



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

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 2011

transmis

à la Commission européenne,
à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie
et
au Ministre de l'Economie et du Commerce Extérieur

Luxembourg, août 2012

Table des matières

Table des matières	3
Avant-propos	4
1. Introduction	6
2. Développements majeurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel	8
2.1. Compétences de l'Institut	8
2.2. Coopérations européennes et transfrontalières	11
2.3. Renforcement de la sécurité d'approvisionnement	13
3. Le marché de l'électricité	15
3.1. Régulation des réseaux	15
3.1.1. Dissociation juridique, fonctionnelle et comptable	15
3.1.2. Fonctionnement technique	18
3.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux	22
3.1.4. Questions transfrontalières	25
3.1.5. Observation de la législation et de la réglementation européenne et nationale	26
3.1.6. Règlement de litiges	28
3.2. Aspects relatifs à la concurrence	28
3.2.1. Marché de gros	28
3.2.2. Marché de détail	32
3.2.3. Recommandations sur les prix de fourniture	38
3.2.4. Droit d'enquête et mesures nécessaires à une concurrence effective	38
3.3. Protection des consommateurs	40
3.4. Sécurité d'approvisionnement	42
4. Le marché du gaz naturel	47
4.1. Régulation des réseaux	47
4.1.1. Dissociation juridique, fonctionnelle et comptable	47
4.1.2. Fonctionnement technique	48
4.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux	51
4.1.4. Questions transfrontalières	54
4.1.5. Observation de la législation et de la réglementation européenne et nationale	55
4.1.6. Règlement de litiges	57
4.2. Aspects relatifs à la concurrence	57
4.2.1. Marché de gros	57
4.2.2. Marché de détail	58
4.2.3. Recommandations sur les prix de fourniture	61
4.2.4. Droit d'enquête et mesures nécessaires à une concurrence effective	61
4.3. Protection des consommateurs	61
4.4. Sécurité d'approvisionnement	64
Glossaire	67
Tableaux	68
Graphiques	68

Avant-propos

Cher lecteur,

Les décisions divergentes concernant la continuation ou l'arrêt à plus ou moins long terme de la filière nucléaire, suite à la catastrophe de Fukushima, ont montré, une fois de plus, que la politique énergétique « européenne » est toujours principalement nationale, malgré les efforts entrepris depuis bien plus d'une décennie pour instaurer un marché intérieur de l'énergie.

La soustraction importante et à court terme de capacités de production nucléaire a eu des effets importants sur les marchés, ainsi que sur la sécurité d'approvisionnement, bien au-delà du territoire des pays qui ont fait ce choix. En effet, au niveau européen, la marge entre capacité garantie disponible et capacité nécessaire a été réduite significativement. Ensemble avec des contraintes de capacités de transport dans les réseaux d'électricité, l'approvisionnement n'a pu être maintenu pendant l'hiver que moyennant des interventions massives des gestionnaires de réseau dans le fonctionnement normal des marchés et le secours mutuel et transfrontalier.

Au Luxembourg, l'opinion publique anti-nucléaire est prépondérante et a été réaffirmée à plusieurs occasions par les responsables politiques. Malgré les réserves à l'encontre de l'énergie nucléaire, on ne constate pas que la demande des consommateurs pousse le développement de centrales de taille significative pour la production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables. La demande d'une fourniture « verte » est plutôt satisfaite par la fourniture d'électricité dont l'origine renouvelable est certifiée à l'étranger.

Le développement des énergies renouvelables, au Luxembourg et ailleurs, continue donc à être incité par différentes mesures réglementaires telles les aides financières, la priorité dans les réseaux et l'obligation de rachat à prix garanti, plutôt que par une réelle demande d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables. Par cet encadrement réglementaire, une partie croissante de l'énergie électrique est soustraite du jeu normal de l'offre et de la demande. La priorité accordée implique un prix de marché qui, en moyenne, est moins élevé qu'en l'absence de cette priorité.

Ce prix de marché réduit peut à première vue sembler favorable, mais il pose problème à multiples égards.

- Un prix de marché moins élevé entraîne un différentiel plus important par rapport aux prix de rachat garanti pour l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables. Ce différentiel est payé via le mécanisme de compensation qui est à charge de tous les consommateurs et augmente donc la facture.
- Vu le caractère intermittent des centrales qui produisent de l'électricité sur base de sources d'énergies renouvelables, des capacités conventionnelles et flexibles de réserve resteront nécessaires pour assurer l'approvisionnement, p.ex. en cas d'absence de vent et de soleil. Un prix de marché trop bas ne permet pas de rentabiliser les investissements nécessaires dans ce type de production.
- La priorité de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables réduit nécessairement la durée de fonctionnement des centrales classiques ce qui rend l'économicité des investissements dans de nouvelles centrales encore plus difficile.

Afin de combler le manque d'investissements dans de nouvelles capacités de production, des réflexions se font sur des systèmes d'incitation spécifiques. Allons-nous donc vers une coexistence de systèmes d'aide pour les renouvelables et pour les centrales classiques avec des conséquences sur le prix de l'électricité qui tend à se découpler de plus en plus des réels coûts sous-jacents ?

Même en l'absence d'incitations à l'investissement véhiculé par les prix de marché, l'adéquation entre infrastructure (réseaux et production) et consommation doit être maintenue.

Evidemment, la première priorité doit être la réduction de la consommation par une utilisation plus efficace de l'énergie. De nouvelles législations incitant à la réduction de la consommation sont en élaboration au niveau européen. Néanmoins, il est peu réaliste de parier sur une stagnation, voire une réduction de la consommation nationale par rapport au niveau actuel. Au vu des perspectives de croissance de la population nationale et d'une politique cherchant à attirer de nouvelles entreprises, il est indispensable d'assurer un approvisionnement suffisant, en électricité et en gaz naturel, qui permet de faire face à ces développements.

A cette fin, de nouvelles infrastructures seront de rigueur, qu'il s'agisse de nouvelles lignes électriques, de nouvelles centrales ou de nouveaux gazoducs. Ce n'est que par l'équilibre correct entre capacités d'interconnexion et production indigène que la sécurité d'approvisionnement pourra être maintenue pour le futur.

Alors que pour les centrales le manque d'incitations économiques semble être l'obstacle primaire, pour les réseaux c'est plutôt l'opposition de la population contre des lignes, qu'elles soient aériennes ou souterraines. Il semble donc indispensable de sensibiliser les citoyens sur le besoin de bonnes infrastructures nécessaires au soutien de la prospérité du pays.

Dans cet ordre d'idées, plus de transparence et une meilleure communication au consommateur, qui se situera désormais au cœur des discussions relatives à la politique de l'énergie, sont requises. La mission principale est d'informer et de sensibiliser le client final aux enjeux d'un approvisionnement énergétique fiable et de qualité. En outre, plus d'efforts seront requis pour amener les consommateurs à faire usage des offres concurrentielles. Dans ce contexte, il convient de rappeler la protection dont profite déjà à l'heure actuelle les consommateurs, protection encore renforcée par la transposition du 3^e Paquet Energie.

Il va de soi que la transition dans laquelle se trouve le secteur énergétique ne se fera pas sans investissements importants. Il incombera notamment au régulateur de veiller à ce que ces investissements soient justifiés et se fassent dans les conditions économiques les plus avantageuses, ceci dans un souci de maintenir les tarifs à un niveau acceptable pour les consommateurs, qui, par sa facture d'aujourd'hui, contribue à la qualité et la sécurité d'approvisionnement de demain.

La Direction

1. 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/CE¹ sur le marché de l'électricité et 2009/73/CE² 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 et à la Commission.

Le présent rapport doit rendre une image des développements en 2011 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans la 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 marquantes en 2011 se sont focalisés aux travaux préparatoires en vue de l'introduction d'un modèle de régulation incitative avec l'objectif d'améliorer les performances des gestionnaires de réseaux, à l'accompagnement des projets en vue d'un renforcement des interconnexions des réseaux de transport avec ceux des pays voisins ainsi qu'à la coordination suite à l'intégration des réseaux d'électricité et de gaz naturel de la Ville de Luxembourg dans ceux de la société Creos Luxembourg S.A..

Au niveau européen, l'année 2011 était marquée par l'entrée en fonction officielle de l'ACER³, agence européenne (dénommée ci-après « l'Agence ») dotée de sa propre personnalité juridique et en charge de la coopération entre les autorités de régulation nationales en matière d'énergie. Cette coopération trouve dans le cadre institutionnel donné par le statut de l'Agence un environnement idéal pour faciliter la création d'un marché compétitif, efficient et durable pour l'électricité et le gaz naturel en Europe.

Le troisième paquet législatif européen est à la base de la création d'ACER ce qui constitue une étape importante dans la régulation des marchés de l'énergie. Contrairement à l'ERGEG, l'ACER dispose du statut d'une Agence européenne et de ses propres ressources humaines. Les bureaux de l'ACER à Ljubljana furent officiellement ouverts en date du 3 mars 2011, à la même date que le troisième paquet législatif européen est rendu obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable.

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 (REGRTs).

Les textes de transposition du 3^e Paquet Energie en législation nationale ont passé le premier vote constitutionnel lors de la séance de la Chambre des députés du 3 juillet 2012. La demande de dispense du second vote a été introduite de façon à ce que la publication

¹ 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

² Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE

³ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

des nouvelles dispositions législatives est attendue dans les prochaines semaines. Ce nouveau cadre légal va élargir les missions de surveillance et les compétences de l'Institut. Etant donné l'adoption récente des textes législatifs, les références aux projets de lois 6316 et 6317 dans le présent rapport n'ont pas été adaptées en conséquence.

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 rapportent au 31 décembre 2011.

Bien que l'Institut fasse tout son possible 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 la volonté de l'Institut qui doivent être considérés.

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

En 2011, le marché de l'électricité au Grand-Duché de Luxembourg comptait 278.199 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,64 TWh. Ces clients finals sont repartis entre 11 entreprises de fourniture d'électricité. L'Institut n'a pas pu relever de mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs par rapport à l'année précédente.

Au niveau de la qualité de l'approvisionnement, les gestionnaires de réseaux de distribution ont rapporté 174 interruptions supérieures à trois minutes, dont 85 n'étaient pas planifiées. Quant à la qualité de service, 53 % des demandes de raccordement par les clients résidentiels n'étaient pas traitées dans les dix jours ouvrables tel que prévue par la législation en vigueur. 22 % des raccordements ne sont pas réalisés dans un délai de 30 jours ouvrables à partir de la présentation par le client résidentiel de tous les permis et autorisations requis.

Dans le secteur du gaz naturel, la consommation nationale était de 13,4 TWh ce qui constitue une baisse de 2 TWh par rapport à l'année 2010. Cette diminution est essentiellement due à une activité réduite des consommateurs industriels ainsi qu'un régime de fonctionnement réduit de la centrale TGV à Esch-sur-Alzette.

2.1. Compétences de l'Institut

L'Institut se présente comme acteur neutre ayant comme fonction d'assurer et de superviser le fonctionnement intégral du marché de l'énergie ainsi qu'un service universel de base dans l'intérêt des consommateurs. Garantissant une concurrence effective et durable en évitant toute discrimination d'accès pour les nouveaux entrants, l'Institut permet aux consommateurs de choisir librement entre un nombre toujours plus important d'offres et de produits à des prix équitables et concurrentiels. Depuis l'ouverture des marchés le 1^{er} juillet 2007, le client final a également la possibilité de conclure un contrat avec le fournisseur d'énergie de son choix.

DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

L'Institut assure un accès non-discriminatoire 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 avec l'entreprise verticalement intégrée.

L'année 2011 est caractérisée par l'intégration du réseau d'électricité et de gaz naturel de la Ville de Luxembourg (VdL) dans le réseau de Creos. Cette fusion s'est notamment effectuée au niveau des ressources humaines (intégration du personnel de la VdL dans les équipes de CREOS) ainsi qu'au niveau comptable.

Au niveau de la dissociation fonctionnelle, Creos Luxembourg S.A. a recours à des services partagés avec d'autres entités du groupe, à savoir Enovos International S.A. et Enovos Luxembourg S.A pour certaines activités. Ces services concernent notamment les ressources humaines, le service juridique, le service financier, l'audit interne, le service informatique et la gestion du risque. Des contrats ont été négociés pour l'année 2011 et ont été notifiés à l'Institut.

DETERMINATION DES TARIFS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RESEAUX

Depuis l'entrée en vigueur de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de gaz naturel, l'Institut est à la fois compétent pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau et des services accessoires à l'utilisation des réseaux.

En 2011, le modèle de régulation incitative a été introduit par l'Institut dans le but d'inciter les gestionnaires à une gestion plus efficace et raisonnable des ressources. Suite aux contributions des deux consultations publiques lancées en mai et juillet 2011, l'Institut a fixé le règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 définissant les principes applicables à tous les gestionnaires de réseaux pour la détermination de leurs coûts du réseau et la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. La nouvelle méthode prévoit le découplage entre charges réelles et revenus autorisés au niveau des charges d'exploitation dites contrôlables c'est-à-dire qui sont influençables par le gestionnaire de réseaux.

L'Institut exige une documentation des procédures internes relatives aux investissements ordinaires des gestionnaires de réseaux afin de s'assurer d'une gestion responsable et efficiente. Les grands projets d'investissement font objet d'analyses plus approfondies.

Par ailleurs, l'Institut a contrôlé et accordé les propositions de tarif d'utilisation réseau des cinq gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, au cours de l'année 2011. Au niveau du gaz naturel, les gestionnaires de réseaux doivent aussi soumettre leurs conditions techniques et financières à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions légales. Les tarifs approuvés sont publiés sur le site Internet de l'Institut.

SUPERVISION ET SUIVI DU DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

Sur le marché 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, les acteurs luxembourgeois sont intégrés dans la zone de prix allemande et peuvent donc participer aux échanges d'électricité à la bourse allemande. La plupart des transactions effectuées par les fournisseurs d'électricité actifs au Luxembourg, sont du type OTC (Over The Counter).

Au Grand-Duché, il n'existe pas vraiment de marché de gros de gaz naturel car l'approvisionnement s'effectue notamment sur les marchés étrangers. Les prix de marchés sont ceux des pays avoisinants (VP, NCG, TTF, ZEEBRUGGE).

Actuellement, l'Institut ne surveille pas les prix de transactions ni sur le marché de gros de l'électricité, ni sur le marché de gros du gaz naturel.

En ce qui concerne le développement de la concurrence, l'année 2011 confirme la présence de fournisseurs alternatifs étrangers au niveau de l'approvisionnement national en électricité. Même si les productions nationales restent modestes, les fournisseurs luxembourgeois procèdent continuellement à la diversification de leurs sources d'approvisionnement afin de se couvrir contre les risques du marché et de profiter des opportunités qui se présentent.

Comme la plupart des fournisseurs s'approvisionnent sur les marchés étrangers, la concurrence joue essentiellement au niveau de l'importation depuis les pays voisins (Allemagne et Belgique notamment). Dans la zone Creos par exemple, seulement 17.02 % correspondent à des productions locales en 2011. 40 % de la consommation nationale

proviennent de la production nationale tandis que 60 % sont couverts par les importations nettes à concurrence.

Onze entreprises d'électricité se partagent le marché de détail au Luxembourg dont 7 ont été actives sur le marché résidentiel et onze sur le marché non-résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'électricité compte un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Le problème qui réside cependant, est que trop peu de ces acteurs ne disposent de parts de marchés significatives à ce jour.

Ainsi, le taux de changement de fournisseur sur le marché de détail reste assez faible. En 2011, dans le secteur de l'électricité, le taux de changement figurait à 0,53 % en termes de volume et de 0,27 % en termes de nombres de clients ce qui correspond à 495 changements. Nous constatons à présent une hausse légère de 0,16 % par rapport à l'année 2010. Avec un taux de 0,6 %, les clients professionnels montrent plus d'activité de changement que les clients résidentiels. En ce qui concerne le segment industriel, le taux se situe à 0,3 % pour l'année 2011.

Dans le secteur du gaz naturel, le taux reste en-dessous de 0,1% avec seulement 25 changements toutes catégories confondues : 19 clients finals appartenant au segment résidentiel et 6 changements dans le segment du commerce et de l'industrie moyenne.

Par conséquent, l'Institut insiste sur la mise en place et une publication par les gestionnaires de réseau d'une procédure de changement simple, claire et transparente dans l'intérêt du client final.

En effet, le consommateur devient un élément de plus en plus central. Le 3^e Paquet Energie impose aux régulateurs nationaux de fournir plus de transparence, une meilleure communication et une meilleure protection du consommateur compte tenu de sa vulnérabilité face aux fournisseurs et face à un marché libéralisé de plus en plus difficile à cerner. L'Institut a lancé son site dédié aux consommateurs finals (www.STROUMaGAS.lu). Ce site est toujours en construction mais vise désormais d'éclaircir les clients sur leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé. Il assumera le rôle de guichet unique notamment pour les clients résidentiels contenant des informations relatives aux fournisseurs, aux produits, aux procédures de changement de fournisseur, de médiation etc. Par ailleurs, l'Institut a commencé en 2011 la préparation d'un comparateur de prix de fourniture automatisé qui apparaîtra sur le site. Le comparateur étant toujours en phase de développement, l'Institut dispose actuellement d'une comparaison manuelle entre certains tarifs pour clients résidentiels.

L'année 2011 est notamment marquée par la mise en place de la procédure de médiation introduite par le règlement 11/27/ILR du 25 mai 2011. La médiation est ouverte à tout client final résidentiel qui rencontre des problèmes avec son fournisseur ou gestionnaire de réseau. Le rôle de l'Institut est de concilier les parties opposées. Les propositions de solution de litiges ne sont pas contraignantes. La procédure de médiation répond aux critères de transparence, de simplicité, de rapidité et de gratuité arrêtés dans le règlement. Aucune demande de médiation n'a été introduite en 2011.

En outre, l'Institut surveille le respect des procédures de rappel et de déconnexion effectuées par les fournisseurs d'énergie. L'Institut a pu remarquer une absence d'harmonisation des procédures de traitement des clients vulnérables en défaillance de paiement. Ainsi, depuis le 3^e Paquet Energie, les autorités de régulation sont chargées de la surveillance des mesures de protection des clients vulnérables.

Afin de détecter les causes de l'absence d'une concurrence effective sur le marché des consommateurs résidentiels et petits consommateurs professionnels, l'Institut a chargé

l'entreprise WIK-Consult d'une étude à ce sujet pour le marché de l'électricité. Les raisons principales identifiées sont notamment le potentiel de marché réduit au Luxembourg et la présence d'un fournisseur prédominant qui dispose de maintes liaisons avec d'autres entreprises d'énergie. En outre, des barrières linguistiques entravent l'entrée d'acteurs étrangers surtout celle d'acteurs provenant de l'Allemagne. Le Luxembourg présente par ailleurs, un déficit d'harmonisation de procédures avec les pays avoisinants.

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe de façon nettement moins accélérée que sur le marché de l'électricité. Huit entreprises se partagent le marché au Grand-duché dont quatre étaient actives sur le marché résidentiel et sept sur le marché non-résidentiel en 2011. Le marché témoigne d'un faible nombre d'acteurs avec un quasi-monopole sur les segments des consommateurs industriels et des producteurs d'électricité.

Depuis 2007, les marchés de l'électricité et du gaz naturel sont ouverts à la concurrence, c'est-à-dire que les consommateurs sont fournis par des offres de marchés qui doivent être surveillées minutieusement.

Le prix de l'énergie électrique, les tarifs 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 (OSP) telle que celle au mécanisme de compensation, sont les éléments tarifaires qui déterminent les grandes tendances de prix pour les consommateurs raccordés au réseau de distribution. A partir de 2009, le Statec mesure le niveau des prix de l'électricité et du gaz naturel selon la nouvelle méthodologie d'Eurostat.

Une diminution modeste des prix aux consommateurs résidentiels peut être constatée en 2011. Tandis que les frais d'utilisation du réseau restent stables, cette baisse s'explique notamment par une diminution des prix de l'énergie et de la contribution au mécanisme de compensation.

En ce qui concerne les tarifs d'utilisation du réseau au niveau du gaz naturel, les conditions techniques et financières soumises par les gestionnaires de réseaux doivent d'abord être acceptées par l'Institut conformément aux dispositions légales. Les tarifs approuvés se trouvent par la suite sur le site Internet de l'Institut, ainsi que sur les sites respectifs des gestionnaires. L'Institut procède également à des contrôles pour s'assurer que l'affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles est appropriée. Les tarifs ainsi fixés correspondent 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. Pour la distribution, les tarifs ont une structure dégressive en fonction de la capacité maximale annuelle et/ou de la consommation annuelle des différents consommateurs.

Finalement, les prix du gaz naturel pour deux catégories de clients différents ont été publiés par Eurostat dans le second semestre 2011. Ainsi, pour un client résidentiel consommant entre 20-200 GJ/ans, le prix a augmenté en 2011 par rapport à l'année précédente (de 11,60 EUR/GJ à 12,72 EUR/GJ) tandis que les prix pour un client industriel consommant entre 10.000-100.000 GJ/an reste stable à 11,58 EUR/GJ.

2.2. Coopérations européennes et transfrontalières

L'Institut contribue de manière accrue aux projets européens afin de favoriser la réalisation d'un marché intérieur 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, l'année 2011 est notamment marquée par la création de l'Agence européenne de coopération des régulateurs dans le cadre du 3^e Paquet Energie relatif au marché intérieur. Elle traite de questions relatives à l'énergie d'importance européenne et transfrontalière et assure la coordination des autorités nationales de régulation de l'énergie. La communication et la coopération entre le Luxembourg et la Commission européenne ainsi qu'avec les autres Etats membres, s'effectuent par un échange régulier de documents et d'informations.

Par ailleurs, en 2011, le règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 (REMIT) fut intégré dans le cadre législatif de l'Union européenne ayant comme but de renforcer l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz) en vue de favoriser une concurrence ouverte dans l'intérêt de l'utilisateur final de l'énergie. A défaut d'un aménagement de la législation nationale, l'Institut ne dispose pas des compétences d'enquête et de sanction prévues par REMIT.

Le couplage des marchés au niveau régional constitue une étape importante vers l'intégration des marchés de l'électricité européens qui est fondamentale pour la compétitivité de l'économie de l'Union européenne et par conséquent, pour le bien être du citoyen.

Afin de confronter ce défi, l'Institut a participé à l'élaboration du plan de travail 2011-2014 au sein de la région Centre-Ouest et ceci toujours dans la même optique de réaliser un marché intérieur plus compétitif. Il contribue également à la coopération régionale destinée à identifier des incompatibilités entre les régimes de régulation nationaux et de trouver des solutions adéquates aux problèmes se posant au niveau du développement d'une infrastructure pour le réseau électrique en Mer du Nord (« North Seas Countries' Offshore Grid Initiative »).

Au niveau national, des projets de renforcement des interconnexions transfrontalières sont au cours d'étude en collaboration avec RTE, Elia et Amprion, les gestionnaires des réseaux de transport des pays avoisinants.

Le marché du gaz quant à lui, est fortement dépendant des pays voisins. La quasi-intégralité du gaz naturel consommé au Luxembourg est importée depuis la Belgique (à l'Ouest) et l'Allemagne (à l'Est). Par ailleurs, Creos et GRTgaz veulent promouvoir l'efficacité et la fluidité du marché du gaz naturel dans le Nord-Ouest de l'Europe. Ainsi, des capacités de transport de gaz naturel de la France vers le Luxembourg sont proposées dans le cadre d'une « Open Season ».

Finalement, l'initiative régionale du Nord-Ouest a élaboré son plan de travail 2011-2014. Dans ce cadre, l'Institut a collaboré à une analyse de la conformité des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) aux exigences de transparence telles que marquées dans le règlement 715/2009 (annexe 1, chapitre 3 relatif aux définitions des informations techniques nécessaires aux utilisateurs pour obtenir un accès effectif au réseau et de tous les points pertinents pour les exigences de transparence et informations à publier à tous les points pertinents et fréquence de publication). Une consultation publique concernant les questionnaires remplies par les GRT a été lancée à la fin de 2011 et sera évaluée en 2012.

2.3. Renforcement de la sécurité d'approvisionnement

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

A l'avenir, des investissements dans de nouvelles capacités de production électrique seront nécessaires puisqu'une hausse de prix dans la région sera l'une des conséquences de la sortie du nucléaire de l'Allemagne. Dès lors, la demande en énergie électrique devra être couverte par un nombre réduit de centrales. De plus, les capacités de réserve de la région vont diminuer. Il semble donc raisonnable et justifié d'investir davantage dans les capacités de production sur le territoire luxembourgeois afin de diversifier les voies de transport, ainsi que les sources d'énergie.

Les centrales au gaz naturel du type TGV semblent le plus adaptées et aptes à suivre les changements rapides du besoin momentané résultant de l'intermittence des centrales de production à base de sources d'énergie renouvelables. Elles permettront de réduire la dépendance des importations d'électricité depuis l'Allemagne.

Au niveau de l'électricité, la capacité de production totale s'est élevée à 640 MW en 2011 hormis la centrale de pompage de Vianden. La capacité totale de la zone Creos quant à elle est de 265 MW ce qui constitue une augmentation par rapport à l'année 2010. Cette augmentation est due à l'augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+11,2 MW).

La production au Luxembourg se compose de deux unités principales : la centrale turbine-gaz-vapeur située à Esch-sur-Alzette de 376 MW et la centrale hydroélectrique de Vianden de 1.096 MW. Cette dernière, augmentera la puissance de ses turbines par une 11^e machine d'environ 200 MW. Parallèlement, la capacité des bassins sera augmentée de 500.000 m³. Ces améliorations vont augmenter la puissance totale à 1.290 MW.

Au niveau du gaz naturel, le Grand-duché n'est pourtant pas en mesure d'effectuer des activités de stockage ni d'assurer lui-même les étapes de production/exploration car il ne dispose pas de champs d'exploration ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou aquifère. Le Luxembourg peut pourtant, par voie contractuelle, s'assurer des capacités de stockage de ses pays limitrophes pour couvrir ses besoins.

Le modèle d'accès au réseau de transport de gaz naturel est fixé par le règlement E11/21/ILR du 7 avril 2011 qui modifie les méthodes d'attribution de capacités et de gestion des congestions. Les capacités seront désormais attribuées via un mécanisme OSP (Open Subscription Period) qui donne la possibilité de souscrire à des capacités fermes et interruptibles à différents horizons. Pourtant, à la frontière belge, les capacités fermes demandées dépassent les capacités fermes disponibles. Les capacités en provenance de l'Allemagne s'avèrent également limitées à cause d'un manque de capacités fermes au point de sortie du réseau allemand.

Par conséquent, et afin de limiter les interruptions de fourniture de gaz naturel, le Luxembourg doit exploiter toutes les opportunités pour développer ses capacités d'entrée.

L'année 2011 est donc marquée par une volonté poussée d'établir un marché intérieur européen compétitif, efficient et durable pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Au niveau de l'Union européenne, l'entrée en fonction de l'Agence qui assurera désormais la coopération entre les autorités de régulation des différents Etats membres

responsables pour les secteurs de l'énergie, est sans doute un événement clé. La mise en place d'un marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité est nécessaire afin de garantir une compétitivité durable de l'Union européenne dans l'intérêt des consommateurs.

Le Grand-duché suit cette politique au niveau national en renforçant les interconnexions des réseaux de transport avec ceux des pays voisins. Cette démarche favorise l'intégration des marchés d'électricité et de gaz naturel au niveau régional d'un côté et la stabilité de sa propre sécurité d'approvisionnement de l'autre. L'Institut contribue donc à des investissements importants dans des projets transfrontaliers afin de diversifier ses sources d'énergie et de faire face aux nouveaux défis d'approvisionnement qui vont se poser à l'avenir.

Enfin, l'année 2011 est marquée par la participation active de l'Institut au groupe de travail formé par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel visant au déploiement d'une infrastructure nationale commune de comptage intelligent.

3. Le marché de l'électricité

3.1. Régulation des réseaux

3.1.1. Dissociation juridique, fonctionnelle et comptable

Au niveau national, Creos Luxembourg S.A. est à la fois gestionnaire de réseaux de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. A côté de Creos Luxembourg S.A. il existe encore quatre autres gestionnaires de réseaux de distribution et un gestionnaire de réseaux industriel. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le tableau 1 du chapitre 3.1.2.

CERTIFICATION DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le 3^e Paquet Energie prévoit une certification des gestionnaires de réseau de transport par les autorités de régulation nationales.

Cependant en 2011 la transposition de la directive 2009/72/CE en droit national était toujours en cours. Le projet de loi, déposé à la Chambre des députés en date du 10 août 2011, peut être consulté sur le site Internet de la Chambre des députés⁴.

Le sujet de la certification du gestionnaire de réseau de transport est traité dans l'article 20 de ce projet de loi: A l'article 25 un nouveau paragraphe (4bis), est inséré avec la teneur suivante: « (4bis) 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. ».

Selon le projet de loi, transposant la directive 2009/72/CE, une certification selon l'article 10 de la directive n'est donc pas requise pour le Luxembourg à cause de la dérogation accordée par l'article 44 (2) de cette même directive, mais sera remplacée par la communication du nom du (des) gestionnaire(s) de réseau de transport par l'Institut à la Commission européenne.

Le projet de loi prévoit également que le propriétaire d'un réseau de transport notifie à l'Institut toute situation qui aurait pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays tiers acquièrent le contrôle par influence déterminante du réseau de transport ou du gestionnaire de réseau de transport.

L'Institut, dans les quatre mois suivant la date de cette notification, adopte un projet de décision d'inscrire, de maintenir, de modifier ou de rayer le gestionnaire de réseau de transport de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. Il raje le gestionnaire de transport de ladite liste s'il n'a pas été démontré que la sécurité de l'approvisionnement énergétique national ou de l'Union européenne n'est pas mise en péril.

La décision de l'Institut est à notifier sans délai à la Commission européenne et au Commissaire du Gouvernement à l'Energie.

DISSOCIATION JURIDIQUE

La législation luxembourgeoise prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation de dissociation

⁴ <http://www.chd.lu/wps/portal/public/RoleEtendu?action=doDocpaDetails&backto=/wps/portal/public&id=6316>

de la propriété. Les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance du gestionnaire de réseau sont définies à l'article 32 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Comme le groupe énergétique Enovos, auquel appartient également le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. est le seul acteur sur le marché du Luxembourg desservant plus de 100.000 raccordements, il est soumis à l'obligation de dissociation juridique. Pour cette raison, la situation du groupe Enovos est analysée plus en détail ci-dessous.

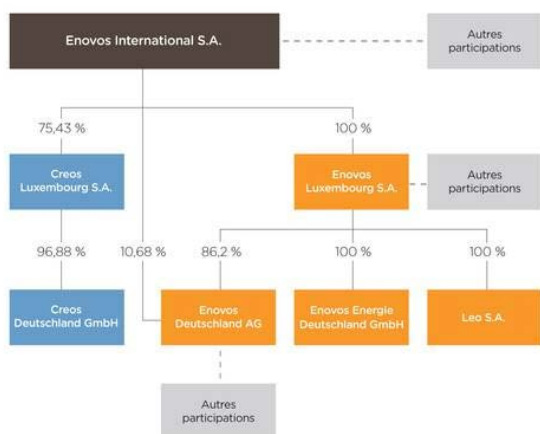
Le groupe énergétique Enovos est constitué de la société mère, Enovos International S.A., et principalement de ses deux filiales: Creos Luxembourg S.A., en charge des activités réseaux, et Enovos Luxembourg S.A. responsable des activités de production, de vente et de trading.

En 2010, la Ville de Luxembourg a décidé d'apporter ses réseaux d'électricité et de gaz naturel en tant qu'apport en nature dans le capital de Creos Luxembourg S.A. avec effet au 1^{er} janvier 2011.

La société anonyme LEO (Luxembourg Energy Office) S.A. (fournisseur d'électricité et de gaz naturel), dans laquelle la Ville de Luxembourg a détenu directement et indirectement 100% du capital, a été intégrée dans Enovos Luxembourg S.A. à cette même date.

Toute au long de l'année 2011 l'intégration du réseau d'électricité de la Ville de Luxembourg (VdL) dans Creos s'est poursuivie au niveau des ressources humaines (intégration du personnel de la VdL dans les équipes Creos), ainsi qu'au niveau comptable.

La structure



www.enovos.eu

La société Sotel Réseau et Cie S.e.c.s est en charge de l'exploitation du réseau industriel. Elle n'est pas impliquée dans des activités de fourniture ou de production d'électricité. Le gestionnaire du réseau industriel doit respecter les critères de dissociation juridique et d'indépendance au même niveau que le gestionnaire du réseau de transport.

Les autres entreprises d'électricité ne gèrent pas de réseau de transport et disposent chacune de moins de 100.000 clients de sorte qu'une séparation juridique n'est légalement pas requise.

DISSOCIATION FONCTIONNELLE

Les gestionnaires des réseaux juridiquement distincts et faisant partie d'une entreprise intégrée doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs

missions en toute indépendance. Les mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels de leurs dirigeants soient pris en considération et qu'ils disposent de pouvoirs de décision effectifs en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau et les obligations de service public.

Pour un certain nombre d'activités, Creos Luxembourg S.A. a recours à des services partagés avec d'autres entités du groupe, à savoir Enovos International S.A. et Enovos Luxembourg S.A.. Ces services concernent notamment les ressources humaines, le service juridique, le service financier, l'audit interne, le service informatique et la gestion du risque. Les modalités de prestation de ces services, y compris la répartition de leurs coûts, sont décrites dans les contrats de prestations de services conclus entre les différentes entités du groupe. Les contrats ont été renégociés pour l'année 2011 et ont été notifiés à l'Institut.

Le gestionnaire de réseau faisant partie d'une entreprise verticalement intégrée établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue et que son application fasse l'objet d'un suivi approprié. La personne responsable du suivi du programme d'engagements doit présenter annuellement un rapport à l'Institut décrivant les mesures prises. Le programme d'engagements a été transmis à l'Institut. Cependant l'Institut n'a pas obtenu de rapport annuel de la personne responsable du suivi du programme d'engagements.

Au sein de Creos Luxembourg S.A., le service « Regulation Management » du département « Grid Strategy » a été désigné comme département responsable du suivi du programme de non-discrimination. Ce programme :

- définit les mesures nécessaires afin de garantir la confidentialité des données commercialement sensibles;
- fixe les obligations du personnel de Creos Luxembourg S.A. qui est chargé avec les activités de gestion du réseau;
- fixe les critères de base pour une gestion interne du traitement non discriminatoire.

Pour les services partagés avec d'autres entités du groupe Enovos, des clauses de confidentialité ont été conclues. Les mesures prises par Creos Luxembourg S.A. sont destinées à garantir un traitement confidentiel et non-discriminatoire des données relatives aux clients réseau. En cas de divulgation de données, un traitement non-discriminatoire est garanti. Parmi les engagements réciproques conclus entre le groupe Enovos et Creos Luxembourg S.A. figure également celui que le personnel de chaque entité n'ait accès qu'aux seules bases de données des susdites sociétés auxquelles il est rattaché, selon la description de fonction des différents postes de travail pour lesquels les droits d'accès sont clairement définis et délimités. Le personnel concerné s'engage à prendre toutes les dispositions nécessaires afin de préserver la confidentialité des données dont il a eu connaissance lors de l'exécution de différentes tâches et de respecter la protection des personnes à l'égard du traitement des données à caractère personnel.

La mise en place des contrats de prestation de services et du programme d'engagements ont pour objectif de contribuer à l'indépendance réelle du gestionnaire de réseau. Alors qu'il est prématuré de porter un jugement définitif sur l'indépendance réelle, les dispositions prises par Creos Luxembourg S.A. en sont favorables.

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. 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 commencé dans ce contexte en 2010 d'élargir son offre d'informations sur son site STROUMaGAS, ce qui a mené à l'acquisition du nom de domaine stroumagas.lu en début 2011.

La création de la société Creos Luxembourg S.A. ne résout pas l'ensemble des confusions qui persistent au niveau des noms et logos proches de ceux de la maison-mère ou des entreprises de commercialisation faisant partie du même groupe intégré. De façon générale, l'Institut est attentif à la stratégie de communication du groupe et plus particulièrement celle de Creos Luxembourg S.A..

DISSOCIATION COMPTABLE

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. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par la directive 2003/54 et transposée au Luxembourg avec la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

3.1.2. Fonctionnement technique

Le système électrique luxembourgeois est constitué du réseau de transport interconnecté avec 4 lignes transfrontalières (deux double 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. De plus, un réseau industriel est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia. La connexion entre le réseau de transport et le réseau industriel ne sert actuellement qu'à des fins de secours mutuel, le disjoncteur étant ouvert en temps de fonctionnement normal empêchant dès lors des flux de transit entre l'Allemagne et la Belgique.

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 zones de réglage 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 day-ahead. Ces nominations sont des programmes journaliers prévisionnels reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les nominations sont transmises 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 dans la nomination. L'Institut constate en 2011 une utilisation plus intensive de l'énergie d'ajustement (à l'achat et à la vente) et une hausse nettement plus prononcée des ajustements positifs (achat) par rapport aux achats négatifs (vente). Compte tenu des difficultés pour les responsables d'équilibre pour assurer que leurs nominations day-ahead s'approchent au mieux des flux réels, l'Institut juge utile d'étudier la mise en place de nominations intraday et leur potentiel de limiter le recours à l'énergie d'ajustement.

REGIME DES CONCESSIONS

La loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit que chaque propriétaire d'un réseau électrique désigne un gestionnaire de réseau pour assurer son exploitation.

L'établissement et l'exploitation d'ouvrages électriques destinés au transport et à la distribution d'électricité sont, en vertu de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, subordonnés à l'octroi préalable d'une concession qui est délivrée par le ministre ayant l'énergie dans ses attributions. Tous les gestionnaires de réseau désignés se sont vus octroyer une concession en 2009 pour une durée de dix ans, renouvelable par tacite reconduction. Fin 2011, 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 distribution⁵.

⁵ http://www.ilr.public.lu/electricite/gestionnaires/elec-releve_gestionnaires.pdf

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
GRT	Creos Luxembourg S.A.	240.202	535,9	8.477,0	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A., Commune de Steinfort, Ville d'Echternach, Ville de Vianden
GRD	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	3.633	0	186,0	Hoffmann Frères S.à r.l. et Cie S.e.c.s.
GRD	Ville de Diekirch	3.335	0	10,2	Ville de Diekirch
GRD	Sudstroum S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	16.878	0	471,2	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	4.439	0	90,0	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s	19	112,5	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.

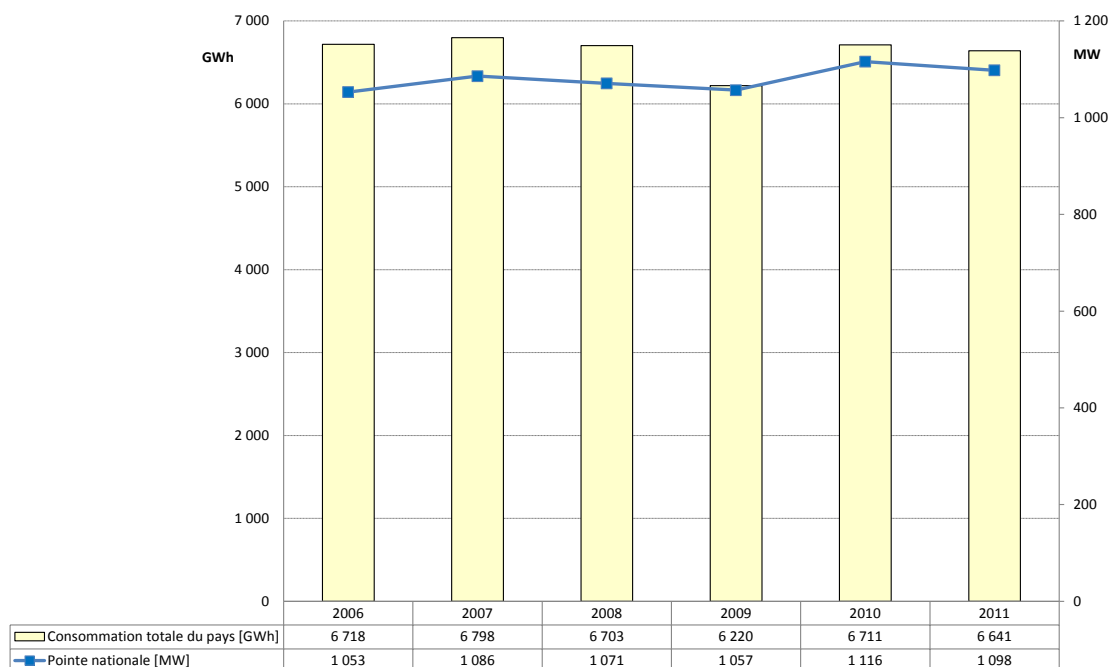
GRT : Gestionnaire de réseau de transport, GRD : Gestionnaire de réseau de distribution, GRI : Gestionnaire de réseau industriel

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le volume d'énergie électrique fourni à la consommation en 2011 était de 6,64 TWh. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Creos s'élevait à 770 MW, celle dans la zone Sotel à 372 MW. La pointe simultanée des deux zones était de 1.098 MW et a eu lieu le 26 janvier 2011 à 18.30 heures.

Evolution de la consommation et de la pointe électrique nationale



Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2006

QUALITE DE L'APPROVISIONNEMENT

Le règlement *E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité*⁶ qui vise une harmonisation de ces paramètres a rendu possible une première analyse cohérente de données de qualité pour l'année 2011. Vu l'entrée en vigueur au courant de l'année 2011 seulement et le temps nécessaire pour l'implémentation des mesures auprès des gestionnaires de réseau, les résultats pour l'année 2011 ne suffisent pas encore à un niveau de qualité de données nécessaire pour des comparaisons ou analyses approfondies. Néanmoins quelques d'indicateurs ont su être générés lors de ce premier exercice.

Pour le présent rapport ont été pris en compte les interruptions supérieures à 3 minutes et une tension restante en-dessous de 1% de la tension nominale respectivement tension de livraison convenue entre parties. Certains gestionnaires de réseau ont informé l'Institut qu'ils n'ont que considérés les coupures galvaniques, c'est-à-dire quand la tension restante atteint 0% de la tension nominale ou de la tension de livraison convenue.

En 2011 les gestionnaires de réseau de distribution ont rapporté 174 interruptions en total dont 85 non-planifiées. Le tableau ci-dessous renseigne sur les causes indiquées.

⁶ http://www.ilr.public.lu/electricite/decisions_reglements/divers/index.html

2011		Nombre d'interruptions
	Interruptions planifiées	89
Interruptions non-planifiées	conditions atmosphériques	4
	force majeure	0
	dommage causé par un tiers	21
	cause interne ⁷	53
	réseau en amont	4
	réseau en aval	1

Tableau 2 - Causes d'interruptions

Pour le calcul des indicateurs sur les interruptions non-planifiées l'Institut a procédé à des ajustements ponctuels dans les données fournies par les gestionnaires de réseau, dont notamment des estimations des nombres d'utilisateurs concernés, afin d'éliminer des doublons ou des catégorisations fautives.

- Le SAIFI⁷, qui caractérise la fréquence d'interruptions à un point de fourniture pour l'ensemble des réseaux de distribution, est pour l'année 2011 de 0,27 interruptions par année et par point de fourniture.
- Le SAIDI⁸, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de fourniture, est pour l'année 2011 de 12 minutes par année et par point de fourniture.

Au plan européen, l'Institut tient à renforcer sa contribution au *Benchmarking Report on Quality of electricity Supply*⁹, rapport publié périodiquement par le CEER qui présente la situation de la qualité technique de la fourniture d'électricité au niveau européen.

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 que 53% de toutes les demandes de raccordement par les clients résidentiels ne sont pas traités dans les dix jours ouvrables tel que prévu par la législation en vigueur. Celle-ci prévoit que dans ces dix jours ouvrables le gestionnaire de réseau est tenu de communiquer au client les conditions techniques de raccordement, les tarifs de raccordement, ainsi que les délais prévus de réalisation du raccordement. De même 22% des raccordements ne sont pas 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.

3.1.3 Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux

Depuis l'entrée en vigueur de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode est fixée par un règlement de l'Institut après une phase de consultation publique. Ce règlement est ensuite soumis à l'approbation du ministre ayant l'énergie dans ses attributions.

⁷ System Average Interruption Frequency Index

⁸ System Average Interruption Duration Index

⁹ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf

INTRODUCTION D'UN MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

L'Institut a poursuivi en 2011, avec le soutien d'un consultant externe, les travaux préparatoires en vue de l'introduction d'un modèle de régulation incitative au Luxembourg. Au cours de l'année 2011 l'Institut a lancé deux consultations publiques relatives à ce sujet, la première du 19 mai 2011 au 5 juillet 2011 et la deuxième du 7 octobre 2011 au 30 novembre 2011.

Suite aux contributions reçues de la part des différents acteurs concernés, l'Institut a pu finaliser le nouveau règlement E12/05/ILR du 22 mars 2012 fixant la méthode 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.

Ce règlement 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 de nouveaux éléments concernant le découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés, l'introduction d'un facteur visant à améliorer les performances et une évaluation plus rigoureuse des grands projets d'investissements.

En effet, un point faible de l'ancienne méthode est l'absence d'incitation à une utilisation efficiente des ressources à cause de la garantie de recouvrement des charges encourues. Le découplage entre charges réelles et revenus autorisés au niveau des charges d'exploitation dites contrôlables, c.-à-d. influençables par les gestionnaires de réseau, permet de répondre à cette faiblesse et d'inciter à une gestion raisonnable.

Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation contrôlables va évoluer 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 finalement pour les consommateurs.

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 efficiente et responsable à cet égard.

Les grands projets d'investissement feront 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 contribuera 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 transfrontalières est introduite pour favoriser l'implémentation rapide des projets en étude visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement.

Finalement, le taux de rémunération sur capital investi est en baisse suite à l'évolution des taux d'intérêts sur les marchés financiers pour des investissements similaires. 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.

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.

Le projet de loi, transposant la directive 2009/72/CE, prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès à son réseau aux producteurs d'électricité, à l'exception des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et notifié dans un délai de 30 jours à la partie intéressée, ainsi qu'au régulateur et doit reposer sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2011, l'Institut a examiné et accepté les propositions de tarifs d'utilisation du réseau de cinq gestionnaires de réseaux de distribution 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 pour deux catégories de consommateurs différents. Les données ont été déterminées par le STATEC au niveau national et communiquées à Eurostat¹⁰.

Type de client	Consommation annuelle [MWh]	Frais d'utilisation réseau 2009 [EUR / MWh]	Frais d'utilisation réseau 2010 [EUR / MWh]	Frais d'utilisation réseau 2011 [EUR / MWh]
Client résidentiel Dc	2,5-5	74,5	71,0	72,0
Client industriel Ic	500-2.000	25,1	25,0	25,0

Tableau 3 - Tarifs d'utilisation réseau agrégés

¹⁰

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Disaggregated_price_data_for_household_consumers,_2011s2_%28in_EUR_per_kWh%29.png&filetimestamp=20120522140902

3.1.4 Questions transfrontalières

Les réseaux de transport d'énergie électrique, ainsi que les interconnexions ne subissent pas de manque de capacité. Aucune gestion de l'attribution de capacité n'est donc requise.

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Au Luxembourg, les importations physiques nettes d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne se sont élevées à environ 4,24 TWh en 2011. La capacité d'importation de 980 MVA n'a pas été atteinte, étant donné que la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexions était de 649 MW 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 à l'acteur du marché, conjointement avec la confirmation de son programme de nomination day-ahead. L'application de règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions tout comme la surveillance de l'utilisation des redevances provenant de la gestion de la congestion ne sont donc pas requises à l'heure actuelle.

Les projets en vue d'un renforcement de l'interconnexion du réseau de transport avec ceux des pays voisins, menées en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport RTE, Elia et Amprion, se concentrent notamment sur les spécifications techniques et les principes opérationnels d'une solution intérim d'un côté et d'une solution d'interconnexion à long terme de l'autre côté. La solution intérim consiste à intégrer les flux générés par la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette sur le réseau Creos, le cas échéant moyennant un couplage avec le réseau Elia via l'installation d'un transformateur-déphaseur. Les analyses en vue d'une solution d'interconnexion à long terme évaluent toutes les options possibles en vue de sécuriser l'alimentation du Luxembourg de demain. En collaboration avec l'Université d'Aix-la-Chapelle RWTH-Aachen, Creos réalise des études de marché et des analyses d'impact des différentes solutions sur la sécurité des réseaux et sur l'intégration des marchés.

Afin de faire face aux défis opérationnels futurs, Creos participe aux travaux au sein de la région centre-ouest, notamment à travers la prise de participation dans le NWE market coupling project, ainsi que dans la société de services dénommée CASC-CWE (Capacity Allocation Service Centre for the Central West-European Electricity Market). Le NWE market coupling project vise à implémenter le couplage par les prix des zones du nord-ouest de l'Europe (i.e. incluant les régions CWE et nordique, ainsi que la Grande-Bretagne). Le CASC-CWE est une société de services établie à Luxembourg qui agit pour les gestionnaires de réseau de transport impliqués comme point central chargé d'implémenter et de faire fonctionner les services liés à l'allocation de capacités de transport d'énergie sur les frontières entre les cinq pays¹¹ de la région centre-ouest.

La connexion transfrontalière reliant le réseau industriel Sotel Réseau au réseau de transport belge d'Elia ne présente également pas de restrictions de capacité.

SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

A défaut de transposition de la directive 2009/72/CE en droit national, l'Institut ne dispose actuellement d'aucune mission ou compétence en matière de surveillance du plan

¹¹ Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas

d'investissement du réseau de transport national ni en matière de l'analyse de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOE¹².

Le TYNDP 2012 mis en consultation du marché par ENTSOE début 2012 reprend les projets d'interconnexion en étude mentionnés plus haut tout comme le projet de fermeture de la boucle 220kV entre les postes de Heisdorf et Berchem d'une capacité de 1000 MVA qui se trouve en phase d'autorisation.

La réalisation d'un raccordement du réseau industriel Sotel au réseau de transport français de RTE entre les postes de Belval et Moulaine est en cours de construction. L'achèvement des travaux, initialement prévu pour 2011, est retardé à cause de problèmes d'autorisations du côté luxembourgeois.

COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut est impliqué dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité à travers la participation dans l'initiative régionale Centre-Ouest¹³, une des sept initiatives régionales lancées par la Commission européenne en 2006.

En vue de l'objectif des Etats membres d'achever le marché unique à l'horizon 2014, l'Institut a contribué, au sein de la région Centre-Ouest, à l'élaboration du plan de travail régional 2011-2014.

Sous l'impulsion d'ACER qui a pris en main la coordination des initiatives régionales, des « cross-regional roadmaps » ont été établies au sujet des 4 piliers de l'intégration des marchés à savoir, le couplage des marchés day-ahead, l'échange infrajournalier, les droits de transport à long terme et le calcul des capacités.

En parallèle, des projets d'implémentation interrégionaux ont vu le jour comme les projets sur les marchés day-ahead et intraday de l'initiative NWE¹⁴, qui regroupe la plupart des pays de la région Centre-Ouest et de la région nordique. Les consommateurs bénéficient ainsi de l'optimisation économique qui résulte dans une utilisation plus efficiente du système électrique dans la région et dans la convergence ou l'égalisation des prix sur les bourses d'électricité améliorant le bien-être social et la sécurité de l'approvisionnement.

Conjointement avec les régulateurs des 9 pays de la Mer du Nord, l'Institut a contribué à l'identification des incompatibilités entre les régimes de régulation nationaux au sein de la « North Seas Countries' Offshore Grid Initiative », une coopération régionale axée sur la mise en œuvre de solutions communes aux problèmes actuels et futurs se posant au niveau du développement d'une infrastructure pour le réseau électrique en Mer du Nord.

3.1.5 Observation de la législation et de la réglementation européenne et nationale

Au 31 décembre 2011, la directive 2009/72/CE n'a pas encore trouvé transposition en droit national, de sorte que l'Institut ne dispose pas encore de tous les pouvoirs et compétences qui lui sont attribués en vertu de cette directive. Il en est de même de certaines contraintes qui s'imposent à l'Institut sur base de la législation européenne.

¹² European Network of Transmission System Operators in Electricity

¹³ La région centre-ouest regroupe l'Allemagne, la France et le Benelux

¹⁴ North-West Europe

EXERCICE DES POUVOIRS CONFERES PAR LA LEGISLATION

Vu la non-transposition du troisième paquet, l'Agence européenne de coopération des régulateurs (ACER, ci-après l'Agence) ne trouve pas encore sa place dans la législation nationale. Etant donné que son organisation se fonde sur le règlement (CE) n°713/2009, son existence ne peut pas être niée. Néanmoins, les dispositions européennes imposant à l'autorité de régulation nationale de se conformer aux décisions de l'Agence trouvent leur fondement juridique dans la directive et doivent donc faire l'objet d'une transposition en droit national pour que l'Institut soit obligé de s'y conformer.

Le projet de loi n° 6316 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit une étroite collaboration de l'Institut avec l'Agence, la Commission européenne et les autorités de régulation des autres Etats membres et répond dès lors aux attentes des textes européens.

La législation nationale actuelle ne fait cependant pas obstacle à la communication à la Commission et aux autorités des autres Etats membres des documents et informations que l'Institut détient ou recueille des entreprises d'électricité, dans le respect réciproque de la sauvegarde du caractère confidentiel de ces informations et documents. L'Institut est autorisé à demander et à recevoir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de ses missions.

Actuellement, l'Institut est autorisé à faire des analyses de marché et de fixer, le cas échéant, les adaptations et les mesures correctives nécessaires pour rendre le marché plus compétitif; l'autorité de concurrence doit être informée au préalable sur l'étendue de cette analyse, le ministre doit être informé du résultat et des adaptations et mesures correctives prises. La prise de décision se fait de manière autonome, mais le pouvoir politique doit être informé.

Pour imposer ses décisions aux entreprises d'électricité et pour leur faire respecter les obligations qui leurs incombent en vertu de la législation nationale, dont l'obligation de fournir régulièrement, suivant les indications de l'Institut, les informations pertinentes nécessaires à l'accomplissement de sa mission de surveillance et de contrôle, l'Institut dispose d'un pouvoir de sanction. Il peut prononcer de simples 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, c'est-à-dire d'une condamnation au paiement d'une somme d'argent par jour de retard.

SURVEILLANCE DES EXIGENCES DE TRANSPARENCE

La législation nationale permet à l'Institut de surveiller la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités du gestionnaire du réseau de transport 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. La législation nationale ne permet cependant pas à l'Institut d'imposer des sanctions en cas de non-respect des obligations issues de cette réglementation européenne. La transposition en droit national du troisième Paquet Energie doit tenir compte de cette situation et apporter les modifications nécessaires à la législation nationale. L'Institut devrait alors disposer également d'un pouvoir de sanction en cette matière.

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) donne aux autorités de régulation nationales des pouvoirs d'enquête et d'exécution pour garantir l'application des interdictions formulées par le précité règlement qui excèdent encore les compétences conférées à l'Institut par la loi nationale. Le pouvoir de sanction prévu par le règlement précité doit être intégré dans la législation nationale.

3.1.6 Règlement de litiges

L'Institut agit sur deux niveaux en tant qu'autorité de règlement extrajudiciaire de litige ; il tranche des réclamations introduites contre une entreprise d'électricité en ce qui concerne des domaines limitativement énumérés par la loi et il procède à une médiation entre les clients finals résidentiels et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs.

En ce qui concerne son pouvoir de médiateur, l'Institut s'est doté d'une procédure qui répond à des critères de transparence, de simplicité, de rapidité et de gratuité¹⁵. La procédure sera traitée plus en détail dans le chapitre 3.3. En 2011, l'Institut n'a été saisi d'aucune demande de médiation dans le secteur de l'électricité, la première demande n'a été introduite qu'en 2012. 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, l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

- 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 et d'ajustement,
- des conditions d'appel des installations de production,
- le service universel,
- les obligations de service public.

Le droit d'enquête de l'Institut dans le cadre de la procédure de règlement d'une réclamation s'exprime par la demande de présentation des observations des parties concernées et la demande éventuelle d'informations complémentaires. 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 2011, l'Institut n'a pas été saisi de demande de règlement d'une réclamation dans le cadre de la procédure de l'article 63 de la loi de la loi modifiée du 1^{er} août 2007.

3.2. Aspects relatifs à la concurrence

3.2.1. Marché de gros

Il n'existe pas de bourse d'échange d'électricité spécifique pour le marché luxembourgeois, qui de manière isolée ne présente que peu de liquidité. Cependant, en

¹⁵ Règlement 11/27/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur de l'électricité (Mémorial A n° 116 du 7 juin 2011, p. 1786)

raison de l'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières, aucune restriction n'existe pour les acteurs actifs au Luxembourg de participer aux échanges d'électricité à la bourse allemande. Cette intégration dans la zone de prix allemande permet aux acteurs luxembourgeois de profiter pleinement de la liquidité élevée de la zone de prix allemande. La référence pour le prix du marché de gros au Luxembourg est le prix day-ahead réalisé sur Epex Spot pour la zone Allemagne/Autriche (Phelix). Après la fusion des bourses allemandes et françaises, les marchés day-ahead et intraday sont opérés par Epex Spot, avec siège à Paris, tandis que les marchés à terme pour l'échange des produits dérivés sont opérés par EEX Power Derivatives.

SURVEILLANCE DES PRIX

Les transactions réalisées à la bourse allemande par les fournisseurs d'électricité actifs au Luxembourg ne jouent que pour partie dans l'approvisionnement national. La plupart des transactions effectuées par les fournisseurs d'électricité sont du type OTC (Over The Counter), un échange bilatéral avec ou sans implication d'un intermédiaire (broker). A défaut de transposition de la directive 2009/72/CE, l'Institut ne surveille actuellement pas les prix des transactions sur le marché de gros.

Le cadre législatif communautaire a été complété en 2011 par un règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 (REMIT)¹⁶, concernant le renforcement de l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel) en vue de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt de l'utilisateur final de l'énergie. Pour y arriver, le règlement établit des règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros (interdiction des opérations d'initiés, interdiction des manipulations des marchés) et qui obligent les acteurs des marchés de publier les informations privilégiées. Les marchés sont placés sous la surveillance de l'Agence de coopération des régulateurs d'énergie en collaboration avec les régulateurs nationaux. Pour la mise en œuvre de la surveillance prévue par le REMIT, des compétences d'enquête et de sanction, allant au-delà de celles dont est investi l'Institut actuellement, seront requises.

DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

En ce qui concerne le développement de la concurrence sur le marché de gros, l'année 2011 confirme la présence de fournisseurs alternatifs étrangers au niveau de l'approvisionnement national en électricité qui témoigne de la bonne intégration du réseau de transport luxembourgeois dans le marché allemand. Les fournisseurs locaux continuent leur politique de diversification de leurs sources d'approvisionnement afin de se couvrir au maximum contre les risques du marché et de profiter des opportunités qui se présentent.

L'approvisionnement de la zone Creos est caractérisé par une quote-part importante d'importations. En effet, les productions indigènes dans cette zone n'atteignent que 17,02% en termes d'énergie en 2011. La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Creos est donc importée physiquement depuis l'Allemagne. De cette façon la concurrence joue principalement à ce niveau.

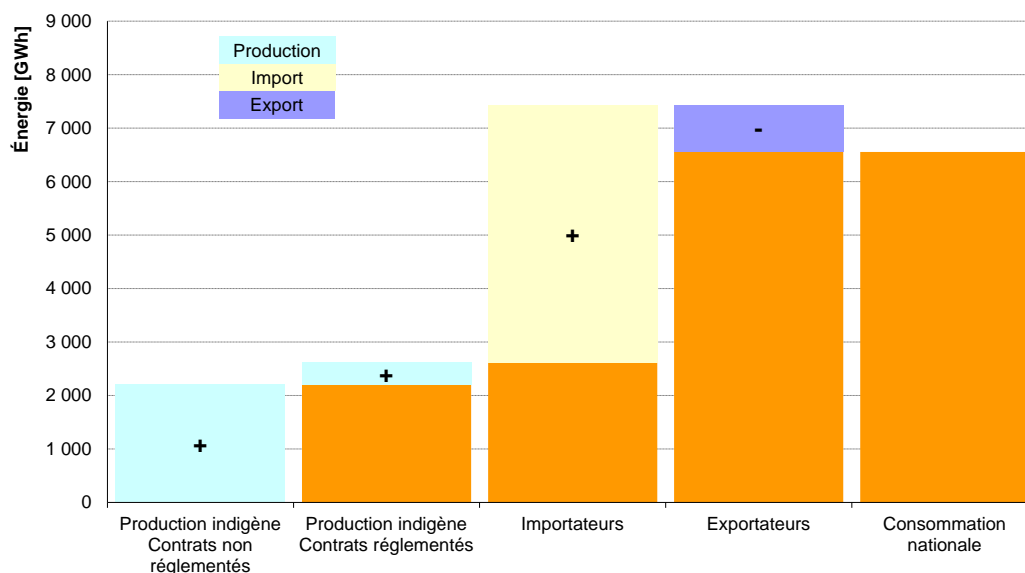
¹⁶ Règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 326 du 8.12.2011, p. 1–16)

La plupart des fournisseurs qui sont actifs au Grand-Duché s’approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. En 2011, dix fournisseurs ont importé de l’énergie électrique depuis l’Allemagne et la Belgique.

En 2011, le volume des échanges sur le marché national de gros est de 8,31 TWh¹⁷ correspondant à une baisse de 4,2% par rapport à l’année précédente.

Les contrats réglementés de fourniture d’électricité produite sur la base d’énergies renouvelables ou de la cogénération représentent 6,0% en volume de la consommation nationale.

Structure de l’approvisionnement national en énergie électrique (2011)

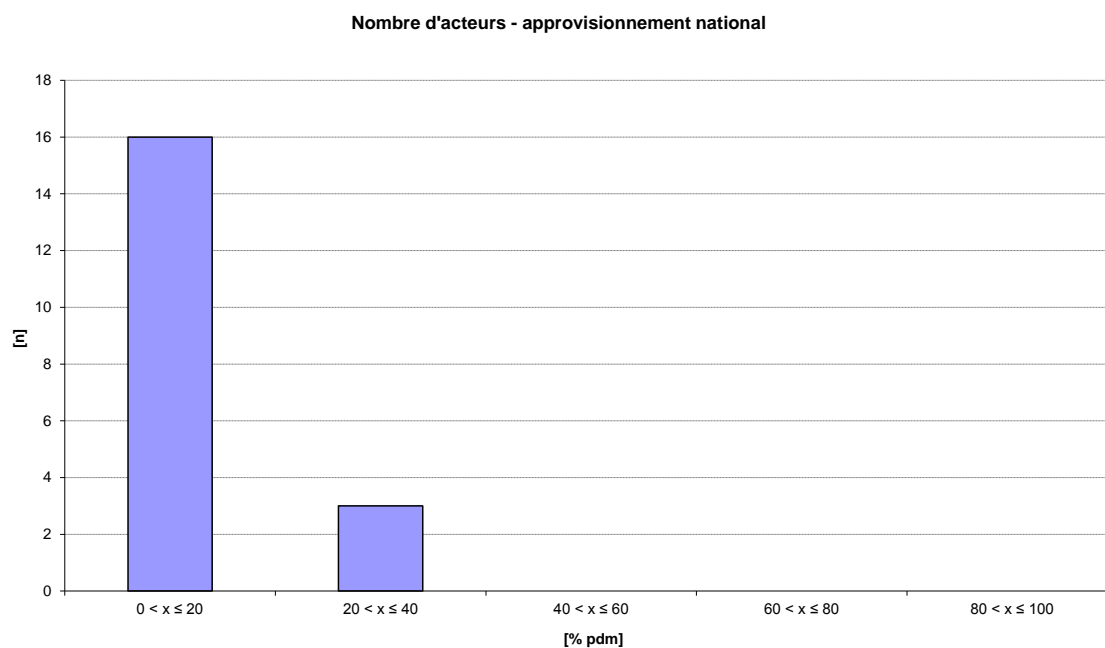


Graphique 2 - Structure de l’approvisionnement national

Le graphique ci-dessus donne des indications sur la participation à l’approvisionnement national des différentes sources contractuelles d’importation et de production destinées à la consommation nationale pour l’année 2011. Le Luxembourg couvre 40 % de la consommation nationale par la production nationale et le solde est couvert par les importations nettes à concurrence de 60 %.

¹⁷ Somme des valeurs absolues de la production nationale, des importations et des exportations.

En 2011 la distribution des parts de marché au niveau de l’approvisionnement national se présente comme suit:



Graphique 3 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché relatifs à l'approvisionnement national (importations et production indigène destinée à la consommation nationale et production indigène soumise au régime réglementé). Les acteurs du régime réglementé sont regroupés comme un acteur ayant une part de marché de 6,0 %

Le HHI¹⁸ est avec 2.328 plus élevé qu’en 2010 (2.144) mais reste toujours en-dessous des valeurs des années 2008 (2.445) et 2009 (2.422).

Les importateurs profitent de leur libre choix sur le marché européen. Ainsi, ils ne s'approvisionnent plus exclusivement par des contrats intégrés à long terme auprès de leurs fournisseurs étrangers, mais recourent à des achats diversifiés.

La fourniture en énergie électrique de clients au Grand-Duché de Luxembourg n’est possible qu’après l’obtention d’une autorisation de fourniture auprès du Ministre de l’Economie et du Commerce extérieur. La procédure d’autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l’organisation du marché de l’électricité. Une liste des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché du Luxembourg (actuellement 30 fournisseurs autorisés) est accessible sous: <http://www.ilr.public.lu/electricite/fournisseurs/index.html>.

L’absence de congestions et de restrictions au commerce de gros et transfrontalier, la part considérable des importations dans l’approvisionnement national, ainsi que le nombre d’acteurs importateurs dans la zone Creos réduisent significativement le potentiel d’éventuels comportements abusifs. En 2011, aucun abus de position dominante n’a été constaté.

¹⁸ Herfindahl-Hirschman Index

3.2.2. Marché de détail

Onze entreprises de fourniture se partagent le marché de détail de l'électricité qui comprend 278.199 consommateurs¹⁹. Les consommateurs peuvent être 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 à consommation élevée (> 2 GWh).

Des mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs n'ont pas été observés en 2011 pour aucune des catégories de consommateurs. La faible mobilité des consommateurs est documentée à l'aide des faibles taux de changements de fournisseur et a fait l'objet d'une étude récente initiée par l'Institut²⁰.

SURVEILLANCE DES PRIX

Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Depuis, 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 trois éléments tarifaires déterminant les grandes tendances de prix sont :

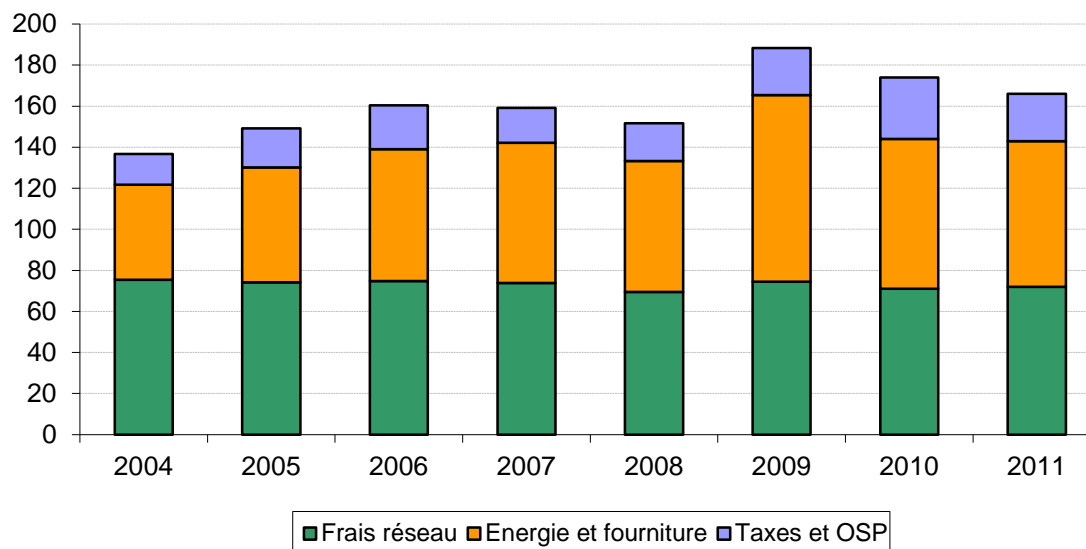
1. le prix de l'énergie;
2. les tarifs du réseau de distribution (approuvés par l'Institut);
3. la taxe sur l'énergie, la TVA, ainsi que la contribution aux obligations de service public (OSP) telle que celle au mécanisme de compensation.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le graphique ci-après. Les données de 2004-2008 sont issues des précédents rapports de l'Institut sur l'évolution du marché tandis qu'à partir de 2009, le Statec mesure le niveau des prix de l'électricité et du gaz naturel selon la nouvelle méthodologie d'Eurostat.

¹⁹ Points de fourniture

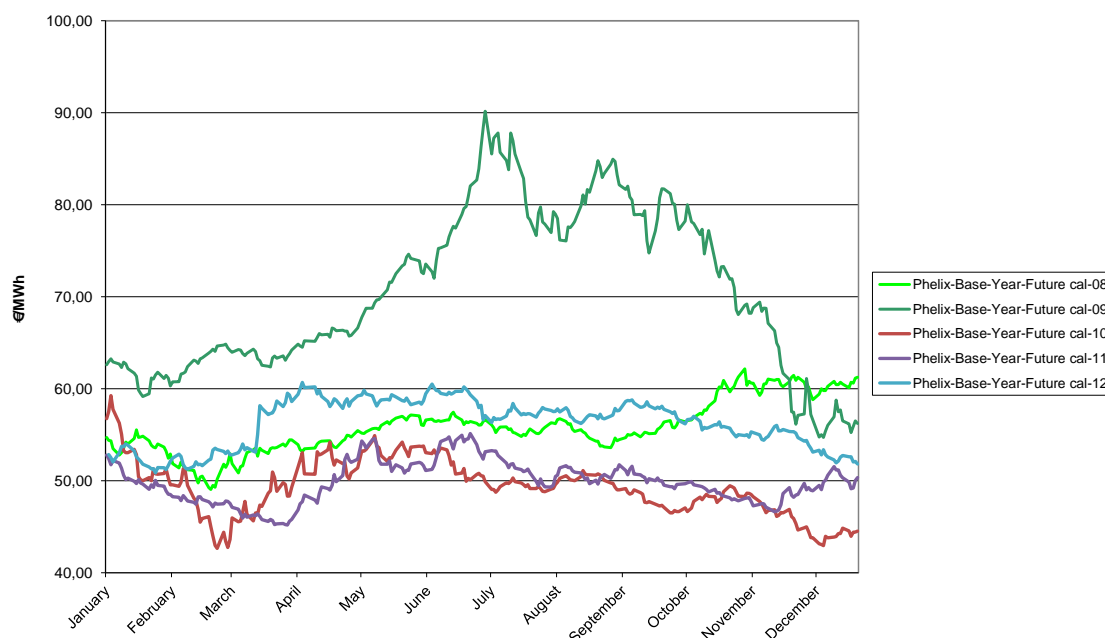
²⁰ Analyse der Gründe fehlender Marktpräsenz von überregionalen Anbietern unter Berücksichtigung der spezifischen luxemburgischen Marktsituation - http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/etudes/index.html

Décomposition des prix résidentiels (en €par MWh) Electricité



Graphique 4 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants)

La baisse des prix résidentiels constatée pour l'année 2010 s'est poursuivie en 2011. Alors que les frais d'utilisation réseau sont restés stables par rapport à l'année 2010, la baisse s'explique par une légère diminution des prix de l'énergie et une diminution plus importante des taxes et de la contribution au mécanisme de compensation. On constate que les prix résidentiels reviennent de nouveau à la hauteur des prix des années avant la crise économique. Le Graphique 5 compare le développement sur le marché à terme du produit Phelix-Base-Year-Future avec livraison en 2008, 2009, 2010, 2011 respectivement 2012. Ces prix de marché ont été similaires pour 2010 et 2011 ce qui peut expliquer la faible variation entre ces deux années pour les prix de vente sur le marché de détail. La corrélation observée dans le passé entre la variation des prix futures pendant l'année a-1 et la variation des prix du marché de détail dans l'année a, est en accord avec les observations actuelles. Compte tenu de la hausse des prix futurs pour l'année 2012, on peut s'attendre à une hausse des prix du marché de détail en 2012.



Graphique 5 - Développement sur le marché à terme du produit Phelix-Base-Year-Future avec livraison en 2008, 2009, 2010, 2011 respectivement 2012 (source des données: European Energy Exchange AG (EEX AG))

L'évolution des prix de l'électricité pour clients industriels est disponible sur les pages Internet d'Eurostat²¹.

Afin de générer une transparence et une visibilité accrues des différences de prix sur le marché des clients résidentiels, l'Institut a commencé fin 2011 la préparation d'un outil de comparaison des prix de fourniture. En attendant l'implémentation de l'outil de comparaison automatisé, l'Institut publie sur son site Internet destiné aux consommateurs finals²² une comparaison manuelle entre certains tarifs pour clients résidentiels.

ÉTIQUETAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

L'Institut a repris avec l'entrée en vigueur du règlement grand-ducal du 21 juin 2010 relatif au système d'étiquetage de l'électricité la tâche de l'organisation et de supervision du système d'étiquetage

A travers l'étiquette, le consommateur est mis en mesure de comparer les offres et produits des différents fournisseurs et de faire son choix non seulement en fonction du prix mais aussi en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité est produite. A cette fin l'Institut est chargé d'effectuer le contrôle des informations fournies. Annuellement l'Institut vérifie la cohérence entre les quantités d'électricité vendues au Luxembourg et les déclarations faites aux clients finals et en calcule le mix national annuel. Les détails relatifs au système d'étiquetage sont publiés dans le rapport sur les modalités de la diffusion de l'information sur l'électricité et le système d'étiquetage²³.

²¹ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>

²² <http://www.STROUMaGAS.lu>

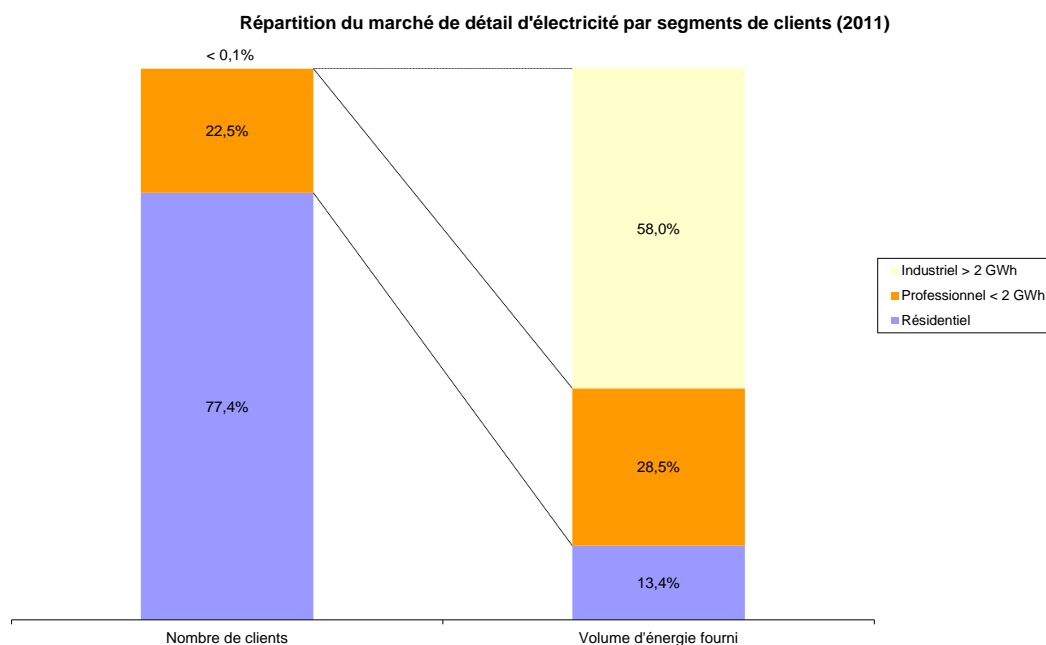
²³ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/rapport_etiquetage/index.html

PARTS DE MARCHE

Le tableau et graphique ci-après donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

Electricité	Consommation 2011 en GWh	Points de fourniture
Secteur résidentiel	895 GWh	215.392
Secteur professionnel (< 2 GWh)	1.901 GWh	62.653
Secteur industriel (> 2 GWh)	3.865 GWh	154

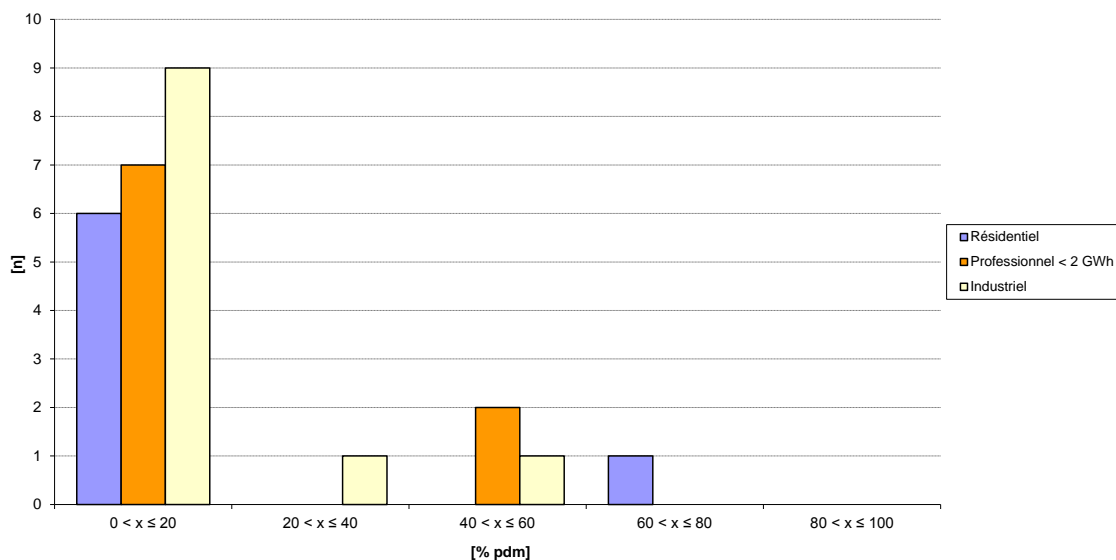
Tableau 4 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2011)



Graphique 6 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

Onze entreprises d'électricité se partagent le marché de détail au Grand-Duché du Luxembourg, dont sept ont été actives sur le marché résidentiel et onze sur le marché non-résidentiel en 2011. Leurs parts de marché par intervalle et par segment sont reprises dans le Graphique 7. Il témoigne du faible nombre d'acteurs avec une part de marché significative. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est encore plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe.

Nombre d'acteurs - marché de détail par segment

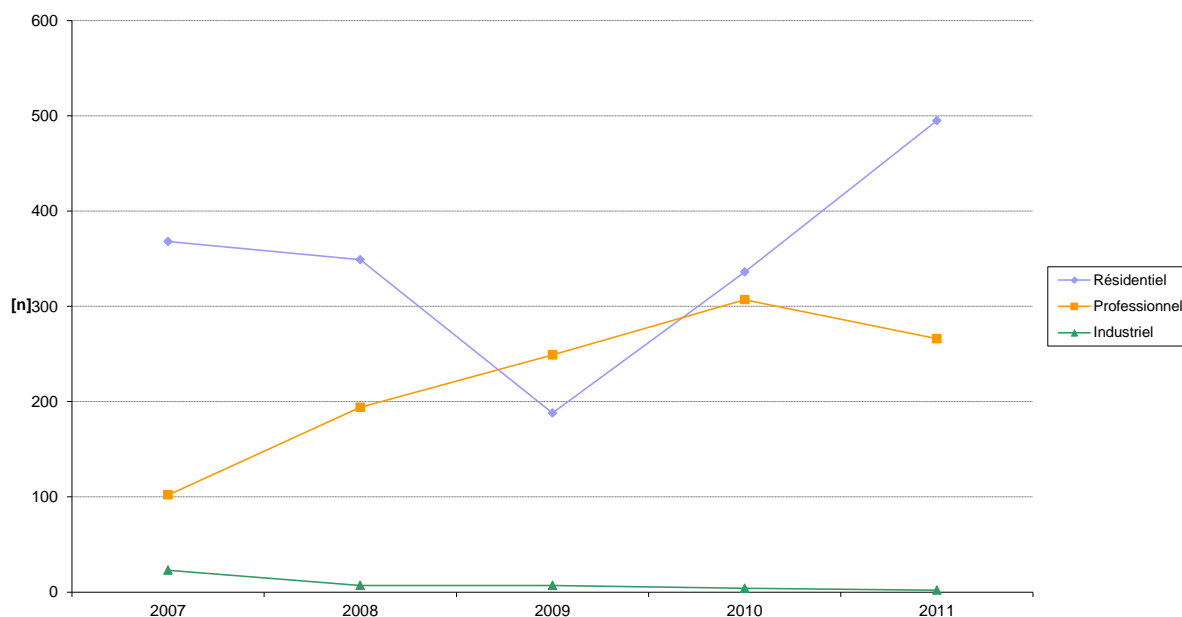


Graphique 7 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché sur le segment respectif du marché de détail

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Le taux total de changement de fournisseur a été en 2011 de 0,53 % en termes de volume et de 0,27% en termes de nombres de clients. Les clients professionnels montrent plus d'activité de changement de fournisseurs avec 0,42% en termes de volumes par rapport à 0,27% pour les clients résidentiels avec un écart toutefois diminuant par rapport aux années passées. L'évolution du nombre absolu de changements par segment est reprise dans le Graphique 8.

Changements de fournisseur par segment



Graphique 8 - Evolution des changements de fournisseur par segment

- *Segment résidentiel*

Les ménages, éligibles depuis le 1^{er} juillet 2007, représentent en volume environ 13,4% du marché de l'électricité. 495 changements de fournisseur ont été opérés en 2011 ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,27% en volume. Ceci constitue une hausse pour le taux de changement de fournisseur qui monte de 0,16% par rapport à 2010 (voir Graphique 8).

En ce qui concerne les contrats de fourniture intégrée offerts aux clients résidentiels, ceux-ci ont généralement une durée indéterminée tout en étant résiliables avec un préavis d'un mois. Des contrats à durée déterminée, le cas échéant avec un prix fixe sur la durée du contrat, coexistent. Les fournisseurs diversifient leur offre avec des produits « verts » présentant un mix de sources énergétiques²⁴ avec des caractéristiques à 100% renouvelables, ainsi qu'avec des produits mixtes et des remises diverses.

Les différences de prix entre les différentes offres disponibles sont petites et les offres se différencient surtout par les caractéristiques des produits offerts, tels que l'origine de la production d'électricité.

La rubrique STROUMaGAS²⁵ du site Internet de l'Institut agit comme portail d'information, notamment destinée au client résidentiel, afin de lui permettre de comprendre la structure des marchés libéralisés de l'énergie, de s'informer sur les fournisseurs et d'exercer son droit de libre choix de fournisseur d'une manière informée. Cette rubrique dont le but est de devenir un portail d'information pour les clients finals est décrite plus en détail au chapitre 3.3.

- *Segment professionnel (< 2 GWh)*

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, 266 clients à consommation annuelle inférieure à 2 GWh ont changé de fournisseur au cours de l'année 2011. Ces clients représentent un volume annuel total de 11,9 GWh. Avec un taux de changement en 2011 dans ce segment de 0,6%, ce taux continue sa baisse sur ce segment. En 2010, il se situait à 0,9% en volume par rapport à 1,9% en 2009.

- *Segment industriel*

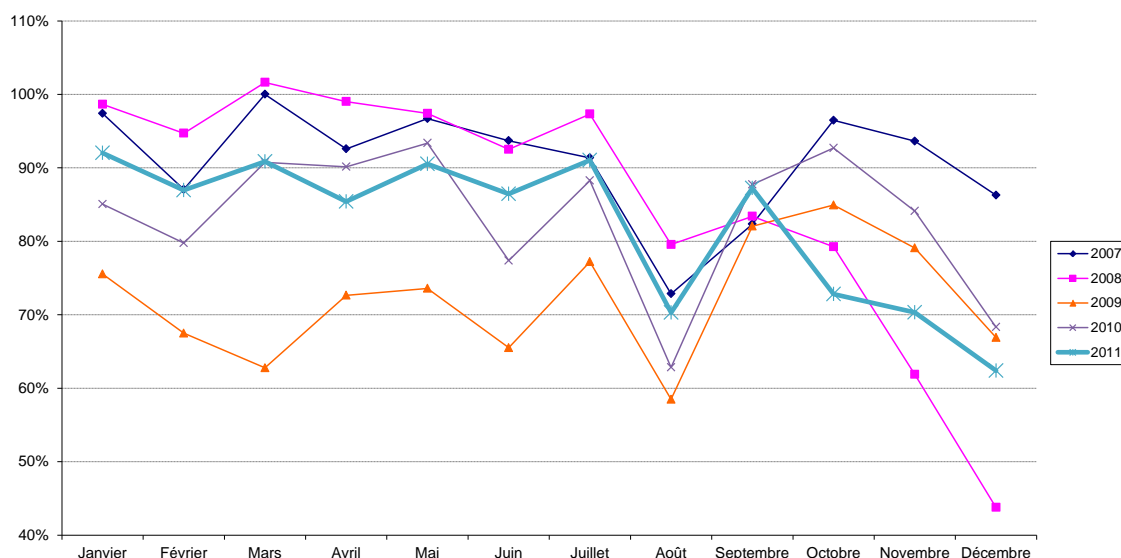
Le secteur industriel comprend l'ensemble des consommateurs à consommation annuelle supérieure à 2 GWh. En 2011, 2 clients industriels ont changé de fournisseur pour un volume total de 12 GWh ce qui représente un taux de changement en 2011 de 0,3% en volume du secteur industriel. Pour la zone Creos seule, le taux de changement est de 0,6% en volume.

La consommation des clients raccordés aux niveaux de tension de 65 kV respectivement supérieurs a été pendant les 3 premiers trimestres de l'année 2011 au niveau des années 2007 (avant crise économique et financière) et 2010. Une baisse significative de la consommation est observable lors du dernier trimestre 2011 (- 16% en électricité consommée au dernier trimestre 2011 par rapport au dernier trimestre 2010), qui n'est dépassée que par celle en fin 2008.

²⁴ http://www.ilr.public.lu/electricite/etiquetage_electricite/index.html

²⁵ <http://STROUMaGAS.ilr.lu>

**Evolution de la consommation des clients à raccordement 65 kV ou supérieur
Electricité**



Graphique 9 - Evolution de la consommation des clients HT sur les années 2007, 2008, 2009, 2010 et 2011

L'ouverture du marché de l'électricité à tous les consommateurs à partir du 1^{er} juillet 2007 a nécessité la mise en place d'une série de mesures opérationnelles et procédurales pour permettre l'accès au réseau à tout fournisseur et afin de gérer les très nombreux nouveaux clients éligibles. A cette fin, l'Institut a insisté sur la mise en place et la publication par le gestionnaire de réseau d'une procédure de changement de fournisseur simple, claire et transparente. La procédure implémentée ne nécessite aucune intervention directe de la part du client final auprès de son gestionnaire de réseau, son unique contact étant le fournisseur de son choix qui prendra en charge les démarches auprès du gestionnaire de réseau. La durée du changement, qui est d'ailleurs gratuit pour le client final, ne pourra en aucun cas dépasser deux mois.

Pour les clients dont la puissance n'est pas enregistrée, des profils standards ont été élaborés par Creos Luxembourg S.A. Ils sont utilisés par l'ensemble des gestionnaires de réseau. Les matrices standardisées des profils synthétiques sont publiées sous: <http://www.creos.lu/index.php?id=320>.

3.2.3. Recommandations sur les prix de fourniture

Le projet de loi transposant les dispositions du 3^e Paquet Energie dispose que l'ILR publiera annuellement ses recommandations sur la conformité des prix de fourniture aux consommateurs résidentiels avec les obligations de service public. L'Institut se dotera des moyens pour développer ces recommandations dès entrée en vigueur des dispositions légales y relatives.

3.2.4. Droit d'enquête et mesures nécessaires à une concurrence effective

L'Institut a chargé le bureau externe WIK-Consult pour évaluer les raisons du manque d'intérêt de fournisseurs étrangers à s'engager sur le marché de détail luxembourgeois

(Analyse der Gründe fehlender Marktpräsenz von überregionalen Anbietern unter Berücksichtigung der spezifischen luxemburgischen Marktsituation). L'étude entend montrer les causes de l'absence d'une concurrence active, notamment de la part d'acteurs étrangers sur le marché des clients résidentiels et petits clients professionnels au Grand-Duché de Luxembourg.

Les conclusions de l'étude montrent que plusieurs facteurs peuvent jouer un rôle dans une décision sur l'engagement des fournisseurs au Luxembourg. Le Luxembourg dispose d'un potentiel de marché réduit, limité davantage par des prix d'énergie relativement bas comparés au pouvoir d'achat. Au-delà, le marché est concentré avec un fournisseur prédominant qui dispose de nombreuses liaisons avec d'autres entreprises d'énergie. Il y a certaines barrières secondaires telles que des barrières linguistiques (pour les fournisseurs allemands notamment) et des déficits d'harmonisation de procédures avec les pays avoisinants. D'autre part aucune barrière d'entrée n'a été identifiée d'un point de vue juridique et la transposition des directives européennes est bonne et ne pose pas de potentiel de discrimination entre les fournisseurs.

En vue d'adresser certains de ces éléments l'étude a fait des recommandations aux acteurs du marché et à l'Institut qui comprennent le développement d'un comparateur de prix, l'automatisation et harmonisation des processus d'échange de données et l'information du public sur la libéralisation du marché.

L'étude avec ses conclusions principales est publiée intégralement sur le site Internet de l'Institut²⁶.

Il ressort de la directive 2009/72/CE que pour développer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, les grands clients non résidentiels devraient pouvoir choisir leurs fournisseurs et avoir la possibilité de conclure des contrats avec plusieurs fournisseurs pour couvrir leurs besoins en électricité. Ces clients devraient être protégés contre les clauses d'exclusivité des contrats, dont l'effet est d'exclure les offres concurrentes ou complémentaires.

En limitant l'accès à la fonction de responsable d'équilibre aux seules entreprises disposant d'une autorisation de fourniture d'électricité, un client n'a pas la possibilité de gérer, directement ou via un prestataire de services, son propre périmètre d'équilibre sans que lui, ou le prestataire de services, ne disposent d'une autorisation de fourniture. Si le client final veut être approvisionné par plusieurs fournisseurs, un fournisseur doit être le responsable d'équilibre et avoir accès à l'identité et au détail des transactions entre périmètres d'équilibre effectués par les autres fournisseurs approvisionnant ce client. L'Institut est d'avis qu'en raison de la sensibilité commerciale de ces informations, ce fait présente un potentiel réel de restreindre le marché et d'empêcher la concurrence.

Pour cette raison, l'Institut a insisté à l'ouverture de la fonction de responsable d'équilibre à toute personne physique ou morale moyennant le respect de conditions minimales, ce qui a finalement été implémenté dans le contrat d'équilibre de la zone de réglage luxembourgeoise.

²⁶http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/communications/communication_24_01_12.pdf

3.3. Protection des consommateurs

Les dispositions légales confèrent à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs.

PROCEDURE DE MEDIATION

En 2011, un événement majeur en matière de protection des consommateurs fut l'adoption du règlement 11/27/ILR du 25 mai 2011 qui fixe la procédure de médiation dans le secteur de l'électricité, telle que prévue par l'article 6 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. La médiation, qui est un service de l'Institut, est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige. La médiation est ouverte à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau. Son rôle est de traiter 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. Le but de la médiation est de concilier les parties; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser.

En 2011, l'Institut n'a traité aucune demande de médiation dans le secteur de l'électricité, la première demande n'a été introduite qu'en 2012. Cette procédure s'est soldée par une proposition d'arrangement de la part du gestionnaire de réseau qui fut acceptée par le client.

GUICHET UNIQUE

Une autre action importante pour les consommateurs fut le lancement du site Internet www.STROUMaGAS.lu, site de l'Institut dédié aux clients finals. Ce site, encore en développement, vise à informer et sensibiliser les clients finals sur leurs droits, leurs possibilités et leurs devoirs dans le contexte du marché de l'électricité libéralisé. Il pourra, dans le futur proche, assumer un rôle de guichet unique notamment pour les clients résidentiels, répondant ainsi à l'obligation de l'Institut d'informer les consommateurs régulièrement sur les conditions de la fourniture d'électricité, ainsi que sur la possibilité du libre choix du fournisseur.

REGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNERABLES

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*²⁷ ».

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 modifiée du 1^{er} août 2007 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 quinze jours en cas de non-paiement. Une information est adressée en parallèle à l'office social du lieu de

²⁷ Loi du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale, article 29, Mémorial A n°206 du 18 novembre 2010, p.3418)

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.

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'(ils) octroi(ent)*²⁸ ». Ils doivent de même fournir « *les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements*²⁹ ».

Au début de l'année 2011, le Ministère de la Famille et de l'intégration avait convoqué les différentes autorités et acteurs concernés, dont l'Institut, les trente offices sociaux, les entreprises d'électricité et de gaz naturel et le Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur, à un échange de vue sur la compatibilité de la garantie légale d'une fourniture minimale en énergie domestique avec les dispositions légales sur la déconnexion en cas de défaillance de paiement. Le rôle de l'Institut dans cette collaboration est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. L'Institut constate en effet qu'une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Le besoin de procédures cohérentes sera d'autant plus important en cas de précarité énergétique croissante.

Le Tableau 5 renseigne sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que les déconnexions effectuées en 2011 auprès des clients résidentiels.

Electricité - 2011	
Ouverture d'une procédure de déconnexion	7 216
Déconnexion demandée auprès du gestionnaire	6 280
Déconnexion effectuée	1 138

Tableau 5 - Procédures de déconnexion – Secteur Electricité

LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut désigne suivant des critères transparents et publiés, tous les trois ans pour une période de trois ans et pour une zone donnée un fournisseur du dernier recours. L'Institut garantit, ainsi que les clients finals sont alimentés continuellement en énergie électrique 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 constate que les conditions contractuelles et tarifaires liées notamment à la fourniture intégrée et la fourniture par

²⁸ Loi du 18 décembre 2009, article 7

²⁹ Loi du 18 décembre 2009, article 7

défaut n'ont pas été soumises à l'Institut dans leur intégralité dans le cadre des procédures de notification et d'acceptation. Les entreprises concernées vont être rappelées à se conformer aux dispositions légales.

SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Avec le 3^e 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 A de la directive 2003/54/CE, les textes du troisième Paquet Energie n'ayant pas encore trouvé transposition en droit national au 31 décembre 2011.

Les obligations de service public découlant de l'article 7 de la Loi du 1^{er} août 2007 concernent actuellement les obligations liées à l'introduction d'un mécanisme de compensation dont l'objectif est de financer les surcoûts générés par la production nationale d'électricité sur base de sources d'énergie renouvelable et sur base de la cogénération efficiente. Ce mécanisme est déterminé et précisé par le règlement grand-ducal du 31 mars 2010³⁰.

Les clients résidentiels et professionnels à faible volume n'ont pour l'instant qu'un accès limité à leurs données de consommation. Vu la relève manuelle des compteurs les informations relatives à la consommation sont diffusées de manière annuelle avec les factures de décompte des fournisseurs d'électricité.

L'Institut participe toutefois activement au groupe de travail formé par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel visant le déploiement d'une infrastructure nationale commune de comptage intelligent. Ce système de comptage intelligent permettra aux clients un accès plus aisé et plus fréquent à leurs données de consommation.

3.4. 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. Il renseigne sur ses activités de surveillance à travers un rapport bisannuel³¹.

La législation nationale relative au marché de l'énergie charge le Commissaire du Gouvernement à l'Energie (Ministère de l'Economie et du Commerce Extérieur) 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.

³⁰ Règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité (Mémorial A n°59 du 19 avril 2010)

³¹ <http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>

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 la 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 la garantie de la qualité d'approvisionnement. En 2010, l'Institut a mené une consultation publique sur les critères de qualité de l'électricité, ainsi que les modalités concernant la mesure et la documentation de celle-ci³² (voir section 3.1.2 plus de détail sur la qualité de l'électricité).

SURVEILLANCE DE L'EQUILIBRE 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 la sécurité de l'approvisionnement est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Energie et couvre notamment le niveau de la demande prévue, les capacités de production existantes et en projet ou en construction, ou encore le niveau des 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'Energie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de novembre 2010³³. A travers ses rapports, il tient notamment compte de l'équilibre escompté entre l'offre et la demande, des perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement et des projets d'investissements.

En ce qui concerne les projections de la demande et de l'offre, elles seront largement tributaires de l'évolution économique suite à la crise économique et financière de 2008. L'évolution des besoins en énergie électrique est dépendante de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par le régulateur. La loi attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère de l'Economie et du Commerce Extérieur dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement. Son rapport de novembre 2010 rend compte des prévisions de charge dépassant 1.500 MW en 2025 de façon à rendre nécessaire à moyen et long terme la construction de nouvelles interconnexions avec les pays avoisinants.

Outre le besoin d'investissement dans des interconnexions additionnelles tel qu'évoqué à la section 3.1.4. ci-avant, des investissements dans des capacités de production additionnelles doivent être étudiés. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement. Celle-ci est assurée lorsque le parc de production d'un pays est à tout moment capable de couvrir la charge du pays, ceci en tenant compte des réserves disponibles et des temps de non disponibilité. En cas d'un déficit de capacités de production propres, la sécurité d'approvisionnement reste intacte lorsque le déficit peut être compensé par des excédents issus de pays du système interconnecté sous condition de capacités suffisantes des infrastructures de transport. Bien que le rapport 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

³² http://www.ilr.public.lu/electricite/consultations_new/conspub291010/index.html

³³ Bericht über die Versorgungssicherheit November 2010
(<http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>)

manière continue en fonction des décisions prises dans les différents pays européens, notamment la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire à une échéance rapprochée.

SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES CAPACITES DE PRODUCTION

D'un autre côté, l'investissement dans de nouvelles capacités de production devient nécessaire puisque la sortie du nucléaire en Allemagne tend à avoir des effets sur les prix dans la région, étant donné que la demande en énergie électrique doit être couverte par un nombre réduit de centrales. Par ailleurs, les capacités de réserve de toute la région vont diminuer, étant donné que des centrales, actuellement en réserve, doivent produire pour combler le manque du nucléaire. Il est donc indispensable de ramener les capacités disponibles à un niveau permettant d'assurer une sécurité d'approvisionnement adéquate dans des conditions de marché. Un investissement dans les capacités de production sur le territoire luxembourgeois semble donc justifié au regard de la sécurité d'approvisionnement et du prix de l'électricité pouvant être offert aux consommateurs luxembourgeois.

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 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. En plus, l'Open Season en cours, en vue de la réalisation d'une nouvelle interconnexion gazière avec la France, offre une opportunité à un prix compétitif pour augmenter les capacités gazières fermes à l'entrée du Luxembourg, permettant non seulement d'approvisionner une éventuelle nouvelle centrale de production électrique, mais également de renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, de fournir les moyens de flexibilité infra-journalière pour les centrales TGV, de se mettre en conformité avec les critères n-1 imposés par le Règlement (UE) N° 994/2010³⁴ et d'augmenter la diversification de l'approvisionnement en gaz naturel à travers l'accès à un nouvel hub gazier et à des terminaux de gaz naturel liquéfié.

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 aux fins de régulation du niveau de la Sûre en aval du barrage. La capacité totale disponible dans la zone Creos est de 264 MW environ. Cette augmentation par rapport à l'année 2010 (248 MW) est particulièrement due à l'augmentation en capacité des centrales photovoltaïques (+11,2MW).

³⁴ 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 et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG				
	31.12.2010		31.12.2011	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
COGENERATION:				
Centrales industrielles:	29 200	3	29 200	3
Petites Centrales:	79 250	77	82 771	84
Microcentrales:	693	40	809	42
Autoproduction:	2 560	1	2 560	1
Total:	111 703	121	115 340	130
THERMIQUE:	395 200	2	395 200	2
HYDRO-ELECTRIQUE:				
Centrale de pompage:	1 096 000	1	1 096 000	1
Centrales Moselle, Sûre:	32 300	4	32 300	4
Microcentrales:	2 008	29	2 008	29
Total:	1 130 308	34	1 130 308	34
EOLIENNE:	43 727	44	44 527	45
BIOGAZ:	7 301	26	7 900	26
GAZ DES STATIONS D'EPURATION D'EAUX USEES:	1 922	4	1 922	4
GAZ DE DECHARGE:	75	1	75	1
PHOTOVOLTAIQUE: (*)	29 451	2 420	40 666	2 901
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES:	1 719 687	2 652	1 735 938	3 143
TOTAL DE TOUTES LES CENTRALES (HORS CENTRALE DE POMPAGE):	623 687	2 651	639 938	3 142
(*)Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux				

Tableau 6 - Centrales de production au Luxembourg

Par rapport à une pointe simultanée des réseaux de transport et industriels de 1.098 MW, la capacité de production totale installée s'est élevée à 640 MW en 2011, hormis la centrale de pompage de Vianden. Le parc de production sur le territoire luxembourgeois se compose de deux unités principales, la centrale turbine-gaz-vapeur d'Esch-sur-Alzette de 376 MW et la centrale hydroélectrique de Vianden (centrale à accumulation par pompage) d'une puissance actuelle de 1.096 MW.

La centrale turbine-gaz-vapeur d'Esch-sur-Alzette est raccordée au réseau de transport, mais injecte sa production exclusivement sur le réseau industriel en temps de fonctionnement normal, en raison de l'absence d'interconnexion permanente entre le réseau de transport et le réseau industriel. La production annuelle de la centrale dépasse la consommation de la zone Sotel de façon que le Luxembourg est exportateur net vers la Belgique. Comme déjà mentionné plus haut, l'intégration des flux générés par la centrale

TGV sur le réseau de transport de Creos est en cours d'étude. Ces évaluations montrent que l'intégration de la centrale TGV dans son régime de fonctionnement actuel présentera des avantages pour le système luxembourgeois tels qu'une réduction des pertes sur les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne et une amélioration des moyens pour gérer la stabilité et la qualité de l'alimentation. Elle permettra en outre de réduire la dépendance des importations physiques d'électricité.

La centrale hydroélectrique de Vianden (centrale à accumulation par pompage) d'une puissance actuelle de 1.096 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. Une augmentation de la puissance de ses turbines par l'ajoute d'une 11^{ème} machine d'environ 200 MW est en cours. Simultanément, la capacité utile des bassins de la centrale sera augmentée de 500.000 m³. Pour y parvenir, la crête de digue du bassin supérieur sera rehaussée de 1 m et le bassin inférieur adapté à la nouvelle capacité nécessitant un niveau d'eau de 0,50 m plus haut dans le bassin inférieur.

Les travaux de construction de la « machine 11 » ont commencé au mois de janvier 2010 et se termineront, selon les prévisions du projet, au cours de l'année 2013. La mise en service de la « machine 11 » fera passer la puissance totale des turbines à 1.290 MW. Les investissements sont réalisés par RWE Power et Enovos Luxembourg.

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DEFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible de la consommation d'électricité, qui peut être engagée par le 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.

Le plan de délestage est établi conformément aux articles 12 et 13 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, qui autorisent la coupure de points de connexion parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux et de la qualité de l'électricité.

4. Le marché du gaz naturel

4.1. Régulation des réseaux

4.1.1. Dissociation juridique, fonctionnelle et comptable

Au niveau national, Creos Luxembourg S.A. est à la fois gestionnaire de réseaux de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. A côté de Creos Luxembourg S.A. il existe encore deux autres gestionnaires de réseaux de distribution. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le tableau 8 du chapitre 4.1.2..

CERTIFICATION DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le 3^e Paquet Energie prévoit une certification des gestionnaires de réseau de transport par les autorités de régulations nationales.

Cependant en 2011 la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national était toujours en cours. Le projet de loi, déposé à la Chambre des députés en date du 10 août 2011, peut être consulté sur le site Internet de la Chambre des députés³⁵.

Le sujet de la certification du gestionnaire de réseau de transport est traité dans l'article 20 de ce projet de loi: A l'article 32 un nouveau paragraphe (2bis), est inséré avec la teneur suivante : « (2bis) Chaque gestionnaire de réseau de transport, détenteur d'une autorisation de transport visée à l'article 4, 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 l'autorité de régulation à la Commission européenne. ».

Selon le projet de loi, transposant la directive 2009/73/CE, une certification selon l'article 11 de la directive n'est donc pas requise pour le Luxembourg à cause de la dérogation accordée par l'article 49 (6) de cette même directive, mais sera remplacé par la communication du nom du (des) gestionnaire(s) de réseau de transport par l'Institut à la Commission européenne.

Le projet de loi prévoit également que le propriétaire d'un réseau de transport notifie à l'Institut toute situation qui aurait pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays tiers acquièrent le contrôle par influence déterminante du réseau de transport ou du gestionnaire de réseau de transport.

L'Institut, dans les quatre mois suivant la date de la notification, adopte un projet de décision d'inscrire, de maintenir, de modifier ou de rayer le gestionnaire de réseau de transport de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne. Il rayer le gestionnaire de transport de ladite liste s'il n'a pas été démontré que la sécurité de l'approvisionnement énergétique nationale ou de l'Union européenne n'est pas mise en péril.

La décision de l'Institut est à notifier sans délais à la Commission européenne et au Commissaire du Gouvernement à l'Energie.

DISSOCIATION JURIDIQUE

Avec la constitution du groupe Enovos et avec l'intégration de la propriété et de la gestion du réseau de transport de gaz naturel dans la société Creos Luxembourg S.A., le

³⁵ <http://www.chd.lu/wps/portal/public/RoleEtendu?action=doDocpaDetails&backto=/wps/portal/public&id=6317>

Luxembourg est conforme aux obligations de séparation juridique. Pour davantage d'informations sur la structure juridique du groupe Enovos, le lecteur est invité à se référer à la section 3.1.1 du présent rapport.

Aucun des gestionnaires de réseau de distribution n'a plus de 100.000 clients, de sorte que l'obligation de séparation juridique ne leur incombe pas.

La législation luxembourgeoise prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne renferme aucune obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance du gestionnaire de réseau sont définies à l'article 37 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

DISSOCIATION FONCTIONNELLE

Les gestionnaires des réseaux juridiquement distincts et faisant partie d'une entreprise intégrée doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance. Les mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels de leurs dirigeants soient pris en considération et qu'ils disposent de pouvoirs de décision effectifs en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau et les obligations de service public.

Pour plus de détails concernant le programme d'engagement de Creos Luxembourg S.A. ainsi que les services partagés et les contrats de prestation y relatifs entre les différentes entités du groupe Enovos, le lecteur est invité à se référer à la section 3.1.1..

DISSOCIATION COMPTABLE

Toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur du gaz naturel doivent tenir dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution, du transport, du GNL et du stockage de gaz naturel. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation du gaz naturel et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors du gaz naturel. 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. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par la directive 2003/55 et transposée au Luxembourg avec la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

4.1.2. 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 faibles quantités de biogaz injectées localement dans le réseau.

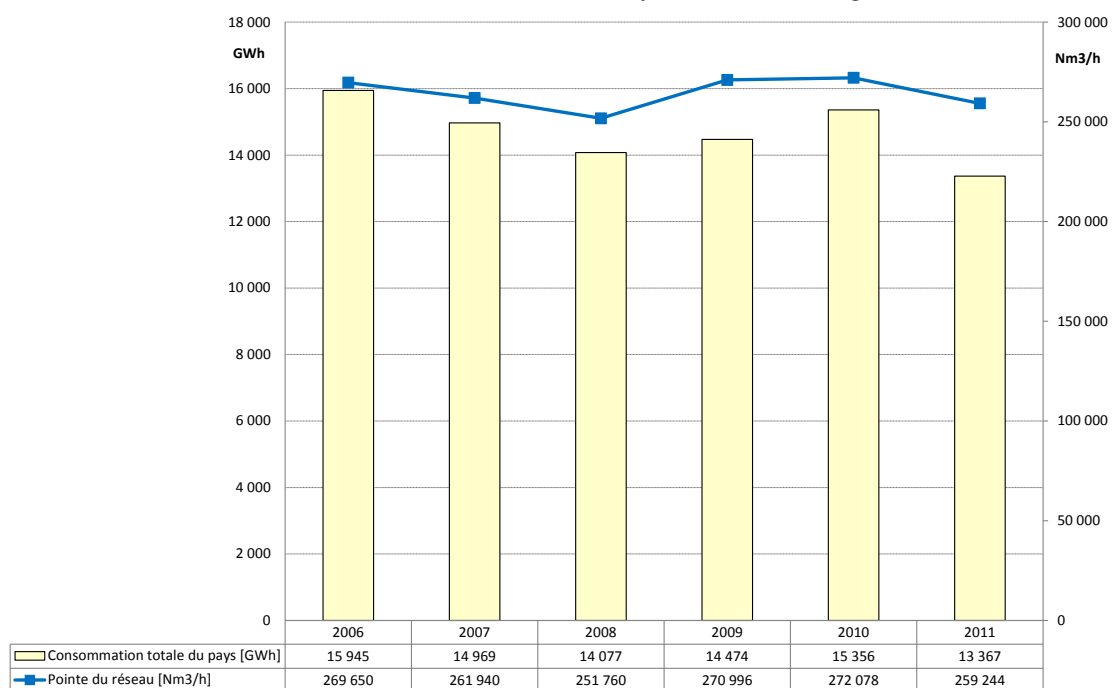
En effet, depuis 2011, trois centrales de biogaz (produit par méthanisation) avec une capacité de production annuelle estimée à 6,7 millions de mètres cube étaient raccordés aux réseaux luxembourgeois.

Le réseau haute pression de Creos Luxembourg S.A. 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 des trois réseaux de distribution.

En 2011, la capacité totale réservée sur le réseau de transport était de 278.765 Nm³/h et, le volume total acheminé dans le réseau était de 13,4 TWh³⁶.

En 2011, la consommation nationale (13,4 TWh) était nettement inférieure par rapport à l'année précédente (15,4 TWh en 2010), essentiellement à cause d'une activité réduite des consommateurs industriels et d'un régime de fonctionnement réduit de la centrale TGV d'Esch-sur-Alzette.

Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel



Graphique 10 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2006

Il n'existe pas d'infrastructure spécifique au GNL au Grand-Duché de Luxembourg. Les importateurs peuvent demander l'accès à des terminaux méthaniers situés dans les pays avec lesquels il existe des interconnexions.

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

³⁶ Creos Luxembourg S.A. rapport annuel

de transport assure l'équilibre du réseau à travers des contrats de flexibilité avec des expéditeurs.

ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT

Le réseau haute pression de Creos est interconnecté avec les réseaux de transport belge (Fluxys), allemand (Open Grid Europe) et français (GRTgaz) au niveau de quatre points d'entrée physiques :

- Postes de Pétange et de Bras, regroupés en un seul Point d'Entrée virtuel, pour l'interconnexion avec la Belgique;
- Poste de Remich pour l'interconnexion avec l'Allemagne;
- Point d'Entrée d'Esch pour l'interconnexion avec la France.

L'accès aux capacités de transport sur le réseau de Creos repose sur un système "Entrée" dans le sens où un Expéditeur doit simplement souscrire des capacités aux Points d'Entrée du réseau. La livraison se fait sur un des deux points de Fourniture, sans que l'Expéditeur n'ait à souscrire des capacités pour ces points :

- « Point de Fourniture Industriels » ou « PFI » : Point d'interface virtuel où le GRT met à la disposition de l'Expéditeur le gaz naturel permettant d'approvisionner l'ensemble de ses Clients Finaux possédant un Dispositif de Mesurage qui permet une lecture en temps réel des données horaires de consommation de gaz naturel.
- « Point de Fourniture Distribution » ou « PFD » : Point d'interface virtuel entre le BAP et la Zone de Distribution où le GRT met à disposition des Expéditeurs le gaz naturel qu'ils injectent dans la Zone de Distribution.

Pour approvisionner leurs Clients, les Expéditeurs doivent nommer les quantités injectées aux différents Points d'Entrée PEA, PEB, PEF, dans la limite des capacités qu'ils y ont souscrites, ainsi que les quantités soutirées aux points de fourniture PFI et PFD.

SERVICES D'AJUSTEMENT

L'expéditeur doit assurer un équilibre quotidien entre les quantités d'énergie qu'il injecte aux Points d'Entrée vers le point d'équilibrage et les quantités qu'il soutire du point d'équilibrage aux Points de Fourniture. Il transmet les nominations des quantités horaires d'énergie injectées des Points d'Entrée vers le point d'équilibrage et soutirées du point d'équilibrage vers les Points de Fourniture.

La comptabilisation du déséquilibre se fait par expéditeur au niveau de son portfolio. Une bande de tolérance de base est mise à disposition de chaque expéditeur. Une tolérance élargie peut être souscrite moyennant le Service de Flexibilité Supplémentaire. Outre le prix asymétrique de l'énergie d'ajustement, des pénalités explicites sont appliquées en cas de dépassement des bandes de tolérances relatives aux quantités horaires (HIT), journalières (DIT) et cumulées (CIT). Les bandes de tolérances sont fixées comme suit :

Bandes de tolérance	DIT	HIT	CIT
période hiver (11 - 3)	3%	50%	3%
période été (4 - 10)	5%	50%	5%

Tableau 7 - Bandes de tolérance

Creos Luxembourg S.A. a mis en place un système en ligne permettant aux expéditeurs de connaître avec un retard de deux heures la consommation des clients raccordés au réseau

haute-pression leurs attribuables. Les expéditeurs ont alors la possibilité d'adapter leurs nominations en infra-journalier.

ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le tableau 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.	292,1	353,3	1240,0
GRD	Sudgaz S.A.	11,9	282,0	724,2
GRD	Ville de Dudelange	0	12,0	69,0

Tableau 8 - Infrastructure - réseaux gaz naturel

La Ville de Luxembourg a intégré son réseau de distribution de gaz naturel dans la société Creos Luxembourg S.A. avec effet au 1^{er} janvier 2011.

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.

4.1.3. Tarifs de raccordement et d'utilisation des réseaux

Depuis l'entrée en vigueur de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du 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 est fixée par un règlement de l'Institut après une phase de consultation publique. Ce règlement est ensuite soumis à l'approbation du ministre ayant l'énergie dans ses attributions.

INTRODUCTION D'UN MODÈLE DE RÉGULATION INCITATIVE

L'Institut a poursuivi en 2011, avec le soutien d'un consultant externe, les travaux préparatoires en vue de l'introduction d'un modèle de régulation incitative au Luxembourg. Au cours de l'année 2011 l'Institut a lancé deux consultations publiques relatives à ce sujet, la première du 19 mai 2011 au 5 juillet 2011 et la deuxième du 7 octobre 2011 au 30 novembre 2011.

Suite aux contributions reçues de la part des différents acteurs concernés, l'Institut a pu finaliser le nouveau règlement E12/06/ILR du 22 mars 2012 fixant la méthode 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 E09/04/ILR du 2 février 2009.

Ce règlement 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 E12/06/ILR tient compte de nouveaux éléments concernant le découplage partiel entre les charges réelles et les revenus autorisés, l'introduction d'un facteur visant à améliorer les performances et une évaluation plus rigoureuse des grands projets d'investissements.

En effet, un point faible de l'ancienne méthode est l'absence d'incitation à une utilisation efficiente des ressources à cause de la garantie de recouvrement des charges encourues. Le découplage entre charges réelles et revenus autorisés au niveau des charges d'exploitation dites contrôlables, c.-à-d. influençables par les gestionnaires de réseau, permet de répondre à cette faiblesse et d'inciter à une gestion raisonnable.

Le revenu autorisé pour couvrir les charges d'exploitation contrôlables va évoluer 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 finalement pour les consommateurs.

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 efficiente et responsable à cet égard.

Les grands projets d'investissement feront 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 contribuera 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 transfrontalières est introduite pour favoriser l'implémentation rapide des projets en étude visant à augmenter la sécurité d'approvisionnement.

Finalement, le taux de rémunération sur capital investi est en baisse suite à l'évolution des taux d'intérêts sur les marchés financiers pour des investissements similaires. 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.

TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

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

Les tarifs approuvés par l'Institut peuvent être consultés sur son site Internet³⁷, ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux.

Au niveau du réseau de transport, le tarif 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 est également disponible.

Pour la distribution, les tarifs ont une structure dégressive en fonction de la capacité maximale annuelle et/ou de la consommation annuelle des différents consommateurs.

Les gestionnaires de réseau sont obligés de faire contrôler leurs comptes annuels par un auditeur externe indépendant. Lors de son contrôle, l'auditeur vérifié également 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 renseigne sur les prix du gaz naturel tels que publiés par Eurostat pour le second semestre 2011³⁸, pour deux catégories de clients différents. Le montant des frais d'utilisation du réseau dépend fortement du profil de consommation du client, ainsi que du réseau de distribution auquel il est raccordé. L'indication des frais d'utilisation du réseau correspond ainsi à un montant moyen estimé par l'Institut.

Type de client	Client résidentiel D2 20-200 [GJ/an]	Client industriel I3 10.000-100.000 [GJ/an]
Prix du gaz naturel 2009 [EUR / GJ]	12,82	10,03
Prix du gaz naturel 2010 [EUR / GJ]	11,60	11,58
Prix du gaz naturel 2011 [EUR / GJ]	12,72	11,58
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2009 [EUR / GJ]	2,74	1,26
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2010 [EUR / GJ]	2,62	1,11
Estimation des frais d'utilisation du réseau 2011 [EUR / GJ]	2,61	1,13

Tableau 9 – Prix du gaz naturel et tarifs d'utilisation réseau agrégés

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.

³⁷ http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/Tarifs_utilisation_du_reseau/tarifs_reseaux_elec.pdf

³⁸ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>

4.1.4. Questions transfrontalières

Au niveau du gaz naturel, le modèle d'accès au réseau de transport, défini par Règlement E11/21/ILR du 7 avril 2011, modifie profondément les méthodes d'attribution de capacités et de gestion des congestions. Les capacités seront désormais attribuées via un mécanisme OSP (Open Subscription Period) avec possibilité de souscription de capacités fermes et interruptibles à différents horizons temporels. Toute souscription est engageante, mais pourra par la suite et selon les besoins être offerte sur le marché secondaire.

ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

Etant donné la rareté des capacités fermes et interruptibles de niveau 1, celles-ci ne doivent servir qu'à fournir la pointe annuelle de consommation des portefeuilles des expéditeurs et ceux-ci doivent s'engager à offrir sur le marché secondaire toute capacité ferme ou interruptible de niveau 1 annuelle et mensuelle qu'ils jugent avoir en excès. Par ailleurs, un mécanisme spécifique de type Use-It-Or-Lose-It est mis en place afin d'éviter la surréservation de capacités fermes et interruptibles de niveau 1 de la part des Expéditeurs.

L'utilisation de la capacité d'entrée ferme est garantie contractuellement dans des conditions normales d'exploitation, notamment hors travaux et hors cas de force majeure. Le niveau total de capacité d'entrée ferme offert par Creos est calculé comme le débit maximal garanti, basé sur les pressions minimales garanties entre les gestionnaires de réseaux aux points d'interconnexion.

Creos offre également de la capacité interruptible dont la disponibilité n'est pas garantie. La capacité interruptible disponible à une heure donnée est égale au Débit Horaire qui résulte de la différence entre la pression réelle et la pression minimale garantie au point d'interconnexion.

Deux types de capacités interruptibles sont commercialisés :

- De la capacité interruptible de niveau 1, qui bénéficie d'une procédure d'augmentation des tolérances de déséquilibre afin de limiter l'impact de l'interruption pour l'expéditeur.
- De la capacité interruptible de niveau 2 qui est interrompue avant celle de niveau 1.

Les capacités offertes aux points physiques Bras et Pétange sont regroupées en un seul point virtuel pour lequel une seule souscription et nomination est requise.

Les capacités offertes peuvent être résumées comme suit:

Point d'entrée	Capacité ferme	Capacité interruptible
Fluxys (Belgique)	110.000 Nm ³ /h	15.000 Nm ³ /h
OGE (Allemagne)	150.000 Nm ³ /h	
GRTgaz (France)		8.000 Nm ³ /h

Tableau 10 - Capacités offertes

L'intégration du marché du gaz naturel est freinée par des limitations de capacités fermes aux points d'entrée au Luxembourg. Ainsi, au point frontière belge, les demandes de souscription de capacités fermes dépassent les capacités disponibles. L'acheminement de gaz naturel en provenance de l'Allemagne est également limité à cause d'un manque de capacités fermes au point de sortie du réseau allemand.

Les capacités d'entrée fermes n'étant pas suffisantes pour couvrir la demande maximale, Creos assure la couverture du solde (différence entre les besoins aux points et les capacités fermes disponibles) moyennant de la capacité interruptible et des mécanismes de flexibilité.

Compte tenu des limitations décrites ci-avant, Creos analyse les différentes options pour augmenter la disponibilité de capacité ferme et pour réduire le risque des expéditeurs lié aux interruptions de capacité d'entrée. Une option consiste à augmenter les capacités fermes en sortie des réseaux avec lesquels Creos est interconnecté à travers une adaptation des relations contractuelles entre les GRTs concernés. Une autre option consiste à investir dans des mesures d'augmentation des capacités comme le projet de l'Open Season, dont l'objet est de développer des capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg.

SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

A défaut de transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, l'Institut ne dispose actuellement d'aucune mission ou compétence en matière de surveillance du plan d'investissement du réseau de transport national ni en matière de l'analyse de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOG³⁹.

Le GRIP⁴⁰ mis en consultation du marché par ENTSOG fin 2011 reprend le projet d'interconnexion avec la France à travers le processus d'Open Season en cours. Dans le cadre du TYNDP 2011-2020, il n'avait pas encore été tenu compte de ce projet.

COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut a collaboré avec le régulateur français et les gestionnaires des réseaux de transport français et luxembourgeois dans la préparation de l'Open Season, dont la phase non engageante a été clôturée le 31 janvier 2011. Les résultats encourageants de la phase non engageante ont mené les GRT à poursuivre le projet dans le cadre d'une phase engageante. L'objet de l'Open Season est de développer des capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg. La phase engageante est prévue pour mi-2012.

En 2011, l'initiative régionale du Nord-Ouest a élaboré son plan de travail 2011-2014. Les priorités en 2011 concernaient une analyse de la conformité des GRT par rapport aux exigences de transparence reprises à l'annexe 1, chapitre 3 du Règlement 715/2009, ainsi que le volet investissement dont faisait partie le plan d'investissement régional et le suivi de l'Open Season entre la France et le Luxembourg.

4.1.5. Observation de la législation et de la réglementation européenne et nationale

Au 31 décembre 2011, la directive 2009/73/CE n'a pas encore trouvé transposition en droit national, de sorte que l'Institut ne dispose pas encore de tous les pouvoirs et compétences qui lui sont attribués en vertu de cette directive. Il en est de même de certaines contraintes qui s'imposent à l'Institut sur base de la législation européenne.

³⁹ European Network of Transmission System Operators in Gas

⁴⁰ Gas Regional Investment Plan

EXERCICE DES POUVOIRS CONFERES PAR LA LEGISLATION

Vue la non-transposition du troisième paquet, l'Agence européenne de coopération des régulateurs (ACER, ci-après l'Agence) ne trouve pas encore sa place dans la législation nationale. Etant donné que son organisation se fonde sur le règlement (CE) n°713/2009, son existence ne peut pas être niée. Néanmoins, les dispositions européennes imposant à l'autorité de régulation nationale de se conformer aux décisions de l'Agence trouvent leur fondement juridique dans la directive et doivent donc faire l'objet d'une transposition en droit national pour que le régulateur luxembourgeois soit obligé de s'y conformer.

Le projet de loi n° 6317 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel prévoit une étroite collaboration de l'Institut avec l'Agence, la Commission européenne et les autorités de régulation des autres Etats membres et répond dès lors aux attentes des textes européens.

La législation nationale actuelle ne fait cependant pas obstacle à la communication à la Commission et aux autorités des autres Etats membres des documents et informations que l'Institut détient ou recueille des entreprises de gaz naturel, dans le respect réciproque de la sauvegarde du caractère confidentiel de ces informations et documents. L'Institut est autorisé à demander et à recevoir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de ses missions.

Actuellement, l'Institut est autorisé à faire des analyses de marché et de fixer, le cas échéant, les adaptations et les mesures correctives nécessaires pour rendre le marché plus compétitif; l'autorité de concurrence doit être informée au préalable sur l'étendue de cette analyse, le ministre doit être informé du résultat et des adaptations et mesures correctives prises. La prise de décision se fait de manière autonome, mais le pouvoir politique doit être informé.

Pour imposer ses décisions aux entreprises de gaz naturel et pour leur faire respecter les obligations qui leurs incombent en vertu de la législation nationale, dont l'obligation de fournir régulièrement, suivant les indications de l'Institut, les informations pertinentes nécessaires à l'accomplissement de sa mission de surveillance et de contrôle, l'Institut dispose d'un pouvoir de sanction. Il peut prononcer de simples 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, c'est-à-dire d'une condamnation au paiement d'une somme d'argent par jour de retard.

SURVEILLANCE DES EXIGENCES DE TRANSPARENCE

Dans le cadre l'initiative Nord-Ouest, l'Institut a collaboré à une analyse coordonnée de la conformité des GRT de la région par rapport aux exigences de transparence reprises à l'annexe 1, chapitre 3 du Règlement 715/2009. Une consultation publique concernant les questionnaires remplis par les GRT a été lancée au niveau régional à la fin de l'année 2011. L'évaluation des contributions sera réalisée en 2012.

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) donne aux autorités de régulation nationales des pouvoirs d'enquête et d'exécution pour garantir l'application des interdictions formulées par le précité règlement qui excèdent encore les compétences conférées à l'Institut par la loi nationale. Le pouvoir de sanction prévu par le règlement précité doit encore être intégré dans la législation nationale.

4.1.6. Règlement de litiges

L'Institut agit sur deux niveaux en tant qu'autorité de règlement extrajudiciaire de litige ; il tranche des réclamations introduites contre une entreprise de gaz naturel en ce qui concerne des domaines limitativement énumérés par la loi et il procède à une médiation entre les clients finals résidentiels et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs.

En ce qui concerne son pouvoir de médiateur, l'Institut s'est doté d'une procédure qui répond à des critères de transparence, de simplicité, de rapidité et de gratuité⁴¹. La procédure sera traitée plus en détail dans le chapitre 4.3. En 2011, l'Institut n'a été saisi d'aucune demande de médiation dans le secteur du gaz naturel. 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 de gaz naturel, l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

- 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 et d'ajustement
- des obligations de service public.

Le droit d'enquête de l'Institut dans le cadre de la procédure de règlement d'une réclamation s'exprime par la demande de présentation des observations des parties concernées et la demande éventuelle d'informations complémentaires. 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 2011, l'Institut n'a pas été saisi de demande de règlement d'une réclamation dans le cadre de la procédure de l'article 59 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007.

4.2. Aspects relatifs à la concurrence

4.2.1. Marché de gros

Au Luxembourg il n'y a pas de marché de gros proprement dit. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés étrangers. Les prix de marché représentatifs sont ceux des marchés adjacents (VP, NCG, TTF, ZEEBRUGGE). Les expéditeurs ont la possibilité d'échanger le gaz naturel aux points d'entrée au Luxembourg. A défaut de transposition de la directive 2009/73/CE, l'Institut n'est pas habilité à surveiller les prix des transactions sur le marché de gros.

Le cadre législatif communautaire a été complété en 2011 par un règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 (REMIT)⁴², concernant le renforcement de l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel) en vue de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt de l'utilisateur final de l'énergie. Pour y arriver, le

⁴¹ Règlement 11/28/ILR du 25 mai 2011 fixant la procédure de médiation dans le secteur du gaz naturel (Mémorial A n° 120 du 10 juin 2011, p. 1808)

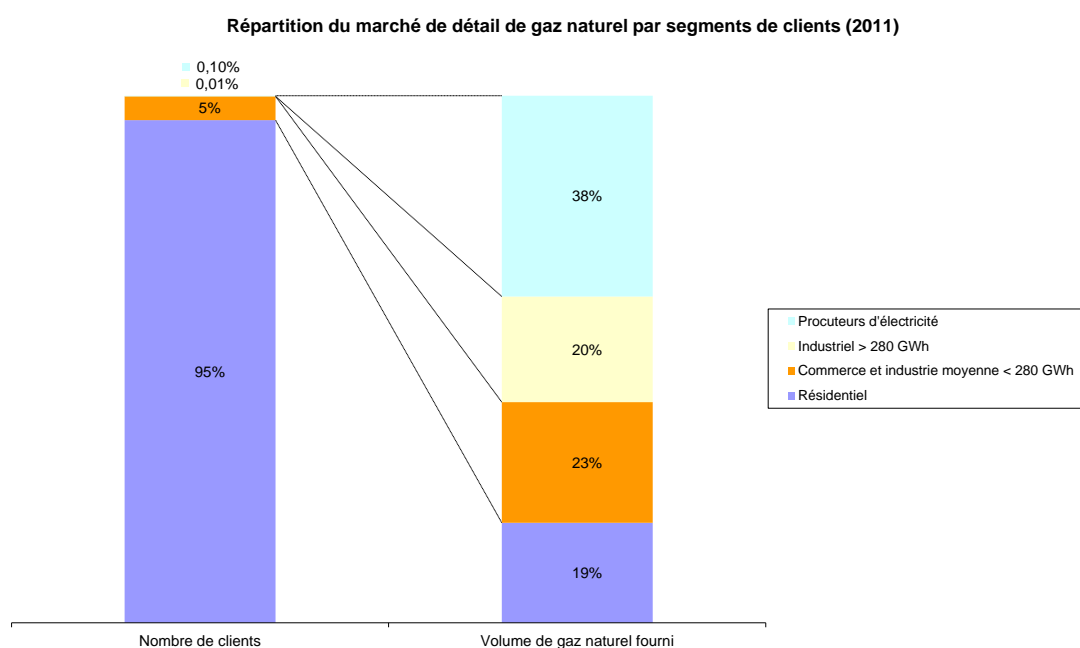
⁴² Règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 326 du 8.12.2011, p. 1–16)

règlement établit des règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros (interdiction des opérations d'initiés, interdiction des manipulations des marchés) et qui obligent les acteurs des marchés de publier les informations privilégiées. Les marchés sont placés sous la surveillance de l'Agence de coopération des régulateurs d'énergie en collaboration avec les régulateurs nationaux. Pour la mise en œuvre de la surveillance prévue par le REMIT, des compétences d'enquête et de sanction, allant au-delà de celles dont est investi l'Institut actuellement, seront requises.

4.2.2. Marché de détail

En 2011, le marché du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg représente 85.378 points de raccordement avec une énergie fournie de 13,4 TWh.

PARTS DE MARCHÉ



Graphique 11 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients

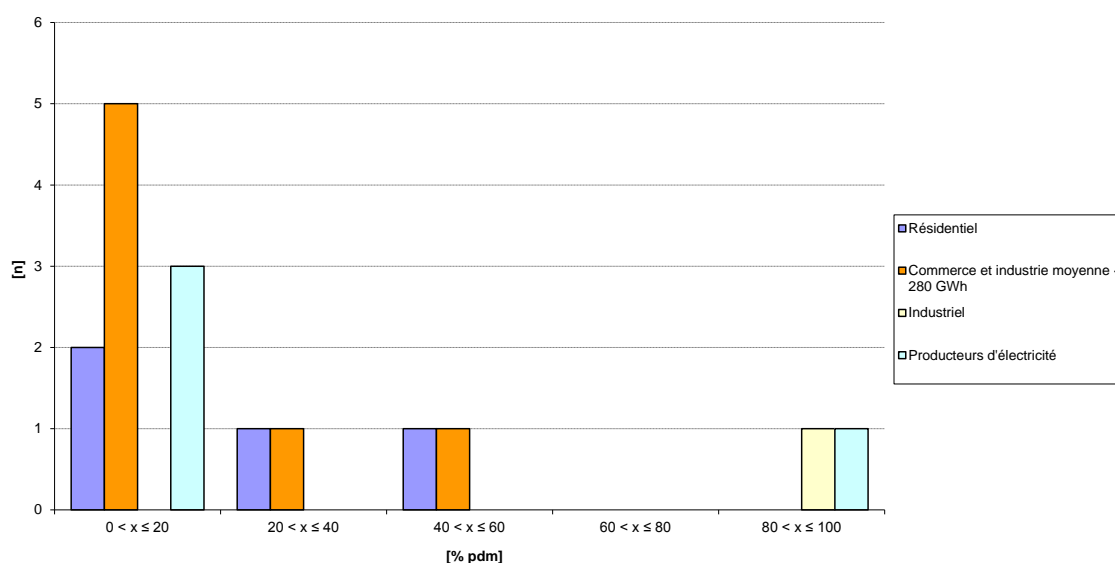
Huit entreprises de gaz naturel se partagent activement le marché du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg; quatre ont été actives sur le marché résidentiel et sept sur le marché non-résidentiel en 2011. Leurs parts de marché par intervalle et par segment sont indiquées dans le Graphique 12. Il témoigne du faible nombre d'acteurs avec une part de marché significative et d'un quasi-monopole sur les segments consommateurs industriels et des producteurs d'électricité.

Le marché de détail, décrivant la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals, peut être divisé dans les segments de consommateurs suivants:

Gaz naturel	Consommation 2011 en GWh	Points de fourniture
Secteur résidentiel	2.534 GWh	81.430
Secteur professionnel (< 280 GWh)	3.061 GWh	3.856
Secteur industriel (> 280 GWh)	2.678 GWh	5
Production d'électricité	5.095 GWh	87

Tableau 11 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2011)

Nombre d'acteurs - marché de détail par segment



Graphique 12 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché sur le segment respectif du marché de détail

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe de façon moins accélérée que sur le marché de l'électricité; en 2011, le taux de changement de fournisseur, avec 25 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, reste en dessous de 0,1%.

- *Segment résidentiel*

Les ménages représentent environ 19% en volume du marché du gaz naturel. 19 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2011.

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

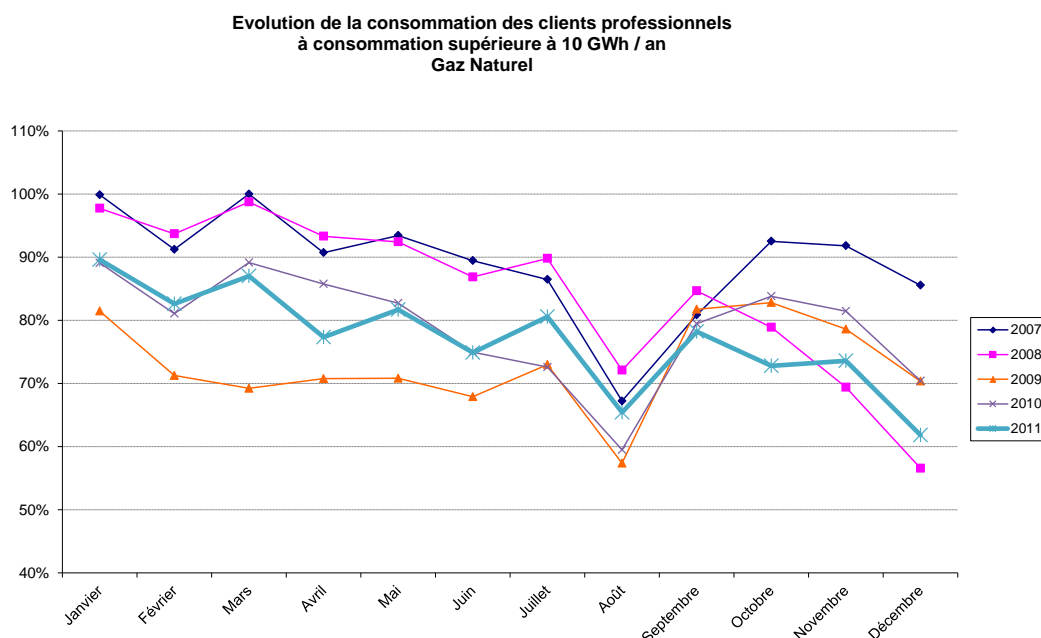
Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie moyenne, représentée sur le graphique par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 280 GWh, il y a eu 6 changements de fournisseurs.

Ce segment représente environ 23% du marché national.

- *Segment industriel*

Uniquement 5 clients finals, hors producteurs d'électricité, représentent le segment industriel, qui compte pour 20% du marché, à consommation annuelle supérieure à 280 GWh.

La consommation des clients professionnels sur le réseau de transport à consommation supérieure à 10 GWh / an s'est poursuivie au niveau de 2010, avec une baisse toutefois de 12% au dernier trimestre 2011 par rapport au dernier trimestre 2010 qui n'est que dépassée par la baisse de consommation en 2008. La consommation annuelle totale de ce segment a en somme baissée de 2,6 % en 2011 vis-à-vis de l'année 2010.



Graphique 13 - Evolution de la consommation des clients professionnels à consommation supérieure à 10 GWh / an sur les années 2007 à 2011

- *Producteurs d'électricité*

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 38% de la consommation de gaz naturel.

Il convient de relever qu'en vertu du *règlement grand-ducal du 19 mai 2003 relatif aux autorisations pour la fourniture de gaz naturel*, tout fournisseur de gaz naturel doit se faire octroyer une autorisation de fourniture. Au cours de l'année 2011, un fournisseur luxembourgeois a demandé une nouvelle autorisation (LEO Luxembourg Energy Office S.A.) en application de l'article 5 (3) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de gaz naturel suite à un changement de direction respectivement de gestion de l'entreprise. Le nombre de fournisseurs autorisés reste ainsi à 10. Une liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés est publiée sur le site web⁴³ de l'Institut.

⁴³ <http://www.ilr.public.lu/gaz/fournisseurs/index.html>

Au niveau des réseaux de distribution, le « Code de Distribution »⁴⁴ décrit de manière détaillée les modalités de changement de fournisseur. Elles sont communes à tous les réseaux de distribution et s'appliquent aux clients avec enregistrement de la courbe de charge ainsi qu'aux clients profilés. Le changement de fournisseur est rendu effectif au plus tard deux mois après la demande de la part du nouveau fournisseur auprès du gestionnaire du réseau de distribution concerné.

4.2.3. Recommandations sur les prix de fourniture

Le projet de loi transposant les dispositions du 3^e Paquet Energie dispose que l'Institut publie annuellement ses recommandations sur la conformité des prix de fourniture aux consommateurs résidentiels avec les obligations de service public. L'Institut se dotera des moyens pour développer ces recommandations dès entrée en vigueur des dispositions légales y relatives.

4.2.4. Droit d'enquête et mesures nécessaires à une concurrence effective

Dans le passé, les acteurs du marché de gaz naturel ont regretté l'absence de mise à disposition, en H+1, des données de consommation des clients enregistrés⁴⁵ en Zone de Distribution (ZD). Les analyses de l'Institut ont confirmé la position des acteurs sur le fait que l'absence de mise à disposition de ces données en temps réel constitue un obstacle au développement de la concurrence sur la Zone de Distribution. Le nouvel entrant est obligé de nommer à l'aveugle au PFD, sans possibilité de renommer après avoir pris connaissance des données de consommation, l'exposant ainsi de façon significative au risque de prix de l'énergie d'ajustement.

Pour cette raison, l'Institut a demandé aux gestionnaires des réseaux de distribution d'évaluer les possibilités techniques et économiques d'adaptation des dispositifs de mesurage afin de permettre une télé-relève auprès des clients enregistrés. Les solutions techniques et tarifaires vont être implémentées en 2012.

4.3. Protection des consommateurs

Les dispositions légales confèrent à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs.

PROCEDURE DE MEDIATION

En 2011, un évènement majeur en matière de protection des consommateurs fut l'adoption du règlement 11/28/ILR du 25 mai 2011 qui fixe la procédure de médiation dans le secteur du gaz naturel, telle que prévue par l'article 10 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. La médiation, qui est un service de l'Institut, est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige. La médiation est ouverte à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou

⁴⁴ Le « Code de Distribution » est disponible sur le site Internet du régulateur:
<http://www.ilr.public.lu/gaz/documents/codededistribution/index.html>

⁴⁵ Client Final dont le compteur enregistre les données horaires de consommation. Ces données sont lues chaque mois, soit à distance, soit manuellement.

de son gestionnaire de réseau. Son rôle est de traiter 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 de gaz naturel. Le but de la médiation et de concilier les parties; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser.

En 2011, l'Institut n'a traité aucune demande de médiation dans le secteur du gaz naturel.

GUICHET UNIQUE

Une autre action importante pour les consommateurs fut le lancement du site Internet www.STROUMaGAS.lu, site de l'Institut dédié aux clients finals. Ce site, encore en développement, vise à informer et sensibiliser les clients finals sur leurs droits, leurs possibilités et leurs devoirs dans le contexte du marché du gaz naturel libéralisé. Il pourra, dans le futur proche, assumer un rôle de guichet unique notamment pour les clients résidentiels, répondant ainsi à l'obligation de l'Institut d'informer les consommateurs régulièrement sur les conditions de la fourniture de gaz naturel, ainsi que sur la possibilité du libre choix du fournisseur.

REGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNERABLES

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*⁴⁶ ».

La législation nationale actuelle ne définit pas la notion de client vulnérable. Néanmoins, dans le cadre de la protection des consommateurs, la loi modifiée du 1^{er} août 2007 définit une procédure à suivre par les entreprises de gaz naturel 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 quinze jours en cas de non-paiement. 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.

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'(ils) octroi(ent)*⁴⁷ ». Ils doivent de même fournir « *les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements*⁴⁸ ».

⁴⁶ Loi du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale, article 29, Mémorial A n°206 du 18 novembre 2010, p.3418)

⁴⁷ Loi du 18 décembre 2009, article 7

⁴⁸ Loi du 18 décembre 2009, article 7

Au début de l'année 2011, le Ministère de la Famille et de l'intégration avait convoqué les différentes autorités et acteurs concernés, dont l'Institut, les trente offices sociaux, les entreprises d'électricité et de gaz naturel et le Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur, à un échange de vue sur la compatibilité de la garantie légale d'une fourniture minimale en énergie domestique avec les dispositions légales sur la déconnexion en cas de défaillance de paiement. Le rôle de l'Institut dans cette collaboration est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau.

Le Tableau 12 renseigne sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que les déconnexions effectuées en 2011 auprès des clients résidentiels.

Gaz naturel - 2011	
Ouverture d'une procédure de déconnexion	1 120
Déconnexion demandée auprès du gestionnaire	202
Déconnexion effectuée	202

Tableau 12 - Procédures de déconnexion - Secteur Gaz Naturel

LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Toujours dans le cadre de la protection des consommateurs, l'Institut désigne suivant des critères transparents et publiés, tous les trois ans pour une période de trois ans et pour une zone donnée un fournisseur du dernier recours. L'Institut garantit, ainsi que les clients finals sont alimentés continuellement 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.

SURVEILLANCE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Avec le 3^e 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.

Contrairement au secteur de l'électricité, les fournisseurs de gaz naturel n'ont pas besoin de notifier à l'Institut un contrat-type de fourniture intégrée. L'Institut se trouve dès lors dans une situation moins avantageuse pour surveiller l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs prévues notamment par la législation européenne.

Les clients résidentiels et professionnels à faible volume n'ont pour l'instant qu'un accès limité à leurs données de consommation. Vu la relève manuelle des compteurs les informations relatives à la consommation sont diffusées de manière annuelle avec les factures de décompte des fournisseurs de gaz naturel.

L'Institut participe toutefois activement au groupe de travail formé par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel visant le déploiement d'une infrastructure nationale commune de comptage intelligent. Ce système de comptage intelligent permettra aux clients un accès plus aisé à leurs données de consommation.

4.4. Sécurité d'approvisionnement

Par analogie au secteur électrique, 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 et du Commerce Extérieur) 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 publié⁴⁹ et transmis son rapport le plus récent en novembre 2010 conformément aux dispositions légales.

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

Un 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.

Ce règlement pourrait entraîner de nouvelles missions pour l'Institut pour autant qu'il soit désigné comme une autorité compétente au sens de ce texte. De ce texte résulte l'obligation pour les autorités compétentes de consulter l'Institut avant la mise en place d'un plan d'action préventif et d'un plan d'urgence.

Indépendamment de sa qualité d'autorité compétente au sens du présent règlement, le régulateur doit prendre en compte les 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 totale de gaz naturel, ainsi que les coûts de la mise en place de la capacité bidirectionnelle permanente, de manière à accorder des mesures incitatives appropriées lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou méthodes de tarifs.

Le Luxembourg s'est vu accorder une dérogation en ce qui concerne l'obligation de mettre en œuvre jusqu'au 3 décembre 2014 au plus tard les mesures nécessaires pour que, dans le cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, les capacités restantes soient en mesure de satisfaire la demande totale de gaz naturel de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz naturel exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

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

La sécurité d'approvisionnement comprend 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 et le stockage de gaz

⁴⁹ <http://www.eco.public.lu/documentation/rapports/index.html>

naturel. En effet, le Luxembourg ne dispose pas de champs d'exploration ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou aquifère. La seule source indigène constitue la bio-méthanisation et l'injection directe dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite, 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 contrat de prestation de services de flexibilité avec un expéditeur portant sur l'échange de volumes de gaz naturel en day-ahead et en intraday au niveau des points d'entrée ainsi que sur la mise à disposition des capacités d'acheminement requises à cet effet sur les réseaux de transport limitrophes. En outre, Creos a également conclu un accord opérationnel d'équilibrage avec Fluxys pour gérer les flux en temps réel au niveau des points d'entrée.

En ce qui concerne les projections de la demande, elles seront largement tributaires de l'évolution économique et surtout du secteur industriel. L'évolution des besoins en gaz naturel est dès lors dépendante de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La loi attribue la collecte et l'analyse de ces informations au Ministère de l'Economie et du Commerce Extérieur dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement.

Dans son dernier rapport datant de novembre 2010, le Commissaire du Gouvernement à l'Energie conclut à une progression modérée, mais constante de la demande en gaz naturel. Cette évolution s'expliquerait par une progression de la demande des distributeurs de gaz naturel et du secteur industriel, sous réserve de la reprise économique suite à la crise financière, et par un non-accroissement des capacités de production d'électricité sur base de gaz naturel. Compte tenu des décisions récentes de sortie du nucléaire et de la flexibilité que présentent les centrales au gaz naturel afin d'équilibrer la production d'électricité intermittente à base de sources d'énergies renouvelables, l'Institut est d'avis que des projets de nouvelles capacités de production d'électricité sur base de gaz naturel méritent d'être étudiés en détail.

DEVELOPPEMENT DES CAPACITES

Pour acheminer le gaz naturel vers les points d'entrée au Luxembourg, les fournisseurs emploient principalement les conduites du réseau belge et allemand. Compte tenu des accords avec les acteurs des systèmes limitrophes, la capacité d'entrée ferme sur le réseau luxembourgeois de Creos est limitée, de façon à ce qu'une partie de la demande est couverte par de la capacité interruptible.

Compte tenu de la progression constante de gaz naturel, un développement de capacités d'entrée ferme est incontournable pour éviter les interruptions de consommateurs lors des temps de pointe à moyen et long terme et pour favoriser le développement de la concurrence à travers l'accès aux capacités fermes. Des opportunités diverses pour développer le niveau de capacités fermes sont analysées actuellement, parmi lesquelles figurent des investissements significatifs dans de nouvelles conduites à travers le processus d'Open Season en vue du développement de l'interconnexion avec la France. De tels investissements ne sont cependant uniquement justifiés lorsque les infrastructures existantes sont utilisées de manière efficiente et optimale et qu'il n'existe pas d'alternative à meilleur coût à un tel investissement. En particulier, l'Institut présume des possibilités d'augmentation de la capacité ferme au point d'interconnexion Remich, sans mesures d'investissement significatives, puisque, d'un côté, les infrastructures du côté allemand sont dimensionnées pour supporter des capacités accrues et, de l'autre côté, les hypothèses à la base du modèle allemand du calcul des capacités semblent flexibles. Des

mesures alternatives, dans l'optique de la sécurisation de l'approvisionnement luxembourgeois, comme l'opération accrue des stations de compression sur territoire allemand, la restriction partielle de l'attribution libre des capacités ou l'introduction de produits de capacité conditionnelle ou saisonnière n'ont pas été analysées de manière exhaustive par les GRT concernés.

MESURES POUR FAIRE FACE AUX DEFICITS 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 adéquates pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Energie 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.

En vertu du Règlement (UE) N° 994/2010, l'autorité nationale compétente 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 préventif et un plan d'urgence.

Glossaire

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CEER	Council of European Energy Regulators
CIT	Cumulated Imbalance Tolerance
CWE	Central West Europe
DIT	Daily Imbalance Tolerance
EIC	Energy Identification Code
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRIP	Gas Regional Investment Plan
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HIT	Hourly Imbalance Tolerance
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
NCG	NetConnect Germany
NWE	North West Europe
OSP	Open Subscription Period
OTC	Over The Counter
PEA	Point d'Entrée Allemagne
PEB	Point d'Entrée Belgique
PEF	Point d'Entrée France
PFD	Point de Fourniture Distribution
PFI	Point de Fourniture Industriels
REGRT	Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
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
UE	Union Européenne
VDL	Ville de Luxembourg
VP	Virtual Trading Point

Tableaux

Tableau 1 – Infrastructure – réseaux électriques.....	20
Tableau 2 - Causes d'interruptions.....	22
Tableau 3 - Tarifs d'utilisation réseau agrégés.....	24
Tableau 4 – Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2011).....	35
Tableau 5 - Procédures de déconnexion – Secteur Electricité.....	41
Tableau 6 - Centrales de production au Luxembourg.....	45
Tableau 7 - Bandes de tolérance.....	50
Tableau 8 - Infrastructure - réseaux gaz naturel.....	51
Tableau 9 – Prix du gaz naturel et tarifs d'utilisation réseau agrégés.....	53
Tableau 10 - Capacités offertes.....	54
Tableau 11 - Répartition de la consommation annuelle des clients finals (au 31 décembre 2011).....	59
Tableau 12 - Procédures de déconnexion - Secteur Gaz Naturel.....	63

Graphiques

Graphique 1 - Evolution de la consommation nationale électrique et de la pointe simultanée des deux réseaux à partir de l'année 2006	21
Graphique 2 - Structure de l'approvisionnement national	30
Graphique 3 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché relatifs à l'approvisionnement national (importations et production indigène destinée à la consommation nationale et production indigène soumise au régime réglementé). Les acteurs du régime réglementé sont regroupés comme un acteur ayant une part de marché de 6,0 %	31
Graphique 4 - Décomposition des prix résidentiels (prix courants).....	33
Graphique 5 - Développement sur le marché à terme du produit Phelix-Base-Year-Future avec livraison en 2008, 2009, 2010, 2011 respectivement 2012 (source des données: European Energy Exchange AG (EEX AG))	34
Graphique 6 - Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients.....	35
Graphique 7 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché sur le segment respectif du marché de détail.....	36
Graphique 9 - Evolution des changements de fournisseur par segment.....	36
Graphique 8 - Evolution de la consommation des clients HT sur les années 2007, 2008, 2009, 2010 et 2011.....	38
Graphique 10 - Evolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel à partir de l'année 2006.....	49
Graphique 11 - Répartition du marché de détail de gaz naturel par segments de clients ...	58
Graphique 12 - Nombre d'acteurs par intervalle de parts de marché sur le segment respectif du marché de détail	59
Graphique 13 - Evolution de la consommation des clients professionnels à consommation supérieure à 10 GWh / an sur les années 2007 à 2011.....	60