



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 2015

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

Luxembourg, septembre 2016



17, rue du Fossé
Adresse postale
L-2922 Luxembourg

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

www.ilr.lu

TABLE DES MATIÈRES

1. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel	5
1.1. Compétences de l'Institut	5
1.2. Coopérations européennes et transfrontalières	10
1.3. Sécurité d'approvisionnement.....	12
2. Le marché de l'électricité.....	14
2.1. Régulation des réseaux.....	14
2.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	14
2.1.2. Fonctionnement technique	20
2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux	28
2.1.4. Questions transfrontalières.....	32
2.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	35
2.2.1. Marché de gros.....	35
2.2.2. Marché de détail.....	38
2.3. Sécurité d'approvisionnement.....	47
3. Le marché du gaz naturel	53
3.1. Régulation des réseaux.....	53
3.1.1. Dissociation des gestionnaires de réseau.....	53
3.1.2. Fonctionnement technique	54
3.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux	60
3.1.4. Questions transfrontalières.....	64
3.2. Aspects relatifs à la concurrence.....	66
3.2.1. Marché de gros.....	66
3.2.2. Marché de détail.....	67
3.3. Sécurité d'approvisionnement.....	73
4. Conformité légale et réglementaire, protection des consommateurs et règlement de litiges	76
4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire.....	76
4.2. Protection des consommateurs	80
4.3. Règlement de litiges	84
Glossaire	86
Tableaux	88
Graphiques.....	88

Introduction

Dans sa fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ci-après « l'Institut ») est tenu de dresser un rapport sur ses activités et sur l'exécution de ses missions dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel à destination des autorités nationales et communautaires. Ainsi, les directives européennes 2009/72/CE sur le marché de l'électricité et 2009/73/CE sur le marché du gaz naturel prévoient dans leurs respectifs articles 37 et 41 que les autorités de régulation présentent un rapport annuel sur leurs activités et l'exécution de leurs missions aux autorités compétentes des États membres, à l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « ACER ») et à la Commission.

Le présent rapport doit rendre une image des développements en 2015 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.

Les activités ayant marqué l'exercice 2015 se sont focalisées sur l'accompagnement des travaux préparatoires en vue d'un renforcement de l'interconnexion entre les réseaux de transport d'électricité belge et luxembourgeois ainsi qu'en vue de l'intégration des marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois dans le cadre du projet « BeLux ».

Les missions de l'Institut en matière de surveillance de la dissociation des activités des entreprises d'électricité et de gaz naturel, du plan de développement décennal du réseau de transport ainsi que des prix facturés aux clients résidentiels ont été poursuivies.

Au niveau du marché de détail, l'Institut contribue au développement de l'architecture du système de comptage intelligent et de procédures de communication de marché efficaces et automatisées.

Au niveau européen, l'Institut contribue aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs, un des organes de l'ACER qui est composé des 28 régulateurs de l'Union européenne, ainsi qu'à travers de différents groupes de travail.

L'ACER joue un rôle central dans le développement des codes réseau paneuropéens qui sont critiques pour un marché européen intégré de l'énergie, en particulier à travers la détermination des orientations-cadre auxquels les codes réseau doivent se conformer et à travers la supervision des réseaux européens des gestionnaires de réseau de transport.

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 2015.

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 2015, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg compte 294.037 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,4 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. Le taux de changement de fournisseur sur le marché de détail de l'électricité s'élève à 0,2% en termes de volume d'électricité consommé.

Dans le secteur du gaz naturel, le Grand-Duché du Luxembourg compte 86.754 consommateurs représentant une consommation nationale de 10,1 TWh, légèrement en retrait par rapport à 2014 (11,2 TWh) du fait d'une baisse de la production d'électricité à partir de gaz naturel. Six entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché, trois sur le marché résidentiel et six sur le marché non résidentiel.

1.1. Compétences de l'Institut

L'Institut se présente comme acteur neutre 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, Enovos International S.A. (ci-après « Enovos International »).

L'Institut veille à éviter 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^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « Loi Electricité ») et l'article 37(3) de la loi modifiée du 1^{er} 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 2016 renseigne sur la structure de l'entreprise verticalement intégrée qui est restée la même depuis sa création, mais dont l'actionnariat a changé pour voir renforcer la participation du capital public.

Le rapport revient plus en détail sur divers points critiques qui ont déjà été soulevés par l'Institut par le passé, notamment concernant la situation de cumul de mandats d'administrateurs au sein des conseils d'administration de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée et de Creos. Cette situation semble être redressée par le fait que les responsables de la gestion quotidienne de Creos sont bien distincts des responsables de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture. Néanmoins, le nouvel administrateur délégué et CEO de Creos, en place depuis le 1^{er} août 2015, fait toujours partie du comité de direction d'Enovos International S.A. Or, comme cette entité n'est pas directement ou indirectement en charge de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture, ni des activités de transport ou de distribution, une séparation encore plus stricte, si elle était souhaitable, n'est pas de rigueur.

Malgré tous les progrès dans la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise, en particulier puisque le même terme Enovos apparaît dans le nom de la société holding (Enovos International), actionnaire principal des deux branches, et de la branche « fourniture » (Enovos Luxembourg). Il apparaît donc indispensable que les missions des gestionnaires soient clairement communiquées pour éviter ces confusions d'identités.

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 à la procédure d'acceptation de l'Institut, les conditions techniques, financières et générales de raccordement.

En 2015, l'Institut a arrêté les conditions techniques de raccordement haute tension du gestionnaire de réseau de transport Creos. Ces conditions sont applicables pour de futurs raccordements ou dans le cas de modifications substantielles des installations de raccordement existantes. Elles s'inspirent fortement

des dispositions telles que discutées à cette période dans le cadre du développement des codes réseau pour le raccordement des installations de production d'électricité¹ et des consommateurs.

L'Institut a effectué en 2015, en ayant recours à l'avis d'experts externes, les travaux préparatoires pour la deuxième période de régulation allant de 2017 à 2020. Plusieurs réunions de concertation ont été organisées courant 2015 avec les gestionnaires des réseaux pour présenter et discuter les développements de la méthode tarifaire. Ainsi l'Institut envisage de maintenir les piliers de la méthode actuelle pour la période de régulation 2017-2020 tout en apportant des adaptations ponctuelles pour corriger les effets non désirables.

Dans le secteur du gaz naturel, l'Institut a clôturé les travaux dans le cadre du projet « BeLux » portant sur l'intégration des marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois. Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec le marché intégré « BeLux », les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents. Les détails sur les nouvelles règles d'accès et d'équilibrage sont illustrés au chapitre 3 de ce rapport.

SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

- **Marché de gros**

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 allemande² (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 sur EpexSpot pour la zone DE/AT/LU. Ainsi, en 2015, les transactions sur les marchés *day-ahead* et *intraday* ont été réalisées auprès d'EpexSpot, dont le siège se trouve à Paris. Fin 2015, EpexSpot a en outre été 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* (voir § 4.1).

En 2015, la convergence entre les zones de prix *day-ahead* de la région Centre-Ouest s'est dégradée à partir du deuxième semestre, avec un écart particulièrement important entre la zone de prix belge et la zone de prix DE/AT/LU, malgré le passage en *flow-based* pour l'allocation *day-ahead* en mai 2015, du fait de l'indisponibilité d'une partie importante du nucléaire belge. La convergence de prix sur cette région s'est néanmoins améliorée en fin d'année grâce au redémarrage des centrales nucléaires belges.

¹ Règlement européen publié en 2016 : « Règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité »

² 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.

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois.

Comme dans le marché de l'électricité, il n'y a également pas de marché de gros de gaz naturel proprement dit au Luxembourg. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés de gros étrangers. Jusqu'au 30 septembre 2015, les fournisseurs avaient la possibilité d'échanger le gaz naturel aux points d'entrée au Luxembourg (PEA et PEB).

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

L'intégration de marché BeLux au 1^{er} octobre 2015 s'inscrit dans la logique d'intégration européenne et du GTM - Gas Target Model³.

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.

- **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

³ <http://www.acer.europa.eu/en/gas/gas-target-model/pages/main.aspx>

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 2015, le taux de changement de fournisseur sur le marché de l'électricité s'élève à 0,2 % en termes de volume et à 0,1 % en termes de nombre de clients. On note une baisse du taux de changement en termes de volume par rapport à l'année dernière (0,5%), essentiellement due à une activité de changement de fournisseur moins élevée dans le segment des clients professionnels et des industriels.

Sur le marché de détail du gaz naturel, six entreprises se partagent le marché au Grand-duché : trois sont actives sur le marché résidentiel et six sur le marché non résidentiel. Le marché témoigne d'un faible nombre d'acteurs avec un quasi-monopole sur le segment des producteurs d'électricité.

Le taux de changement de fournisseur sur le marché du gaz naturel reste en-dessous de 0,1% en termes de nombres de clients et s'élève à 8.6% en termes de volume avec 18 changements toutes catégories confondues : 10 clients finals appartenant au segment résidentiel, 5 changements dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 2 changements dans le segment industriel et un changement dans le segment des producteurs d'électricité.

Malgré les efforts de mise en place d'un comparateur de prix pour l'électricité et le gaz naturel pour les clients résidentiels, on note que l'activité de changement de fournisseur (en nombre absolu et en termes de volume) se trouve à un niveau particulièrement faible en 2015 par rapport aux années précédentes.

SURVEILLANCE DES PRIX

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

En 2015, les prix de la fourniture intégrée de l'électricité pour les clients résidentiels ont augmenté légèrement par rapport à 2014. Cette hausse s'explique notamment par l'augmentation significative de la contribution au mécanisme de compensation et de la TVA. En revanche, la baisse constante des coûts d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés de gros depuis 2011 s'est finalement reflétée sur le prix de l'électricité aux consommateurs qui ont baissé par rapport à l'année 2014.

En 2015, le prix de la fourniture intégrée du gaz naturel hors taxes et TVA se situe à 41,40 EUR/MWh par rapport à 45,80 EUR/MWh en 2014 pour un client résidentiel. La baisse de la facture, malgré l'augmentation de la TVA, résulte d'une baisse du prix du gaz naturel qui est due à la baisse du prix du marché de gros sur les marchés organisés du gaz naturel par rapport à l'année 2014.

PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le consommateur devient un élément de plus en plus central dans l'activité de l'Institut. Dès lors, le site de l'Institut dédié aux consommateurs finals (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 a étendu le champ d'application de son comparateur de prix, Calculix⁴, lancé en septembre 2013. En plus de comparer les prix d'électricité, Calculix compare désormais aussi les prix du gaz naturel. L'outil offre au résident luxembourgeois 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.

D'autre part, l'Institut offre un service de médiation aux consommateurs. En 2015, l'Institut a traité douze demandes de médiation, six dans le secteur de l'électricité et six dans le secteur du gaz naturel. Une demande de règlement de litige extrajudiciaire a été déposée auprès de l'Institut en 2015.

La surveillance par l'Institut du respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau, tout comme la protection des consommateurs en général ainsi que la transposition du 3^{ème} Paquet de l'énergie par les lois du 7 août 2012 modifiant celles du 1^{er} août 2007 ont fait que l'Institut a analysé les contrats-type de fourniture intégrée en vigueur et a constaté que des adaptations substantielles, plus précisément en ce qui concerne la protection des consommateurs, s'imposaient.

1.2. Coopérations européennes et transfrontalières

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

AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE

La coopération avec l'ACER, le CEER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres Etats 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.

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

⁴ www.calculix.lu

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. En 2015, la mise en œuvre opérationnelle de REMIT a principalement porté sur les dispositions relatives à l'enregistrement et à la déclaration des transactions auprès de l'ACER. Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 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.

COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres Etats 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 2015, dans le domaine de l'électricité, 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 CWE⁵.

Dans le cas du projet CWE *day-ahead flow-based*, l'Institut a approuvé la méthode d'attribution de capacité *day-ahead* basée sur les flux physiques dans sa version « intuitive » qui alloue les flux d'un pays exportateur à plus faible coût vers un pays importateur à coût plus élevé (règlement E15/10/ILR du 16 avril 2015), de même que les régulateurs de la région CWE. Cette nouvelle méthode d'allocation des capacités a ainsi été mise à disposition des acteurs du marché CWE à partir du 21 mai 2015. La mise en place de cette nouvelle méthode a également nécessité l'approbation de la procédure de repli permettant l'allocation des capacités de transport *day-ahead* via des enchères explicites (« shadow auctions ») (règlement E15/42/ILR du 16 novembre 2015).

Dans le cadre des initiatives régionales en anticipation des modèles cibles décrits dans les orientations-cadre et codes réseau en développement, les gestionnaires de réseau de transport européens ont adapté les règles d'enchères actuelles pour l'allocation long terme des capacités pour les enchères de fin 2015 pour livraison 2016 afin de les rendre davantage conforme au projet de code réseau sur l'allocation des capacités à long terme. Ainsi, l'Institut a participé à l'alignement des conditions pour les frontières CWE avec les régulateurs CWE et a approuvé ces règles d'allocation de capacité pour les échéances annuelle et mensuelle (règlement E15/41/ILR du 16 novembre 2015).

Concernant le marché du gaz naturel, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys) ont travaillé conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) afin d'intégrer ces deux marchés pour mettre en place une zone d'équilibrage commune, qui revient *in fine* à la création d'une zone entrée/sortie commune (marché intégré BeLux), couvrant le système belge de gaz H et le système luxembourgeois. Pour assurer la gestion de l'équilibrage, la société Balansys,

⁵ La région Centre-Ouest Europe (CWE) inclut la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas.

nouvelle entité créée conjointement par Creos et Fluxys, a été désignée comme coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg par arrêté ministériel du 27 juillet 2015 sur avis de l'Institut pour gérer conjointement les règles et mécanismes d'équilibrage commercial du marché intégré. Le projet « BeLux » permet de renforcer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, en particulier la sécurité d'approvisionnement des clients protégés, tout en améliorant le fonctionnement du marché avec un processus simplifié pour les fournisseurs actifs dans les deux pays et des prix compétitifs pour les consommateurs luxembourgeois grâce à l'accès direct au hub gazier ZTP. De plus, cette intégration des marchés en place depuis le 1^{er} octobre 2015 a pu être réalisée sans coût global additionnel pour le consommateur.

1.3. Sécurité d'approvisionnement

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

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. Bien que les centrales au gaz naturel semblent les plus adaptées alors que leur flexibilité est la plus apte à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergies renouvelables, la marge actuelle entre les prix du marché de l'électricité et ceux du gaz naturel n'incite pas à des investissements dans de telles centrales.

En 2015, dans le secteur de l'électricité la capacité de production totale installée s'est élevée à 728 MW, hormis la centrale de pompage de Vianden. La capacité totale de la zone Creos se situait à 352 MW et représente une augmentation minimale par rapport à l'année 2014 (351 MW). Cette croissance minimale s'explique par l'augmentation en capacité des centrales basées sur les sources d'énergies renouvelables (+13 MW) et l'arrêt définitif d'une centrale de cogénération industrielle. Cependant, vu le caractère intermittent des centrales éoliennes et photovoltaïques, leur contribution à la sécurité d'approvisionnement du pays n'est que limitée.

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.

Au niveau de l'électricité, la solution en cours de réalisation réside dans la mise en place d'une interconnexion avec la Belgique et du renforcement interne du réseau de transport. L'Institut suit également les investissements importants dans des projets transfrontaliers afin de garantir la diversification des sources d'énergie et pour faire face aux nouveaux défis d'approvisionnement qui vont se poser à l'avenir au Grand-Duché.

Au niveau du gaz naturel, suite à la mise en place du marché intégré BeLux au 1^{er} octobre 2015 revenant *in fine* à la création d'une zone entrée/sortie commune pour la Belgique et le Luxembourg, le projet d'augmentation de capacité d'une conduite entre ces deux pays a été abandonnée; ainsi, le seul projet retenu comme projet d'intérêt commun (PCI) au sein de l'Union européenne pour figurer sur la deuxième liste de 2015 concerne la construction d'une conduite entre la France et le Luxembourg. Néanmoins, ce projet a été réévalué dans le cadre du marché intégré BeLux pour finalement être retiré de la liste PCI de 2015.

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 OU) ;
- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle ISO) ; et
- un gestionnaire de transport indépendant (modèle ITO).

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.

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 Electricité 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 Electricité, 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 transport⁶, 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. La Commission européenne n'a pas encore pris position par rapport à cette désignation.

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 degré d'indépendance adéquat 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 Electricité 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 du 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 Electricité).

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

⁶ Arrêté ministériel du 27 août 2009

son suivi ; le rapport de suivi du programme d'engagement 2016 a d'ailleurs été publié et est disponible sur le site internet de Creos⁷.

Concrètement, les règles de dissociation interdisent le cumul de mandats d'administrateurs entre Creos et Enovos Luxembourg. Avec la nomination d'un nouvel administrateur délégué et CEO de Creos au 1^{er} août 2015, l'interdiction de cumul des mandats est désormais respectée, même si cette personne fait toujours partie du comité de direction d'Enovos International. Or, comme cette entité n'est pas directement ou indirectement en charge de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture, ni des activités de transport ou de distribution, une séparation encore plus stricte, si elle était souhaitable, n'est pas de rigueur. De même, l'indépendance des dirigeants de Creos est garantie, alors que les responsables de la gestion quotidienne de Creos sont distincts de ceux d'Enovos Luxembourg et qu'un système de rémunération visant à éviter les conflits d'intérêts a été mis en place. En outre, Creos dispose des pouvoirs de décision effectifs et suffisants pour exploiter, entretenir ou développer les réseaux, notamment en disposant des ressources nécessaires, tant humaines (au 1^{er} janvier 2016, Creos employait 670 personnes) que financières, techniques et matérielles. Il y a lieu de remarquer qu'aucun des salariés de Creos n'effectue des missions pour Enovos Luxembourg et vice-versa. Ainsi, non seulement les dirigeants sont indépendants d'Enovos Luxembourg, mais l'ensemble des salariés de Creos.

La question d'un éventuel conflit d'intérêt du fait de l'appartenance d'un des membres du conseil d'administration de Creos à « des domaines opérationnels dans la branche fourniture/production » a été résolue par le départ de la personne concernée du conseil d'administration de Creos.

Le rapport sur le suivi du programme d'engagements de Creos reste muet sur la critique de l'Institut quant à la rémunération de l'administrateur délégué et CEO de Creos toujours payée par la société holding Enovos International S.A. Le rapport publié en 2015 annonçait une solution avec la prise de fonction du nouveau CEO, or le rapport publié en 2016 ne l'indique pas. Au contraire, il affirme que la rémunération du CEO de Creos est toujours payée par Enovos International S.A. L'Institut réitère dès lors sa critique par rapport à cette situation.

Au niveau des services communs, il y a lieu de remarquer que la réorganisation du service informatique au niveau du groupe est entamée et devra se clôturer fin 2016 pour aboutir à des départements informatiques séparés pour chacune des entités du groupe Enovos.

Par ailleurs, Creos a organisé une campagne d'information interne visant à rappeler à ses employés les obligations de transparence et de confidentialité, prévues par les articles 31 et 32 de la Loi Electricité et 38 de la Loi Gaz naturel, et les sanctions encourues en cas de non-respect de ces obligations. L'organisation a été telle que tout employé de Creos a pu suivre une séance d'information.

Afin de réaliser la dissociation des flux d'informations pour empêcher la divulgation d'informations commercialement sensibles, Creos ne recourt pas à des services communs, hormis pour les fonctions purement administratives ou informatiques qui sont prestés par Enovos International. Les contrats de

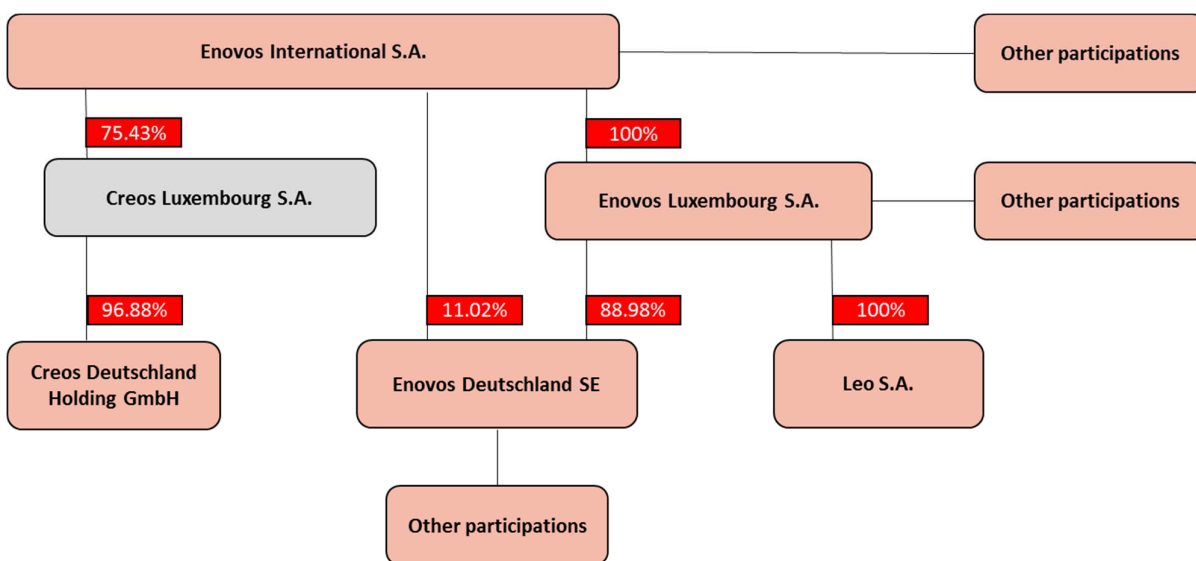
⁷ www.creos.net

prestations de services comportent une clause de confidentialité. Ils sont notifiés à l'Institut et contrôlés annuellement par le réviseur d'entreprise.

Creos doit garantir par ailleurs la confidentialité de toutes les informations à sa connaissance au cours de l'exécution de ses activités et de toutes les informations de ses propres activités qui peuvent être commercialement avantageuses ayant trait à ses clients (p.ex. informations relatives aux demandes d'accès au réseau et aux contrats d'accès au réseau) ou aux activités du réseau (p.ex. extension du réseau, disponibilité des capacités).

En outre, Creos dispose de son propre service de communication, de sa propre marque verbale et figurative. Il convient néanmoins de souligner qu'il existe toujours un potentiel de confusion auprès du public entre Creos et les autres entités du groupe.

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 ENOVOS EN 2015 ⁸

Le tableau suivant montre la structure des actionnaires d'Enovos International S.A. dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2015 d'un actionnariat public à hauteur de 43,45 % des parts, les autres parts étant en main privée. Par la signature d'un contrat de vente en date du 22 décembre 2015, les actionnaires EON et RWE ont entamé le processus de cession de leurs participations en faveur des autres actionnaires. Ce processus devra s'achever au début de l'année 2016 avec un renforcement de la participation du capital public.

⁸ Source: Rapport annuel Enovos International S.A. 2015

Actionnariat de Enovos International S.A. au 31.12. 2015	
25.44%	Etat du Grand-Duché de Luxembourg
23.48%	ARDIAN
18.36%	RWE
10.01%	SNCI
10.00%	E.ON
8.00%	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
4.71%	ENGIE
100%	TOTAL

TABLEAU 1 - ACTIONNARIAT DE ENOVOS INTERNATIONAL S.A.⁹

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

Actionnariat de Creos Luxembourg S.A. au 31.12.2015	
75.43%	Enovos International 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)
100%	TOTAL

TABLEAU 2 - ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A.¹⁰

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 Electricité 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.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ Source: Rapport annuel 2015 de Creos Luxembourg S.A.

- ***Dissociation juridique***

Comme déjà indiqué ci-avant, cet article est applicable aux seuls 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 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. Comme déjà soulevé avant, 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 de 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 Electricité 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 Electricité. Or, pour le consommateur lambda, la confusion entre la branche « réseau » et la branche « fourniture » reste de mise, en particulier puisque le même terme Enovos apparaît dans le nom de la société holding (Enovos International), actionnaire principal des deux branches, et de la

branche « fourniture » (Enovos Luxembourg). Il apparaît donc indispensable que les missions des gestionnaires soient clairement communiquées pour éviter ces confusions d'identités.

Afin d'assurer le respect des obligations de confidentialité et de transparence incombant à Creos en tant que gestionnaire du réseau de distribution, un Compliance Officer, offrant toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité requises, est chargé du suivi du programme d'engagement, qui énumère les obligations imposées au personnel de Creos afin de garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue. Un rapport du suivi du programme d'engagement portant sur les mesures qui ont été prises au sein de Creos est présenté à l'Institut chaque année et publié sur le site¹¹ Internet de Creos.

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 Electricité, 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. A 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. 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. En attendant la mise en service du transformateur-déphaseur (PST)

¹¹ www.creos.net

destiné à réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique (voir § 2.1.4), la connexion entre le réseau de transport et le réseau industriel sert uniquement à des fins de secours mutuel, le disjoncteur ouvert en temps de fonctionnement normal empêchant des flux de transit entre l'Allemagne et la Belgique ou la France.

SERVICES D'AJUSTEMENT

A 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 réglage d'Amprion et la zone de réglage luxembourgeoise. Les règles de coopération entre zones de réglage stipulent que les échanges énergétiques entre ces zones ne peuvent se faire qu'entre périmètres d'équilibre ayant le même code EIC. 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 réglage 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.

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 Electricité, afin de limiter le recours à l'énergie d'ajustement.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2015 s'est améliorée, avec un recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) à peu près équivalent au recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) et un pourcentage accru de non recours en énergie d'ajustement. Il est cependant difficile de conclure si l'instauration des nominations *intraday* a eu un impact positif sur la qualité des nominations étant donné il n'y a eu que peu de nominations en 2015, et jamais sur une période prolongée ou sur une journée entière.

REGIME DES CONCESSIONS

La Loi Electricité 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 Electricité, 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 2015, 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 distribution¹².

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

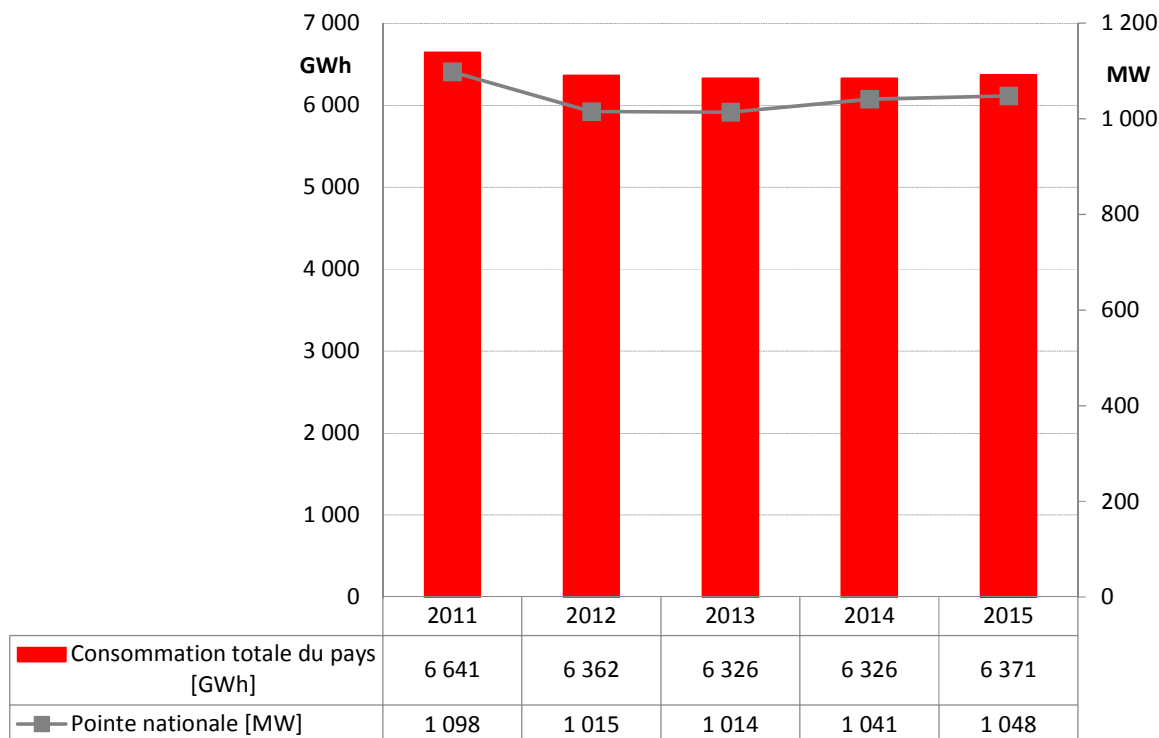
Fonction	Gestionnaire de réseau	Nombre de raccordements	Longueur du réseau en km (> 35 kV)	Longueur du réseau en km (< 35 kV)	Propriétaire du réseau
GRT	Creos Luxembourg S.A.	265.429	581,2	8.975,0	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	3.889	0	166,6	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.644	0	177,6	Ville de Diekirch
GRD	Sudstroum S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	18.196	0	486,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.692	0	95,3	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.

TABLEAU 3 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015

¹² http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve_gestionnaires.pdf

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation en 2015 était de 6,37 TWh. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Creos s'élevait à 786 MW, celle dans la zone Sotel Réseau à 320 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.048 MW et a eu lieu le 29 janvier 2015 à 12.00 heures.



GRAPHIQUE 2 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX¹³ RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2011

La consommation d'énergie électrique nationale ainsi que la pointe nationale ont légèrement augmenté par rapport à 2014.

QUALITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

Dans le contexte du règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité¹⁴ les interruptions supérieures à 3 minutes et une tension résiduelle inférieure à 1% de la tension nominale respectivement de la tension de livraison convenue entre parties ont été pris en compte pour le présent rapport. Certains gestionnaires de réseau ne considèrent que les coupures galvaniques, c'est-à-dire quand la tension restante atteint 0% de la tension nominale ou de la tension de livraison convenue.

Le tableau ci-dessous renseigne sur le nombre et les causes d'interruption indiquées.

¹³ Creos et Sotel

¹⁴ http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions_reglements/divers/index.html

Nombre d'interruptions		2013	2014	2015
Interruptions planifiées		607	808	751
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	14	18	12
	force majeure	7	3	1
	dommage causé par un tiers	239	264	271
	cause interne	244	224	274
	réseau en amont	5	2	4
	réseau en aval	4	5	4
Total des interruptions		1120	1324	1317

TABLEAU 4 - NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS¹⁵

En 2015, les gestionnaires de réseau de distribution ont rapporté 1317 interruptions en total, dont 566 interruptions non-planifiées.

Dans le tableau suivant, l'Institut a procédé au calcul des indicateurs sur les interruptions non-planifiées¹⁶ :

	2013	2014	2015
SAIFI	0.3	0.3	0.4
SAIDI	21.6	18.5	22.8

TABLEAU 5 - INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES¹⁷

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2015 de 0,4 interruptions par année et par point de raccordement.

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est pour l'année 2015 de 22,8 minutes par année et par point de raccordement.

La hausse du SAIFI et du SAIDI en 2015 indique que les interruptions ont impacté les consommateurs plus souvent et pour une durée plus longue qu'en 2014.

Au niveau de la qualité de service, l'Institut relève les dépassements des délais entre les demandes de raccordement et le traitement des raccordements. Ce relevé montre qu'en 2015, 13% de toutes les demandes de raccordement par les clients résidentiels n'ont pas été traitées dans les dix jours ouvrables tel que prévu par la législation en vigueur. L'article 2(3) de la Loi Electricité prévoit que dans ces dix jours ouvrables le gestionnaire de réseau est tenu de communiquer au client les conditions techniques de

¹⁵ 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

raccordement, les tarifs de raccordement, ainsi que les délais prévus de réalisation du raccordement. De même en 2015, 16% des raccordements n'ont pas été réalisés au plus tard dans un délai de trente jours ouvrables à partir de la présentation par le client résidentiel de tous les permis et autorisations requis en la matière. Ces données démontrent une légère dégradation en ce qui concerne le respect du délai de réponse de 10 jours venant de 2013 avec 12% et 2014 avec 6% de demandes non traitées endéans les 10 jours ainsi que le respect du délai de réalisation venant de 2013 avec 21% et 2014 avec 14% de demandes de raccordement non réalisées.

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 Creos¹⁸.

RÉGIME D'ACCÈS AU RÉSEAU POUR PRODUCTEURS RENOUVELABLES

L'article 5 de la Loi Electricité précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau.

Ainsi, chaque gestionnaire de réseau est obligé 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 en outre obligés de soumettre à la procédure d'acceptation du régulateur les conditions techniques, financières et générales de raccordement aux réseaux.

En ce qui concerne les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables souhaitant être raccordés au réseau, les gestionnaires de réseau doivent leur fournir les informations complètes et nécessaires, y compris une estimation complète et détaillée des coûts associés au raccordement, un calendrier raisonnable et précis pour la réception et le traitement de la demande de raccordement et un calendrier indicatif pour tout raccordement au réseau proposé. L'article 5 (6bis) de la Loi Electricité transpose ainsi en droit national les dispositions du cinquième paragraphe de l'article 16 de la directive 2009/28/CE¹⁹.

D'autres dispositions de l'article 16 de la directive 2009/28/CE sont transposées par l'article 19(2bis) de la Loi Electricité, en particulier en ce qui concerne l'accès garanti au réseau pour l'électricité produite à

¹⁸<http://www.creos-net.lu/entreprises/electricite/code-de-reconstitution.html>

¹⁹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JOUE L140 du 5 juin 2009, p. 16)

partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau.

Le cadre législatif et réglementaire national a été complété en 2014 par le règlement grand-ducal du 1^{er} août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables pour répondre aux objectifs du plan d'action national en matière d'énergie renouvelables élaboré sur base de la directive 2009/28/CE. Outre d'adapter la rémunération de l'électricité produite à partir du 1^{er} janvier 2014, le règlement introduit des dispositions précisant le régime de la rémunération d'extension ou de renouvellements de centrales existantes, ces situations ayant été source d'incertitudes dans le passé. Les modalités d'accès au réseau et de la rémunération de l'électricité produite sont stipulées dans des contrats entre le producteur et le gestionnaire de réseau qui sont conformes à des contrats-type approuvés par l'Institut.

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 2015 :

	Nombre	Puissance installée [kW]
Demandes de raccordements en 2015	527	74 664
Mises en service en 2015	390	5 176
Mises en service en 2015 (sur base d'une demande antérieure à 2015)	62	7 673

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 2015, 527 demandes de raccordement de centrales de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ont été adressées aux différents gestionnaires de réseau alors que 390 installations de production ont été mises en service. Les 527 demandes précitées portent sur une puissance installée de 74.664 kW, contre 5.176 kW pour les 390 installations mises en service durant l'année 2015. Parmi les installations mises en service en 2015, outre à une centrale à biomasse, la plupart étaient des installations photovoltaïques. 26% des raccordements demandés en 2015 n'ont pas pu être réalisés la même année représentant 93% de la puissance installée demandé. Ce taux élevé de non-réalisation du raccordement est dû essentiellement au fait qu'en 2015 six demandes de raccordement pour une puissance totale de 65 MW étaient pour des parcs éoliens, qui nécessitent une plus longue période de mise en œuvre de manière à ce que ces raccordement n'ont pas pu être réalisés en 2015.

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.

Suite à une consultation publique lancée par l'Institut, les gestionnaires de réseau d'électricité ont établi un comité de pilotage pour garantir une implémentation efficace de la communication de marché. Les acteurs concernés ont été invités aux réunions et l'Institut y a participé en tant qu'observateur actif.

LE COMPTAGE INTELLIGENT

L'article 29 de la Loi Electricité précise le régime du comptage intelligent. En effet la législation prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble de clients d'électricité et de gaz naturel (et d'autres fluides) à déployer « au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2016 »²⁰ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins de 95% au 31 décembre 2019 pour l'électricité²¹ et d'au moins 90% au 31 décembre 2020 pour le gaz naturel²².

Le système de comptage intelligent utilisera le compteur électrique comme élément central dans les installations du client afin d'acheminer les données de comptage des différents autres compteurs éventuels (gaz naturel, chaleur, eau, ...) vers le système central.

En 2015, l'Institut a continué à travailler, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, sur les spécifications techniques et organisationnelles du système de comptage intelligent.

Les échéances et les cadences de lecture des installations de comptage intelligent ainsi que l'utilisation et la communication des données de comptage par les gestionnaires de réseau aux fournisseurs ont été déterminées par le règlement grand-ducal du 27 août 2014 relatif aux modalités du comptage de l'énergie électrique et du gaz naturel. La cadence des lectures est d'une heure pour le gaz naturel et de 15 minutes pour l'électricité. L'échéance de mise à disposition est pour le gaz naturel chaque jour au lendemain de la lecture concernée à 12:00 et pour l'électricité chaque jour au lendemain de la lecture concernée à 08:00.

Par ailleurs, l'Institut a mené des discussions sur la prise en compte des coûts du comptage intelligent dans les tarifs des gestionnaires de réseau. Il a été proposé dans le cadre de la consultation publique portant sur les méthodologies tarifaires à partir de 2017, de les intégrer dans le cadre d'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau redevable à chaque point de fourniture du réseau. Un cadre de régulation spécifique pour le déploiement du comptage intelligent a été développé qui porte soin de la maîtrise des coûts d'investissement et du niveau de performance du système de comptage intelligent.

Une fois déployé, le système de comptage intelligent permettra aux clients de mieux connaître leur consommation réelle et leur donne 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.

²⁰ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel

²¹ Art. 29 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché de l'électricité

²² Art. 35 de la loi du 19 juin 2015 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

2.1.3. Tarifs d'utilisation des réseaux

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Electricité, 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 2015 est fixée par le 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.

DESCRIPTION DU MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

Le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 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.

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 E12/05/ILR tient compte du découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés, d'un facteur visant à améliorer les performances et d'une évaluation individuelle des projets d'investissements significatifs.

Le revenu autorisé évolue sur base des charges 2011 adaptées 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 revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation non contrôlables et les dépenses d'investissement ordinaires correspond au montant réellement encouru de ces charges. L'Institut exige une documentation des procédures internes à la base des investissements ordinaires pour s'assurer raisonnablement d'une gestion efficace et responsable à cet égard.

Les grands projets d'investissement font l'objet d'une analyse approfondie quant à leur raison d'être et leur montant planifié avant de décider de leur inclusion dans la base d'actifs régulée. L'Institut est convaincu que cette évaluation poussée contribue à une gestion optimale des projets d'investissement. Pour limiter les effets liés au risque de déviation du montant planifié, la base d'actifs régulée est ramenée au montant d'investissement réel en fin de période de régulation. Une prime sur les investissements dans les interconnexions favorise l'implémentation rapide des projets visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement.

Finalement, le taux de rémunération sur capital investi s'élève à 7,60% nominal avant impôts sur la période de régulation 2013-2016. Ce taux de rémunération reste attractif compte tenu du faible risque

inhérent au secteur régulé. En outre, il assure une prévisibilité suffisante aux investisseurs et ne porte pas atteinte à un approvisionnement sûr et fiable en énergie.

L'Institut tire un bilan globalement positif de la méthode actuelle qui a mené à des efforts d'efficacité consentis suite au découplage entre les coûts et les revenus autorisés. L'Institut a également constaté un accroissement significatif des investissements dans les infrastructures du réseau de manière à ce que l'introduction de la régulation incitative n'a pas porté atteinte à la sécurité du réseau et de l'approvisionnement. L'Institut a effectué en 2015, en ayant recours à l'avis d'experts externes, les travaux préparatoires pour la deuxième période de régulation allant de 2017 à 2020. Plusieurs réunions de concertation ont été organisées courant 2015 avec les gestionnaires des réseaux pour présenter et discuter les développements de la méthode tarifaire. Ainsi l'Institut envisage de maintenir les piliers de la méthode actuelle pour la période de régulation 2017-2020 tout en apportant des adaptations ponctuelles pour corriger les effets non désirables. Deux consultations publiques ont été lancées fin 2015, l'une portant sur la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau et des services accessoires et l'autre sur les taux de rémunération des capitaux investis par les gestionnaires de réseau.

Un premier objectif est de corriger les effets non désirables constatés au cours de la période de régulation en cours, à savoir :

- l'absence d'incitation à une mise en service rapide de projets, une fois que leur déploiement a commencé ;
- l'incitation financière à l'investissement qui est dépendante du moment de l'investissement et de la durée d'amortissement ;
- le manque d'incitation à une estimation réaliste des coûts d'investissement.

Un deuxième objectif consiste à simplifier les travaux administratifs en évitant une tenue parallèle temporaire d'une RAB (Regulatory Asset Base) planifiée et d'une RAB réelle puisque les planifications ne porteront plus que sur la phase de construction, les investissements étant immobilisés et intégrés à la RAB à coûts réels dès leur mise en service.

Etant donné que les mesures incitatives appliquées aux charges d'exploitation et aux charges de capital ne sont pas coordonnées entre elles, il y a lieu d'assurer la neutralité des charges d'exploitation portées à l'actif pour 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.

Finalement, des adaptations à la structure tarifaire sont envisagées pour rendre son application plus transparente et pour incorporer adéquatement les développements en matière d'autoconsommation et de comptage intelligent.

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 nécessaire.

En complément de la prestation du service d'utilisation du réseau, il existe également des prestations de services accessoires réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseau en appliquant les tarifs approuvés par l'Institut.

Lorsque le gestionnaire de réseau propose des services qui ne sont pas liés à l'activité de transport ou de distribution, ceux-ci ne sont pas considérés comme services accessoires au sens de la loi et l'Institut n'est pas compétent pour approuver les modalités tarifaires desdits services.

En pratique, il n'est pas toujours évident d'apprécier définitivement le caractère régulé ou non régulé d'un service, puisque certains services, bien que non liés à l'activité de transport ou de distribution, font techniquement partie intégrante du système de transport et/ou de distribution d'électricité ou ne peuvent qu'être offerts grâce aux synergies réalisées du fait de l'activité de transport ou de distribution. Bien que dans la comptabilité séparée ces services sont imputés en-dehors des activités de transport ou de distribution, il est approprié de décider de l'affectation tarifaire des charges et produits de chaque service au cas par cas.

Des rémunérations accessoires sont envisageables pour récompenser les gestionnaires de réseau pour la réalisation de projets ou mesures particulièrement valorisés par les utilisateurs du réseau, en particulier lorsque ces mesures sont le résultat de démarches volontaristes en faveur du fonctionnement du marché. Ces projets ou mesures ne sont pas nécessairement liés à un investissement en capital. Le niveau de la récompense peut s'orienter au bénéfice escompté pour les utilisateurs du réseau suite à la réalisation du projet. Les critères quantitatifs et qualitatifs doivent être définis au préalable afin de permettre au gestionnaire de réseau de réaliser les objectifs.

Pour l'estimation des paramètres du coût moyen pondéré du capital (WACC ou Weighted Average Cost of Capital), l'Institut maintient une approche à moyen terme à visibilité suffisante introduite initialement suite à une consultation publique organisée en 2008, et qui a 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.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2015, l'Institut a examiné et accepté les propositions de tarifs d'utilisation du réseau de tous les gestionnaires de réseaux d'électricité.

Les tarifs d'utilisation du réseau 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 consommée. Pour les clients résidentiels, le tarif se compose d'un forfait mensuel et d'une partie proportionnelle à la consommation.

En matière de la 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 année²³, pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau [EUR / MWh] ²⁴					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Client résidentiel DC	2,5 - 5	71,9	71,4	73,0	73,1	71,0	71,0
Client industriel IC	500 - 2.000	25,0	24,8	24,0	24,5	25,9	25,8

TABLEAU 7 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS

CONDITIONS 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 Electricité 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

²³ <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

²⁴ Données issues de Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>). Les données annuelles sont basées sur les sources de données du 2^{ième} trimestre de chaque année.

techniquement et économiquement fondés. En 2015, aucun refus d'accès n'a été porté à la connaissance de l'Institut.

En 2015, l'Institut a arrêté par règlement E15/01/ILR du 9 janvier 2015 les conditions techniques de raccordement haute tension du gestionnaire de réseau de transport Creos. Ces conditions sont applicables pour de futurs raccordements ou dans le cas de modifications substantielles des installations de raccordement existantes. Elles s'inspirent fortement des dispositions telles que discutées à cette période dans le cadre du développement des codes réseau pour le raccordement des installations de production d'électricité²⁵ et des consommateurs. Ces conditions décrivent notamment :

- les domaines de tension et fréquence aux points de raccordement pour les installations de production et de consommation ;
- les domaines de fonctionnement des installations de production permettant d'éviter des déconnexions en cas de perturbations sur le réseau ;
- les procédures de raccordement, mise en service, mise hors service et démontage ;
- les dispositifs de comptage nécessaires.

2.1.4. Questions transfrontalières

Les réseaux de transport d'énergie électrique, ainsi que les interconnexions transfrontalières, ne subissent pas de manque de capacité. Aucune gestion de la congestion n'est donc requise pour le Luxembourg.

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. La capacité d'importation maximale n'a pas été atteinte ; en 2015, la puissance maximale mesurée était de 669 MW 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 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.

Au Luxembourg, les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne ont légèrement augmenté pour atteindre 4,25 TWh en 2015. Les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de la Belgique se sont élevées à 0,26 TWh et en provenance de la France à 1,10 TWh. Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont baissé d'environ la moitié pour atteindre 0,49 TWh. Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France²⁶ et vers l'Allemagne.

²⁵ Règlement européen publié en 2016 : « Règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité »

²⁶ Exportations < 5 MWh

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 nordiques²⁷ + 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 XBID²⁸- modèle ATC).

Creos participe également dans la société de services JAO qui résulte de la fusion entre la société de services CASC.EU fondée en 2008 sous le leadership de 7 GRTs de l'Europe de l'Ouest avec la société de services CAO active en Europe du Centre et de l'Est. La société JAO, établie à Luxembourg, 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.

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 nouvelle ligne entre Moulaine (F) et Belval (L) avec une capacité d'environ 350 MW. Une partie des lignes de Sotel Réseau peut dès lors être mise à disposition pour secourir 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 a été retenue comme projet d'intérêt commun (PCI) au sein de l'Union européenne, et dont les différentes phases figurent sur les listes PCI de 2013 et de 2015. Ce projet vise à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir § 2.3) et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité. Les conditions et différentes étapes prévues dans le cadre de ce projet sont décrites dans un Memorandum Of Understanding signé par Creos et Elia le 25 juin 2013.

A cette fin, un transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV a été construit en 2015 sur le poste haute tension de Schiffange au Luxembourg. L'installation de cet équipement constitue la première phase qui 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.

Une deuxième phase à plus long terme, toujours à l'étude, consiste à construire une nouvelle ligne 220 kV à deux ternes pour relier les sous-stations de Bascharage sur le réseau de transport

²⁷ Pays nordiques : Danemark, Finlande, Norvège, Suède.

²⁸ XBID : Cross Border Intraday projet pour la frontière belgo-néerlandaise.

luxembourgeois de Creos et d'Aubange sur le réseau de transport belge d'Elia. Cette deuxième étape est inscrite sur la 2^{ème} liste de PCI établie en 2015.

Afin de contribuer à la mise en œuvre des corridors et domaines prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques, les projets retenus bénéficient d'un statut prioritaire aux niveaux européen et national 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.

En 2015, 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 2009/72/CE en droit national, la Loi Electricité 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 Electricité. 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.

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 dernier TYNDP en date (plan 2014-2023) reprend les projets d'interconnexion en étude mentionnés plus haut, tout comme le projet de mise en place d'une boucle 220 kV autour de la Ville de Luxembourg par la réalisation d'une ligne reliant les postes de Heisdorf et Berchem.

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 et Nord-Ouest.

En 2015, 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.

Dans le cas du projet CWE *day-ahead flow-based*, l'Institut a approuvé la méthode d'attribution de capacité day-ahead basée sur les flux physiques dans sa version «Intuitive» qui alloue les flux d'un pays exportateur à plus faible coût vers un pays importateur à coût plus élevé (règlement E15/10/ILR du

16 avril 2015), de même que les régulateurs de la région CWE. Cette nouvelle méthode d'allocation des capacités a ainsi été mise à disposition des acteurs du marché CWE à partir du 21 mai 2015. La mise en place de cette nouvelle méthode a également nécessité l'approbation de la procédure de repli permettant l'allocation des capacités de transport *day-ahead* via des enchères explicites (« shadow auctions ») (règlement E15/42/ILR du 16 novembre 2015).

Dans le cadre des initiatives régionales en anticipation des modèles cibles décrits dans les orientations-cadre et codes réseau en développement, les gestionnaires de réseau de transport européens ont adapté les règles d'enchères actuelles pour l'allocation long terme des capacités pour les enchères de fin 2015 pour livraison 2016 afin de les rendre davantage conforme au projet de code réseau sur l'allocation des capacités à long terme. Ainsi, l'Institut a participé à l'alignement des conditions pour les frontières CWE avec les régulateurs CWE et a approuvé ces règles d'allocation de capacité pour les échéances annuelle et mensuelle (règlement E15/41/ILR du 16 novembre 2015).

2.2. Aspects relatifs à la concurrence

2.2.1. Marché de gros

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité est interconnecté uniquement avec le réseau allemand, et ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion entre ces deux pays. 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.

Ainsi, en 2015, les transactions sur les marchés *day-ahead* et *intraday* ont été réalisées auprès d'EpexSpot, dont le siège se trouve à Paris. Fin 2015, d'EpexSpot a en outre été 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* (voir § 4.1).

En 2015, la convergence entre les zones de prix *day-ahead* de la région Centre-Ouest s'est dégradée à partir du deuxième semestre, avec un écart particulièrement important entre la zone de prix belge et la zone de prix DE/AT/LU, malgré le passage en *flow-based* pour l'allocation *day-ahead* en mai 2015, du fait de l'indisponibilité d'une partie importante du nucléaire belge. La convergence de prix sur cette région s'est néanmoins améliorée en fin d'année grâce au redémarrage des centrales nucléaires belges.

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées auprès des consommateurs luxembourgeois.

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 Etats membres. La Loi Electricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvu l'Institut.

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

Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP, « Centralised European Register for Energy Market Participants », à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. En total, 7 acteurs de marché se sont enregistrés en 2015 sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut par le fait qu'ils sont établis au Grand-Duché. À côté de ces acteurs de marché, 2 entités établies au Luxembourg agissent fin 2015 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM »).

Depuis le 7 octobre 2015, tous les acteurs de marché doivent déclarer à ACER toutes les transactions du marché de gros de l'énergie, y compris les ordres, ainsi que les données fondamentales.

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. Ainsi, concernant le marché de gros de l'électricité, le processus de coopération entre l'Institut et les autorités de régulation allemande et autrichienne a pu être entamé par la signature d'un accord de coopération avec le régulateur allemand BNetzA et le régulateur autrichien E-Control.

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 14,7% de l'énergie consommée en 2015, dont 72,6% provient de centrales de production du régime réglementé.²⁹

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers, et ceci à 80% par des contrats bilatéraux d'une durée égale ou inférieure à 2 ans et 9 % par des contrats bilatéraux d'une durée supérieure à 2 ans. Seul 9% de l'électricité est achetée sur le marché organisé « spot » et 2% sur le marché organisé « à terme ». Le tableau 6 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2013, 2014 et 2015.

	Clients résidentiels	Clients professionnels		Moyenne 2015	Moyenne 2014	Moyenne 2013
		(< 2 GWh/an)	(> 2 GWh/an)			
Marchés organisés "SPOT" (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	7%	6%	11%	9%	5%	13%
Marchés organisés "à terme" (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardises contracts)	2%	4%	2%	2%	5%	2%
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex OTC)	79%	80%	80%	80%	73%	82%
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex OTC)	12%	10%	8%	9%	17%	3%

TABLEAU 8 - MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS

²⁹ Il s'agit de valeurs physiques.

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'Economie. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la Loi Electricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (27 fournisseurs autorisés au 2 mai 2016) est accessible sur le site³⁰ internet de l'Institut.

2.2.2. *Marché de détail*

Dix entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 294.037 consommateurs³¹.

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 GWh³².

Par rapport à 2014, 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.

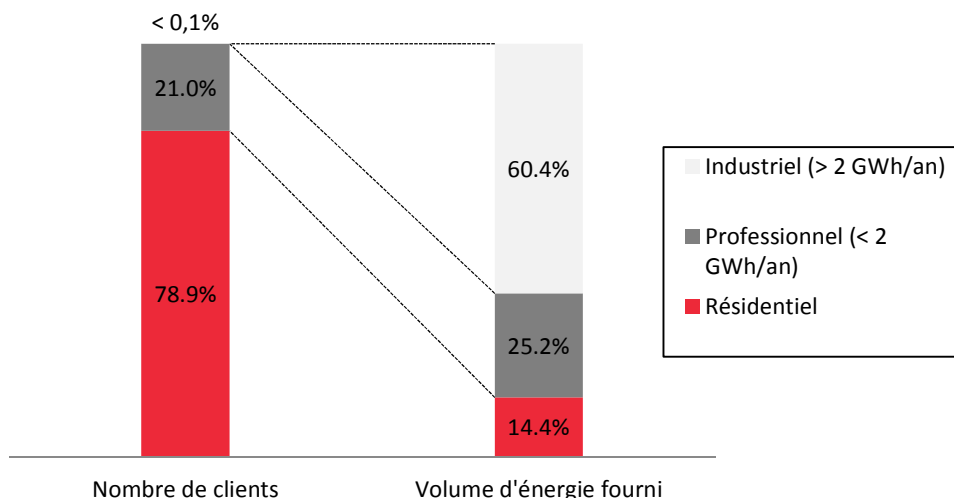
	Volume d'énergie fournie 2015 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	0,9	231 985
Secteur professionnel (≤ 2 GWh/an)	1,6	61 834
Secteur industriel (> 2 GWh/an)	3,8	218

TABLEAU 9 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DECEMBRE 2015

³⁰ <http://www.ilr.public.lu/electricite/fournisseurs/index.html>

³¹ Points de fourniture

³² A 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.

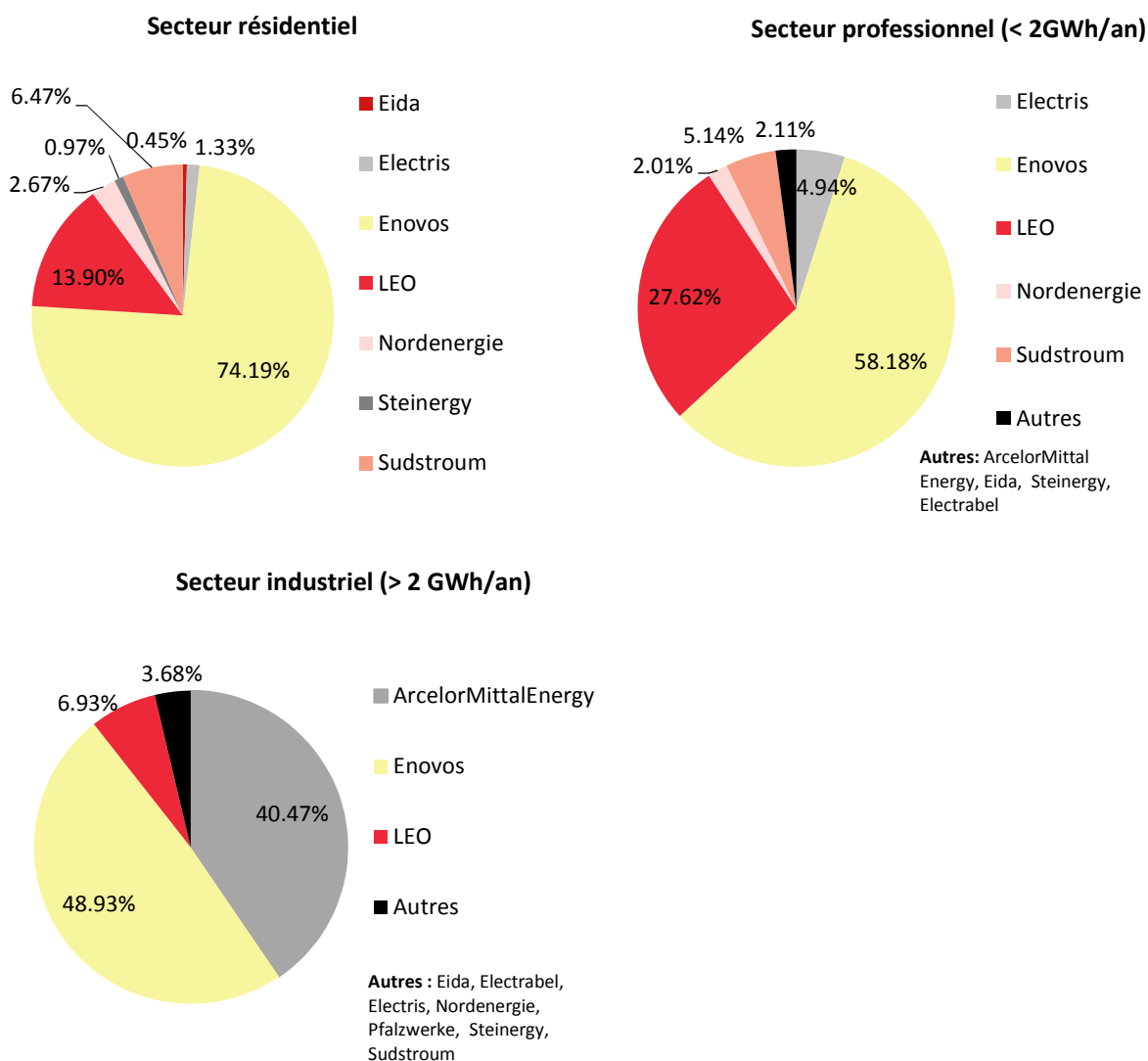


GRAPHIQUE 3 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS

Volume d'énergie fournie (en TWh)	2011	2012	2013	2014	2015
Résidentiel	0,895	0,907	0,913	0,914	0,914
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,901	1,485	1,637	1,585	1,607
Secteur industriel (> 2GWh)	3,965	3,996	3,914	3,756	3,847

TABLEAU 10 - 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 2015. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 4. 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.

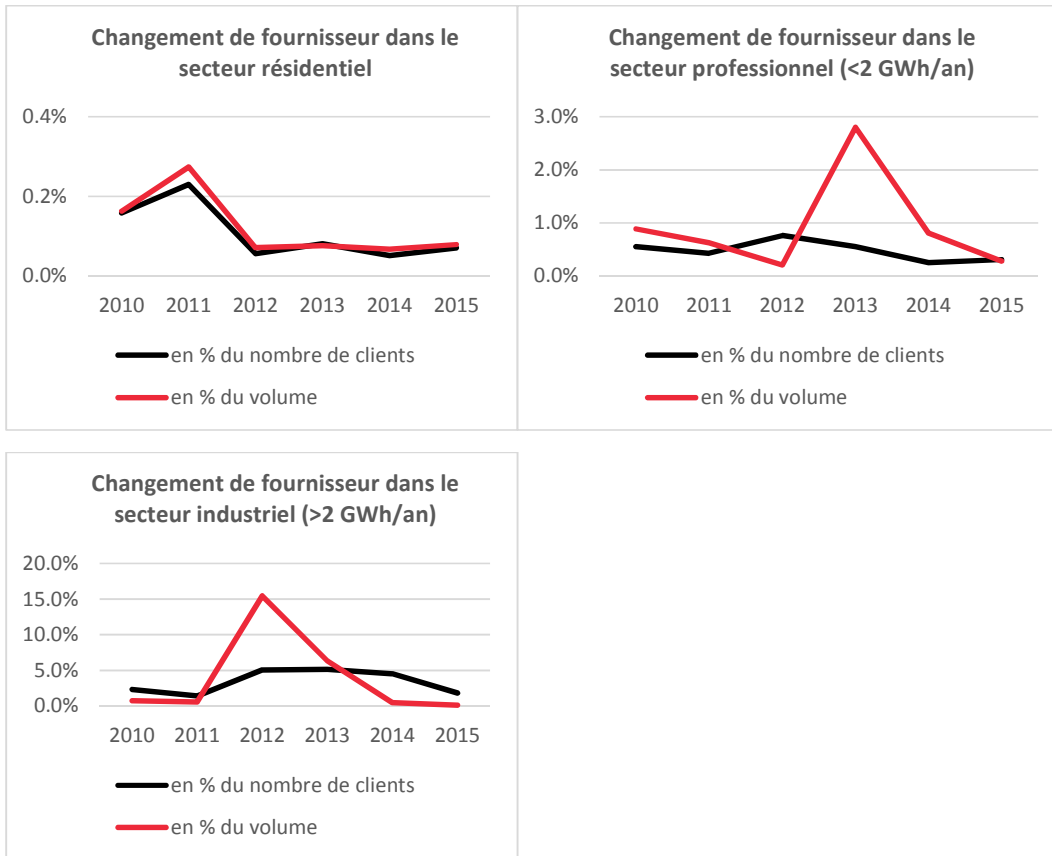


GRAPHIQUE 4 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2015, 357 consommateurs ont changé de fournisseur. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 0,2 % en termes de volume et de 0,1 % 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 5 - ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT

Le graphique montre une volatilité élevée du taux de changement de fournisseur en termes de volume, notamment pour les clients professionnels et industriels. En effet, un petit nombre de clients professionnels et 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, malgré les efforts de mise en place d'un comparateur de prix pour les clients résidentiel, on note que l'activité de changement de fournisseur (en termes de nombre de clients et en termes de volume) se trouve à un niveau particulièrement faible en 2015 par rapport aux années précédentes.

- **Segment résidentiel**

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 14,4% du marché de l'électricité, 163 changements de fournisseur ont été opérés en 2015 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de moins de 0,1% en volume (voir Graphique 5). Ce faible taux peut s'expliquer par la faible différence de prix entre les offres des différents fournisseurs d'électricité. Cette différence de prix est faible pour un petit ménage mais elle devient plus importante pour les ménages plus nombreux. En effet, un consommateur moyen (4000 kWh) en 2015 pouvait épargner environ 30 euros par an et un ménage de plus de 4 personnes jusqu'à 45 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 11 pour les années 2013,

2014 et 2015 (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.³³ La consommation par nombre de personnes dans le ménage est indicative :

Ecart calculix entre produit standard et produit le moins cher				
année	consommation	ménage	écart	date contrôle
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 €	
2013	4000 kWh/an	2 personnes	32,40 €	10.12.2013
	6000 kWh/an	4 personnes	44,64 €	
	7000 kWh/an	4+ personnes	53,18 €	

TABLEAU 11 - ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS

Les offres se différencient surtout par les caractéristiques des produits offerts, tel que l’origine (hydroélectrique, solaire, éolienne, etc...) de la production d’électricité.

On peut remarquer que l’écart de prix entre le produit standard et le produit le moins cher pour un ménage de deux personnes est restée exactement le même alors que pour un ménage de quatre personnes ou plus cet écart a diminué entre 2013 et 2015, ce qui peut suggérer une amélioration de l’environnement compétitif au moins dans la fourniture d’électricité aux clients résidentiels de grande consommation (6000-7000 kWh/an).

Au sein d’un même fournisseur, il y a eu un total de 2644 changements de contrats de fourniture par les clients résidentiels en 2015, ce qui sur une totalité de 231 985 clients résidentiels au Grand-Duché de Luxembourg représente un taux de changement de 1%.

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée (88,6%) tout en étant résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois. Des contrats à durée déterminée (11,4%), le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Des remises diverses sont également offertes, notamment pour la domiciliation bancaire ou la facturation électronique.

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

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 190 clients ont changé de fournisseur au cours de l’année 2015. Ces clients représentent un volume annuel total de 4,5 GWh. Avec un taux de changement dans ce segment de 0,3%, ce taux a diminué par rapport à 2014. En 2014, il se situait à 0,8% en volume par rapport à 2,8% en 2013.

³³ <http://www.calculix.lu/>

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

Dans le secteur industriel, 4 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 4,7 GWh ce qui représente un taux de changement en 2015 de 0,1% en volume du secteur industriel.

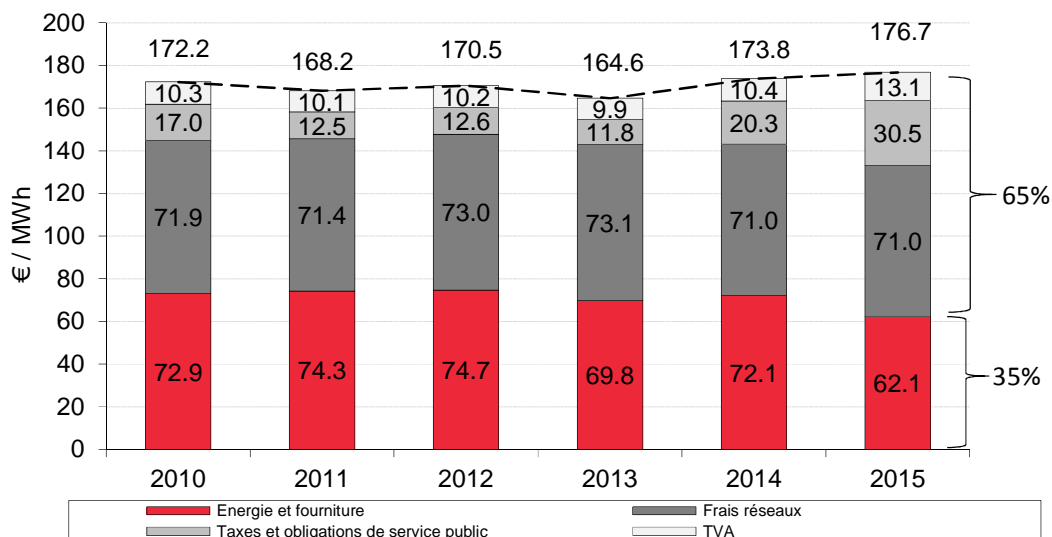
SURVEILLANCE DES PRIX

Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Il n'existe pas de prix de fourniture régulé, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

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

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

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le graphique ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat³⁴ pour le second semestre des années 2010 à 2015.



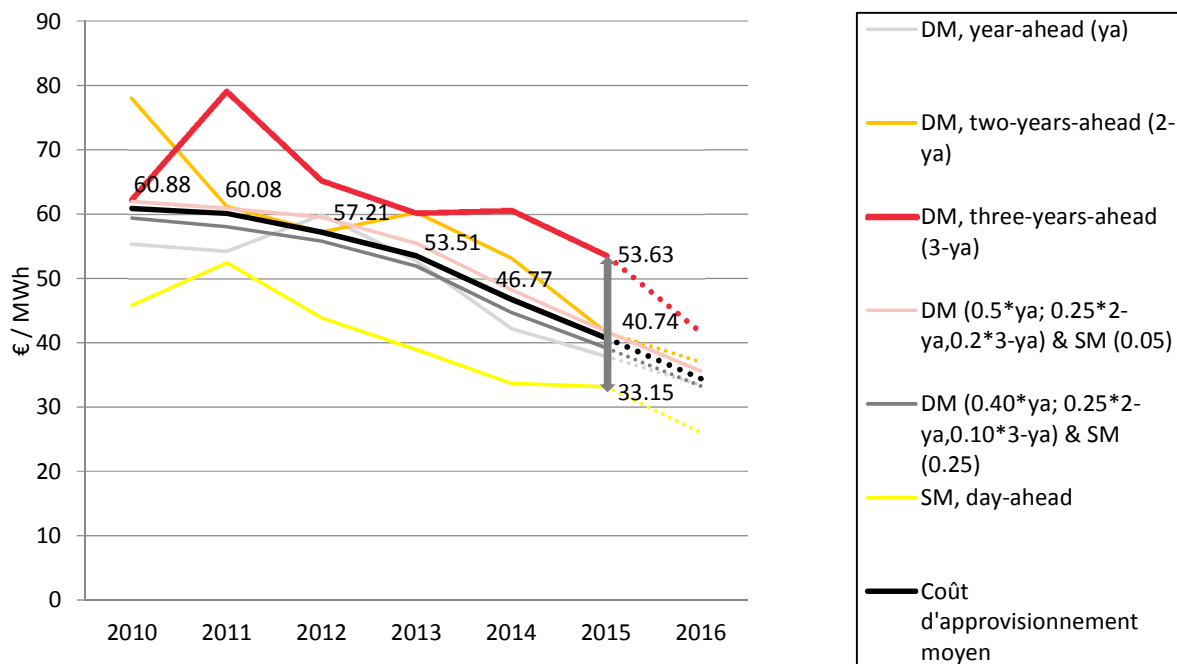
GRAPHIQUE 6 - DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

³⁴ 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.

Les prix de la fourniture intégrée pour les clients résidentiels ont augmenté légèrement en 2015 par rapport à 2014. La hausse s'explique notamment par la hausse de la contribution au mécanisme de compensation (obligation de service publics) et de la TVA de 6% à 8% en 2015, alors que le prix de l'énergie proprement dite a fortement diminué par rapport à l'année 2014.

Le graphique 7 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)³⁵ - EEX³⁶ Power Derivatives -Phelix Futures and Options) avec livraison entre 2010 et 2015 ainsi que le développement sur le marché « spot » (Power Spot Market (SM)³⁷ - EpexSpot - Market Area Germany/Austria) pour les années 2010 à 2015.

Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead)³⁸ 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.



GRAPHIQUE 7 - DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Un domaine repéré sur le graphique 7 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

³⁵ 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.

³⁶ 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.

³⁷ 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.

³⁸ Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison

(limite supérieure). Pour 2015, les coûts d'approvisionnement sur la bourse pour un fournisseur se situent entre 33,2 €/MWh et 53,6 €/MWh. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 40,74 €/MWh.

L'Institut remarque que les coûts d'approvisionnement de l'électricité ont diminué ces dernières années, et surtout depuis 2011. Ce constat est vrai pour chaque scénario représenté et donc également pour la moyenne des scénarios. En effet, la plupart des produits « à terme » et le produit « spot » ont connu une diminution de prix. Par exemple, le produit à terme « year-ahead » a baissé d'environ 30%, et le produit « spot » de 37% entre 2011 et 2015.

Pour la période 2010 à 2015, sauf pour l'année 2014, il existe 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 « Energie et fourniture » sur le marché de détail. Néanmoins, ce constat ne peut pas être confirmé pour l'année 2014. Les prix de gros ont diminué en moyenne de 6,74 €/MWh, tandis que le prix de la fourniture a légèrement progressé. Pourtant, un an plus tard en 2015, les prix à destination des clients résidentiels ont diminué de 10€/MWh.

La mise à jour du rapport sur l'évolution des prix de l'électricité³⁹ reprenant cette analyse sera publiée fin de l'année 2016.

Afin de générer une transparence et une visibilité accrues des différences de prix sur le marché des clients résidentiels, l'Institut a mis en service un outil de comparaison des prix de fourniture : www.calculix.lu.

Calculix est un comparateur de prix qui calcule toutes les offres d'électricité sur base de la consommation annuelle en kWh et le lieu de consommation. Dans la liste des résultats affichés par le comparateur de prix, le client résidentiel peut, à côté du prix des produits, s'informer sur la composition de l'électricité en termes de source d'énergie et d'impact environnemental.

L'évolution des prix de l'électricité pour les clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat⁴⁰.

³⁹http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Rapports_sur_les_prix_de_fourniture/Retail-Price-Recommendation_2015_update-mai-2016.pdf

⁴⁰<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 Electricité, 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, qui facilite la comparaison de l'ensemble des offres pour les clients résidentiels.

L'Institut veut également encourager les acteurs du marché, à savoir les fournisseurs et les gestionnaires de réseau, à faire des efforts afin d'optimiser l'information du consommateur.

En outre, l'Institut invite les fournisseurs à respecter une cohérence entre l'évolution du prix de la fourniture et le prix des marchés de gros sous-jacents. La situation actuelle qui ne permet pas au régulateur de conclure sur le caractère raisonnable de l'évolution de la composante « Energie et Fourniture » n'est pas satisfaisante.

L'Institut, pour sa part, entend étendre ses activités à destination des consommateurs. Le site 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. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs ainsi qu'un glossaire sont disponibles sur le site.

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.

A 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. A cette fin, l'Institut est chargé d'effectuer le contrôle des informations fournies : l'Institut vérifie annuellement la cohérence entre les quantités d'électricité vendues au Luxembourg et les déclarations faites aux clients finals et en calcule le mix national annuel.

L'Institut a publié le 23 décembre 2015 le rapport biennuel relatif au système d'étiquetage et couvrant les modalités de la diffusion de l'information sur l'électricité et le système d'étiquetage⁴¹. Par ailleurs, l'Institut a adopté le règlement E15/48/ILR du 27 novembre 2015 modifiant le règlement E10/23/ILR. Ces modifications permettent de lever toute ambiguïté quant à l'utilisation de garanties d'origine pour

⁴¹ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/rapport_etiquetage/index.html

l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou à partir de la cogénération à haut rendement dans le contexte de l'étiquetage de l'électricité au Luxembourg.

En 2015, le mix national se compose de 55% d'énergies renouvelables, de 35% d'énergies fossiles et de 10% d'énergie nucléaire. L'ensemble des offres disponibles pour les consommateurs résidentiels se base sur des produits d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

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

L'Institut considère la qualité de service comme élément important dans la relation entre les gestionnaires de réseau et les usagers des réseaux. Le suivi de la qualité de service ne permet non seulement d'assurer la conformité légale du traitement de l'utilisateur par le gestionnaire de réseau mais il saura également mettre en valeur l'image publique du gestionnaire de réseau, fortement liée à son travail et ses nombreuses prestations.

L'Institut a lancé à ce sujet une consultation publique du 18 août au 9 octobre 2015. Plusieurs réunions de concertation ont été organisées courant 2015 avec les gestionnaires des réseaux d'électricité et du gaz naturel.

Le premier suivi des indicateurs de 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 portera sur les données de l'année 2016.

2.3. Sécurité d'approvisionnement

Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie 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'Energie (Ministère de l'Economie) de surveiller l'état de la sécurité de l'approvisionnement nationale en matière d'énergie. Il surveille l'état général des réseaux et des interconnexions, ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement.

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

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

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

Les gestionnaires des réseaux de transport et industriels sont tenus de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de cette sécurité est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, 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 d'octobre 2014⁴².

SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITÉS DE PRODUCTION

Bien que le rapport du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie mentionne des capacités de réserve suffisantes chez nos voisins, sur lesquelles le Luxembourg pourrait s'appuyer à condition de disposer des capacités d'importation nécessaires, cette situation doit être réévaluée de manière continue en fonction des décisions prises dans les différents pays européens. Les investissements massifs dans de nouvelles capacités de production à base de sources d'énergies renouvelables, souvent intermittentes, nécessitent également la présence dans le système de capacités de production conventionnelles suffisamment flexibles pour combler l'intermittence de l'éolien ou du solaire notamment en période d'absence de vent ou de soleil.

Compte tenu des circonstances actuelles, outre les centrales hydro-électriques pour lesquelles il n'existe pas de potentiel significatif au Luxembourg, les centrales au gaz naturel du type TGV (Turbine Gaz-Vapeur) semblent les plus adaptées alors que leur flexibilité est la plus apte à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergies renouvelables. Cependant, dans le contexte économique actuel, les centrales au gaz naturel éprouvent des problèmes de rentabilité sur les marchés d'électricité du type « energy-only » de manière à ce que leur maintien en service voire de nouveaux projets d'investissement s'annoncent difficiles.

Les centrales de production principales sur le territoire luxembourgeois sont :

- La centrale turbine-gaz-vapeur d'Esch-sur-Alzette, d'une puissance actuelle de 376 MW. Cette centrale est raccordée au réseau de transport, mais injecte sa production exclusivement sur le réseau industriel (qui est intégré à la zone de réglage belge) en fonctionnement normal, du fait de l'absence d'interconnexion permanente entre le réseau de transport et le réseau industriel. Depuis fin 2015, la centrale est mise sous cocon afin de participer à la réserve stratégique belge.
- La centrale hydroélectrique de Vianden, centrale à accumulation par pompage. Cette centrale, ayant une puissance de pompage 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.

⁴² <http://www.gouvernement.lu/4608253/bericht-strom-2014.pdf>

La capacité de production totale installée s'est élevée à 728 MW en 2015, contre 727 MW en 2014 (voir tableau 12 ci-dessous), hormis la centrale de pompage de Vianden qui est directement raccordée au réseau Amprion, par rapport à une pointe simultanée des réseaux de transport et industriels de 1.048 MW.

Dans la zone Creos, il n'y a pas de centrale de production de taille importante. 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 S.A.) et la centrale hydroélectrique du barrage d'Esch-sur-Sûre qui est en outre soumise à des contraintes en matière de réserve en eau potable et de rétention d'eaux pour réguler le niveau de la Sûre en aval du barrage.

La capacité totale disponible dans la zone Creos est de 352 MW environ. Cette augmentation minimale par rapport à l'année 2014 (351 MW) est due à une augmentation en capacité des centrales basées sur les sources d'énergie renouvelables (+ 13 MW) compensée partiellement par l'arrêt définitif d'une centrale de cogénération industrielle.

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG				
	31.12.2014		31.12.2015	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGENERATION:				
Centrales industrielles:	29 200	3	15 800	2
Petites Centrales:	83 816	86	85 130	87
Microcentrales:	919	43	919	43
Autoproduction:	2 560	1	2 560	1
Total:	116 495	133	104 409	133
THERMIQUE:	393 250	2	393 250	2
HYDRO-ELECTRIQUE:				
Centrale de pompage:	1 296 000	1	1 296 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 300	4	32 300	4
Microcentrales:	2 008	29	1 966	29
Total:	1 330 308	34	1 330 266	34
EOLIENNE:	58 342	52	63 794	54
BIOGAZ:	8 316	25	9 570	26
GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:	2 048	5	2 258	7
GAZ DE DECHARGE:	75	1	75	1
PHOTOVOLTAIQUE: (*)	109 933	5 500	116 272	5 979
BOIS DE REBUT:	3 750	1	3 750	1
BIOMASSE SOLIDE:	0	0	165	1
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:	2 022 517	5 753	2 023 809	6 238
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):	726 517	5 752	727 809	6 237
(*)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 12 - 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, notamment dans les équipements à haute tension ayant entre temps 30 à 45 ans d'utilisation, est poursuivi. En particulier, presque toutes les lignes ont été modernisées afin de pouvoir supporter des températures de 80°C.

Des investissements sont également prévus pour supprimer le risque de congestions internes sur certaines lignes de transport luxembourgeoises. Ainsi, une ligne haute tension permettant le transport entre le poste de Heisdorf et le Centre / Sud du pays (« Luxembourg-Ring ») est en cours de réalisation pour une mise en service prévue fin 2016.

En outre, un projet de renforcement des interconnexions du réseau de transport avec ceux des pays voisins est mené en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport limitrophes. La solution en cours de réalisation réside dans la mise en place d'une interconnexion avec la Belgique grâce à l'installation d'un transformateur-déphaseur qui permettra de disposer d'une capacité d'interconnexion de 400 MVA via des lignes existantes. Une solution d'interconnexion à long terme, avec la pose de 2 câbles supplémentaires permettant une redondance vis-à-vis du critère N-1, est à l'étude.

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 Electricité, 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 d'octobre 2014 mentionne que le renforcement de la coopération régionale en matière d'évaluation et de garantie de la sécurité d'approvisionnement est indispensable du fait de l'impact important de l'évolution des marchés de l'énergie des pays voisins sur le Luxembourg.

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 d'octobre 2014 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 2029, 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 13 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, tel que transposé à l'article 32(2bis) de la Loi Gaz naturel 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 ladite directive établissant ainsi un cadre législatif assurant un degré d'indépendance adéquat 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 à partir du 1^{er} octobre 2015, un système commun d'équilibrage a été mis en place au sein de ce marché. Pour assurer la gestion de l'équilibrage, une nouvelle entité, la société Balansys, fut 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. Alors que le cadre légal belge requis pour l'intégration des régimes d'équilibrage transfrontaliers a été déjà mis en place, certaines décisions de la part du régulateur fédéral belge (la CREG) restent à être finalisées pour que Balansys puisse devenir le coordinateur d'équilibre pour l'ensemble de la zone BeLux. 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. Au 31 décembre 2015, la procédure de nomination et d'approbation de la personne du « compliance officer », qui est une personne totalement indépendante tant de la nouvelle société que de ses actionnaires Creos et Fluxys, par les autorités belges était encore 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 au Luxembourg est importée par des conduites à haute pression de la Belgique et de l'Allemagne, et, de façon marginale, par une conduite moyenne pression de la France. Le marché du gaz naturel est dès lors caractérisé par une dépendance complète de l'importation, abstraction faite des 5,6 millions de mètres cube - soit 61,2 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2015, 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 (PEB) ;
- Poste de Remich pour l'interconnexion avec l'Allemagne (PEA) ;
- Point d'Entrée d'Esch pour l'interconnexion avec la France (PEF).

Jusqu'au 30 septembre 2015, l'accès aux capacités de transport sur le réseau de Creos reposait sur un système "Entrée" dans le sens où un expéditeur devait souscrire des capacités aux Points d'Entrée du réseau, la livraison se faisant sur le point de fourniture industriel ou sur le point de fourniture distribution, sans que l'expéditeur n'ait à souscrire des capacités pour ces points. Pour approvisionner leurs Clients, les expéditeurs devaient nommer les quantités injectées aux différents Points d'Entrée PEA, PEB, PEF, dans la limite des capacités qu'ils y avaient souscrites, ainsi que les quantités soutirées aux points de fourniture.

Soucieux d'une meilleure intégration du système gazier national dans le marché européen, Creos et Fluxys, avec le soutien des autorités nationales respectives, ont développé un projet de rapprochement de leurs marchés. Initialement destiné à mettre en place une zone d'équilibrage commune, les discussions ont vite montré qu'un tel rapprochement reviendrait *in fine* à la création d'une zone entrée/sortie commune (marché intégré BeLux), couvrant le système belge de gaz H et le système luxembourgeois.

Une consultation publique portant sur les nouvelles règles d'accès au réseau de transport et sur les contrats associés été réalisée du 2 février 2015 au 6 mars 2015, en parallèle par l'Institut et par Fluxys.

Les nouvelles règles d'accès aux capacités de transport sur le réseau de transport de gaz de Creos ont ainsi été approuvées par l'Institut par règlement E15/14/ILR. Les conditions générales pour la fourniture et l'utilisation du réseau de transport ont également été adaptées, respectivement par les règlements E15/37/ILR et E15/16/ILR.

Dès lors, avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique à partir du 1^{er} octobre 2015, les droits d'accès entrée-sortie entre la Belgique et le Grand-Duché du Luxembourg ont été supprimés et le Zeebrugge Trading Point (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée. Etant 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. 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.

Au point d'interconnexion Remich, la commercialisation de capacités d'entrée est également modifiée :

- Ce point devient une entrée pour le marché intégré BeLux, reliant ainsi le hub NCG au hub ZTP ;
- Creos 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

Jusqu'au 30 septembre 2015, l'expéditeur devait assurer un équilibre quotidien entre ses quantités d'énergie injectées aux Points d'Entrée du réseau de transport et ses quantités soutirées aux Points de Fourniture pour les consommateurs résidentiels ou industriels. Pour cela, il transmettait les nominations des quantités horaires d'énergie injectées et soutirées au GRT. La comptabilisation du déséquilibre se faisait au niveau du portfolio de chaque Expéditeur avec une bande de tolérance de base mise à disposition de chacun, une tolérance élargie pouvant être souscrite moyennant un Service de Flexibilité Supplémentaire. Outre le prix asymétrique de l'énergie d'ajustement, des pénalités explicites étaient appliquées en cas de dépassement des bandes de tolérances⁴³ relatives aux quantités horaires, journalières et cumulées.

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

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

Ces nouvelles règles d'équilibrage, après consultation des acteurs du 2 février 2015 au 6 mars 2015, ont été approuvées par l'Institut (règlement E15/39/ILR).

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 (intra-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

⁴³ Pour plus de détails sur les tolérances applicables avant le 1^{er} octobre 2015, voir le rapport sectoriel 2014.

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 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.

Les tarifs d'équilibrage se composent d'une redevance de déséquilibre journalier et d'une redevance de déséquilibre intra-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 peut varier 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).

Pour assurer la gestion de l'équilibrage, la société Balansys, nouvelle entité créée conjointement par Creos et Fluxys, a été désignée comme coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg par arrêté ministériel du 27 juillet 2015 sur avis de l'Institut. Dès que les décisions y relatives de la part du régulateur belge seront finalisées, Balansys deviendra 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 assumer l'ensemble de ses tâches liées à l'équilibrage en Belgique.

Un nouveau contrat d'équilibrage à signer entre tout utilisateur du réseau de transport et Balansys a également été soumis à consultation et notifié à l'Institut conformément à la Loi Gaz naturel. De plus, les modalités de recouvrement des frais de fonctionnement du coordinateur à des fins de neutralité ont également été approuvées par l'Institut (règlement E15/38/ILR) après consultation. Enfin, la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et les valeurs des petits ajustements (tarifs d'équilibrage tels que prévus dans le règlement européen) ont été approuvées par l'Institut (règlement E15/40/ILR) après consultation.

ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le tableau 13 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.	280,4	415,3	1331
GRD	Sudgaz S.A.	12,5	312,9	773,4
GRD	Ville de Dudelange	0	12,4	74,0

TABLEAU 13 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015

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 », 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.

La mise en place de nouvelles règles d'équilibrage au sein du marché BeLux au 1^{er} octobre 2015 ont impliqué des modifications au code de distribution. En particulier, ces règles nécessitent la mise en place d'allocations horaires pour que les Expéditeurs aient une vision régulière de leur déséquilibre au cours de la journée, ce qui implique que les gestionnaires de réseau de distribution doivent communiquer au GRT Creos les informations de consommations sur base horaire, et non plus sur base journalière. Une consultation publique sur les modifications apportées au Code de Distribution a été organisée par l'Institut du 2 février 2015 au 6 mars 2015. Le Code de Distribution ainsi adapté a été approuvé par l'Institut par règlement E15/19/ILR. Les conditions générales d'accès au réseau de distribution de Creos ont également été modifiées en conséquence et approuvées par l'Institut (règlement E15/43/ILR) après consultation, celles des autres gestionnaires de réseau de distribution étant en cours d'adaptation.

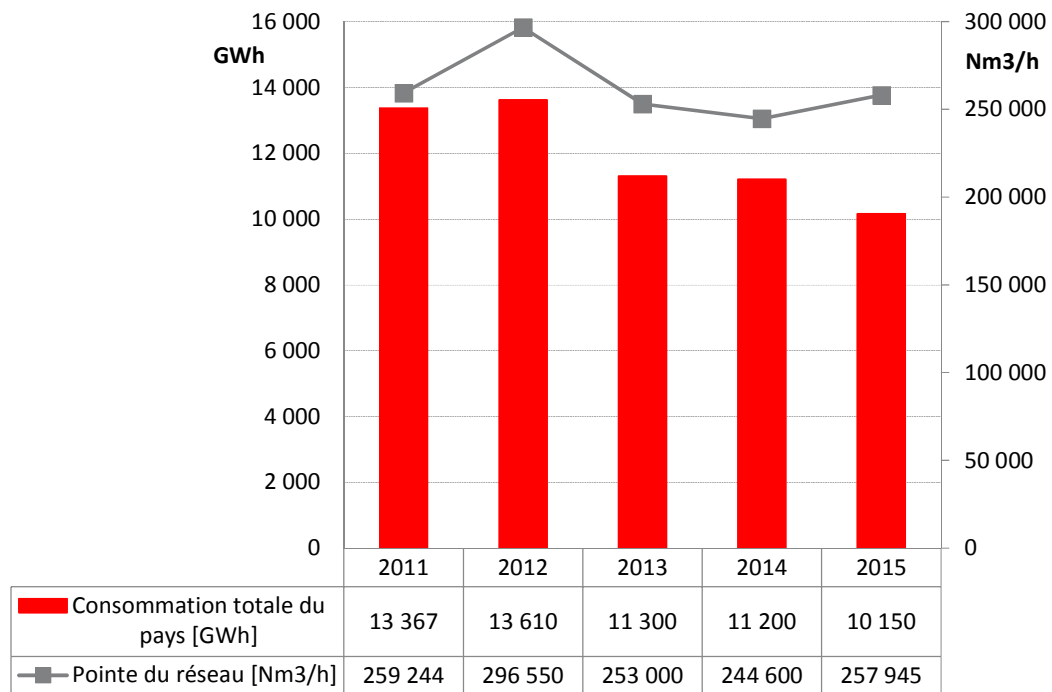
ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Jusqu'au 30 septembre 2015, avec le modèle d'accès en place qui demande une réservation aux points d'entrée au Luxembourg, la capacité ferme totale réservée sur le réseau de transport était de 290.000 Nm³/h aux points PEA et PEB. A partir du 1^{er} octobre 2015, avec la suppression du point d'interconnexion PEB, seule une capacité conditionnée au point d'interconnexion Remich peut être réservée pour entrer

dans l'ensemble de la zone BeLux ; la capacité réservée à ce point pour le dernier trimestre 2015 était de 119.000 Nm³/h.

Le volume total acheminé dans le réseau était de 10,1 TWh.

En 2015, la consommation nationale (10,1 TWh) était inférieure par rapport à l'année précédente (11,2 TWh en 2014). Cette diminution est liée à une baisse de consommation dans le secteur des producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) par rapport à 2014.



GRAPHIQUE 8 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2011

MESURES DE SAUVEGARDE

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg⁴⁴ 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,

⁴⁴ <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>

le Ministère de l'Economie, compétent pour la sécurité d'approvisionnement, réalise une évaluation des risques affectant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et, sur base de cette évaluation, met en place un plan d'action préventif⁴⁵ et un plan d'urgence⁴⁶. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au Luxembourg dans le cadre législatif en vigueur, les résultats de l'évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d'infrastructures et d'approvisionnement du règlement (UE) n° 994/2010, 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 selon le règlement (UE) n° 994/2010, une vue d'ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d'information entre acteurs.

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

LE COMPTAGE INTELLIGENT

L'article 35 de la Loi Gaz naturel précise le régime du comptage intelligent. Le lecteur est invité de se diriger vers la section correspondante dans le chapitre 2.1.2 du présent rapport relatif au marché de l'électricité.

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. La méthode a été fixée par le règlement modifié E12/06/ILR du 22 mars 2012 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2013 à 2016 et abrogeant le règlement E09/04/ILR du 2 février 2009.

DESCRIPTION DU MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

Le règlement modifié E12/06/ILR du 22 mars 2012 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. 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.

⁴⁵ <http://www.gouvernement.lu/4604916/plan-action.pdf>

⁴⁶ <http://www.gouvernement.lu/4579863/plan-urgence.pdf>

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Les tarifs approuvés par l'Institut peuvent être consultés sur son site Internet⁴⁷, ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux.

Jusqu' au 30 septembre 2015, le tarif d'utilisation du réseau de transport correspond à un tarif unitaire par unité de capacité horaire maximale souscrite aux points d'entrée par un expéditeur transport pour l'intégralité de son portefeuille foisonné. Une offre pour des souscriptions mensuelles était également disponible.

A partir du 1^{er} 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. 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.

Au cours de l'année 2014 l'Institut a clôturé les travaux afin de faire évoluer la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel vers une structure harmonisée permettant d'améliorer la réflectivité des coûts et la transparence pour le consommateur.

La nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2015.

Les utilisateurs des réseaux de distribution sont divisés en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fait en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau :

- A 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 ;
- A 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

⁴⁷ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Tarifs_utilisation_du_reseau/tarifs_reseaux_elec.pdf

l'accès au réseau, identique dans tous les réseaux de distribution mais qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau ;

- A 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 14 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 2012, 2013, 2014 et 2015⁴⁸, pour deux catégories de clients différents.

		CLIENT RÉSIDENTIEL ⁴⁹ 20-200 [GJ/an] 5,6-55,6 [MWh/an]	CLIENT INDUSTRIEL ⁵⁰ 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
PRIX TOTAL DU GAZ NATUREL (EUR / MWh)	2012	53,70	50,60
	2013	50,80	44,40
	2014	45,80	38,80
	2015	41,40	35,90

TABLEAU 14 - PRIX INTEGRÉ HORS TAXES DU GAZ NATUREL

⁴⁸ http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics

⁴⁹ Client résidentiel D2 tel que défini par Eurostat

⁵⁰ Client industriel I3 tel que défini par Eurostat

Le tableau 15 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 ⁵¹ 10.000-100.000 [GJ/an] 2.778-27.778 [MWh/an]
Estimation des frais d'utilisation du réseau (EUR / MWh)	2012	9,44	4,15
	2013	9,73	5,02
	2014	10,55	5,77
	2015⁵²	12,85	5,36

TABLEAU 15 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS - ESTIMATIONS ILR

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. A partir du 1^{er} octobre 2015, en raison du marché intégré « BeLux », les tarifs incorporent des frais de transport qui étaient auparavant à charge des fournisseurs.

Comme indiqué précédemment, la mise en place du nouveau modèle de marché au sein BeLux a impliqué des modifications significatives sur la structure tarifaire. Etant donnée la suppression du point d'interconnexion Bras/Pétange de l'offre commerciale dans BeLux, les tarifs d'entrée aux points d'interconnexion Remich et Bras/Pétange qui étaient avant octobre 2015 facturés par portefeuille de chaque expéditeur transport ont évolué après octobre 2015 vers des tarifs déterminés pour les services d'entrée au point d'interconnexion Remich et pour les services de sortie aux points de fourniture industriels et au point de fourniture distribution. Les seuls tarifs applicables aux consommateurs luxembourgeois pour l'utilisation des réseaux sont avec BeLux des tarifs de sortie qui 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 devenue donc plus transparente et clairement identifiable à chaque point de sortie du réseau. Les principes tarifaires dans le cadre du marché intégré BeLux ont été mis en consultation publique au premier trimestre 2015 par l'Institut.

⁵¹ Tarif pour un client catégorie 3, avec un compteur G100. La remise pour clients effaçables est incorporée dans les calculs à partir du 1^{er} octobre 2015.

⁵² 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^{er} 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^{er} octobre 2015 et le 31 décembre 2015.

3.1.4. Questions transfrontalières

ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

Jusqu'au 1^{er} octobre 2015, le modèle d'accès au réseau de transport, défini par règlement E11/21/ILR du 7 avril 2011, indique que les capacités sont attribuées via un mécanisme OSP (*Open Subscription Period*) avec possibilité de souscription à différents moments dans l'année de capacités fermes et interruptibles à différents horizons temporels. Toute souscription est engageante, mais peut par la suite et selon les besoins être offerte sur le marché secondaire. En décembre 2014, le mécanisme d'OSP a été suspendu par règlement E14/55/ILR jusqu'à la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique à partir du 1^{er} octobre 2015 (voir § 3.1.2).

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

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

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich ont eu lieu en juin 2015 pour le premier et deuxième trimestre de l'année gazière 2016 et en juillet 2015 pour le troisième et quatrième trimestre de l'année gazière 2016. Tous les produits ont été achetés au premier tour des enchères par un seul acteur ; il n'y a pas eu de premium par rapport au prix de réserve approuvé préalablement par l'Institut.

DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Parmi les projets d'intérêt commun (PCI) figurant sur la liste 2013 de l'Union européenne, le Luxembourg avait à l'étude la création d'une nouvelle route d'approvisionnement en provenance de la France avec GRTgaz. Néanmoins, ce projet a été réévalué dans le cadre du marché intégré BeLux pour finalement être retiré de la liste PCI 2015.

Les projets d'intérêt commun (PCI) 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 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 ENTSOG, conformément au règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel. Le dernier TYNDP en date (plan 2015-2035) reprend les projets de développement de conduites avec la France et la Belgique mentionnés précédemment, étant donné qu'ils n'ont été annulés que fin 2015.

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 2015, les gestionnaires de réseau de transport luxembourgeois (Creos) et belge (Fluxys) ont continué à travailler conjointement avec les régulateurs luxembourgeois (ILR) et belge (CREG) afin de finaliser le modèle pour la mise en place du marché intégré BeLux au 1^{er} octobre 2015 avec l'instauration d'une entreprise commune Balansys pour gérer conjointement les règles et mécanismes d'équilibrage commercial du marché BeLux comme expliqué dans les sections 3.1.1. et 3.1.2. de ce rapport. Ces travaux ont notamment porté sur les aspects légaux, les aspects réglementaires, ainsi que les règles d'accès au réseau et les règles d'équilibrage.

Dans ce cadre, les 4 parties se sont régulièrement réunies pour suivre l'avancement du projet et orienter les développements. De même, des échanges bilatéraux ont eu lieu entre l'ILR et la CREG sur les documents à approuver de part et d'autre, sur les besoins de consultation et sur la coordination des approbations.

L'Institut contribue également 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. Il a notamment pris part aux documents suivants :

- Avis sur le projet de code réseau portant sur la tarification harmonisée au niveau des réseaux de transport de gaz ;

- Recommandation au sujet d'amendements à apporter au règlement européen (UE) n° 984/2013 portant sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz ;
- Deuxième rapport conjoint ACER - ENTSOG sur la mise en place anticipée des provisions du règlement européen n° 312/2014 portant sur l'équilibrage des réseaux de transport en gaz ;
- Recommandation de l'ACER sur les meilleures pratiques pour traiter les projets d'intérêt commun en prenant part aux discussions portant sur l'allocation transfrontalières des coûts dans le cadre du règlement européen (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

3.2. Aspects relatifs à la concurrence

3.2.1. *Marché de gros*

Au Luxembourg il n'y a pas de marché de gros de gaz naturel proprement dit. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés étrangers.

Jusqu'au 30 septembre 2015, les fournisseurs avaient la possibilité d'échanger le gaz naturel aux points d'entrée au Luxembourg (PEA et PEB).

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

SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter la section correspondante dans le chapitre 2 du présent rapport portant sur l'électricité.

ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE ET MESURES NÉCESSAIRES À UNE CONCURRENCE EFFECTIVE

L'intégration de marché BeLux au 1^{er} octobre 2015 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 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.

3.2.2. *Marché de détail*

En 2015, six entreprises de fourniture⁵³ se partagent le marché de détail du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg qui représente 86.754 points de fourniture avec une énergie fournie de 10,1 TWh. La baisse de l’énergie par rapport à l’année 2014 (11,2 TWh) s’explique notamment par le déclin de la production d’électricité (turbine gaz-vapeur et 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.

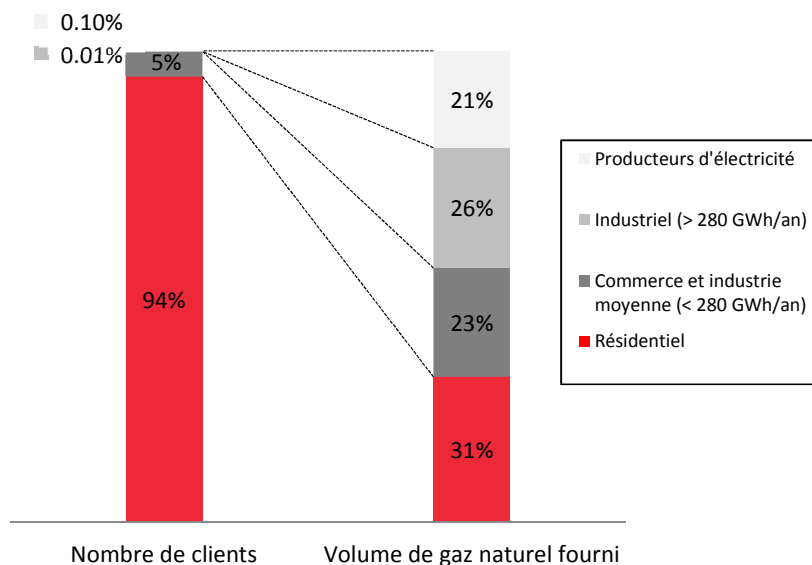
PARTS DE MARCHÉ

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 2015 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	3.1	81 979
Secteur professionnel (< 280 GWh/an)	2.3	4 687
Secteur industriel (> 280 GWh/an)	2.6	5
Production d’électricité	2.1	83

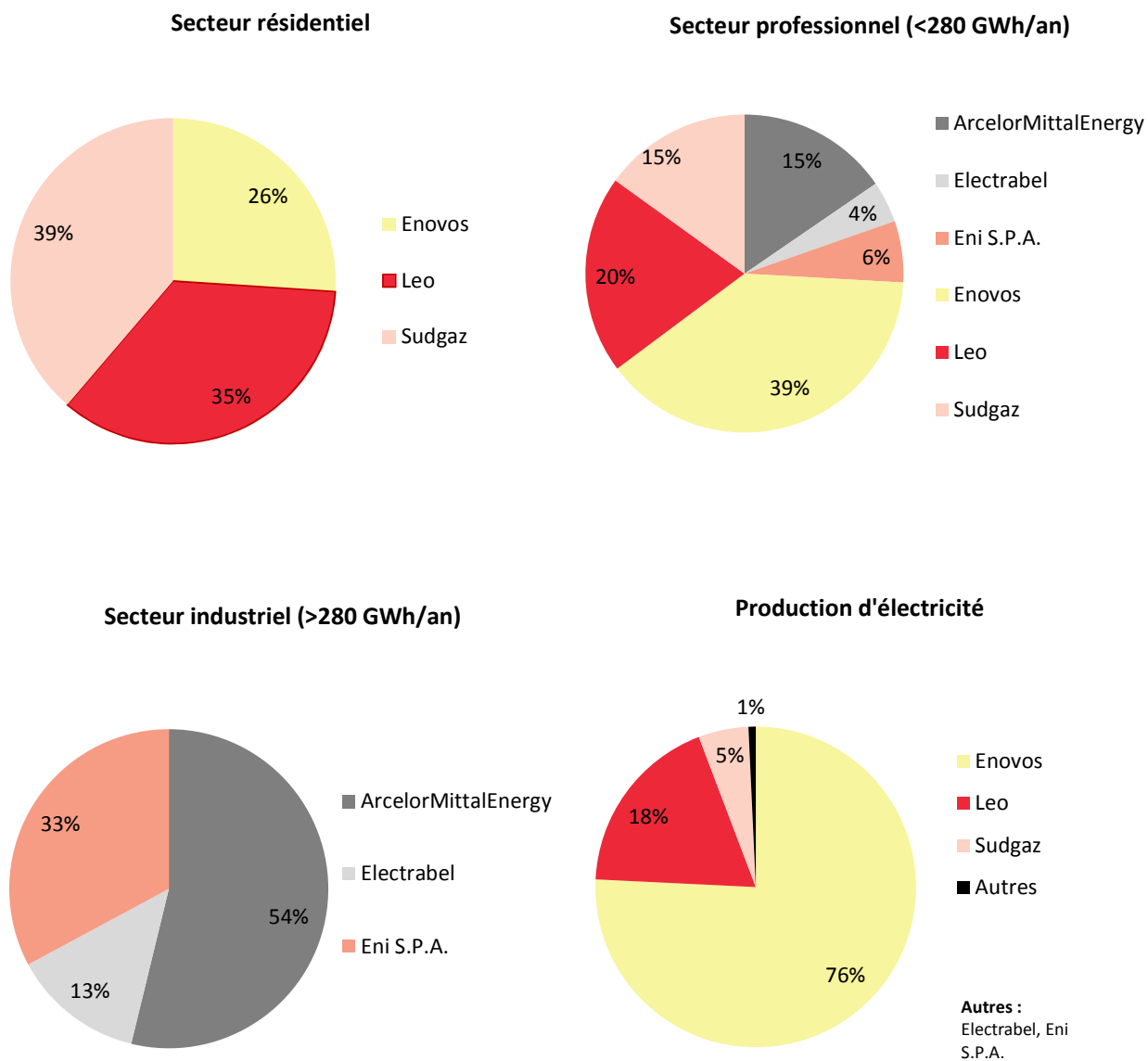
TABLEAU 16 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DECEMBRE 2015

⁵³Une liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés est publiée sur le site web de l’Institut : <http://www.ilr.public.lu/gaz/fournisseurs/index.html>



GRAPHIQUE 9 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS

Trois entreprises de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et six sur le marché non-résidentiel en 2015. Leurs parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le graphique 10. Il témoigne du faible nombre d'acteurs avec une part de marché significative et d'un quasi-monopole sur le segment des producteurs d'électricité. 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 n'ont pas été observés en 2015, sauf pour le segment des clients industriels (> 280 GWh/an). En 2015, ces clients industriels sont approvisionnés par ArcelorMittal Energy S.C.A., Electrabel S.A. et Eni S.p.A. Dans ce segment, Enovos Luxembourg tenait encore 100% des parts de marché en 2013 et avait approvisionné la moitié des consommateurs industriels en 2014.



GRAPHIQUE 10 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe surtout dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne (secteur professionnel < 280 GWh/an) et dans le segment industriel (> 280 GWh/an). En 2015, le taux de changement de fournisseur, avec 18 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, reste en dessous de 0,1% en termes de points de fourniture, alors qu'il arrive à 8,6% en termes de volume d'énergie.

- **Segment résidentiel**

Les ménages représentent environ 31% en volume du marché du gaz naturel. Dix clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2015.

- **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 5 changements de fournisseurs. Ce segment représente environ 23% du marché national.

- **Segment industriel**

Uniquement 5 clients finals représentent le segment industriel, qui compte cependant pour 26% du marché, à consommation annuelle supérieure à 280 GWh. Pour l'année 2015 le taux de changement dans ce segment s'élève à 32.9% en termes de volume alors que 2 clients industriels ont 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**

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 21% de la consommation de gaz naturel.

SURVEILLANCE DES PRIX

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

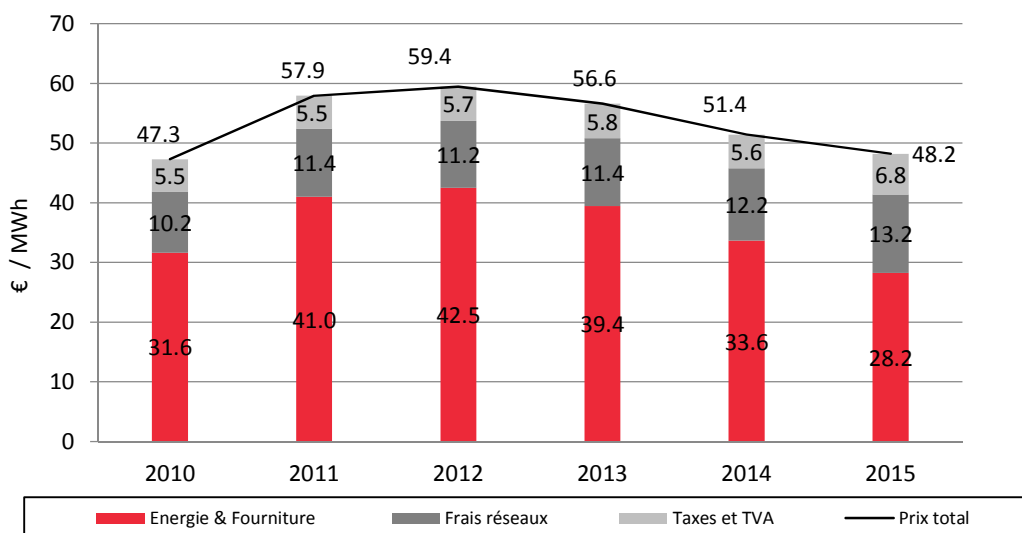
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

1. le prix de l'énergie fourni par votre 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'Eurostat⁵⁴ pour le second semestre des années 2010 à 2015. Les frais réseaux sont calculés par l'Institut⁵⁵.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ 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^{er} octobre 2015.



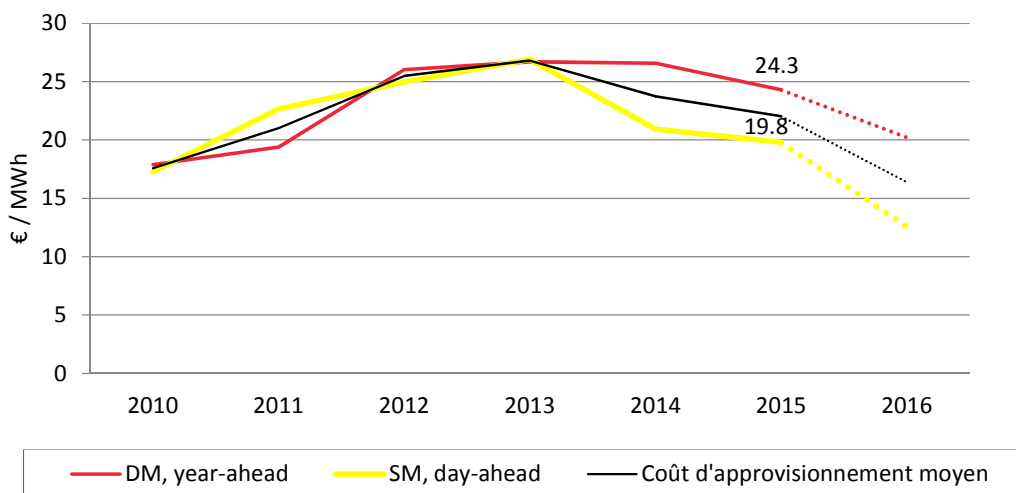
GRAPHIQUE 11 - DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)

La composante « Frais Réseaux » et les « Taxes et TVA » ont augmenté par rapport à l'année 2014, pour ce qui concerne les frais réseaux l'augmentation est dû au changement de méthode tarifaire suite à l'implémentation de BeLux alors que pour ce qui concerne les Taxes et la TVA, cette dernière est passée de 6% à 8% en 2015. La diminution de la facture totale a donc son origine dans une baisse significative de la composante « Energie & Fourniture ». Cette dernière a diminué de 5,4 €/MWh en 2015. Le prix de la fourniture intégrée du gaz naturel en 2015 a presque atteint le prix du gaz naturel en 2010.

Le prochain graphique représente le développement du prix du gaz naturel sur le marché « à terme » (TTF⁵⁶- Gas Base Load Futures - year-ahead⁵⁷) avec livraison entre 2010 et 2015 ainsi que le développement sur le marché « spot » (TTF – day-ahead) pour les années 2010 à 2015.

⁵⁶ "Title Transfer Facility" (TTF) est un point d'échange virtuel de gaz naturel aux Pays-Bas.

⁵⁷ Il s'agit du prix à terme moyen pour l'année suivante.



GRAPHIQUE 12 - DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL

De 2010 à 2013, les coûts d’approvisionnement en gaz naturel ont augmenté significativement. Après 2013, le prix moyen du produit à terme reste stable et se situe à 26,6 €/MWh en 2014, suivi d’une légère baisse à 24,3 €/MWh pour livraison en 2015. Le produit « spot » a déjà diminué de 2013 à 2014 pour se situer à 19,8 €/MWh en moyenne en 2015. Le coût d’approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne du prix sur le marché « à terme » et sur le marché « spot », se situe à 22,1 €/MWh en 2015.

L’Institut constate une corrélation entre la composante « Energie et fourniture » et le prix de gros. En effet, le prix du gaz naturel pratiqué à la bourse et le prix de vente sur le marché de détail sont en augmentation depuis 2010 avec un prix plutôt stable pour les années 2012 et 2013 et une diminution en 2014 et 2015. La mise à jour du rapport sur l’évolution des prix du gaz naturel reprenant cette analyse sera publiée fin de l’année 2016.

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 rapport⁵⁸ qui vise à fournir plus de transparence au niveau des prix et sert à mieux évaluer le fonctionnement des marchés respectifs⁵⁹.

⁵⁸http://www.ilr.public.lu/gaz/documents/Rapports_sur_les_prix_de_fourniture/index.html

⁵⁹ Veuillez-vous référer à la partie « électricité » (§ 2.2.2) pour plus de détails sur le rapport.

En ce qui concerne la qualité de service, il y a lieu de se référer à la section Electricité.

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’Energie 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’Energie (Ministère de l’Economie) assure le suivi de l’état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l’approvisionnement. A 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 publié⁶⁰ son rapport le plus récent en octobre 2014.

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

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 renforce les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l’approvisionnement.

L’autorité compétente pour prendre les mesures nécessaires à la sécurité d’approvisionnement et pour les mettre en œuvre, est le Ministre de l’Economie, 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^{er} octobre 2015 ;
- la mise en place d’un plan d’action préventif et d’un plan d’urgence (voir publication sur le site du Ministère de l’Economie⁶²).

Le Luxembourg dispose néanmoins d’une dérogation jusqu’au 3 décembre 2018, selon l’article 6(10)a 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).

⁶⁰ <http://www.gouvernement.lu/4608291/Bericht-gaz-2014.pdf>

En 2015, la Commission européenne a lancé une révision du règlement (UE) n°994/2010. Dans le cadre de la consultation organisée par la Commission, l'Institut a participé à la réponse du CEER en supportant le développement d'une analyse de risque à un niveau régional et en soutenant le concept de solidarité émis par la Commission.

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 cavene 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. A 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'Economie dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement. Dans son dernier rapport d'octobre 2014, le Commissaire du Gouvernement à l'Energie indique une progression modérée, mais constante de la demande maximale en gaz naturel sur les réseaux de distribution. En revanche, les projections de consommation des entreprises industrielles restent stables. Enfin, le besoin en gaz naturel est également lié à la demande des centrales de production d'électricité à partir du gaz naturel.

DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS

A partir du 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux permettent de couvrir la dernière pointe la plus élevée mesurée en 2012, soit 300 000 m³/h avec de la capacité ferme.

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de garantir la capacité à long terme des réseaux afin de répondre à des demandes raisonnables de capacités de transport de gaz naturel, tout en tenant compte de réserves suffisantes pour garantir un fonctionnement stable. Les gestionnaires de réseau de transport doivent également garantir une capacité de transport, une fiabilité du réseau et une sécurité

d'exploitation du réseau adéquat pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

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

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

Comme pour l'électricité, un plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg a été élaboré de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. De plus, le Ministère de l'Économie a élaboré un plan d'action préventif et un plan d'urgence conformément au règlement (UE) n° 994/2010 (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 soient approvisionnés selon l'article 8 de ce règlement. L'intégration des marchés belge et luxembourgeois au 1^{er} octobre 2015 permet 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 européen n° 994/2010 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.

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

4.1. Observation du cadre législatif et réglementaire

Dans le cadre de la transposition de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, des modifications du cadre légal et réglementaire luxembourgeois ont été opérées par les lois du 19 juin 2015⁶¹.

La directive met le cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique dans l'Union, en vue d'assurer la réalisation du grand objectif fixé par l'Union d'accroître de 20% l'efficacité énergétique d'ici 2020. En outre, elle prévoit l'établissement d'objectifs indicatifs nationaux d'efficacité énergétique pour 2020.

La directive vise à cet effet le renforcement de la participation active du consommateur final au marché de l'électricité et du gaz naturel. Ainsi, le consommateur doit être informé de manière plus détaillée sur sa consommation réelle et les coûts s'y rapportant pour lui permettre de réguler sa propre consommation. Dans ce cadre s'inscrit aussi le déploiement des compteurs intelligents.

La révision du cadre légal permet ainsi de créer la base légale nécessaire pour la mise en œuvre d'un mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique à charge des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Le nouvel article 48*bis* de la Loi Electricité (article 12*bis* de la Loi Gaz naturel) impose aux fournisseurs une obligation d'économies d'énergie dont l'objectif cumulé à atteindre dans la période allant du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2020 est fixé par la voie du règlement grand-ducal du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique. Ce règlement précise le calcul des volumes annuels individuels d'économies d'énergie à réaliser par les parties obligées respectives, le type de mesures à prendre en considération et la quantité d'économies d'énergie à comptabiliser, les modalités de notification des économies d'énergie réalisées et les modalités de contrôle des économies d'énergie réalisées par le ministre ou un organisme agréé.

Lorsque les parties obligées n'atteignent pas les volumes annuels d'économies d'énergie, l'Institut prononce des amendes d'ordre qui ne peuvent dépasser les 2 euros par MWh, sans que cette sanction ne dispense de la réalisation des volumes d'économie d'énergie manquants au cours de l'année civile suivante.

Les obligations découlant de l'article 48*bis* de la Loi Electricité, respectivement de l'article 12*bis* de la Loi Gaz naturel, sont considérées comme des obligations de service public dont les charges induites par leur

⁶¹ Loi du 19 juin 2015 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité; la loi modifiée du 30 mai 2005 portant 1) organisation de l'Institut Luxembourgeois de Régulation; 2) modification de la loi modifiée du 22 juin 1963 fixant le régime des traitements des fonctionnaires de l'Etat.

Loi du 19 juin 2015 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

exécution peuvent être compensées par des contributions de l'Etat dans le cadre de la législation européenne sur les aides d'Etat.

Les lois du 19 juin 2015 apportent encore des précisions quant au déploiement du comptage intelligent.

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 est d'avoir, à l'horizon 2020, un parc roulant composé de 10% par des voitures électriques, soit 40.000 voitures.

A cet effet, le déploiement d'une infrastructure commune de bornes de charge publiques pour véhicules électriques est envisagé. Le législateur a donné un cadre légal à cet objectif par la loi du 7 août 2012 modifiant la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité. A l'article 27, paragraphe (13), les gestionnaires de réseau se voient attribuer la tâche de déployer cette infrastructure sur le terrain défini par leur concession. L'exploitation et l'entretien de l'infrastructure est assurée par les gestionnaires de réseau.

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.

Le règlement grand-ducal du 3 décembre 2015 relatif à l'infrastructure publique liée à la mobilité électrique a défini les tâches des gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre du déploiement d'une infrastructure publique liée à la mobilité électrique sur le territoire défini par leur concession respective, décrit les spécifications techniques des bornes de charge publiques et du système central commun et fixé le nombre maximal de bornes de charge publiques à être installées et mises en service sur les parkings-relais et parkings de co-voiturage (400) et sur les emplacements de stationnement publics respectivement les parkings publics dans les communes (400). Ce règlement a également déterminé l'échéancier endéans lequel l'infrastructure publique doit être mise en place.

Le règlement ministériel du 5 février 2016 a fixé le plan d'implantation général en définissant le nombre de bornes de charges à installer pour les parkings relais, les parkings publics et les emplacements de stationnement publics communaux. Au total 800 bornes sont prévues.

Dans l'optique de se préparer à un futur réseau intelligent, chaque borne sera liée à un compteur intelligent (voir aussi le point 2.1.2), permettant une meilleure gestion des réseaux électriques.

OBSERVATION DU CADRE LÉGAL EUROPÉEN PAR LE RÉGULATEUR

L'ACER est ancrée 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 Electricité et article 51, paragraphe 5, point (f) de la Loi Gaz naturel). Jusqu'au 31 décembre 2015, 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 Etats 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 Etats 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. Dans ce cadre, l'Institut a participé aux discussions et travaux réguliers au sein de l'ACER. En particulier, l'Institut a organisé la réunion du Conseil des Régulateurs de l'ACER et la réunion de l'assemblée générale du CEER dans ses locaux à Luxembourg en juillet 2015. L'Institut collabore aussi au niveau régional avec d'autres régulateurs dans le cadre de missions de surveillance découlant du règlement « REMIT », plus de détails ci-après dans la section « Exigences de transparence ».

En matière d'électricité, les discussions ont notamment portées sur le développement des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur l'allocation des capacités long terme, l'équilibrage, les spécifications pour le raccordement de producteurs et de consommateurs, ainsi que le fonctionnement du système. Ainsi, l'Institut a apporté son support au Ministère de l'Economie pour les réunions de comitologie qui ont abouti au vote des codes réseau portant sur le raccordement des producteurs (RfG)⁶² en juin, HVDC⁶³ en septembre, DCC⁶⁴ et FCA⁶⁵ en octobre 2015.

En outre, le premier règlement européen (UE) n° 2015/1222 portant sur l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion a été publié le 24 juillet 2015 et est entré en vigueur le 14 août 2015. Dans ce cadre, un appel public à candidature en vue de la désignation des opérateurs du marché de l'électricité (NEMO) au Luxembourg pour l'acquittement des missions liées au couplage unique journalier et/ou infra-journalier a été lancé du 1^{er} octobre au 9 novembre 2015. Par décision E15/58/ILR du 14 décembre 2015, l'Institut a désigné la société EpexSpot SE, seule bourse s'étant portée candidate. De plus, la première proposition de tous les gestionnaires de réseau de transport portant sur la définition des régions de calcul de capacité a été envoyée à l'ensemble des régulateurs nationaux, dont l'Institut.

En matière de gaz naturel, les discussions ont essentiellement porté sur le développement des orientations-cadre et code de réseaux portant sur l'harmonisation des structures tarifaires ou l'allocation de capacités. Ainsi l'Institut a participé à l'avis émis par l'ACER sur la tarification harmonisée et a contribué à l'élaboration de la recommandation de l'ACER au sujet d'amendements à apporter sur le règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code

⁶² RfG : Requirements for Generators. Ce règlement européen de la Commission a finalement été publié le 14 avril 2016 sous la référence 2016/631.

⁶³ HVDC : High Voltage Direct Current

⁶⁴ DCC : Demand Connection Code

⁶⁵ FCA : Forward Capacity Allocation

de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et complétant le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil qui est entré en application au 1^{er} novembre 2015. Le règlement (UE) n° 312/2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz est entré en application au 1^{er} octobre 2015. Enfin, le règlement (UE) n° 2015/703 de la Commission établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données a été publié le 30 avril 2015.

Ces codes réseau sont d'application pour tous les Etats 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 2^{ème} rapport de mise en place anticipée 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 Energie 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 du rapport de surveillance établi par le groupement des régulateurs. 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 2015⁶⁶. Etant donné la spécificité de la situation du Grand-Duché de Luxembourg, un certain nombre de paramètres ne seront pas publiés pour cause de non-applicabilité.

⁶⁶ https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/terms%20and%20conditions/terms%20and%20conditions.html

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

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

En 2011, l'Institut a adopté la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel⁶⁷, telle que prévue par l'article 6 de la Loi Electricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel. 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. 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.

Secteur	Nombre de demandes ⁶⁸	Recevables	Irrecevables	Clôturées	En cours
Electricité	6	5	1	3	2
Gaz	6	6	0	4	2

TABLEAU 17 - MÉDIATIONS

En 2015, l'Institut a traité douze demandes de médiation, dont une a été déclarée irrecevable pour ne pas avoir été introduite par un client résidentiel. 5 demandes ont été traitées dans le secteur de l'électricité et 6 demandes dans le secteur du gaz naturel. Au total sept procédures ont pu être clôturées en 2015.

⁶⁷ Règlement E 11/27/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur de l'électricité
Règlement E11/28/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur du gaz naturel.

⁶⁸ 3 demandes ont porté conjointement sur l'électricité et le gaz naturel

GUICHET UNIQUE EN LIGNE

Le site Internet www.STROUMaGAS.lu de l'Institut, dédié aux clients finals, vise à informer et sensibiliser les clients finals sur leurs droits, leurs opportunités et leurs devoirs dans le contexte des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz naturel. En 2015, l'Institut a développé davantage ce site pour lui attribuer un rôle de guichet unique, notamment pour les clients résidentiels, répondant ainsi à l'obligation pour l'Institut d'informer et de protéger les consommateurs. En effet, en 2015, un aide-mémoire pour le consommateur donnant des informations pratiques sur les droits de consommateurs d'énergie ainsi qu'un glossaire a été mis en ligne sur le site de l'Institut⁶⁹. Par ailleurs, l'Institut a étendu en mars 2015 le champ d'application de son comparateur de prix, Calculix, lancé en septembre 2013. En plus de comparer les prix d'électricité, Calculix compare désormais aussi les prix du gaz naturel. En se connectant sur www.calculix.lu, le consommateur peut avoir un rapide aperçu de toutes les meilleures offres énergétiques.

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 Electricité 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-paiement⁷⁰. Une information est adressée en parallèle à l'office social du lieu de résidence du client défaillant. Le client concerné ne peut être déconnecté par le gestionnaire que sur mandat écrit du fournisseur; en outre, la déconnexion ne peut pas avoir lieu lorsque l'office social prend en charge la dette du client. En contrepartie de cette prise en charge, le fournisseur est en droit de faire placer par le gestionnaire du réseau un compteur à prépaiement jusqu'à apurement intégral de la dette.

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

En pratique, l'encadrement par les offices sociaux se fait rétroactivement à travers un apurement des factures échues restées impayées. Les offices sociaux sont obligés de prendre « les initiatives appropriées pour diffuser toute information utile sur les différents formes d'aide qu'il(s) octroie(nt) ». Ils doivent de même fournir « les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de

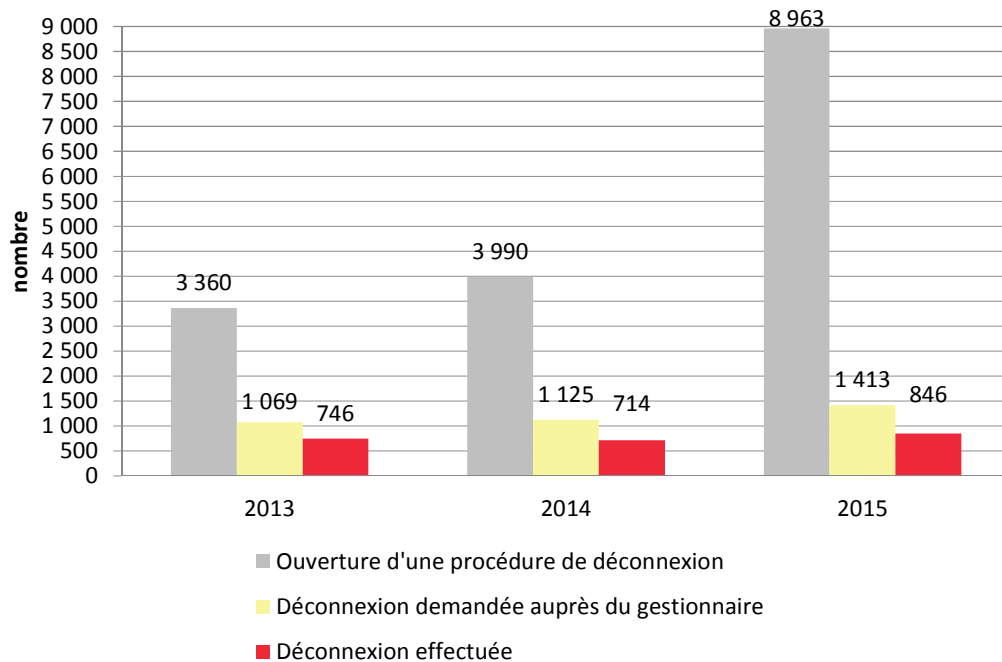
⁶⁹ www.stroumagas.lu

⁷⁰ La loi du 7 août 2012 a étendu le délai de déconnexion à trente jours au lieu de quinze jours auparavant.

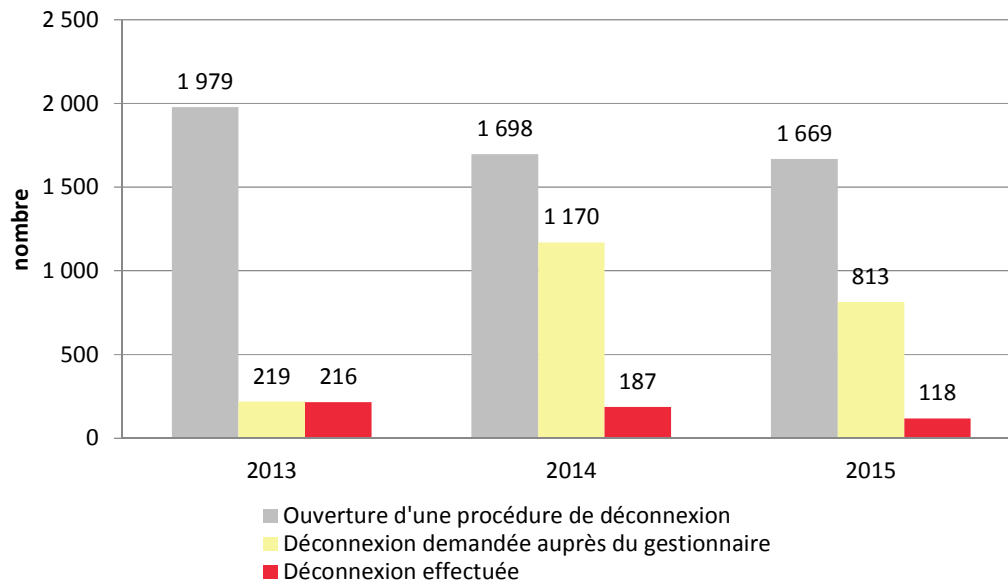
procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements ».

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 les déconnexions effectuées en 2013, 2014 et 2015 auprès des clients résidentiels :



GRAPHIQUE 13 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ



GRAPHIQUE 14 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL

Concernant le secteur de l'électricité, les fournisseurs ont demandé auprès des gestionnaires de réseau de déconnecter 1.413 clients en défaillance de paiement en 2015. Les gestionnaires de réseau ont effectivement déconnectés 846 clients, donc 60% 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 2015. Le nombre d'ouvertures d'une procédure de déconnexion (en interne auprès des fournisseurs) a augmenté significativement par rapport à l'année 2014 dû au fait qu'un fournisseur a changé d'approche dans la détermination de cette donnée, et dans la nouvelle approche les mêmes clients pour lesquels une procédure a été ouverte au cours de l'année 2015 ont été comptés plusieurs fois (donc aussi pour le non-paiement des factures d'acompte). Les déconnexions demandées auprès du gestionnaire sont en augmentation depuis 2013 et en 2015 on note également une légère hausse 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 813 clients en défaillance de paiement en 2015 et ces derniers ont effectivement déconnectés 118 clients, donc presque 15% des déconnexions demandées. En général, les chiffres montrent une baisse des procédures entamées pour défaillance de paiement par rapport à l'année 2014.

LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut a désigné en 2014 pour une période de 3 ans, suivant des critères transparents et publiés et pour une zone donnée, un fournisseur du dernier recours. L'Institut garantit ainsi que les clients finals sont alimentés continuellement en énergie électrique ou en gaz naturel dans le cas où leur fournisseur choisi serait dans l'incapacité de

fournir ou dans le cas où la fourniture par défaut prenne fin sans qu'un nouvel fournisseur ne soit choisi. 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 2015.

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.

Dans le cadre de la mise en place du marché gazier intégré BeLux au 1^{er} octobre 2015, certaines adaptations ont été apportées au cadre réglementaire régissant la fourniture du dernier recours. Suite à une consultation publique, l'Institut a arrêté les règlements déterminant les modalités de fonctionnement de la fourniture du dernier recours (règlement E15/32/ILR du 5 août 2015) et les critères de désignation du fournisseur du dernier recours (règlement E15/33/ILR du 5 août 2015).

SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Comme déjà indiqué ci-avant, avec le troisième Paquet Energie, 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 loi⁷¹. 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),
- le service universel (électricité),
- les 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 2015, l'Institut a été formellement saisi d'une plainte à l'encontre d'une entreprise d'électricité concernant le raccordement d'installations photovoltaïques.

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 2015.

⁷¹ Article 63 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel

Glossaire

Acteurs du marché :

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

Abréviations :

ATC	Available Transfer Capacity
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
PEA	Point d'Entrée Allemagne
PEB	Point d'Entrée Belgique
PEF	Point d'Entrée France
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 DE ENOVOS INTERNATIONAL S.A.	18
TABLEAU 2 - ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A.	18
TABLEAU 3 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX ÉLECTRIQUES - SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015.....	22
TABLEAU 4 - NOMBRE ET CAUSES D'INTERRUPTIONS.....	24
TABLEAU 5 - INDICATEURS SUR LES INTERRUPTIONS NON-PLANIFIÉES.....	24
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	26
TABLEAU 7 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS	31
TABLEAU 8 - MODE D'APPROVISIONNEMENT DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS POUR LES DIFFÉRENTS SEGMENTS DE CLIENTS FINALS	37
TABLEAU 9 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DECEMBRE 2015	38
TABLEAU 10 - ÉVOLUTION DU VOLUME D'ÉNERGIE FOURNIE AUX DIFFÉRENTS SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL....	39
TABLEAU 11 - ÉVOLUTION DE LA COMPÉTITIVITÉ DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ FOURNIE AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS	42
TABLEAU 12 - CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG	50
TABLEAU 13 - INFRASTRUCTURE - RÉSEAUX GAZ NATUREL - SITUATION AU 31 DECEMBRE 2015.....	58
TABLEAU 14 - PRIX INTEGRÉ HORS TAXES DU GAZ NATUREL.....	62
TABLEAU 15 - TARIFS D'UTILISATION RÉSEAU AGRÉGÉS - ESTIMATIONS ILR	63
TABLEAU 16 - RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS FINALS AU 31 DECEMBRE 2015.....	67
TABLEAU 17 - MÉDIATIONS	80

Graphiques

GRAPHIQUE 1 - LE GROUPE ENOVOS EN 2015	17
GRAPHIQUE 2 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ÉLECTRIQUE ET DE LA POINTE SIMULTANÉE DES DEUX RÉSEAUX À PARTIR DE L'ANNÉE 2011	23
GRAPHIQUE 3 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL D'ÉLECTRICITÉ PAR SEGMENT DE CLIENTS.....	39
GRAPHIQUE 4 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ	40
GRAPHIQUE 5 - ÉVOLUTION DU TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ EN TERMES DE VOLUME ET EN TERMES DE NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT	41
GRAPHIQUE 6 - DÉCOMPOSITION DES PRIX D'ÉLECTRICITÉ AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS).....	43
GRAPHIQUE 7 - DÉVELOPPEMENT SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	44
GRAPHIQUE 8 - ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION NATIONALE ET DE LA POINTE DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL À PARTIR DE L'ANNÉE 2011.....	59
GRAPHIQUE 9 - RÉPARTITION DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE GAZ NATUREL PAR SEGMENT DE CLIENTS.....	68
GRAPHIQUE 10 - PARTS DE MARCHÉ (EN %) SUR LES SEGMENTS DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ NATUREL.....	69
GRAPHIQUE 11 - DÉCOMPOSITION DES PRIX DU GAZ NATUREL AUX CLIENTS RÉSIDENTIELS (PRIX COURANTS)	71
GRAPHIQUE 12 - DÉVELOPPEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ NATUREL	72
GRAPHIQUE 13 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR ÉLECTRICITÉ	82
GRAPHIQUE 14 - PROCÉDURES DE DÉCONNEXION - SECTEUR GAZ NATUREL	83