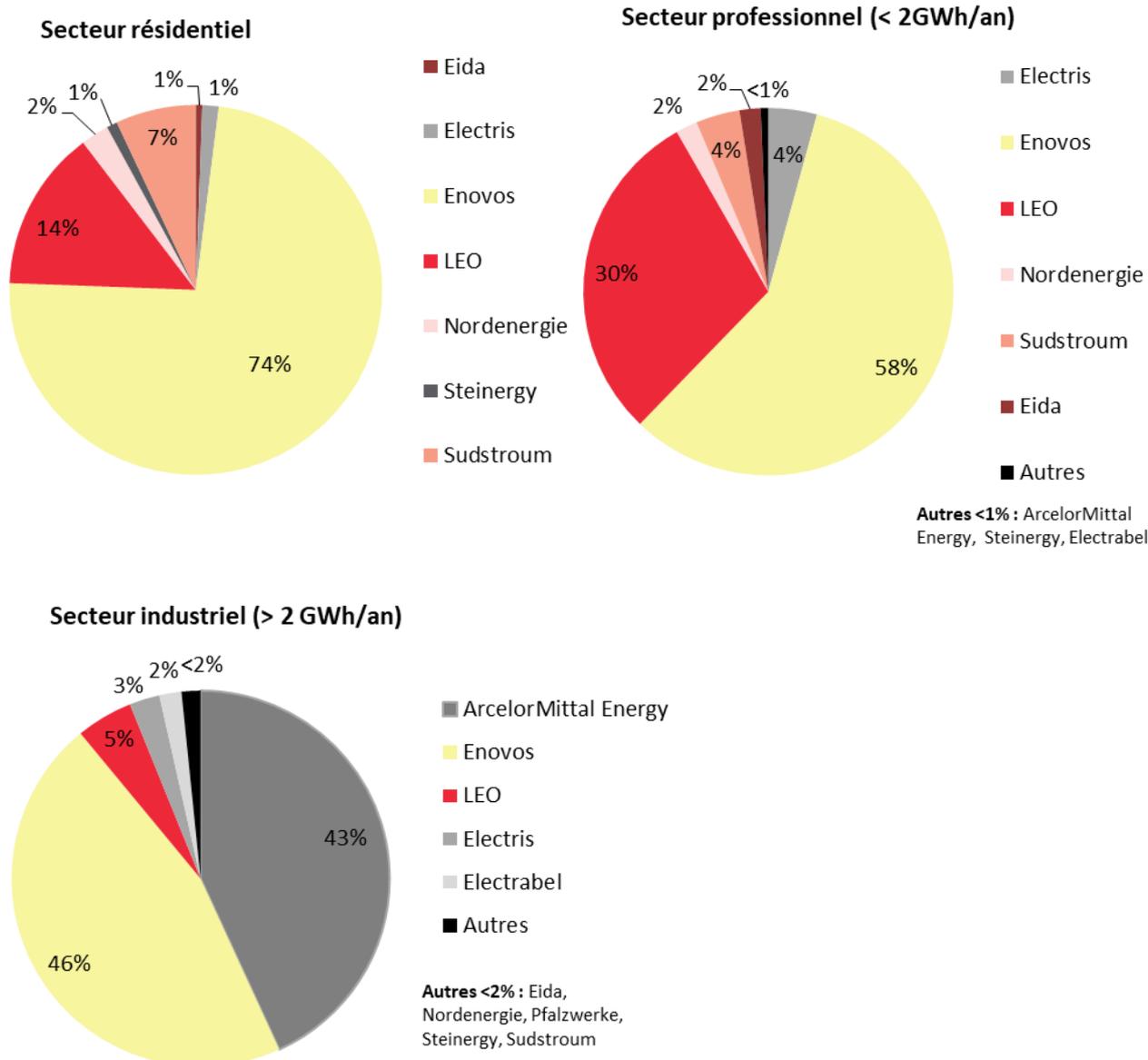


GRAPHIQUE 9 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS

Volume d'énergie fournie (en TWh)	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel	0,913	0,914	0,914	0,903	0,917
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,637	1,585	1,607	1,651	1,673
Secteur industriel (> 2GWh)	3,914	3,756	3,847	3,803	3,864

TABLEAU 12 – ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2017. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 10. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg, LEO (Luxembourg Energy Office) S.A., Nordenergie S.A., Steinerger S.A.), ceci surtout sur le secteur résidentiel et le secteur des PME.

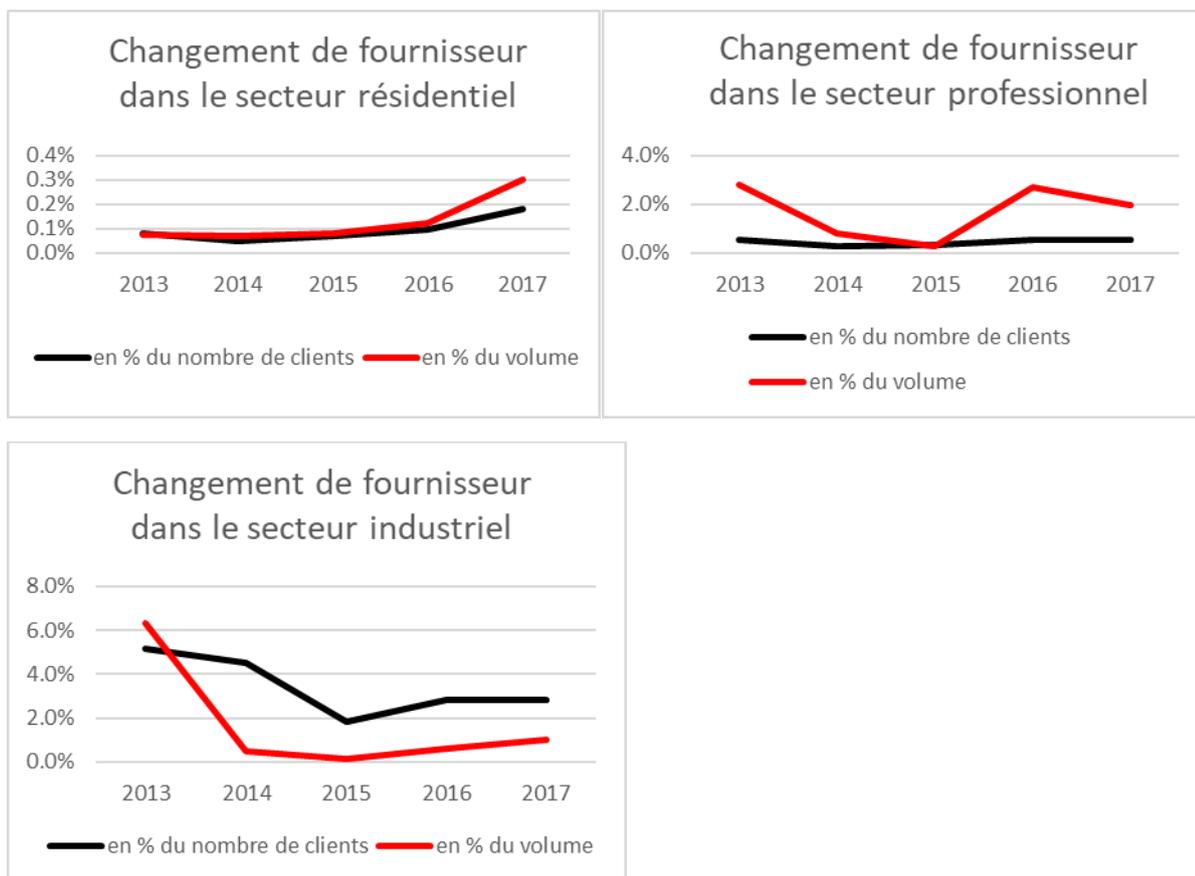


GRAPHIQUE 10 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

### TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2017, 776 consommateurs ont changé de fournisseur, contre 571 en 2016. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondus, a été de 1,1 % en termes de volume et de 0,3 % en termes de nombre de clients.

Le graphique 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 11 – ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT

Le tableau 13 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2016 et 2017.

ANNEE	2016		2017	
	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes	En termes de nombre de clients
Taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité				
Segment résidentiel	0.1%	0.1%	0.3%	0.2%
Segment professionnel (<2GWh)	2.7%	0.5%	2.0%	0.5%
Segment industriel (>2 GWh)	0.6%	2.8%	1.0%	2.8%
<b>Toutes catégories de client confondues</b>	<b>1.1%</b>	<b>0.2%</b>	<b>1.1%</b>	<b>0.3%</b>

TABLEAU 13 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2016 ET 2017

Par rapport à l'année 2016, l'activité de changement de fournisseur a été plus élevée dans le segment résidentiel, en termes de clients et de volume, ainsi que dans le segment industriel en termes de volume. En effet, un petit nombre de clients industriels représentent une consommation relativement importante dans le marché de l'électricité et leur changement provoque une hausse significative du taux de changement en termes de volume. Par ailleurs, la hausse de changement de fournisseur dans le

segment résidentiel a été favorisée par la popularité du comparateur en ligne de prix pour l'électricité et le gaz naturel calculix.lu, dont le nombre des sessions enregistrées a augmenté de presque 25% par rapport à l'année 2016.

- **Segment résidentiel**

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 14,2% du marché de l'électricité, 432 changements de fournisseur ont été opérés en 2017 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,2% en termes de nombre de clients et de 0,3% en termes de volume (voir Graphique 11). À première vue, ce faible taux peut s'expliquer par la faible différence de prix entre les offres des différents fournisseurs d'électricité. Cependant, cette différence de prix n'est pas négligeable pour un petit ménage et elle devient encore plus importante pour les ménages plus grands. En effet, un consommateur moyen (4000 kWh) en 2017 pouvait épargner 54 euros par an et un ménage de plus de 4 personnes jusqu'à 75 euros en changeant le produit du fournisseur standard avec celui du moins cher. Une comparaison des offres de prix de fourniture d'électricité pour les clients résidentiels a été récapitulée au tableau 14 pour les années 2014 à 2017 (à titre exemplaire 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>43</sup> La consommation par nombre de personnes dans le ménage est indicative :

Écart Calculix entre produit standard et produit le moins cher				
année	consommation	ménage	écart	date contrôle
2017	4000 kWh/an	2 personnes	54,00 €	10.12.2017
	6000 kWh/an	4 personnes	68,04 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	75,06 €	
2016	4000 kWh/an	2 personnes	88,56 €	10.12.2016
	6000 kWh/an	4 personnes	119,88 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	135,54 €	
2015	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2015
	6000 kWh/an	4 personnes	40,12 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	45,33 €	
2014	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2014
	6000 kWh/an	4 personnes	44,63 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	53,18 €	

TABLEAU 14 – 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. Au sein d'un même fournisseur, il y a eu un total de 5 914 changements de contrats de fourniture par les clients résidentiels en 2017 (tous fournisseurs confondus), ce qui sur une totalité de 242 595 clients résidentiels au Grand-Duché de Luxembourg représente un taux de changement interne auprès d'un même fournisseur de 2.4%, par rapport à 9.4% de l'année 2016. La baisse du taux de changements internes par rapport à l'année précédente s'explique dans un changement de méthodologie dans le calcul de ce taux. En effet, le taux de changement au sein du même fournisseur vise notamment les changements de tarifs (p.ex.

<sup>43</sup> <http://www.calculix.lu/>

changement d'un produit standard vers un produit spécifique) ou de durée contractuelle (p.ex. changement d'une formule de prix à durée déterminée vers une formule de prix à durée indéterminée). Les changements liés au mode de facturation ou aux remises appliquées, même si liés à un changement du nom de l'offre, ne sont pas visés.

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée (92% contre 93% en 2016%) tout en étant résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois. Des contrats à durée déterminée (8% contre 7% en 2016%), le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Ainsi, par rapport à l'année 2016, le nombre des contrats souscrits à durée déterminée a légèrement augmenté. Des remises diverses sont également offertes, notamment pour la domiciliation bancaire ou la facturation électronique. En particulier, fin 2017 12% avaient opté pour la facturation électronique, contre 88% de clients qui sont restés avec la facturation papier. La répartition des clients résidentiels par mode de facturation (papier ou électronique) est restée inchangée entre 2016 et 2017<sup>44</sup>.

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

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 338 clients ont changé de fournisseur au cours de l'année 2017. Ces clients représentent un volume annuel total de 33 GWh, soit une diminution de 11,9 GWh par rapport à 2016. Avec un taux de changement en termes de nombre des clients dans ce segment de 0,5% et en termes de volume de 2,0%, ce taux par rapport à 2016 a augmenté en termes de volume (0,7% en 2016).

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

Dans le secteur industriel, 6 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 38 GWh, soit une augmentation de 17 GWh par rapport à 2016 ce qui représente pour le segment industriel un taux de changement en 2017 de 2,8% en termes de nombre de clients et de 1,0% en termes de volume.

### **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 :

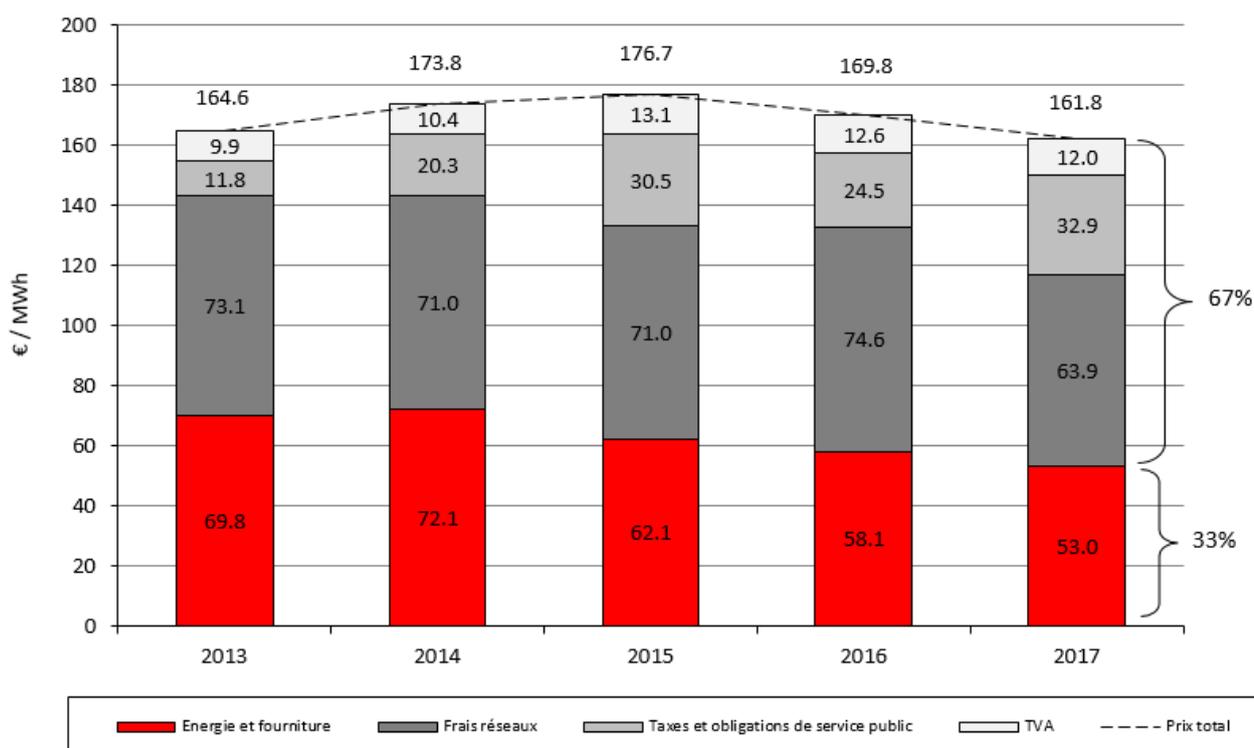
1. le prix de l'énergie électrique fourni par votre fournisseur ;

---

<sup>44</sup> La répartition renseignée dans le rapport couvrant l'année 2016 a été rectifiée sur base des chiffres corrigés de la part des certains fournisseurs parvenus à l'Institut lors de la rédaction du présent rapport couvrant l'année 2017.

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 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat<sup>45</sup> pour le second semestre des années 2013 à 2017.



GRAPHIQUE 12 – DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

Les prix de la fourniture intégrée pour les clients résidentiels ont diminué de 5% en 2017 par rapport à 2016. La diminution s'explique notamment par une forte diminution des frais réseaux et une baisse de la composante « énergie et fourniture » alors que les taxes et obligations de service public (contribution au mécanisme de compensation) ont augmenté entre 2016 et 2017.

Le graphique 13 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)<sup>46</sup> - EEX<sup>47</sup> Power Derivatives -Phelix Futures) avec livraison entre 2013 et 2018

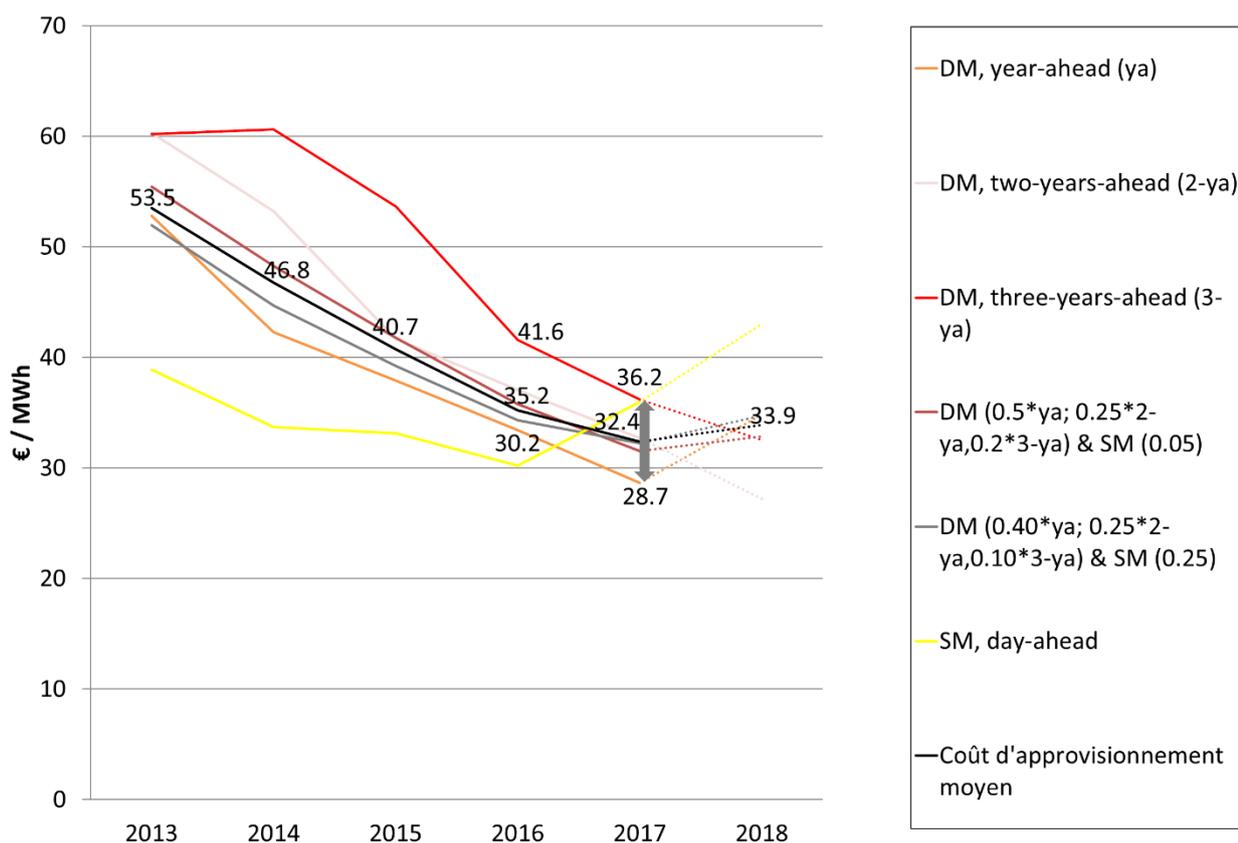
<sup>45</sup> Le graphique se rapporte au client-type Dc qui a une consommation annuelle en électricité entre 2500 et 5000 kWh (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

<sup>46</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>47</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.

ainsi que le développement sur le marché « spot » (Power Spot Market (SM)<sup>48</sup> - EpexSpot - Market Area Germany/Austria) 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>49</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 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.



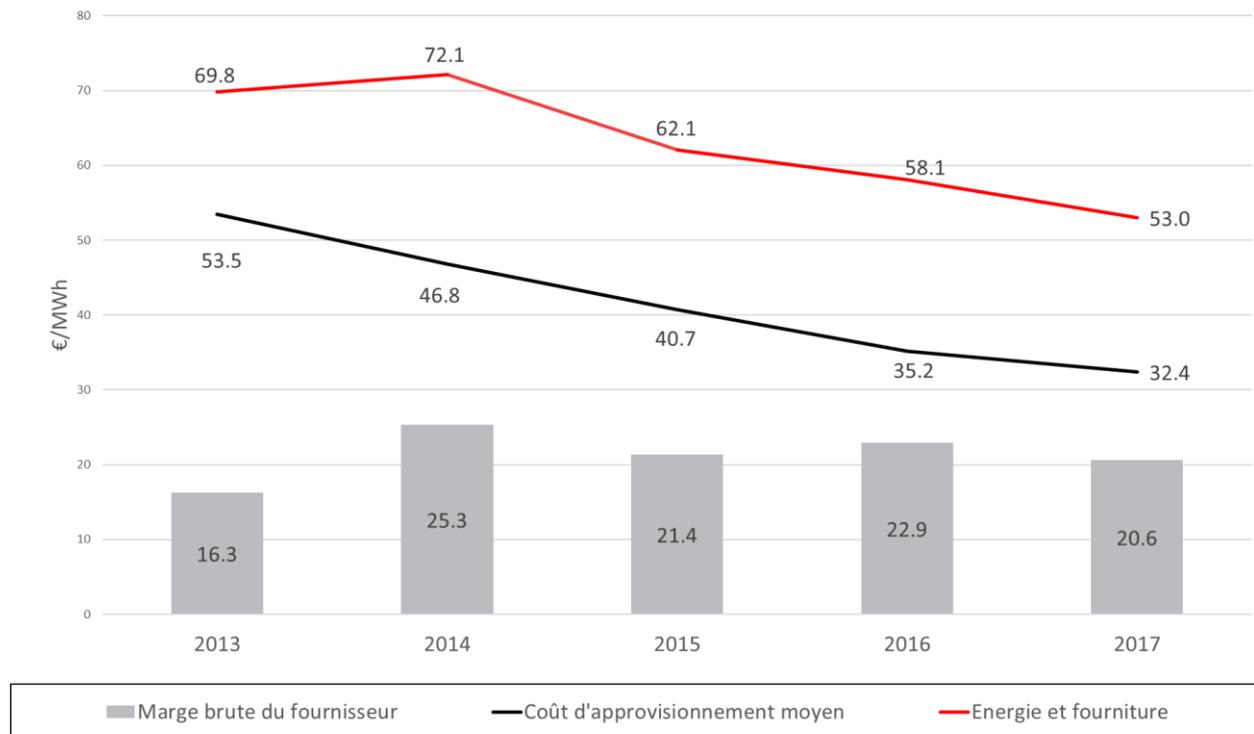
GRAPHIQUE 13 – DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Un domaine repéré sur le graphique 13 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 2017, les coûts d’approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 28,7 €/MWh et 36,2 €/MWh. Le coût d’approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d’approvisionnement de l’électricité, se situe à 32,4 €/MWh.

<sup>48</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.

<sup>49</sup> Approvisionnement d’électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.

L'Institut remarque que les coûts d'approvisionnement moyens de l'électricité (ligne noire dans le graphique) ont diminué depuis 2013. Ce constat est vrai pour chaque scénario représenté sauf pour le prix du marché spot (ligne jaune dans le graphique, SM day-ahead). L'année 2017 a marqué la fin de la baisse continue des prix de marché de gros (même si les produits à terme pour 2017 étaient toujours à la baisse pour 2017.) En particulier, le produit à terme a baissé en moyenne pour les stratégies analysées de 11% entre 2016 et 2017, alors que le produit « spot » a augmenté de 19% entre 2016 et 2017.



GRAPHIQUE 14 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ 2013 – 2017

Comme le graphique 14 ci-dessus le montre, depuis 2014, on constate une corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. La diminution des prix de l'électricité sur le marché de gros a été traduite en une baisse de la composante « Énergie et fourniture » sur le marché de détail.

En outre, l'Institut constate que pour l'année 2017 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, même si elle a diminué entre 2016 et 2017 de 2.3 €/MWh, reste pour l'année 2017 de 4.3 €/MWh plus élevée par rapport à 2013.

L'évolution des prix de l'électricité pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat<sup>50</sup>.

<sup>50</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

## RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

En vertu de l'article 54 (3 bis) de la Loi Électricité, le régulateur publie, une fois par an au moins, des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec les obligations de service public dans le cadre du service universel et les transmet, le cas échéant, à l'autorité de concurrence.

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 résidentiels.

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.

L'Institut, pour sa part, entend étendre ses activités à destination des consommateurs. Le site [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu), appelé à faire office de « guichet unique », devra évoluer vers une plateforme d'information du consommateur résidentiel incluant du matériel didactique et informatif sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information qui sont disponibles sur ce site et qui renseignent sur les acteurs du marché de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d'électricité (Calculix), l'étiquetage de l'électricité, la facture d'électricité, la médiation, le mix d'électricité, ainsi que sur le raccordement au réseau. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs ainsi qu'un glossaire sont disponibles sur le site de l'Institut<sup>51</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.

## 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

---

<sup>51</sup> Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

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>52</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 2017, le mix national se compose de 54% d'énergies renouvelables, de 36% d'énergies fossiles et de 10% d'énergie nucléaire<sup>53</sup>. Cette composition reste donc stable par rapport à 2016 avec une légère diminution des énergies renouvelables en faveur d'une augmentation d'énergies fossiles. 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.

### 2.3. Sécurité d'approvisionnement

Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de la surveillance de la sécurité d'approvisionnement, notamment de l'équilibre entre l'offre et la demande, des capacités de production existantes et en projet, des investissements nécessaires et de la sécurité d'exploitation des réseaux.

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

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

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

---

<sup>52</sup> Pour l'année 2017 les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental ont été publiés par le [règlement ILR/E18/9 du 23 mars 2018](#) portant fixation du mix résiduel de l'année 2017 - secteur électricité.

<sup>53</sup> [règlement ILR/E18/14 du 6 juillet 2018](#) portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2017 - Secteur électricité

## ***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, celles 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 2016<sup>54</sup>. Le Luxembourg ne dispose pas de mécanismes d'adéquation du système, l'approvisionnement est uniquement basé sur le marché de l'énergie. Le rapport de janvier 2018<sup>55</sup> rédigé par les gestionnaires de réseau de transport de la région Centre-Ouest établi dans le cadre du Forum Pentalatéral montre qu'aucune conclusion négative ne peut être tirée quant à la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, notamment grâce aux mesures d'efficacité énergétiques permettant de contrecarrer une demande croissante malgré une production relativement stable. Néanmoins, dans la mesure où la Belgique et la France sont susceptibles de rencontrer des problèmes de charge, il convient de surveiller la situation de près.

## ***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 426 MW en 2017, contre 414 MW en 2016 (voir tableau 15 ci-dessous) par rapport à une pointe simultanée des réseaux de transport et industriels de 1.095 MW. L'augmentation par rapport à l'année 2016 (414 MW) est principalement due à la mise en service d'une centrale de production d'électricité à partir de bois de rebut, d'une centrale de production d'électricité à partir de biomasse solide et des nouvelles centrales photovoltaïques.

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

---

<sup>54</sup> <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-minist%C3%A8re/domaines-activite/energie/electricite/rb-plan-action/Bericht-ueber-die-Versorgungssicherheit-im-Strombereich-in-Luxemburg-2016.pdf>

<sup>55</sup> Penta-lateral Energy Forum Support Group 2 - Generation Adequacy Assessment : <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.html>

<b>CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG</b>				
	<b>31.12.2016</b>		<b>31.12.2017</b>	
	<b>Puissance installée [kW]</b>	<b>Nombre de centrales</b>	<b>Puissance installée [kW]</b>	<b>Nombre de centrales</b>
<b>COGENERATION:</b>				
Centrales industrielles:	15 800	2	15 800	2
Petites Centrales:	85 130	87	82 232	86
Microcentrales:	919	43	919	43
Autoproduction:	2 560	1	0	0
<b>Total:</b>	<b>104 409</b>	<b>133</b>	<b>98 951</b>	<b>131</b>
<b>THERMIQUE:</b>	<b>17 250</b>	<b>1</b>	<b>17 250</b>	<b>1</b>
<b>HYDRO-ELECTRIQUE:</b>				
Centrale de pompage:	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 300	4	32 580	4
Microcentrales:	2 018	30	1 965	27
<b>Total:</b>	<b>1 330 318</b>	<b>35</b>	<b>1 330 545</b>	<b>32</b>
<b>EOLIENNE:</b>	<b>119 694</b>	<b>68</b>	<b>119 694</b>	<b>68</b>
<b>BIOGAZ:</b>	<b>9 940</b>	<b>26</b>	<b>9 940</b>	<b>26</b>
<b>GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:</b>	<b>2 258</b>	<b>7</b>	<b>2 258</b>	<b>7</b>
<b>GAZ DE DECHARGE:</b>	<b>75</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	<b>1</b>
<b>PHOTOVOLTAIQUE: (*)</b>	<b>121 896</b>	<b>6 414</b>	<b>128 103</b>	<b>6 813</b>
<b>BOIS DE REBUT:</b>	<b>3 750</b>	<b>1</b>	<b>11 750</b>	<b>2</b>
<b>BIOMASSE SOLIDE:</b>	<b>165</b>	<b>1</b>	<b>3 065</b>	<b>2</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:</b>	<b>1 709 755</b>	<b>6 687</b>	<b>1 721 631</b>	<b>7 083</b>
<b>TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):</b>	<b>413 755</b>	<b>6 686</b>	<b>425 631</b>	<b>7 082</b>
(*)Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux , tels que reçus par l'Institut en date du 1er juillet de chaque année				

TABLEAU 15 – CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

## ***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.

En outre, afin de pouvoir importer l'énergie requise pour couvrir la charge à venir de Creos qui ne cesse d'augmenter (mobilité électrique, data centres...), des projets de renforcement du réseau de transport avec ceux des pays voisins sont à l'étude avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. D'une part, la solution actuelle en cours d'implémentation réside dans la mise en place d'une interconnexion avec la Belgique qui va permettre de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA via des lignes existantes, en couplant les marchés belge et allemand/luxembourgeois. Un développement à plus long terme, assurant cette fois-ci une redondance des lignes vis-à-vis du critère N-1, est examiné. D'autre part, une étude d'un renforcement avec l'Allemagne va être lancée afin d'augmenter considérablement les capacités pour couvrir les besoins à long terme.

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

## ***MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT***

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

Le plan de délestage peut être déclenché pour maîtriser des situations de crise présentant un caractère exceptionnel par leur ampleur et entraînant un risque d'effondrement de l'ensemble ou d'une partie du système électrique luxembourgeois, ou encore du système interconnecté européen. Ces situations peuvent avoir pour origine des phénomènes soudains ou des situations de pénurie d'électricité, effectivement constatés ou anticipés par les gestionnaires de réseaux.

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

Le plan de délestage des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg est un document opérationnel, élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg.

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

Différents niveaux de priorité ont été définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

Néanmoins, le rapport bisannuel du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie de juillet 2016 mentionne qu'une coopération plus étroite entre les régions est essentielle pour évaluer et garantir la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg car l'évolution de l'énergie dans les pays limitrophes a un impact majeur sur le Luxembourg. Cela concerne notamment les services systèmes et l'équilibrage fournis par le gestionnaire de réseau allemand Amprion.

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

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

Le rapport bisannuel du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie de juillet 2016 constate qu'il est aujourd'hui possible de couvrir la pointe du réseau de transport par les importations du réseau d'Amprion, que ce soit en cas de fonctionnement normal ou en cas de défaillance d'une des 2 double-lignes en provenance de l'Allemagne (critère N-1). Cependant, étant donnée la croissance de la pointe estimée d'ici 2030, il est d'ores et déjà nécessaire de développer des capacités de transport supplémentaires avec les pays voisins pour couvrir cette augmentation de charge sur le réseau de Creos.

Devant les temps de réalisation importants de telles lignes, le développement de la connexion du réseau du Luxembourg avec des pays voisins est impératif. Ceci est d'autant plus important que 3 des 4 lignes reliant le réseau de Creos au réseau d'Amprion sont raccordées, depuis 2013, au même poste de transformation 400/220 kV en Allemagne, d'où un risque accru pour l'approvisionnement du Luxembourg via l'Allemagne en cas de défaillance sur ce poste. Dans ce cadre, le développement d'une interconnexion avec la Belgique constitue une étape importante. En diversifiant ainsi l'origine des approvisionnements, le risque de faire face à des déficits s'en trouve réduit.

## 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 16 du chapitre 3.1.2. du présent rapport.

#### **DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT**

Malgré la dérogation applicable au Grand-Duché du Luxembourg en vertu de l'article 49 paragraphe 6 de la directive 2009/73/CE, 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 imposée au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/73/CE sont intégralement reprises en droit national (article 38 de la Loi Gaz naturel).

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 (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'engagement à soumettre à la CREG pour avis et à l'approbation de l'ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie. Cette procédure d'approbation par l'ACER est toujours en cours.

## **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 naturel, applicable aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution, à l'exception des entreprises intégrées de gaz naturel qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de cent mille clients raccordés. Ces entreprises sont exemptées des obligations de dissociation.

Aux critères d'indépendance énoncés par l'article 37 de la Loi Gaz naturel, s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 41 de ladite loi et transposant l'article 31 de la directive 2009/73/CE. Pour davantage d'informations sur les règles de dissociations juridique, fonctionnelle et comptable, il y a lieu de se référer à la section 2.1.1. du présent rapport.

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 naturel).

### **3.1.2. Fonctionnement technique**

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 9 054 GWh - au Luxembourg 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 6,18 millions de mètres cube - soit 68,8 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2017, pour une capacité de production estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

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

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

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

## **ACCÈS AU RÉSEAU DE TRANSPORT**

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

- Postes de Pétange et de Bras, pour l'interconnexion avec la Belgique;
- Poste de Remich pour l'interconnexion avec l'Allemagne ;
- Point d'Entrée d'Esch 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, les droits d'accès entrée-sortie entre la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg ont été supprimés et le Zeebrugge Trading Point (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée. Étant donnée la suppression du point d'interconnexion Bras/Pétange de l'offre commerciale, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité en ce point pour acheminer du gaz entre la Belgique et le Luxembourg. Commercialement, l'approvisionnement du Luxembourg peut se faire intégralement à partir de n'importe quel point de la zone BeLux (points d'interconnexion ou hub) sans réservation de capacités de transport intermédiaires.

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

## **AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE**

Depuis le 1<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 équilibrages intra-journaliers et journaliers, et facturation.

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

En cours de journée gazière (infra-journalier), le coordinateur d'équilibre n'intervient pas tant que la position d'équilibrage du marché reste dans 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 2017, 116 interventions réparties sur 32 jours ont eu lieu pour compenser à chaque fois un déficit de gaz sur le marché BeLux, pour un coût global de 4.6 millions €, le jour le plus actif et coûteux étant le 11 décembre 2017.

En fin de journée, la position d'équilibrage de chaque utilisateur réseau et la position d'équilibrage du marché sont ramenées à zéro via un règlement d'équilibrage. En 2017, la situation du marché BeLux en fin de journée a été déficitaire en gaz sur 49% des jours et excédentaire en gaz sur 51% des jours. Les actions d'achat et de ventes de gaz pour ramener la position des acteurs et du marché à zéro ont représenté respectivement 12.7 millions € (avec un coût maximal de 0.3 millions € en date du 11 décembre) et 10.8 millions d'euros (avec un coût maximal de 0.4 millions € en date du 16 juillet).

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).

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

Les modalités de recouvrement des frais de fonctionnement du coordinateur à des fins de neutralité ont été approuvées par l'Institut (règlement E15/38/ILR) après consultation. En ce qui concerne les tarifs d'équilibrage tels que prévus dans le règlement européen, la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité, non nulle en 2017, a été remise à zéro pour l'année 2018 tandis que les valeurs des petits ajustements sont restées les mêmes (approbation par décision ILR/E17/69).

## ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le tableau 16 suivant :

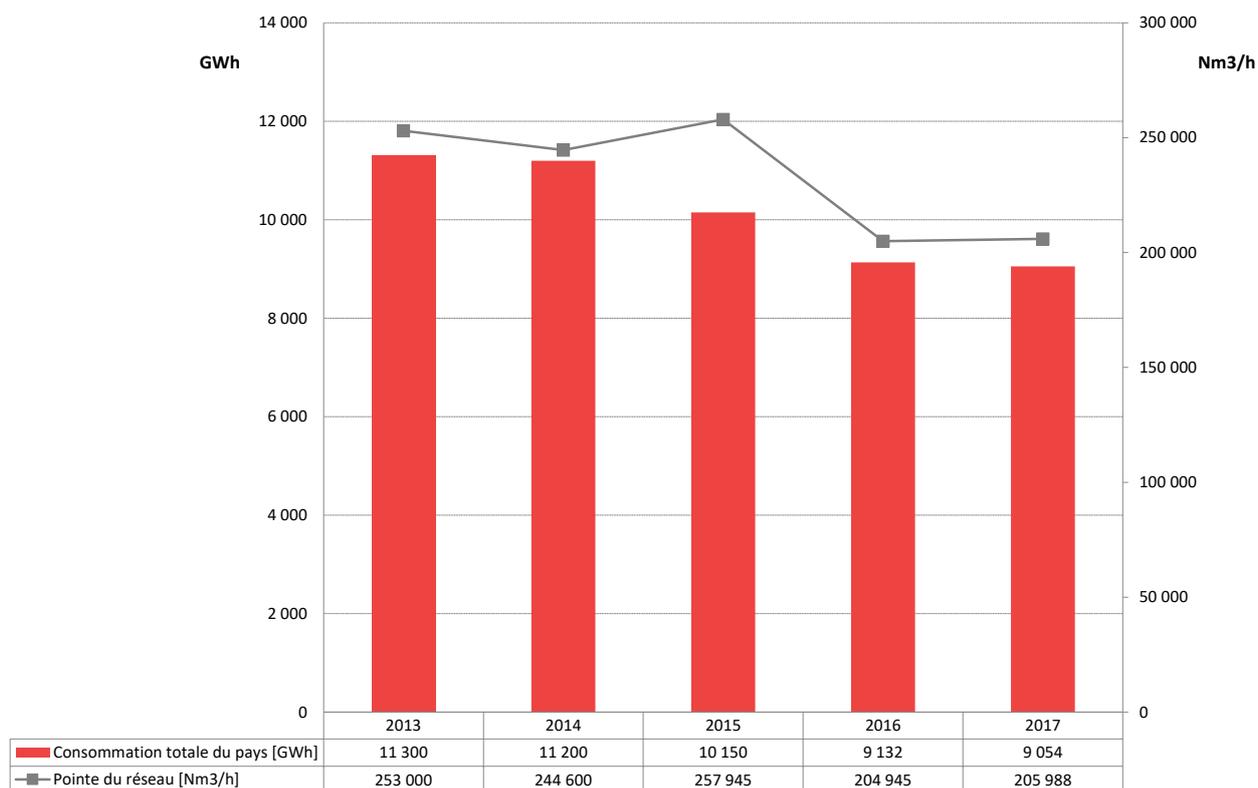
Fonction	Gestionnaire de réseau / Propriétaire	Longueur du réseau Haute pression (km)	Longueur du réseau Moyenne pression (km)	Longueur du réseau Basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	281,8	440,1	1.368,4
GRD	Sudgaz S.A.	13,2	320,5	785,8
GRD	Ville de Dudelange	0	9,0	91,7

TABLEAU 16 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017

Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg » (ci-après « Code de Distribution »), décrit notamment le modèle de gestion des flux et de réconciliation, l'application des profils standards de consommation, le processus de changement de fournisseur et les modalités d'échange de données. Depuis octobre 2017, les procédures de communication décrites dans le Code de Distribution sont effectuées et traitées de manière automatisée via le même canal de communication sécurisé qui est utilisé pour la communication de marché en électricité. Afin de permettre cette communication automatisée, le Code de Distribution a connu une mise à jour majeure. La nouvelle version a été soumise à une consultation publique du 29 septembre 2016 jusqu'au 2 novembre 2016 et finalement arrêtée par l'Institut en octobre 2017 (Règlement ILR/E17/56 du 3 octobre 2017 arrêtant le Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg).

## ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

En 2017, la consommation nationale (9,054 TWh) était inférieure par rapport à l'année précédente (9,132 TWh en 2016). Cette diminution est liée à une baisse de consommation dans le secteur des producteurs d'électricité (cogénération) par rapport à 2016.



GRAPHIQUE 15 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2013

### MESURES DE SAUVEGARDE

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg<sup>56</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 par les gestionnaires de réseaux d'énergie du Grand-Duché de Luxembourg pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent. En vertu du règlement (UE) n° 994/2010, le Ministère de l'Économie, compétent pour la sécurité d'approvisionnement, a réalisé une évaluation des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et, sur base de cette évaluation, a mis à jour le plan d'action préventif<sup>57</sup> et le plan d'urgence<sup>58</sup> prescrits par ce Règlement. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au

<sup>56</sup> <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>

<sup>57</sup> [https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-minist%C3%A8re/domaines-activite/energie/gaz-naturel/rb-plan-action/Plan\\_d\\_action-preventif-mai-2017.pdf](https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-minist%C3%A8re/domaines-activite/energie/gaz-naturel/rb-plan-action/Plan_d_action-preventif-mai-2017.pdf)

<sup>58</sup> [https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-minist%C3%A8re/domaines-activite/energie/gaz-naturel/rb-plan-action/Plan\\_d\\_urgence-mai-2017.pdf](https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-minist%C3%A8re/domaines-activite/energie/gaz-naturel/rb-plan-action/Plan_d_urgence-mai-2017.pdf)

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. Ces plans seront mis à jour d'ici le 1<sup>er</sup> mars 2019, notamment pour renforcer la coopération régionale dans ce domaine, conformément au règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) 994/2010.

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

### **LE COMPTAGE INTELLIGENT**

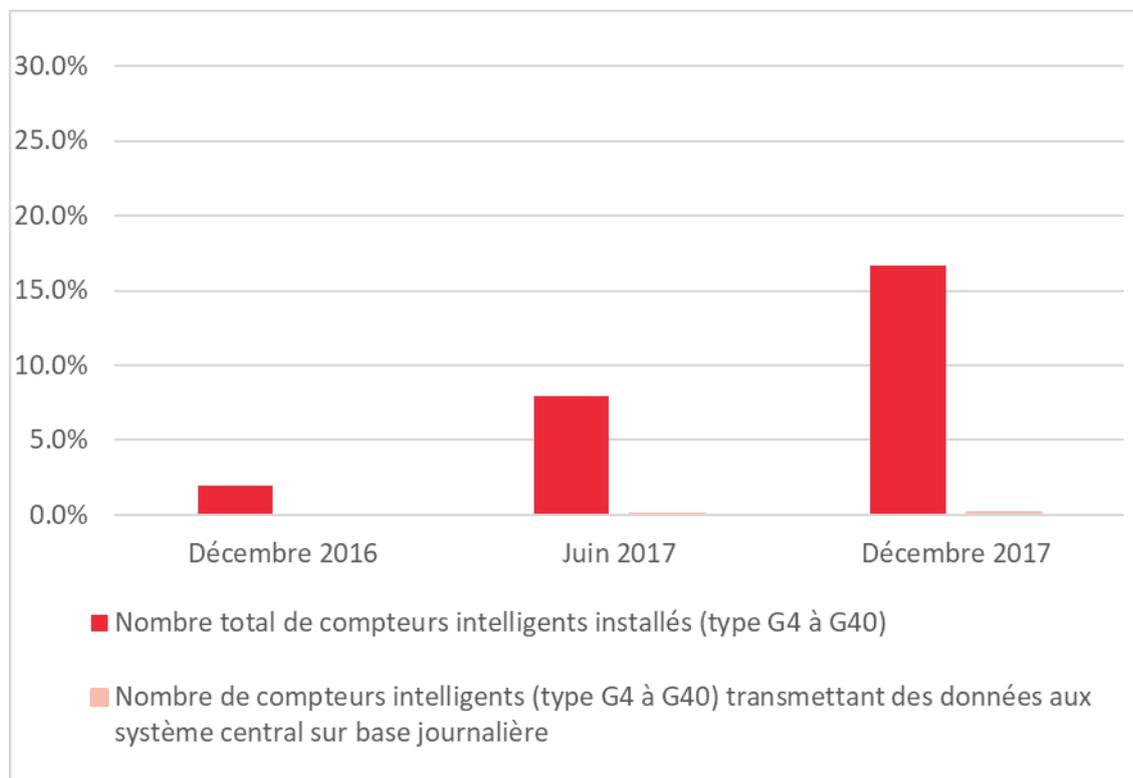
Tout comme en électricité, le déploiement national du système de comptage intelligent dans le secteur du gaz naturel a atteint sa vitesse de croisière en 2017. Ce déploiement est prescrit par la Loi Gaz qui prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016 »<sup>59</sup> et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90% au 31 décembre 2020 pour le gaz naturel<sup>60</sup>.

Dans le secteur du gaz naturel, près de 17% des points de comptage étaient équipés d'un compteur intelligent au 31 décembre 2017, mais seulement 0.2% des compteurs étaient déjà raccordés au système central de manière à pouvoir communiquer des données une fois par jour. La communication des données du compteur de gaz naturel sont envoyées via le compteur électrique, qui sert de concentrateur de données local chez le client, et dépend donc du roll-out des « Smarty » électriques. À noter que, si les données sont envoyées au système central du gestionnaire du système de comptage intelligent, Luxmetering GIE, elles n'ont pas encore été communiquées de manière automatisée aux fournisseurs en 2017.

---

<sup>59</sup> Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>60</sup> Art. 35 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.



GRAPHIQUE 16 – 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 naturel, 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.

2017 est la première année d'application du nouveau règlement E16/13/ILR, adopté le 13 avril 2016, qui couvre la période de régulation 2017 à 2020 et abroge le règlement modifié E12/06/ILR du 22 mars 2012.

#### DESCRIPTION DU MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

Le règlement E16/13/ILR du 13 avril 2016 fixe les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau pour la détermination de leurs coûts du réseau et la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. Comme pour la première période de régulation, l'Institut a maintenu la méthode tarifaire pour le marché du gaz naturel similaire à celle du marché de l'électricité. Pour plus d'informations, le lecteur est invité de se diriger vers la section correspondante dans le chapitre 2 du présent rapport relatif au marché de l'électricité.

Néanmoins certaines différences se sont imposées par rapport à l'électricité. En particulier, les rémunérations additionnelles ont été adaptées au secteur du gaz naturel et comprennent la mise en place d'une péréquation tarifaire nationale, la dissociation des métiers, l'inscription du gestionnaire du

réseau de transport sur la liste publiée au journal officiel de l'Union européenne, l'accueil de nouveaux fournisseurs sur les réseaux de distribution ainsi que la mise en place d'une plateforme informatique centralisée des informations énergétiques.

### **TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU**

Les tarifs approuvés par l'Institut peuvent être consultés sur son site Internet<sup>61</sup>, ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux.

Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, le modèle de tarification a été adapté dans le cadre de la mise en œuvre du projet BeLux de façon à appliquer les tarifs principalement aux points de sortie.

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

Par ailleurs, certaines dispositions particulières s'appliquent au point d'entrée Remich qui est devenu un point d'entrée pour toute la zone BeLux.

Pendant le développement du projet BeLux, l'Institut a pris soin de veiller à ce que l'approvisionnement en gaz naturel ne devienne pas, dans son ensemble, plus onéreux pour le consommateur. Il est incontestable que certains frais de transport, jusqu'à présent à charge des fournisseurs, sont intégrés dans les nouveaux tarifs de sortie du réseau. En contrepartie, le prix de fourniture du gaz naturel a dû baisser en conséquence.

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

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

<sup>61</sup> [https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Gaz-naturel/Commun/Decisions-et-reglements-ILR/\\_layouts/15/ILR.Internet/Publications.aspx](https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Gaz-naturel/Commun/Decisions-et-reglements-ILR/_layouts/15/ILR.Internet/Publications.aspx)

- 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 son engagement à s'effacer au besoin, un tel client ne contribuera pas aux frais de la sécurisation.

Le tableau 17 ci-après renseigne sur les prix total du gaz naturel (énergie et frais réseau, hors taxes) tels que publiés par Eurostat pour le second semestre des années 2013-2017<sup>62</sup>, pour deux catégories de clients différents.

		CLIENT RÉSIDENTIEL <sup>63</sup> 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	CLIENT INDUSTRIEL <sup>64</sup> 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
<b>PRIX TOTAL DU GAZ NATUREL (EUR / MWh)</b>	<b>2013</b>	50,80	44,40
	<b>2014</b>	45,80	38,80
	<b>2015</b>	41,40	35,90
	<b>2016</b>	35,20	31,70
	<b>2017</b>	35,70	31,00

TABLEAU 17 – PRIX INTÉGRÉ HORS TAXES DU GAZ NATUREL

<sup>62</sup> [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics)

<sup>63</sup> Client résidentiel D2 tel que défini par Eurostat

<sup>64</sup> Client industriel I3 tel que défini par Eurostat

Le tableau 18 ci-après renseigne sur l'estimation des frais d'utilisation de réseau pour les deux mêmes catégories de clients.

		CLIENT RÉSIDENTIEL 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	CLIENT INDUSTRIEL <sup>65</sup> 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
<b>Estimation des frais d'utilisation du réseau (EUR / MWh)</b>	<b>2013</b>	9,73	5,02
	<b>2014</b>	10,55	5,77
	<b>2015<sup>66</sup></b>	12,85	5,36
	<b>2016</b>	14,31	4,94
	<b>2017</b>	13,97	4,25

TABLEAU 18 – TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS - ESTIMATIONS ILR

Notons que pour l'année 2017, Eurostat publie pour la première fois les prix annuels des différentes composantes (énergie, taxes et réseau) par catégorie de consommateur. Étant donné que ces informations étaient indisponibles dans le passé, l'Institut a utilisé dans son analyse les série des prix semi-annuels des deuxièmes semestres, publiés par Eurostat. En partant du prix total, l'Institut a déterminé le coût de l'utilisation réseau sur base d'hypothèses pour un client médian, se situant au milieu de la bande de consommation des catégories Eurostat choisies. Le client industriel a par hypothèse un profil de consommation plat avec 4000 heures de consommation par an, profite de la remise pour clients effaçables et dispose d'un compteur G100. Les tarifs d'utilisation réseau des trois gestionnaires de réseau sont pris en compte proportionnellement par rapport à leurs parts de marchés sur ce segment. De façon similaire, les tarifs d'utilisation réseau du client résidentiel sont déterminés dans les trois réseaux de distribution et pris en compte proportionnellement. Ce client dispose d'un compteur de la classe G4 à G16.

En conséquence de ces hypothèses prises, les coûts de l'utilisation réseau calculés par l'Institut peuvent varier des coûts d'utilisation réseau publiés à partir de 2017 par Eurostat. À titre d'information ces coûts se situent en 2017 pour le client résidentiel (D2) à 15,2 EUR/MWh respectivement à 7,8 EUR/MWh pour le client industriel (I3).

La comparaison des deux tableaux ci-dessus, permet de déduire dans le cas standard étudié ici, que le client industriel paye plus pour sa fourniture en énergie (prix de l'énergie et marge du fournisseur) que le client résidentiel. Cette différence est 5,02 EUR/MWh en 2017. Après une analyse plus approfondie des prix du gaz naturel, l'Institut constate que la fourniture du gaz naturel est plus avantageuse pour soit

<sup>65</sup> Tarif pour un client catégorie 3, avec un compteur G100. La remise pour clients effaçables est incorporée dans les calculs à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015.

<sup>66</sup> 2015 : estimation des frais d'utilisation du réseau pour une consommation annuelle moyenne - pondération 9/12 sur base des tarifs en vigueur entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 30 septembre 2015 c'est-à-dire avant l'intégration du marché de gaz « BeLux » et 3/12 sur base des tarifs en vigueur entre le 1<sup>er</sup> octobre 2015 et le 31 décembre 2015. Jusqu'au 30 septembre 2015, les frais estimés pour l'utilisation du réseau prennent en compte uniquement les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution nationaux. Les coûts relatifs à l'acheminement en amont n'y sont pas considérés mais font partie du prix de gaz naturel. À partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015, en raison du marché intégré « BeLux », les tarifs incorporent des frais de transport qui étaient auparavant à charge des fournisseurs.

un client résidentiel ou bien un gros client industriel. En revanche les clients professionnels, PME ou petites industries payent en moyenne plus pour leur fourniture. La comparaison des prix pour la fourniture avec les prix du marché de gros confirme que les marges des fournisseurs, estimées par cette méthode simplifiée, sont plus grandes dans le secteur des clients professionnels, des PME ou des petites entreprises.

À ce sujet l'Institut entend sensibiliser les clients concernés pour revoir leur prix de gaz et de participer plus activement sur le marché de gaz naturel en demandant et en comparant les offres des différents fournisseurs, afin de trouver les offres qui leur conviennent le mieux.

### *3.1.4. Questions transfrontalières*

#### ***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.

#### ***UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES***

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich ayant eu lieu en août 2016 pour le premier et le deuxième trimestre de l'année gazière 2017-2018 ont donné lieu à un premium par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l'Institut, après plusieurs tours d'enchères entre deux acteurs. Les 3<sup>ème</sup> et 4<sup>ème</sup> trimestres de l'année gazière 2017-2018 ont été alloués avec premium lors d'une enchère début 2018, l'enchère de novembre 2017 n'ayant pas abouti dans la mesure où les parties intéressées avaient arrêté leur offre au même incrément de prix. Les recettes des enchères (différence entre prix de clôture et prix de réserve - voir tableau ci-dessous) sont portées en déduction du revenu autorisé à couvrir par les tarifs de sortie.

Période	Prix de réserve (cent/kWh/h/runtime)	Prix de clôture des enchères (cent/kWh/h/runtime)
01/10/2017 - 01/01/2018	3.597	11.097
01/01/2018 – 01/04/2018	3.597	26.597
01/04/2018 – 01/07/2018	3.597	8.597
01/07/2018 – 01/10/2018	3.597	8.597

TABLEAU 19 – ENCHÈRES POUR LES PRODUITS DE CAPACITÉ D'ENTRÉE TRIMESTRIELS À REMICH POUR L'ANNÉE GAZIÈRE 2017-2018

### **DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES**

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

### **SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT**

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, la Loi Gaz naturel 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 naturel. Le dernier plan décennal en date transmis à l'Institut couvre la période 2016-2025. 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, conformément au règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel est cohérent avec le plan de développement national dans la mesure où il n'y a pas de projets transfrontaliers pour le Luxembourg.

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

## COOPÉRATION RÉGIONALE

En 2017, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys), ainsi que la société Balansys, ont continué à travailler conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) pour finaliser les éléments nécessaires à la mise en place finale du marché intégré BeLux. Après la nomination du cadre chargé du respect des engagements de Balansys par le CREG en 2016, les travaux ont essentiellement porté sur l'établissement et la mise en œuvre du programme d'engagements contenant les mesures à prendre pour garantir que les pratiques discriminatoires et anticoncurrentielles sont exclues. La CREG a rendu son avis sur ce programme conformément à la loi belge, et Balansys a transmis le programme à l'ACER conformément à l'article 7(4) de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE. De plus, des adaptations ont également été apportées aux documents réglementaires (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) afin de finaliser la mise en œuvre opérationnelle de Balansys pour l'ensemble de la zone BeLux.

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

L'Institut a contribué aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs et des différents groupes de travail portant sur le développement 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.

#### *SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS*

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter dans la partie 3.2.2. la section *Surveillance de prix*.

#### *ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE ET MESURES NÉCESSAIRES À UNE CONCURRENCE EFFECTIVE*

En 2017 le nombre de fournisseurs actifs de gaz naturel était neuf ce qui peut être considéré comme une retombée positive de l'intégration de marché BeLux et qui s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model. Avec un marché de consommation de près de 20 milliards de mètres cubes par an (comparé à 1 milliard de mètres cubes par an pour le seul Grand-Duché du Luxembourg) et plus de 70 fournisseurs actifs sur le marché BeLux, un environnement de prix plus compétitifs est disponible pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès à un marché élargi. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché du Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la

mer du nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

Le marché BeLux a pu être mis en place en 2015 sans augmentation significative du coût pour le consommateur, à des coûts opérationnels raisonnables, tout en offrant la sécurité d'approvisionnement pour les clients protégés tel que requis par le règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en vigueur à l'époque, et 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*

En 2017, huit entreprises de fourniture<sup>67</sup> se partagent le marché de détail du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg qui représente 88 661 points de fourniture avec une énergie fournie de 9,1 TWh. La légère diminution de la consommation nationale en 2017 (9 054 GWh) par rapport à l'année 2016 (9 132 GWh) s'explique notamment par le déclin de la production d'électricité (cogénération). Les clients finals peuvent être segmentés en 4 groupes de consommateurs : il y a les consommateurs résidentiels, deux segments de consommateurs professionnels (< 280 GWh/an), (> 280 GWh/an) et les producteurs d'électricité.

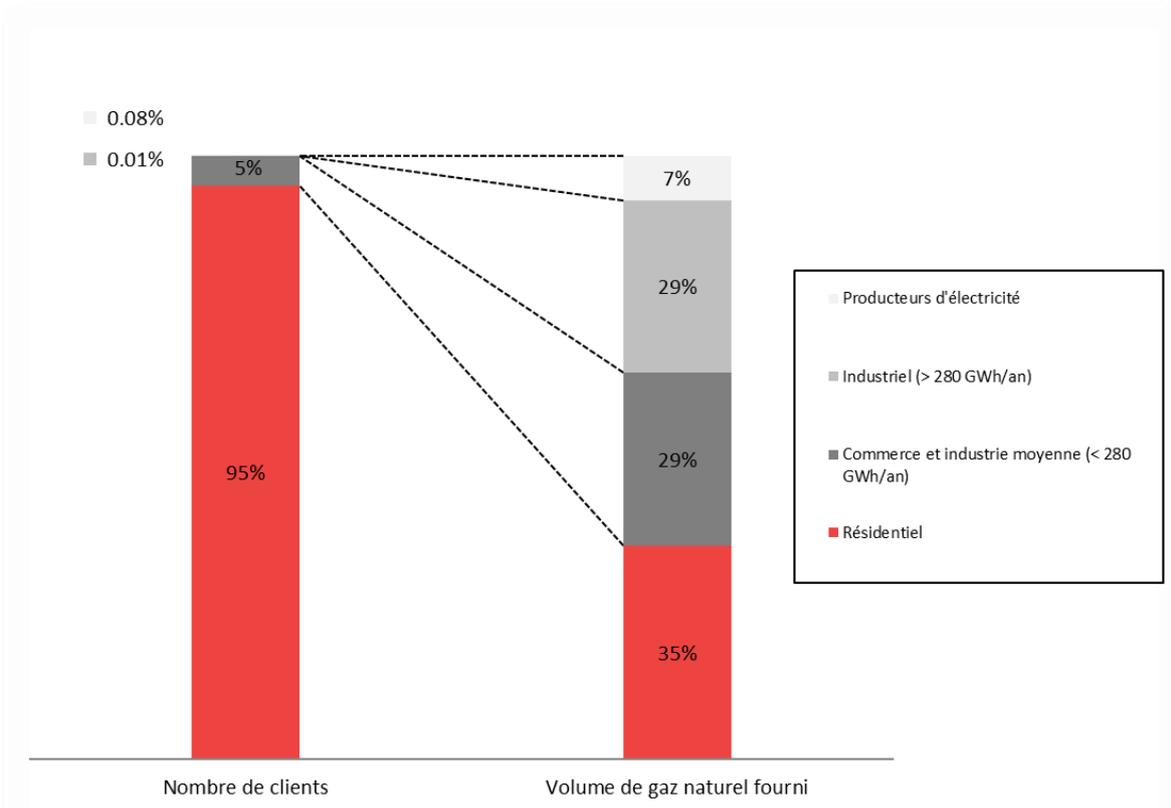
#### *PARTS DE MARCHÉ*

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

	Consommation 2017 (TWh)	Nombre de points de fourniture
<b>Secteur résidentiel</b>	3,2	84 261
<b>Secteur professionnel (&lt; 280 GWh/an)</b>	2,6	4 320
<b>Secteur industriel (&gt; 280 GWh/an)</b>	2,6	5
<b>Production d'électricité</b>	0,7	75

TABLEAU 20 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2017

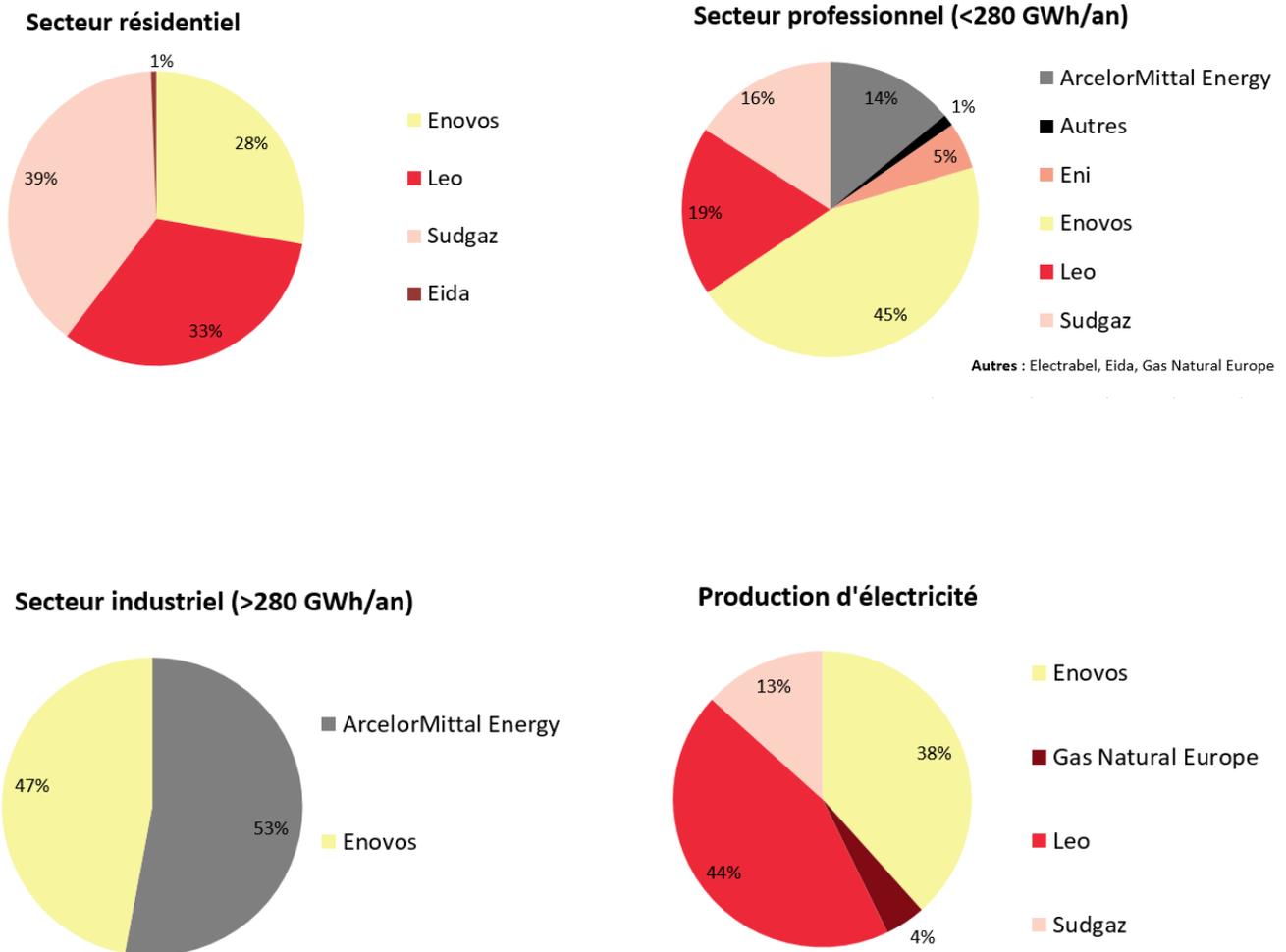
<sup>67</sup> Une liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés est publiée sur le site web de l'Institut : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-207.pdf>



GRAPHIQUE 17 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS

Quatre entreprises de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et huit sur le marché de détail (résidentiel et non-résidentiel) en 2017. Leurs parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le graphique 17.

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.). Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs ont été observés en 2017 dans les segments non-résidentiels. En 2017, les clients industriels ont été approvisionnés par seulement deux fournisseurs, ArcelorMittal Energy S.C.A., et Enovos Luxembourg S.A., ce dernier a récupéré la part de marché d'Electrabel S.A. dans ce segment, qui encore en 2016 était le troisième fournisseur des industriels.



GRAPHIQUE 18 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL

L’Institut constate que malgré l’implémentation du marché gazier intégré BeLux depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015, et l’entrée sur le marché de deux nouveaux fournisseurs en 2016, le marché de détail luxembourgeois du gaz naturel n’a pas connu l’arrivée de nouveaux fournisseurs en 2017.

**TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR**

Suite à la sortie d’Electrabel S.A. du segment industriel (> 280 GWh/an) et du segment de la production d’électricité, un changement important de parts de marché entre 2016 et 2017 dans ces segments a été constaté. En 2017, le taux de changement de fournisseur, avec 191 changements de fournisseurs toutes catégories confondues se situe à 0,2% en termes de points de fourniture, alors qu’il arrive à 5,5% en termes de volume d’énergie.

Le tableau 21 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2016 et 2017.

ANNEE	2016		2017	
	<i>En termes de volumes</i>	<i>En termes de nombre de clients</i>	<i>En termes de volumes</i>	<i>En termes de nombre de clients</i>
Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel				
Segment résidentiel	0.6%	0.2%	0.3%	0.2%
Segment professionnel (<280 GWh/an)	2.8%	0.9%	5.3%	0.8%
Segment industriel (>280 GWh/an)	33.3%	40.0%	13.6%	20.0%
Segment producteurs d'électricité	0.3%	2.5%	0.0%	0.0%
<b>Toutes catégories de client confondues</b>	<b>10.6%</b>	<b>0.2%</b>	<b>5.5%</b>	<b>0.2%</b>

TABLEAU 21 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2016 ET 2017

- ***Segment résidentiel***

Les ménages représentent environ 35% en volume du marché du gaz naturel. 154 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2017, un chiffre pratiquement inchangé par rapport aux 151 changements en 2016.

- ***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 par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 280 GWh, il y a eu 36 changements de fournisseurs, par rapport à 41 en 2016. Le taux de changements dans ce segment, qui représente environ 29% du marché national et un taux de changement de fournisseur en termes de volume de 5.5% en 2017 a augmenté en termes de volume (par rapport à 2.8% en 2016).

- ***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 2017 le taux de changement dans ce segment s'élève à 13,6% en termes de volume alors qu'un seul client industriel a changé de fournisseur. Compte tenu du faible nombre des industries composant ce secteur, un changement de fournisseur par un seul consommateur industriel peut déjà entraîner des taux de changement significatifs.

- ***Producteurs d'électricité***

Après la fermeture définitive de la centrale turbine gaz vapeur à Esch-sur-Alzette en 2016, le secteur des producteurs d'électricité, désormais limité aux centrales de cogénération représente encore 7% de la consommation de gaz naturel, alors qu'il constituait 21% de la consommation nationale en 2015.

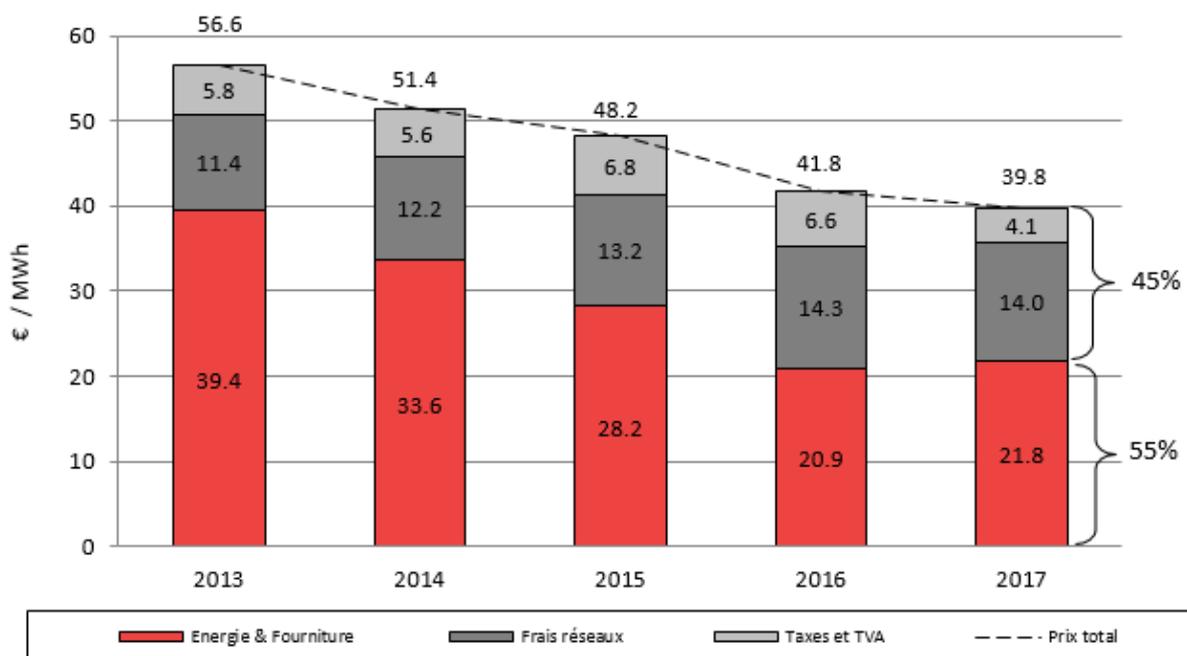
## SURVEILLANCE DES PRIX

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>68</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 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat<sup>69</sup> pour le second semestre des années 2013 à 2017. Les frais réseaux sont calculés par l'Institut<sup>70</sup>.



GRAPHIQUE 19 – DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

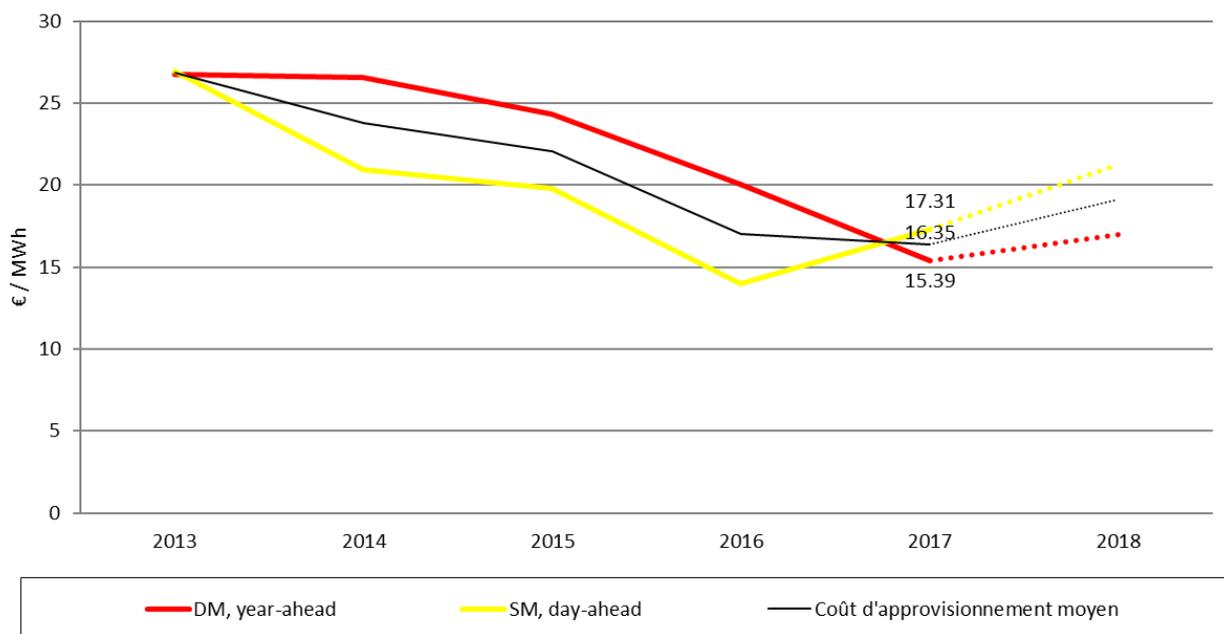
<sup>68</sup> Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

<sup>69</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.

<sup>70</sup> Les frais estimés pour l'utilisation du réseau prennent en compte les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution nationaux ainsi que les coûts relatifs à l'acheminement en amont. Les estimations des frais d'utilisation du réseau sont calculées sur base de la consommation moyenne d'un client résidentiel. Pour 2015 ces frais représentent la situation après mise en place du marché BELUX au 1<sup>er</sup> octobre 2015.

La composante « Frais Réseaux » a légèrement baissé par rapport à l'année 2016. La diminution de la facture totale a donc son origine dans une baisse des composantes « Frais réseaux » et « Taxes et TVA », par contre la composante « Energie & Fourniture » a augmenté entre 2016 et 2017. Cette dernière a augmenté de 0,9 €/MWh en 2017. Le prix de la fourniture intégrée du gaz naturel en 2017 a atteint un prix encore inférieur à celui en 2010 qui était de 47.3 €/MWh.

Le prochain graphique représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF<sup>71</sup>- Gas Base Load Futures - year-ahead<sup>72</sup>) avec livraison entre 2013 et 2018 ainsi que le développement sur le marché « spot » (TTF – day-ahead) pour les années 2013 à 2018.



GRAPHIQUE 20 – DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL

Depuis 2013, les coûts d'approvisionnement en gaz naturel ont diminué significativement (ligne noire dans le graphique ci-dessus). Après 2013, le prix moyen du produit à terme (ligne rouge) diminue d'année en année et se situe à 15,39 €/MWh en 2017. Le produit « spot » (ligne jaune) qui également diminuait d'année en année entre 2013 et 2016 a vu une augmentation significative entre 2016 et 2017, comme dans le marché de l'électricité, pour se situer à 17,31 €/MWh en moyenne en 2017. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché « spot », est estimé à 16,35 €/MWh en 2017.

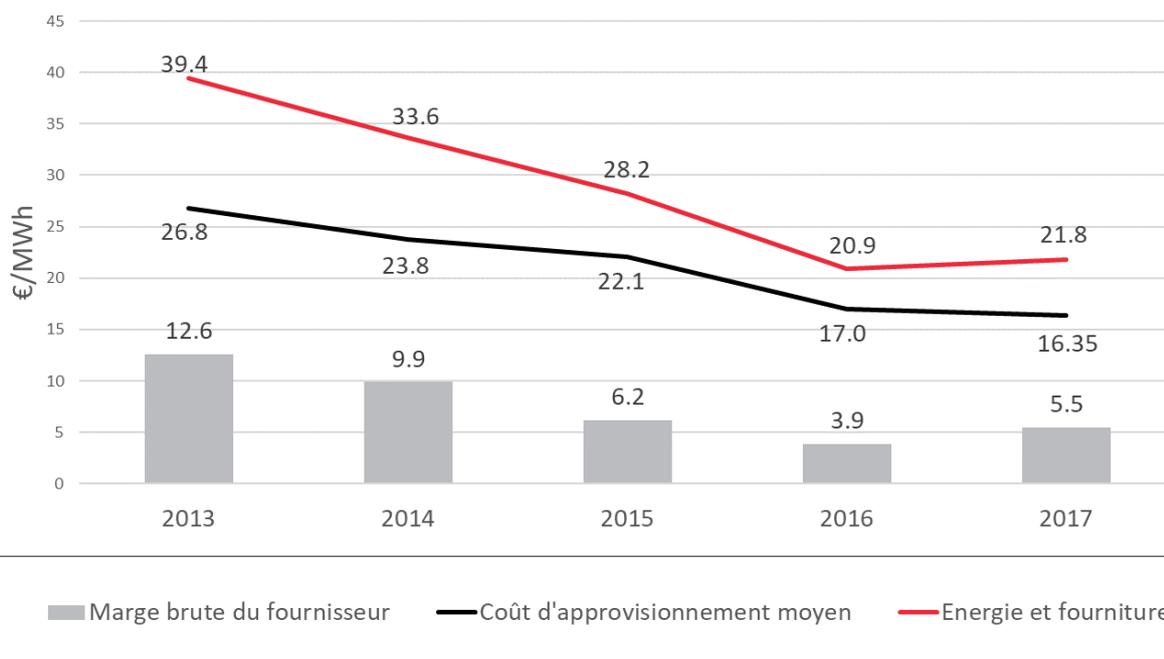
Comme le graphique 21 ci-dessous le montre, le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels a légèrement remonté ce qui peut être expliqué par la hausse des prix sur les marchés à court terme.

L'évolution des prix de gaz naturel pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat<sup>73</sup>.

<sup>71</sup> "Title Transfer Facility" (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

<sup>72</sup> Il s'agit du prix à terme moyen pour l'année suivante.

<sup>73</sup> <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>



GRAPHIQUE 21 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL 2013 – 2017

### RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

En vertu de l'article 51(6 bis) de la Loi Gaz naturel, le régulateur publie, une fois par an au moins, des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec les obligations de service public et les transmet, le cas échéant, à l'autorité de concurrence.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation a ainsi élaboré un rapport sur l'évolution des prix <sup>74</sup> qui vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et sert à mieux évaluer le fonctionnement des marchés respectifs de l'électricité et du gaz naturel. Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter dans la partie 2.2.2. la section homonyme.

<sup>74</sup> Le dernier rapport de l'Institut sur l'évolution des prix est consultable sur <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-316.pdf>

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

La qualité des données mises à disposition par les GRD sur la qualité de service n'a, pour l'année 2017, pas permis une évaluation complète de la situation. Notamment pour la gestion de réclamation, les données n'étaient disponibles que partiellement et n'ont pas été évaluées.

Les GRD de gaz naturel ont mis en service un total de 1320 raccordements, dont 260 ont eu lieu dans le cadre d'extensions du réseau de gaz naturel. Il y a eu un total de 147 interruptions sur les réseaux de distribution de gaz naturel en 2017, dont 14 étaient planifiées et 133 n'étaient pas planifiées. Dans le cas d'interruptions planifiées, les clients étaient toujours informés au moins 5 jours à l'avance. Les interruptions non planifiées ont été réparées en moyenne en moins de 3 heures.

Il y a eu 190 demandes d'informations générales de clients envers les GRD en 2017. Dont à peu près 30% n'ont pas été traitées dans les 5 jours ouvrables. 300 demandes relatives aux données de consommation ont été introduites, dont 65% émanaient de fournisseurs, 25% ont été introduites directement par le client final et près de 10% ont été introduites par des tiers.

En termes de fuites, le taux de fuites par km était de 0.02 en moyenne pression et de 0.12 en basse pression.

### **3.3. Sécurité d'approvisionnement**

Par analogie au secteur électrique, les acteurs sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement ; le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé du suivi de la sécurité d'approvisionnement et publie un rapport sur les résultats de ce suivi.

Le gestionnaire du réseau de transport est tenu de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie (Ministère de l'Économie) 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>75</sup> son rapport le plus récent en juillet 2016.

#### **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.

<sup>75</sup> <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-minist%C3%A8re/domaines-activite/energie/gaz-naturel/rb-plan-action/Bericht-ueber-die-Versorgungssicherheit-im-Gasbereich-in-Luxemburg-2016.pdf>

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

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 (voir § 3.1.2).

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

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

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

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

L'évolution des besoins en gaz naturel sont dépendants de la température et de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La Loi Gaz naturel attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère de l'Économie dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement. Dans son dernier rapport de juillet 2016, le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie indique un maintien de la demande maximale en gaz naturel entre 2016 et 2030, à environ 800 millions Nm<sup>3</sup>/h par an. La fermeture de la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette a en effet un impact majeur sur les besoins futurs puisqu'elle comptait pour environ 40% de la consommation de gaz naturel au Luxembourg entre 2004 et 2012.

## **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.

## **MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT**

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

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

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

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

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

En outre, dans le cadre du marché intégré BeLux, la notion de client effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution luxembourgeois a été introduite. Les clients non protégés au sens du règlement (UE) n° 2017/1938 peuvent choisir d'être effaçables à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. L'activation du mécanisme d'effaçabilité est considérée comme mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures d'urgence et de sauvegarde du plan de délestage en cas d'évènements exceptionnels annoncés ou prévisibles conformément à l'article 18 de la Loi Gaz naturel. En 2017, 34 clients répartis sur les réseaux des 3 gestionnaires de réseau de distribution se sont enregistrés comme clients effaçables. Néanmoins, les gestionnaires n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

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

### 4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire

Le règlement grand-ducal du 24 avril 2017 a modifié le règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables et le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité. Alors que les modifications concernant le mécanisme de compensation sont de moindre envergure, les modifications du règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 sont plus conséquentes :

- ***Procédure de mise en concurrence***

Le législateur européen souhaite promouvoir l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés européens de l'électricité et encourage les États membres à coopérer plus étroitement les uns avec les autres et d'ouvrir les régimes d'aides aux producteurs d'énergies renouvelables établis dans un autre État membre. Dans cette vision, le Luxembourg met en place une procédure de mise en concurrence qui permettra aux producteurs d'autres États membres de prétendre à un soutien pour les énergies renouvelables au Luxembourg. Ainsi, le règlement grand-ducal du 24 avril 2017, modifiant le règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014, pose les bases juridiques pour la prédite procédure de mise en concurrence commune avec d'autres États membres. Les nouveaux articles *27quater* et *27quinquies* introduisent dans le règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 un régime de rémunération de l'électricité suite à des procédures de mise en concurrence nationales, respectivement des procédures de mise en concurrence européennes.

Les procédures prévoient que le ministre ayant l'énergie dans ses attributions publie un avis d'appel d'offre dont les éléments sont précisés dans le règlement grand-ducal. L'Institut est appelé à contribuer à la procédure de mise en concurrence, en collaboration avec d'autres autorités concernées, sans cependant que cette contribution soit autrement précisée.

- ***Précision sur le régime de la vente directe avec prime de marché***

Le règlement grand-ducal du 24 avril 2017 vient préciser aux articles *27bis* et *27ter* du règlement grand-ducal modifié du 1<sup>er</sup> août 2014 le régime de la rémunération de l'électricité suivant la prime de marché. Outre la clarification que la rémunération suivant la prime de marché ne s'applique qu'aux centrales pour lesquelles une rémunération est prévue en vertu des articles 16 à 23 du même règlement de 2014, le règlement de 2017 introduit encore un facteur de correction pour la prime de vente directe pour que celle-ci puisse prendre en compte toute évolution des marchés de l'électricité et de la commercialisation des énergies renouvelables sur les marchés. Finalement, il est précisé que la valeur de rémunération de référence est fixée à zéro lorsque la valeur des contrats horaires conclus sur le marché spot de la bourse EPEX Spot SE à Paris est négative pendant au moins six heures consécutives.

Un nouveau paragraphe 6 est introduit au même article 27ter, disposant que la prime de vente directe ne s'applique pas pour les installations retenues lors de la procédure de mise en concurrence nationale ou européenne. Les coûts liés à la vente directe sont à intégrer intégralement dans l'offre par les soumissionnaires.

- **Ajoute à article 33(2) : vise aussi des centrales ne disposant pas de contrat de rachat**

La conclusion d'un contrat de rachat avec rémunération résiduelle pour une durée supplémentaire de 10 ans peut désormais être accordée également à des centrales hydroélectriques ou centrales à biogaz existantes qui n'ont pas bénéficié d'un contrat de rachat par le passé.

Dans le cadre des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs par l'article 48bis de la Loi Électricité (article 12bis de la Loi Gaz naturel), la Loi du 19 juin 2015 a ajouté un article 48bis à la Loi du 1<sup>er</sup> août 2007 qui introduit un mécanisme d'obligations d'économies d'énergie à charge des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Cet article vise à transposer en droit national certaines dispositions de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

La mesure proposée repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée sur une période donnée (du 1<sup>er</sup> janvier 2015 jusqu'au 31 décembre 2020) aux fournisseurs d'énergie électrique et de gaz naturel.

L'objectif cumulé d'économies d'énergie à réaliser par les parties obligées d'ici 2020 est fixé par voie de règlement grand-ducal. 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 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. Un catalogue de fiches standardisées 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'Institut n'a prononcé à l'égard d'aucun des fournisseurs concernés une amende d'ordre, alors que le résultat du contrôle au fond opéré par le ministère de l'économie pour l'année 2015, ainsi que le résultat des vérifications sommaires des notifications des fournisseurs pour les années 2016 et 2017 ne lui ont pas encore été communiqués.

L'article 48bis de la Loi du 1<sup>er</sup> août 2007 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.

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 surveillera le niveau des prix et les marges brutes des fournisseurs actifs dans ce segment. 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/AT/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.

#### ***OBSERVATION DU CADRE LÉGAL EUROPÉEN PAR LE RÉGULATEUR***

L'ACER est ancré dans la législation nationale, imposant à l'Institut de se conformer aux décisions juridiquement contraignantes de cette Agence au même titre que celles de la Commission européenne, et de les mettre en œuvre (article 54, paragraphe 2, point (f) de la Loi Électricité et article 51, paragraphe 5, point (f) de la Loi Gaz naturel). Jusqu'au 31 décembre 2017, aucune décision contraignante n'a été prise par l'ACER à laquelle l'Institut aurait dû se conformer.

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

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres États membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les

gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés, à coordonner le développement de règles de gestion de la congestion et à favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau ou un niveau adéquat de capacités d'interconnexions.

**En matière d'électricité**, les discussions ont notamment porté sur la mise en place des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur les règles de marché (allocation des capacités long terme, allocation de capacité et gestion de la congestion à court terme), sur les conditions de raccordement et sur la gestion du réseau de transport.

Le cadre législatif communautaire a de plus été élargi par trois règlements :

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

Dans le cadre des règles de marché, l'Institut a poursuivi la mise en œuvre du règlement européen (UE) n° 2015/1222 portant sur l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion publié le 24 juillet 2015 et entré en vigueur le 14 août 2015 (ci-après « Règlement CACM »). Ainsi, l'Institut a approuvé les propositions concernant les modalités et conditions ou méthodologies suivantes faisant l'objet d'une approbation par toutes les autorités de régulation : la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, la méthodologie pour le modèle de réseau commun après demande de modifications des autorités de régulation, l'heure limite de fermeture journalière et le plan d'exercice conjoint des fonctions d'opérateur de couplage du marché (OCM) après 2 demandes de modifications des autorités de régulation. Suivant l'opinion conjointe de toutes les autorités de régulation, l'Institut a également demandé des modifications aux propositions portant sur les produits qui peuvent être pris en compte par les NEMO dans les processus de couplage unique journalier et infrajournalier, l'algorithme soumis par les NEMOs, la méthodologie en mode dégradé des NEMOs et une mise à jour des régions pour le calcul de la capacité. En ce qui concerne les propositions portant sur les prix maximaux et minimaux, les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier entre zones et la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion, les versions initiales et les modifications demandées par l'ensemble des autorités de régulation sur les 2 derniers points n'ont pas permis d'aboutir à des méthodologies satisfaisantes pour tous ; l'ACER a donc été saisie des décisions correspondantes. Sur le plan régional, l'Institut a demandé des modifications à la proposition portant sur les procédures en mode dégradé des TSOs et a contribué à l'évaluation de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité.

En ce qui concerne la mise en place du règlement (UE) européen 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, l'Institut a

approuvé les propositions concernant les modalités et conditions ou méthodologies suivantes faisant l'objet d'une approbation par toutes les autorités de régulation : la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, les exigences concernant la plateforme d'allocation unique, la méthodologie pour le partage des coûts entraînés par l'établissement, le développement et le fonctionnement de la plateforme d'allocation unique. L'Institut a également contribué à l'évaluation de la méthodologie pour le modèle de réseau commun pour les échéances à long terme. De plus, en marge des règles d'allocation harmonisées telles que décidées par l'ACER (décision n°03/2017 du 2 octobre 2017), l'Institut a approuvé les exigences spécifiques régionales aux règles d'allocation. Enfin, l'Institut a approuvé la proposition de conception des droits de transport à long terme établie par les gestionnaires de réseau de transport de la région Core.

Dans le cadre des conditions de raccordement, suite à la consultation lancée par l'Institut fin 2016 – début 2017, du 23 décembre 2016 au 25 janvier 2017, l'Institut a émis un règlement (ILR/E17/6) fixant les critères d'octroi d'une dérogation aux exigences de raccordement prévues par le règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016, le règlement (UE) n° 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 et le règlement (UE) n° 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016. L'Institut a également octroyé à 4 entreprises, après décision conjointe entre les régulateurs de la même zone synchrone, le label de technologie émergente selon le règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016.

**En matière de gaz naturel**, une nouvelle étape dans la mise en place du marché unique du gaz naturel a été franchie en 2017 avec la publication des règlements suivants :

- le règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et abrogeant le règlement (UE) 984/2013 ;
- le règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz.

De plus, le règlement (UE) 2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) 994/2010 établit des dispositions visant à préserver les mesures nécessaires pour garantir la continuité de l'approvisionnement en gaz dans l'ensemble de l'Union.

Ces codes réseau sont d'application pour tous les États Membres, à l'exception de ceux qui comme le Grand-Duché de Luxembourg bénéficient d'une dérogation au titre de l'article 49 de la directive 2009/73/CE. Néanmoins, l'Institut et le gestionnaire de réseau Creos ont participé, sur base volontaire et dans le cadre du marché intégré BeLux, au rapport de mise en œuvre du code réseau portant sur l'équilibrage.

Dans la mesure où les dispositions des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE se trouvent transposées en droit national, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément aux articles 44 de la directive 2009/72/CE et 49 de la directive 2009/73/CE, le non-respect de ce cadre légal européen est

sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales. Le pouvoir de sanction de l'Institut, tel que défini par les articles 60 de la Loi Gaz naturel et 65 de la Loi Électricité, consiste à prononcer des blâmes ou avertissements, ou 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).

### **EXIGENCES DE TRANSPARENCE**

La transposition en droit national du troisième Paquet Énergie investit l'Institut d'une mission de surveillance du degré de transparence sur le marché de l'énergie.

L'Institut surveille également la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités du gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément au règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003. Ainsi, l'Institut assure la surveillance des exigences de transparence définies par le règlement précité et fournit régulièrement son évaluation dans le cadre des travaux de surveillance menés par le l'ACER et le CEER. Le règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, entend d'ailleurs renforcer la transparence et ainsi faciliter les décisions des acteurs sur le marché de l'électricité en fonction des données de production, consommation et d'éléments de réseau de transport mises à disposition. La plateforme de transparence y relative a été mise en place le 5 janvier 2015<sup>76</sup>. Étant donnée la spécificité de la situation du Grand-Duché de Luxembourg, un certain nombre de paramètres ne seront pas publiés pour cause de non-applicabilité.

En 2017, le régulateur allemand Bundesnetzagentur a lancé un nouveau site internet sur la transparence concernant le marché de l'électricité, appelé SMARD.de<sup>77</sup>. Le site fournit et visualise diverses données concernant le marché allemand, autrichien et luxembourgeois sur la production, la consommation, les prix de gros et la situation des importations et des exportations avec des données sur un quart d'heure, ainsi que des informations sur les centrales allemandes.

En matière de gaz naturel, l'Institut surveille en outre le processus d'attribution des capacités de transport.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011, dit REMIT, concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, la mise en place d'une surveillance des marchés de gros de l'énergie par l'ACER, en collaboration avec les autorités de régulation nationales, vise à prévenir et à détecter tout

---

<sup>76</sup> [https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/terms%20and%20conditions/terms%20and%20conditions.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/terms%20and%20conditions/terms%20and%20conditions.html)

<sup>77</sup> <https://www.smard.de/home> Les données de ce site internet peuvent être téléchargées et enregistrées gratuitement. Bundesnetzagentur n'assume aucune responsabilité quant à l'exactitude et à l'exhaustivité des données. Les données publiées reposent principalement sur des données provenant d'ENTSOe, le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, et des données collectées par la Bundesnetzagentur. La plupart des données sont publiées en temps réel avec un délai maximum de deux heures. La Bundesnetzagentur est en dialogue étroit avec les GRT allemands pour améliorer la qualité des données.

abus de marché, ainsi qu'à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

### **ACCÈS AUX DONNÉES DE CONSOMMATION**

Sur demande du client, les fournisseurs et les gestionnaires de réseau doivent donner un accès aux fournisseurs et aux fournisseurs de services énergétiques aux données sur la consommation passée de leur client. Cet accès est gratuit.

Par ailleurs, les fournisseurs doivent fournir à leurs clients résidentiels, ou à un tiers agissant en leur nom, des données relatives à la consommation sous une forme aisément compréhensible et comparable, tandis que les clients non résidentiels ont accès à leurs relevés de consommation directement par le biais de leur gestionnaire de réseau.

L'Institut s'est vu chargé de la mission d'établir une méthode facilement compréhensible de présentation harmonisée au niveau national des données de consommation et de garantir l'accès rapide de tous les consommateurs à ces données.

Déjà en 2016, l'Institut a adopté 2 règlements, à savoir le règlement E16/30/ILR du 15 juillet 2016 déterminant la méthode de présentation et la procédure d'accès aux données de consommation d'électricité ainsi que le règlement E16/31/ILR du 15 juillet 2016 déterminant la méthode de présentation et la procédure d'accès aux données de consommation de gaz naturel. Ces règlements prévoient la mise en place d'un accès personnalisé des clients sur le site internet de leur fournisseur respectivement de leur gestionnaire de réseau. À défaut d'un accès personnalisé, un formulaire de demande de communication des données de consommation doit être mis à disposition des clients sous format électronique. Ce formulaire doit pouvoir être introduit par voie électronique.

Les fournisseurs sont nombreux à avoir mis un tel formulaire à disposition de leurs clients sur internet. Le client en a été informé par courrier. L'Institut invite les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux à optimiser l'accessibilité d'un tel formulaire en ligne, entre autres, par l'inclusion d'un lien bien visible dans la page d'accueil, ainsi que la mise en place d'un espace client sur Internet où le client a un accès direct à ses données.

Les fournisseurs peuvent demander les données de consommation historiques de leurs clients, ou de clients tiers qui leur ont donné une procuration de manière automatisé via la communication de marché en place depuis octobre 2017 (voir page 31).

## **4.2. Protection des consommateurs**

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

## PROCÉDURE DE MÉDIATION

La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouverte à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau<sup>78</sup>. Son rôle est de traiter, à la demande du consommateur 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 2017, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel<sup>79</sup> en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016<sup>80</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 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>81</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>82</sup>.

En 2017, l'Institut a traité 7 nouvelles demandes de médiation dans le secteur de l'énergie. Au cours de l'année 2017, il a également clôturé 6 médiations dans les secteurs de gaz naturel et de l'électricité dont 2 ont pu aboutir à une solution à l'amiable entre les parties concernées.

## GUICHET UNIQUE EN LIGNE

Dans le cadre de la refonte de son site internet, l'Institut a renouvelé le portail [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu), géré par l'ILR en qualité de guichet unique<sup>83</sup>. Ce portail fournit au consommateur luxembourgeois toute une panoplie d'informations sur ses droits et devoirs dans le contexte du marché libéralisé de l'énergie. Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches d'information disponibles sur ce site. Ces fiches renseignent entre autres sur les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix

<sup>78</sup> Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

<sup>79</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>80</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>81</sup> Site internet dédié au [Service Médiation](mailto:mediation@ilr.lu) d'Institut. Contact : [mediation@ilr.lu](mailto:mediation@ilr.lu)

<sup>82</sup> Liste des Organismes de règlement des litiges sur le site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs.

<sup>83</sup> Article 2(13) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

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>84</sup>, tout comme sur le site du guichet unique de l'énergie [www.STROUMaGAS.lu](http://www.STROUMaGAS.lu).

### **ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS**

Tout consommateur peut contacter l'Institut pour obtenir plus d'informations sur le marché de l'énergie. Au cours de l'année 2017, le Service Energie de l'Institut a enregistré 92 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, autres autorités et instituts de recherche) parvenues soit par voie électronique<sup>85</sup> soit via la Hotline Energie<sup>86</sup>. Les demandes d'information portaient principalement sur une explication de la structure tarifaire, du système des garanties d'origine, sur les statistiques de production d'électricité à partir de sources renouvelables au Luxembourg, sur la mobilité électrique, le changement de fournisseur, la facturation et l'explication des coûts liés au raccordement au réseau, l'efficacité énergétique, 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>87</sup>

Au cours de l'année 2017, l'Institut a publié 7 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 8 consultations publiques, respectivement 5 pour le marché de l'électricité et 3 pour le marché du gaz naturel.

Pour rester informés des travaux menés par l'Institut, les consommateurs sont invités à s'inscrire à la newsletter de l'Institut en choisissant les secteurs d'intérêt<sup>88</sup>.

### **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 du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale, « *une fourniture minimale en énergie domestique est garantie à toute personne remplissant les conditions d'éligibilité pour le droit à l'aide sociale, si elle se trouve dans l'impossibilité de faire face à ses frais (...) d'énergie domestique* ».

La législation nationale actuelle ne définit pas de manière plus précise la notion de client vulnérable. Néanmoins, dans le cadre du service universel à assurer au client résidentiel, la Loi Électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement du client. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion dans un délai de trente jours en cas de non-paiement<sup>89</sup>. Une information est adressée en parallèle à l'office social du

<sup>84</sup> Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

<sup>85</sup> Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse email du Service Energie : [energie@ilr.lu](mailto:energie@ilr.lu)

<sup>86</sup> Le numéro de la Hotline Energie est le suivant : (+352) 28 228 888, disponible sur le site [www.calculix.lu](http://www.calculix.lu)

<sup>87</sup> Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) consultations publiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

<sup>88</sup> Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

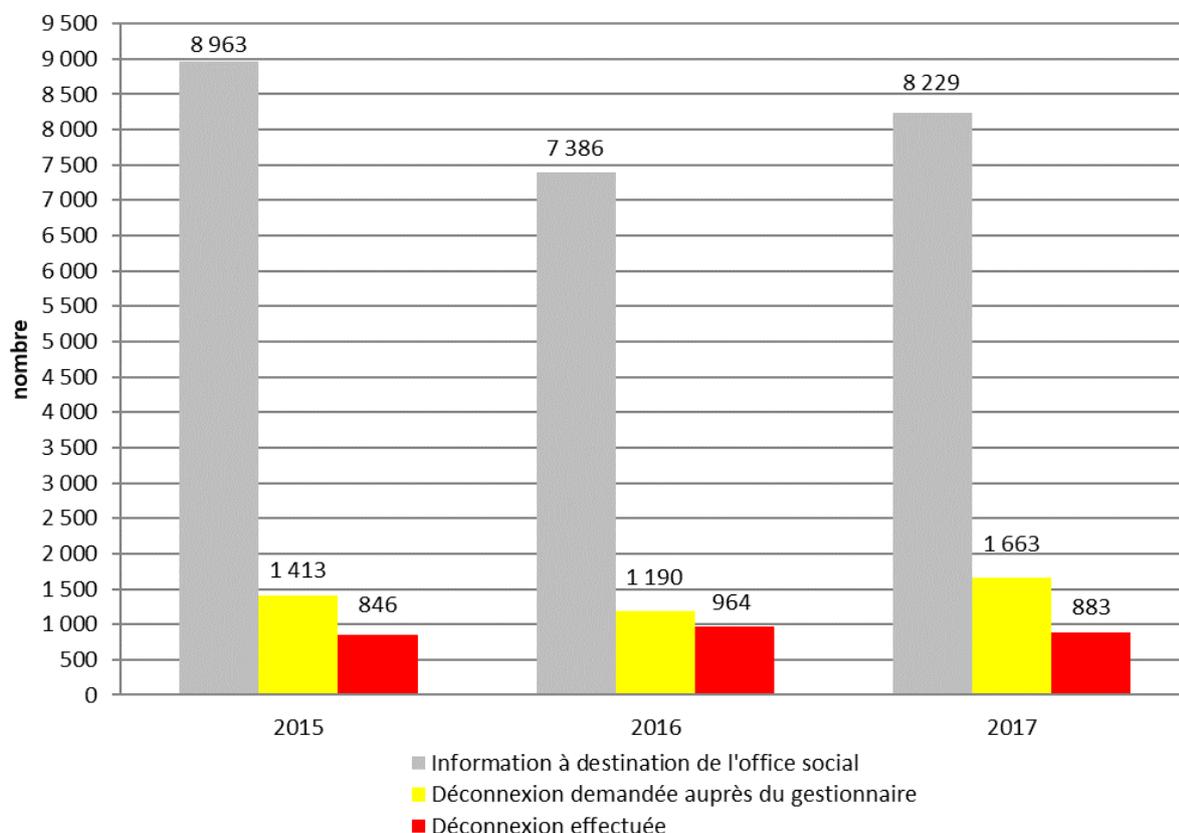
<sup>89</sup> La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.

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.

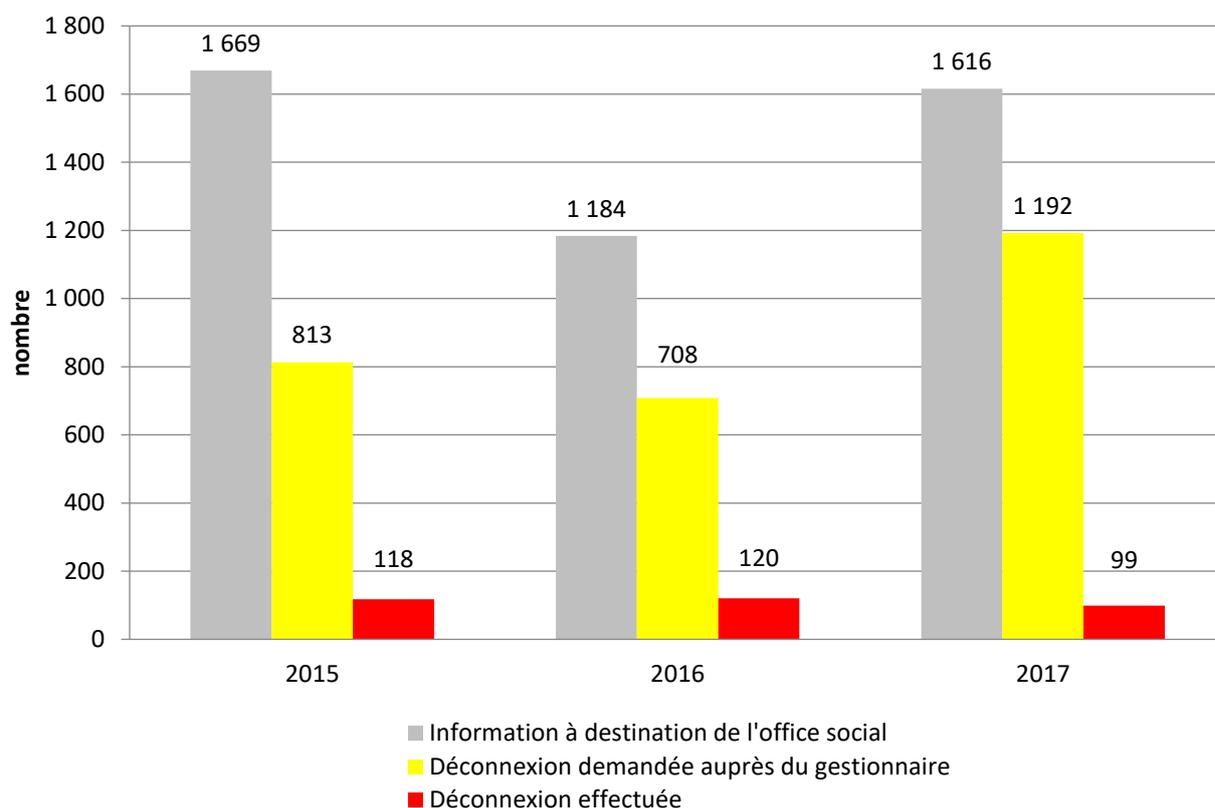
Une procédure identique existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché.

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 ».

Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Les graphiques suivants renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées en 2015, 2016 et 2017 auprès des clients résidentiels :



GRAPHIQUE 22 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ



GRAPHIQUE 23 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL

Concernant le secteur de l'électricité, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1 663 clients en défaillance de paiement en 2017. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnecté 883 clients, donc 53% des déconnexions demandées. Aucun gestionnaire de réseau n'a indiqué le placement de compteurs à prépaiement dans le contexte des clients en défaillance de paiement en 2017. Le nombre d'ouvertures d'une procédure de déconnexion (en interne auprès des fournisseurs) a augmenté par rapport à l'année 2017. Les déconnexions demandées auprès du gestionnaire ont également augmenté en 2017. On note pourtant une légère diminution du nombre de déconnexions effectuées pour défaillance de paiement. Concernant le secteur du gaz naturel, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1 192 clients en défaillance de paiement en 2017 et ces derniers ont effectivement déconnectés 99 clients, donc presque 8% des déconnexions demandées. En général, les chiffres montrent une hausse des procédures entamées pour défaillance de paiement et cependant une diminution du nombre de déconnexions effectuées par rapport à l'année 2016.

### LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut a, par sa Décision ILR/E17/30 du 22 mai 2017, prolongé la désignation de la société Enovos Luxembourg S.A. en tant que fournisseur du dernier recours en électricité pour une durée de trois ans. Suite à un appel public à candidature, l'Institut a désigné, par sa Décision ILR/E17/22 DU 28 avril 2017 la société Eida S.A. comme fournisseur du dernier recours sur le marché du gaz naturel pour une durée de 3 ans à compter du 1<sup>er</sup> juin 2017. Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné suivant des critères transparents et publiés, prend en charge les

clients finals dont le fournisseur serait dans l'incapacité de fournir ainsi que ceux pour lesquelles la fourniture par défaut prend fin sans qu'ils n'aient choisi de nouveau fournisseur. L'Institut surveille le niveau de l'implémentation, et plus précisément le nombre de rattachements, détachements et déconnexions effectués, moyennant un relevé mensuel à établir par chaque gestionnaire de réseau. Aucune fourniture du dernier recours ne lui a été rapportée pour 2017, que ce soit dans le secteur de l'électricité ou du gaz naturel.

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

### **LA FOURNITURE PAR DÉFAUT**

Suite à une consultation publique ayant couru de décembre 2016 à janvier 2017<sup>90</sup>, l'Institut a déterminé un cadre précis pour les procédures de 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 de manière provisoire pour une durée limitée aux clients n'ayant pas encore choisi de fournisseur.

À travers son règlement ILR/E17/11 du 08 mars 2017 relatif aux critères et à la procédure de désignation du fournisseur par défaut, l'Institut a rendu les critères de désignation du fournisseur par défaut plus objectifs et adaptés au marché concurrentiel. Le fournisseur ayant le plus grand nombre de clients dans une zone donnée n'est maintenant plus désigné d'office, mais un appel à candidature est organisé. L'Institut a procédé à des nouvelles désignations de fournisseurs par défaut selon les critères de ce règlement en avril 2017.

De plus, l'Institut a clarifié la marche à suivre pour l'application de la fourniture par défaut par le règlement ILR/E17/10 du 08 mars 2017<sup>91</sup> et le règlement ILR/E17/9 du 08 mars 2017<sup>92</sup>. Ces règlements spécifient respectivement les flux d'information du gestionnaire de réseau vers le client final lors d'un nouveau raccordement et du fournisseur par défaut vers le client n'ayant pas encore de fournisseur attribué et visent 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 nouveaux 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

---

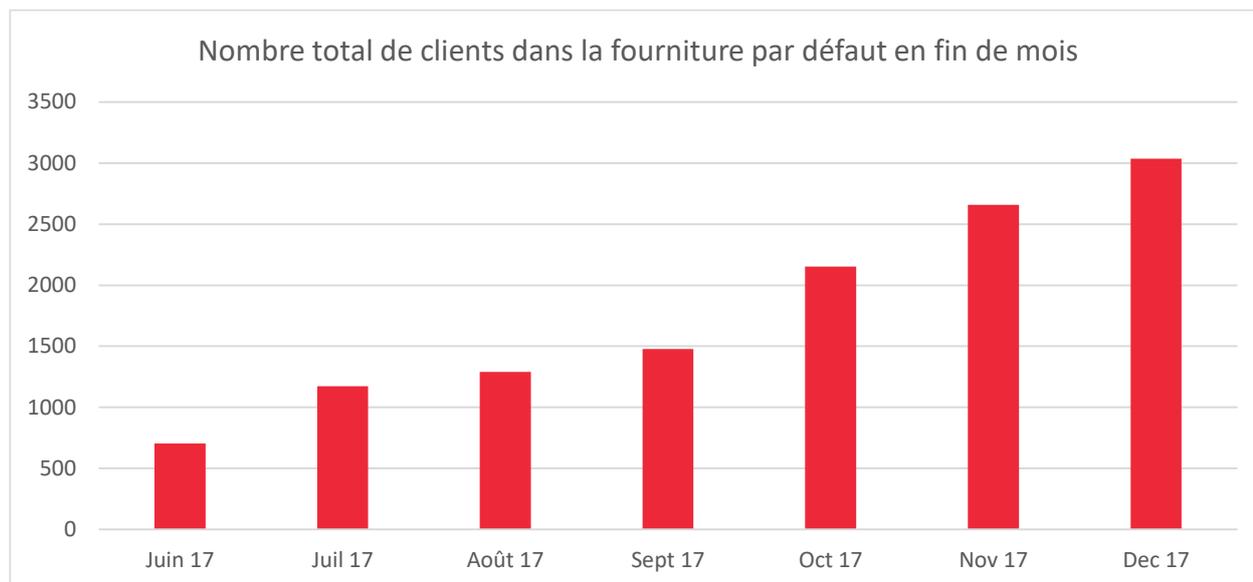
<sup>90</sup> [Consultation publique du 23 décembre 2016 au 31 janvier 2017](#).

<sup>91</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>92</sup> [Règlement ILR/E17/9 du 8 mars 2017](#) relatif aux informations à transmettre par le fournisseur par défaut au client final - Secteur Électricité.

de la fourniture par défaut, ce qui donne le temps au client de s'informer de comparer les offres de différents fournisseurs. Cette approche vise à le rendre plus conscients de son choix et ainsi à développer la concurrence sur le marché de détail.

Depuis l'entrée en vigueur des nouveaux règlements, l'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut. Pour chaque mois de l'année 2017, plus d'entrées dans la fourniture par défaut ont été observées que de sorties, de manière à ce qu'au 31 décembre, 3037 clients étaient fournis aux conditions de la fourniture par défaut.



GRAPHIQUE 24 – ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS EN FOURNITURE PAR DÉFAUT AU COURS DE L'ANNÉE 2017

Étant donné que les GRD de gaz naturel ne mettent en règle générale pas en service de raccordement sans qu'un contrat de fourniture ne soit signé préalablement, la fourniture par défaut dans ce secteur est moins utilisée. L'Institut n'a donc pas procédé à une adaptation comparable du cadre réglementaire de la fourniture par défaut en gaz naturel jusqu'à présent. L'Institut va néanmoins continuer à observer l'évolution du marché et, le cas échéant, lancer une analyse du fonctionnement de la fourniture par défaut en gaz naturel dans les années à venir.

#### ***SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS***

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

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

### 4.3. Règlement de litiges

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

En sa qualité d'autorité de règlement de litige, autorisée à trancher des réclamations de toute partie ayant un grief à faire valoir contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel, l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi<sup>93</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.

En 2017, l'Institut a tranché un litige introduit en 2016 à l'encontre d'un gestionnaire de réseau de distribution concernant le raccordement à une nouvelle ligne ainsi que la facturation. Le gestionnaire de réseau a introduit un recours en réformation, sinon en annulation de la décision devant le tribunal administratif de Luxembourg qui tranchera en fin d'année 2018.

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 2017.

---

<sup>93</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.

## Glossaire

### Acteurs du marché :

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Amprion	Amprion GmbH, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands
CEER	Council of European Energy Regulators
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
NCG	NetConnect Germany, l'une des zones d'équilibrage en Allemagne
OGE	Open Grid Europe, l'un des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel allemand
RTE	RTE S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité français
Sotel Réseau	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, gestionnaire de réseau industriel d'électricité luxembourgeois

### Lois / Règlements :

Loi Électricité	Loi modifiée du 1 <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 (CE) n° 714/2009	Règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003
Règlement (UE) n° 1227/2011	Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie

Abréviations :

ATC	Available Transfer Capacity
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CWE	Central West Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
DCC	Demand Connection Code
EIC	Energy Identification Code
FCA	Forward Capacity Allocation
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
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
NWE	North West Europe
OSP	Open Subscription Period
OTC	Over The Counter
PCI	Project of Common Interest
PME	Petites Moyennes Entreprises
PST	Phase Shifter Transformer
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RfG	Requirements for Generators
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
STATEC	Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché du Luxembourg
TGV	Turbine Gaz Vapeur
TTF	Title Transfer Facility
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan developed either by ENTSOe or by ENTSOg
UE	Union Européenne
VDL	Ville de Luxembourg
ZTP	Zeebrugge Trading Point

## Tableaux

TABLEAU 1 – ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. ....	17
TABLEAU 2 – ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. ....	17
TABLEAU 3 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016 .....	21
TABLEAU 4 – NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS .....	25
TABLEAU 5 – INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES .....	25
TABLEAU 6 – NOMBRE DES DEMANDES DE RACCORDEMENT ET DES MISES EN SERVICE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SUR BASE DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES .....	28
TABLEAU 7 – TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS .....	37
TABLEAU 8 – IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ .....	39
TABLEAU 9 – EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ .....	39
TABLEAU 10 – MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS .....	44
TABLEAU 11 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2017 .....	45
TABLEAU 12 – ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL ...	46
TABLEAU 13 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2016 ET 2017 .....	48
TABLEAU 14 – ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDEN- TIELS .....	49
TABLEAU 15 – CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG .....	57
TABLEAU 16 – INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017 .....	64
TABLEAU 17 – PRIX INTÉGRÉ HORS TAXES DU GAZ NATUREL .....	69
TABLEAU 18 – TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS - ESTIMATIONS ILR .....	70
TABLEAU 19 – ENCHÈRES POUR LES PRODUITS DE CAPACITÉ D'ENTRÉE TRIMESTRIELS À REMICH POUR L'ANNÉE GAZIÈRE 2017-2018 .....	72
TABLEAU 20 – RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DÉCEMBRE 2017 .....	74
TABLEAU 21 – TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL PAR CATÉGORIE DE CLIENT – COMPARAISON 2016 ET 2017 .....	77

## Graphiques

GRAPHIQUE 1 – LE GROUPE ENCEVO EN 2017 .....	16
GRAPHIQUE 2 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2013 .....	22
GRAPHIQUE 3 – CHARGE MOYENNE MENSUELLE (EN MWH/H) DANS LA ZONE CREOS ENTRE 2013 ET 2017 .....	23
GRAPHIQUE 4 – COURBE DE CHARGE DU RÉSEAU CREOS, DE LA PRODUCTION NATIONALE ET DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS LE 13 OCTOBRE 2017 .....	24
GRAPHIQUE 5 – COURBE DE CHARGE DE LA ZONE CREOS, DE LA PRODUCTION NATIONALE ET DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS LE 30 DÉCEMBRE 2017 .....	24
GRAPHIQUE 6 – PRODUCTION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ ET PRODUCTION À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES .....	29
GRAPHIQUE 7 – RÉPARTITION DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE POUR LA PRODUCTION NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ .....	30
GRAPHIQUE 8 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - ÉLECTRICITÉ.....	32
GRAPHIQUE 9 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS .....	46
GRAPHIQUE 10 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ.....	47
GRAPHIQUE 11 – ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT .....	48
GRAPHIQUE 12 – DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS) .....	51
GRAPHIQUE 13 – DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ .....	52
GRAPHIQUE 14 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ 2013 – 2017 .....	53
GRAPHIQUE 15 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2013 .....	65
GRAPHIQUE 16 – ÉVOLUTION DU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS - GAZ NATUREL.....	67
GRAPHIQUE 17 – RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS .....	75
GRAPHIQUE 18 – PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL.....	76
GRAPHIQUE 19 – DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS).....	78
GRAPHIQUE 20 – DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL .....	79
GRAPHIQUE 21 – MARGE BRUTE DU FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL 2013 – 2017 .....	80
GRAPHIQUE 22 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ .....	93
GRAPHIQUE 23 – PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL .....	94
GRAPHIQUE 24 – ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS EN FOURNITURE PAR DÉFAUT AU COURS DE L'ANNÉE 2017 ..	96