

Rapport annuel  
de l'Institut Luxembourgeois de Régulation,  
autorité de régulation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel,  
à la Commission européenne

Luxembourg, juillet 2006

|                    |
|--------------------|
| Table des matières |
|--------------------|

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1.     | Avant-Propos .....   | 3  |
| 2.     | Principaux développements .....  | 4  |
| 2.1.   | L'autorité de régulation .....   | 4  |
| 2.2.   | Secteur de l'électricité .....   | 4  |
| 2.3.   | Secteur du gaz naturel .....   | 5  |
| 3.     | Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité .....  | 6  |
| 3.1.   | Questions relatives à la régulation .....  | 6  |
| 3.1.1. | Généralités .....  | 6  |
| 3.1.2. | Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes<br>visant à faire face à la congestion ..... | 6  |
| 3.1.3. | La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution .....                                      | 6  |
| 3.1.4. | Séparation effective .....   | 9  |
| 3.2.   | Questions relatives à la concurrence .....   | 11 |
| 3.2.1. | Description du marché de gros - approvisionnement au niveau national .....                                       | 12 |
| 3.2.2. | Description du marché de détail .....  | 15 |
| 3.2.3. | Mesures contre l'abus de position dominante .....  | 18 |
| 4.     | Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel .....  | 20 |
| 4.1.   | Questions relatives à la régulation .....  | 20 |
| 4.1.1. | Généralités .....  | 20 |
| 4.1.2. | Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes<br>visant à faire face à la congestion ..... | 20 |
| 4.1.3. | La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution .....                                      | 21 |
| 4.1.4. | Séparation effective .....   | 24 |
| 4.2.   | Questions concernant la concurrence .....  | 25 |
| 4.2.1. | Description du marché de gros - approvisionnement national .....   | 25 |
| 4.2.2. | Description du marché de détail .....  | 26 |
| 5.     | Sécurité de l'approvisionnement .....  | 29 |
| 6.     | Questions relatives au service public .....  | 30 |

## 1. Avant-propos

Le rapport sous rubrique est le deuxième que l'Institut luxembourgeois de régulation, dans sa fonction d'autorité de régulation en matière des marchés d'électricité et de gaz naturel, est amené à établir sur la situation des marchés respectifs au Grand-Duché. Les Directives européennes 2003/54/CE<sup>1</sup> sur le marché de l'électricité et 2003/55/CE<sup>2</sup> sur le marché du gaz naturel qui prévoient dans leurs respectifs articles 23 et 25 que les autorités de régulation dressent ce rapport sur la base desquels la Commission européenne analyse la situation des marchés au niveau européen.

Le présent rapport concerne la situation de l'année 2005. Il rend une image des mouvements d'énergies ainsi que des acteurs impliqués.

Dans son rapport sur l'année 2004, l'Institut a dû signaler que les deux directives européennes pré-visées ne sont pas encore transposées en droit national. On doit constater que tel n'est toujours pas le cas. Néanmoins, les projets de loi respectifs ont été adoptés au Conseil de Gouvernement lors de sa réunion du 21 juillet 2006. On peut donc envisager que leur entrée en vigueur se fasse avant que les clients résidentiels ne deviennent éligibles, donc avant le 30 juin 2007.

En l'absence de transposition des deux directives de 2003, les compétences de l'Institut sont fixées par les Directives européennes 96/92/CE et 98/30/CE qui ont, entre-temps, été abrogées. L'Institut ne dispose donc pas de toutes les compétences légales nécessaires à l'accomplissement des nouvelles tâches lui incombant. C'est pourquoi, dans le présent rapport, l'Institut ne peut pas rendre une image complète des marchés respectifs. Néanmoins, il s'efforce, sur base des informations à sa disposition, de montrer que, malgré l'absence de transposition, le marché de l'électricité est effectivement ouvert à la concurrence et que la mise en place d'un marché du gaz naturel progresse également.

---

<sup>1</sup> Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE

<sup>2</sup> Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE

## **2. Principaux développements**

### **2.1. L'autorité de régulation**

L'Institut Luxembourgeois de Régulation est un établissement public doté de sa propre personnalité juridique. Il est l'autorité de régulation des secteurs suivants:

- Réseaux et services de communications électroniques ;
- Services postaux ;
- Electricité ;
- Gaz naturel.

En 2005, la base légale relative à l'organisation de l'Institut, qui jusqu'alors se fondait sur la loi modifiée du 21 mars 1997 sur les télécommunications, a changé. En effet, l'extension de ses attributions au courant des années a rendu nécessaire de préciser les structures de l'Institut. Ainsi, la loi du 30 mai 2005 portant organisation de l'Institut Luxembourgeois de Régulation a été adoptée.

En vertu de cette loi, l'Institut a pour mission la régulation des secteurs économiques, entreprises et opérateurs dans le cadre et dans les limites des pouvoirs lui accordés par les lois et règlements qui les régissent.

Bien que la loi ait reconduit le mandat des membres de la Direction, elle a entraîné des changements au niveau du Conseil de l'Institut. En effet, à l'instar du personnel de l'Institut, les membres du Conseil doivent également être complètement indépendants de tous les acteurs des différents secteurs économiques soumis à la régulation. C'est donc suite à cette loi, que le Conseil a été partiellement renouvelé.

Le Conseil de l'Institut intervient principalement au niveau de l'approbation du budget et des comptes de l'Institut. Il approuve notamment les actes qui peuvent grever significativement le budget.

La Direction élabore les mesures et prend les décisions requises pour l'accomplissement de sa mission de régulation.

En matière d'électricité et de gaz naturel, le régulateur émet des avis sur les tarifs d'utilisation du réseau proposés par les différents gestionnaires de réseau. Il dispose également de la possibilité de sanctionner les acteurs qui ne se conforment pas aux dispositions relatives à l'accès aux réseaux ou à leur utilisation. La possibilité de sanctionner des manquements moyennant des amendes d'ordre fut précisée en 2005. En effet, jusqu'alors le recouvrement de sanctions pécuniaires n'était pas possible.

Des missions additionnelles, telles que prévues par les directives européennes de 2003 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, s'ajouteront avec la transposition en droit national des directives. Les projets de loi de transposition ont été adoptés, en date du 21 juillet 2006, au Conseil de Gouvernement, et vont être soumis à la procédure législative. Les projets, tels qu'ils ont été déposés peuvent être consultés sur le site de la Chambre des Députés ([www.chd.lu](http://www.chd.lu)).

### **2.2. Secteur de l'électricité**

En 2005, de nouveaux acteurs sont entrés sur le marché. Ils ont rapidement gagné des parts de marché surtout au niveau de l'approvisionnement national. Les acteurs ne se contentent plus d'importer de l'énergie électrique destinée à la consommation finale,

mais profitent également des opportunités d'arbitrages de prix, qui semblent désormais possibles sur le marché luxembourgeois. L'augmentation du nombre d'importateurs indique clairement que les fournisseurs locaux ne s'approvisionnent plus exclusivement auprès de leurs partenaires historiques mais procèdent à une 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.

En ce qui concerne les fournisseurs qui ciblent les clients finals, il n'y a eu en 2005 qu'un seul nouvel entrant. Celui-ci vise principalement la fourniture de clients du secteur industriel. De récents développements montrent que de nouveaux acteurs feront leur apparition sur le marché de détail en 2006. Parmi les acteurs au moins un s'adresse également aux clients finals.

### **2.3. Secteur du gaz naturel**

Le développement du marché du gaz naturel n'a pas suivi le même rythme que celui de l'électricité. Depuis juillet 2002, un seul fournisseur étranger a alimenté un client du secteur industriel ainsi qu'une centrale de cogénération. Ce fournisseur a su développer ses activités en 2005 et a quasiment doublé sa part de marché. Un deuxième nouvel entrant a obtenu une autorisation de fourniture en 2005 et devra commencer à fournir des sites éligibles à partir de l'année 2006.

Jusqu'à présent, en l'absence de modalités d'accès aux réseaux de distribution, les nouveaux entrants n'ont eu un accès réel qu'au réseau de transport. Afin de permettre que l'accès aux réseaux de distribution puisse s'exercer effectivement, le régulateur avait invité les distributeurs de mettre en place un système d'accès aux réseaux commun à tous les distributeurs. Les travaux ont été lancés au mois d'octobre 2005 et l'objectif est d'arriver à une version opérationnelle du code de distribution pour l'année gazière qui commence le 1er octobre 2006. La mise en place de ce code, dont une première version est déjà disponible sur le site de l'Institut ([www.ilr.lu](http://www.ilr.lu)), devrait susciter l'intérêt de fournisseurs alternatifs pour le marché luxembourgeois.

### 3. Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité

#### 3.1. Questions relatives à la régulation

##### 3.1.1. Généralités

L'ouverture du marché et la désignation des clients éligibles sont définies par la législation en vigueur basée sur la directive européenne de 1996. Néanmoins, même en absence de transposition de la directive de 2003, l'ouverture par étapes, en fonction de différents seuils de consommation, a été abandonnée et tous les clients non résidentiels sont considérés comme éligibles depuis le 1er juillet 2004.

L'ouverture du marché de l'électricité a progressé comme le montre le tableau ci-après et atteint actuellement quelques 84%<sup>3</sup>.

| Year       | Threshold<br>GWh/year      | Market<br>Opening % |
|------------|----------------------------|---------------------|
| 1995       |                            | 0%                  |
| 1997       |                            | 0%                  |
| 1999       |                            | 0%                  |
| 2001       | 20                         | 57%                 |
| 2003       | 9                          | 61%                 |
| 01.07.2004 | residential - see footnote | > 84%               |
| 01.07.2007 |                            | 100%                |

##### 3.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion

Les réseaux de transport d'énergie électrique ainsi que les interconnexions ne subissent pas de manque de capacité. Aucune gestion de l'allocation de capacité n'est donc requise. Les gestionnaires de réseau de transport mentionnent ce fait dans leurs respectifs documents sur l'accès au réseau tout en précisant la capacité disponible et les pointes de charge envisagées.

| Réseau                      | Capacité de<br>transfert | Pointe envisagée |
|-----------------------------|--------------------------|------------------|
| CEGEDEL-NET S.A.            | 1'700 MVA                | 745 MVA          |
| SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s | 1'120 MVA                | 350 MVA          |

##### 3.1.3. La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution

###### 3.1.3.1. Les gestionnaires de réseau

Dans le courant de 2005, aucun changement au niveau de la propriété ou de la gestion de réseau n'a été signalé au régulateur. La situation est donc identique à celle de 2004 et se présente comme suit :

<sup>3</sup> Etant donné que les informations à la disposition du régulateur ne lui ont pas permis de faire une délimitation exacte entre le segment résidentiel est celui du petit commerce le taux d'ouverture du marché est effectivement plus élevé.

| Zone    | Fonction | Gestionnaire de réseau                   | Longueur du réseau en km (> 35 kV) | Longueur du réseau en km (< 35 kV) | Propriétaire (si différent)                          |
|---------|----------|--|------------------------------------|------------------------------------|--|
| Cegedel | GRT      | CEGEDEL-NET S.A.                         | 532,3                              | 6'561                              | CEGEDEL S.A.   |
|         | GRD      | CEGEDEL-NET S.A.                         |                                    |                                    | CEGEDEL S.A.   |
|         | GRD      | HOFFMANN Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s. | 0                                  | 124                                |  |
|         | GRD      | Ville Diekirch                           | NA <sup>4</sup>                    | NA                                 |  |
|         | GRD      | Ville Echternach                         | NA                                 | NA                                 |  |
|         | GRD      | Ville Esch/Alzette                       | 0                                  | 177                                |  |
|         | GRD      | Ville Ettelbruck                         | 0                                  | 81                                 |  |
|         | GRD      | Ville Luxembourg                         | 9,3                                | 806                                |  |
|         | GRD      | Commune Steinfort                        | 0                                  | 68                                 |  |
|         | GRD      | Ville Vianden                            | 0                                  | 27                                 |  |
| Sotel   | GRT      | SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s              | 111,0                              | 0                                  | SOTEL S.C., ARCELOR Luxembourg S.A., ELIA Asset S.A. |
|         | GRD      | SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s              |                                    |                                    | SOTEL S.C., ARCELOR Luxembourg S.A.                  |

### 3.1.3.2. Tarification de l'utilisation du réseau

Aucune modification quant à la détermination des tarifs d'accès au réseau et de son utilisation n'est intervenue au courant de l'année 2005.

En vertu de la loi modifiée du 24 juillet 2000 relative à l'organisation du marché de l'électricité, les tarifs d'utilisation du réseau sont soumis annuellement à l'approbation du ministre après avis du régulateur. C'est moyennant ces avis que le régulateur peut suggérer des modifications aux propositions formulées par les gestionnaires de réseau. En absence d'autres critères, les tarifs proposés sont à baser sur les coûts réellement encourus. Les tarifs, une fois approuvés, doivent être publiés par les gestionnaires de réseau.

Dans ses avis sur les tarifs proposés le régulateur ne peut pas imposer aux gestionnaires de réseau le suivi de méthodologies spécifiques pour le calcul des coûts et pour la détermination des tarifs. L'analyse de l'Institut se base donc sur la proposition du gestionnaire respectif et sur les éventuelles informations complémentaires fournies sur demande. L'Institut peut suggérer au ministre d'adopter des mesures adéquates. En pratique, les gestionnaires de réseau se conforment en grande partie aux recommandations/demandes du régulateur formulées dans ses avis. L'avis ne porte pas uniquement sur les méthodologies et les calculs eux-mêmes, mais également sur les conditions d'application des tarifs.

<sup>4</sup> Les gestionnaires de réseau communaux d'Echternach et de Diekirch n'ont pas fourni les données relatives à leur infrastructure

En matière de raccordement, les GRTs et GRDs sont tenus de publier leurs tarifs et conditions y relatifs. De même, ils sont tenus de rendre accessibles les tarifs d'utilisation du réseau.

Les tarifs d'utilisation du réseau comprennent entre autres:

- les coûts relatifs au réseau en amont ;
- les coûts relatifs aux services systèmes à l'exception de l'énergie d'ajustement ;
- les coûts des pertes de réseau ;
- les frais d'exploitation ;
- le coût des capitaux investis ;
- les frais d'amortissements des immobilisations du réseau.

Le tableau ci-après reprend les tarifs d'utilisation du réseau de différents clients type. Si le rapport de l'année dernière indiquait la moyenne arithmétique des tarifs des différents gestionnaires de réseau, les chiffres ci-dessous considèrent uniquement le tarif de CEGEDEL-Net permettant ainsi de s'aligner sur la méthodologie suivie par les autorités statistiques nationales vis-à-vis d'Eurostat.

| Type de client     | Consommation [MWh] | Puissance [kW] | Tarif CEGEDEL-Net 2006 [EUR / MWh] | Tarif CEGEDEL-Net 2005 [EUR / MWh] | Tarif CEGEDEL-Net 2004 [EUR / MWh] |
|--------------------|--------------------|----------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Ménage-type (400V) | 4,75               | -              | 72,95                              | 72,25                              | 73,55                              |
| Dc (400V)          | 3,5                | -              | 74,76                              | 74,06                              | 75,36                              |
| Ib (20kV)          | 50                 | 50             | 37,97                              | 36,64                              | 36,03                              |
| Ig (65kV)          | 24'000             | 4'000          | 7,61                               | 7,46                               | 7,60                               |

Les tarifs d'utilisation du réseau se composent de deux éléments, l'un proportionnel à la puissance maximale enregistrée au courant 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. A noter que les tarifs d'utilisation du réseau indiqués ne couvrent pas les frais relatifs au comptage de l'énergie électrique, qui font l'objet de tarifs à part.

### 3.1.3.3. Interruptions

En ce qui concerne le réseau géré par CEGEDEL-Net, le logiciel informatique de saisie des interruptions se trouve actuellement en phase de paramétrage. Les données SAIDI et le nombre de coupures devraient être disponibles pour le rapport de l'année 2006. Dans le réseau géré par SOTEL Réseau, qui alimente des clients uniquement aux niveaux de haute et moyenne tension, la durée d'interruption par utilisateur était en moyenne de 1,27 minutes en 2005.

### 3.1.3.4. Equilibrage

L'énergie d'équilibrage pour la totalité de la zone Cegedel est fournie par le réseau en amont (RWE Transportnetz Strom). L'approvisionnement est régi par les règles et modalités appliquées par ce gestionnaire. L'énergie d'équilibre fournie par le réseau en amont est imputée aux différents fournisseurs actifs dans la zone Cegedel en fonction de leurs respectifs déséquilibres. L'intervalle d'ajustement est de 15 minutes. Pour chaque



quart d'heure, le prix appliqué pour l'ajustement est identique à celui déterminé dans le réseau en amont. CEGEDEL-NET détermine la redistribution des coûts résultant du déséquilibre global de la zone entre tous les fournisseurs actifs.

Les prix d'ajustement sont publiés pour la zone Cegedel sous: <http://www.cegedel.lu/cegedel-net/produits/acces-reseaux/prix-energie-equilibre.html>.

La zone Sotel fait partie de la zone d'équilibre belge et les ajustements se font selon les modalités et prix du réseau en amont. Pour fournir de l'énergie électrique à un client de la zone Sotel, il est actuellement nécessaire d'être admis par ELIA comme ARP (access responsible party). Les prix de l'énergie d'ajustement sont publiés par ELIA: <http://www.elia.be/repository/pages/c8f411a7f680489c91c0888a2cb0821b.aspx>.

Les deux zones luxembourgeoises font donc partie des zones d'équilibre des respectifs pays limitrophes. Il y a donc lieu de se rapporter aux modalités de détermination du prix d'équilibre appliquées par les gestionnaires de réseau respectifs.

### **3.1.4. Séparation effective**

#### *3.1.4.1. Séparation juridique*

A ce stade, les obligations de séparation qui résultent de la Directive 2003/54/CE s'appliquent aux GRTs, les GRDs pouvant surseoir à la séparation juridique jusqu'en 2007. Les deux entreprises d'électricité impliquées dans le transport d'électricité ont entre-temps créé des sociétés séparées qui sont en charge de la gestion des réseaux de transport et de distribution respectifs (gestionnaires combinés), sans pourtant que la propriété des actifs ne leur soit transférée.

La société CEGEDEL-NET S.A. est détenue à 100% par CEGEDEL S.A.

Au 31 décembre 2005, l'actionariat de CEGEDEL S.A. est composé comme suit<sup>5</sup>:

- Etat Luxembourgeois: 33%
- LUXEMPART-ENERGIE S.A.: 30%
- Société nationale de crédit et d'investissement: 12%
- ELECTRABEL S.A.: 8%
- Petits porteurs et investisseurs institutionnels: 17%

103 personnes font partie de l'effectif direct de CEGEDEL-NET qui partage différents services avec sa société-mère.

La société SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s est détenue à 100% par SOTEL S.C.

L'actionariat de SOTEL S.C. est composé comme suit<sup>6</sup>:

- Groupe ARCELOR: 77%
- EDF: 21%
- ELECTRABEL S.A.: 2%

SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s emploie 14 employés dont aucun n'est partagé avec une autre entreprise. Certains services administratifs du gestionnaire de réseau tel que le service comptabilité, sont pris en charge par SOTEL S.C..

Les gestionnaires de réseau n'ont pas communiqué leurs respectifs programmes d'engagements requis en vertu de la Directive 2003/54/CE vue que cette exigence n'a pas encore fait l'objet d'une transposition en droit national.

---

<sup>5</sup> Source: site Internet de Cegedel (mai 2006)

<sup>6</sup> Source: Statuts de Sotel Réseau et Cie S.e.c.s. (mars 2001)

Les autres entreprises d'électricité ne gèrent pas de réseau de transport et disposent de moins de 100'000 clients de façon à ce qu'une séparation juridique ne soit légalement pas requise.

Néanmoins, ces entreprises d'électricité réalisent des efforts afin de s'adapter au marché libéralisé.

Ainsi la Ville de Luxembourg a déjà créé en mars 2003 la société LEO (Luxembourg Energy Office) S.A. dans lequel la Ville détient directement et indirectement 100% des parts sociales. L'objectif de cette filiale est d'assurer la fourniture des clients en électricité, gaz naturel et eau. La gestion de ces clients est ainsi regroupée dans une même structure. La Ville elle-même reste toutefois propriétaire et gestionnaire des infrastructures respectives.

La Commune de Steinfort et CEGEDEL S.A. viennent de constituer, en date du 10 mars 2006, une nouvelle société commune dénommée Steinfort Energy S.A., détenue à parts égales par les deux actionnaires. L'objet de la société sera essentiellement la vente d'énergie aux clients relevant de la distribution d'électricité de la Commune de Steinfort. Pour ce faire, la Commune de Steinfort a cédé les clients de sa distribution à la nouvelle société. La Commune de Steinfort reste propriétaire et gestionnaire de son réseau de distribution.

#### *3.1.4.2. Corporate identity*

La séparation juridique n'a pas conduit à l'introduction d'une "corporate identity" différente de celle de la maison mère respective. Les gestionnaires de réseau et les autres services de l'entreprise intégrée dont ils font partie continuent à se partager les mêmes immeubles administratifs.

#### *3.1.4.3. Séparation comptable*

En vertu de la législation en vigueur, les entreprises intégrées d'électricité doivent tenir dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport et de distribution et, le cas échéant, des comptes consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes. Elles font figurer dans l'annexe de leurs comptes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.

Les entreprises légalement tenues de publier leurs comptes présentent les résultats des différentes activités.

Le contrôle des comptes séparés est effectué par le réviseur d'entreprises chargé par l'entreprise d'électricité du contrôle annuel des comptes de la société. Le régulateur n'intervient pas dans ce contrôle. Bien qu'il dispose d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité, il n'a pas de compétences légales lui permettant de préciser les modalités d'imputation, voir de sanctionner efficacement le non-respect de celles-ci.

Les gestionnaires de réseau non-communaux se sont entretemps conformés aux exigences de la séparation comptable. Dans le passé, les gestionnaires communaux ont argumenté qu'une incompatibilité avec la loi communale les empêchait de répondre aux exigences comptables leurs imposées par la législation sur le marché de l'électricité. Entretemps, la plupart des gestionnaires communaux a entamé la mise en place d'une comptabilité selon les dispositions sur les comptes de sociétés. Toutefois ces comptes ne

rendent qu'une image fictive de l'activité « électricité », puisque les communes sont contraintes de respecter les règles relatives à la comptabilité communale pour l'ensemble de leurs activités.

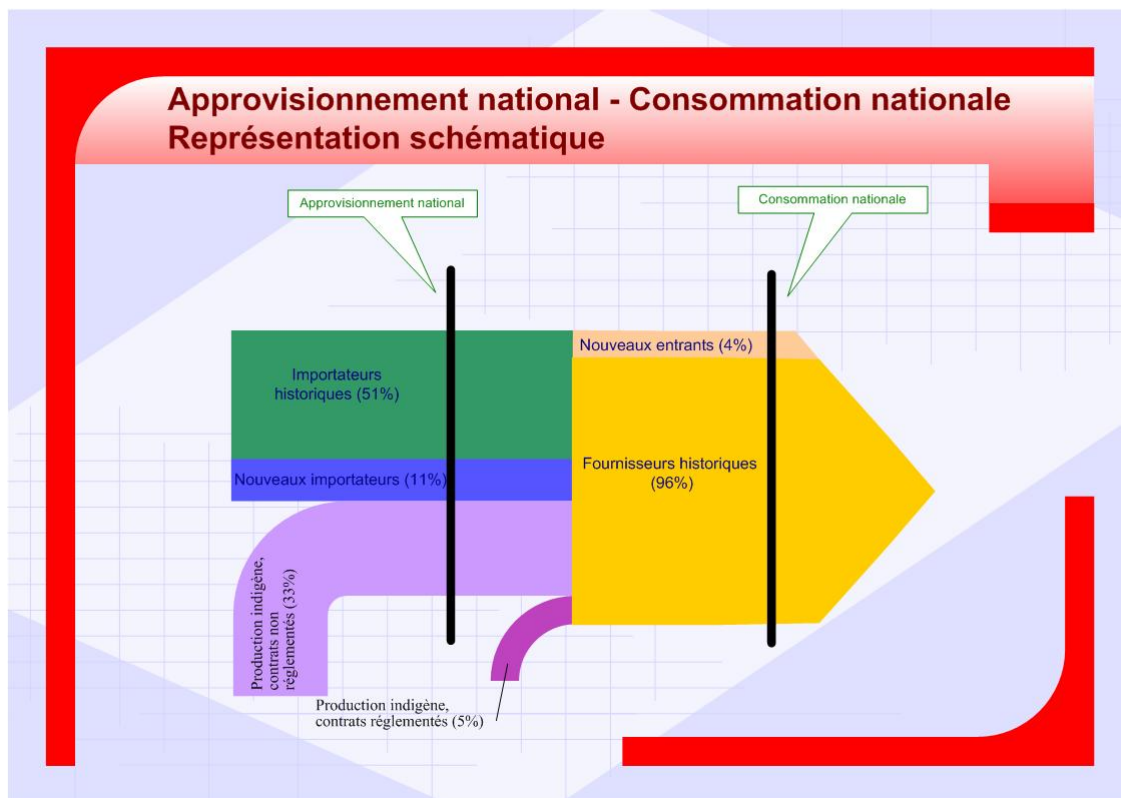
### **3.2. Questions relatives à la concurrence**

L'approvisionnement de la zone Cegedel est caractérisé par une quote-part importante d'importations. En effet, les productions indigènes dans cette zone n'atteignent que 13,93% en termes d'énergie et 29,42% en termes de capacité installée par rapport à la puissance maximale du réseau en 2005. La plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans la zone Cegedel est donc importée physiquement depuis l'Allemagne. De cette façon la concurrence joue principalement à ce niveau.

La plupart des fournisseurs, tant historiques que nouveaux entrants, qui sont actifs au Grand-Duché, s'approvisionnent donc essentiellement sur les marchés de gros étrangers. En 2005, sept fournisseurs ont importé de l'énergie électrique depuis l'Allemagne et la Belgique.

En 2005 un marché national de gros de l'électricité s'est également développé. En effet, trois fournisseurs se sont approvisionnés, au moins partiellement, sur le marché de gros en zone Cegedel, notamment pour revendre l'électricité à d'autres fournisseurs ou pour l'exporter. Cette activité a eu comme conséquence que l'énergie électrique importée n'est plus exclusivement destinée à la consommation nationale mais qu'une petite partie, représentant 3,8% des quantités contractuelles importées en zone Cegedel, est de nouveau exportée.

Comme ces échanges sur le marché national de gros sont restés faibles en volume, le présent rapport fait abstraction de ce marché, mais évalue la situation au niveau de la consommation (retail) et de l'approvisionnement au niveau national (importation et production destinée à la consommation nationale). Au vu du caractère réglementé de certains contrats de fourniture d'électricité produite sur la base d'énergies renouvelables ou de la cogénération, ceux-ci sont considérés ne faisant pas partie du marché de l'approvisionnement national (voir également 3.2.1.5.).



La représentation schématique donne des indications sur la participation à l'approvisionnement national des différentes sources contractuelles d'importations et de production destinée à la consommation nationale pour l'année 2005. La différence par rapport aux indications de l'année passée résulte d'une prise en compte plus cohérente des relations contractuelles.

### 3.2.1. Description du marché de gros - approvisionnement au niveau national

Le volume d'énergie électrique fournie à la consommation en 2005 se situait à 4,559 TWh pour la zone Cegedel et 1,701 TWh pour la zone Sotel, soit en tout 6,260 TWh . La puissance de pointe enregistrée dans la zone Cegedel était de 700,2 MW, celle dans la zone Sotel de 361,5 MW. La pointe simultanée des deux réseaux était de 1'040 MW.

#### 3.2.1.1. Zone Cegedel

Dans la zone Cegedel, 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, et la centrale hydroélectrique du barrage d'Esch-sur-Sûre qui est en outre soumis à des contraintes en matière de réserves 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 Cegedel est de 206 MW environ.

Les producteurs suivants disposent de capacités dépassant les 5% de la capacité totale, soit 10 MW:

| Producteur          | Puissance | Nombre d'installations | Type            |
|---------------------|-----------|------------------------|-----------------|
| LUXENERGIE S.A.     | 35 MW     | 19                     | Cogénération    |
| CEDUCO S.A.         | 13,4 MW   | 1                      | Cogénération    |
| Etat luxembourgeois | 20 MW     | 2                      | Hydroélectrique |
| SEO S.A.            | 12,3 MW   | 2                      | Hydroélectrique |
| SEO S.A.            | 23 MW     | 15                     | Éolienne        |

Il convient de rappeler que SEO S.A. est l'exploitant de la centrale par pompage de 1100 MW située à Vianden. Cette centrale qui fait partie du parc de production de RWE Power fournit notamment de l'énergie de réglage et de l'énergie réactive. Elle injecte directement dans le réseau allemand et n'est donc pas considérée dans le présent contexte.

#### 3.2.1.2. Zone Sotel

Dans la zone Sotel, il y a une seule centrale de production. Il s'agit d'une turbine gaz-vapeur de 350 MW, exploitée par TWINERG S.A. Cette société dispose donc de 100% de la capacité de production disponible. Sa puissance potentielle sur le marché est toutefois mitigée par la capacité d'importation depuis le réseau belge qui, elle seule, dépasse de loin la charge de pointe du réseau. La production annuelle de la centrale dépasse la consommation de la zone Sotel de façon que le Luxembourg est exportateur net vers la Belgique.

| Producteur   | Puissance | Nombre d'installations | Type               |
|--------------|-----------|------------------------|--------------------|
| TWINERG S.A. | 350 MW    | 1                      | turbine gaz vapeur |

#### 3.2.1.3. Services auxiliaires

Les services auxiliaires, notamment le réglage primaire et secondaire, la réserve tertiaire et le blackstart, sont fournis par les réseaux en amont, donc RWE-Net et ELIA. Il n'y a actuellement pas de marché pour ces services au Luxembourg.

#### 3.2.1.4. Participation active du côté de la demande:

Il n'existe pas de participation active du côté de la demande dans la gestion réelle des flux physiques. Cependant, des appels de centrales et des délestages chez certains clients existent afin de gérer la pointe de consommation globale dans la zone Cegedel.

#### 3.2.1.5. Relations contractuelles

Le régulateur n'a pas d'information sur des producteurs qui sont actifs sur une bourse d'électricité. En général, les producteurs disposent de contrats bilatéraux avec des fournisseurs historiques.

Ces contrats sont soit soumis au régime réglementé soit librement négociés. Les contrats réglementés concernent en particulier les productions d'électricité soumises à un régime d'obligation de rachat (énergies renouvelables et cogénération). Les conditions financières respectives sont déterminées par règlement grand-ducal. Jusqu'en 2001, l'ensemble de ces contrats fut conclu par CEGEDEL S.A., mais depuis lors, différents distributeurs (fournisseurs) concluent ces contrats avec les producteurs dont les centrales se situent dans leur respectif réseau.

Outre la production assurée par TWINERG, les contrats librement négociés couvrent également, pour la plus grande partie, des productions basées sur des sources

renouvelables ou sur la cogénération, mais dont les caractéristiques ne permettent pas de les faire bénéficier du régime réglementé. La plupart de ces contrats viennent à échéance dans les années à venir (2006 à 2009) et peuvent alors être reconduits d'année en année.

Les contrats librement négociés prévoient différents modes de détermination des prix de fourniture. Un type de contrat prévoit une indexation sur la base de l'inflation et du prix d'une énergie primaire (gaz ou charbon). Un deuxième type de contrats prévoit la fourniture moyennant remboursement des frais d'exploitation et d'amortissement de la centrale. Finalement, il y a des contrats dont les prix de fourniture sont renégociés annuellement.

### 3.2.1.6. *Intégration régionale*

Les réseaux du Grand-Duché font partie des zones de réglage des pays voisins. En l'absence de congestions, ils font donc partie des marchés respectifs et les prix de ces marchés peuvent utilement servir de référence également au Luxembourg.

En termes de flux contractuels transfrontaliers, les volumes suivants ont été échangés entre les différents acteurs pendant l'année 2005 aux interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne. La présence d'acteurs de différentes nationalités, témoigne du développement de l'intégration régionale.

| Contractual Volume and Number of Importers and Exporters |   |
|--|---|
| Importers on the German Border                           |   |
| "Home-Country" of Importer                               | # |
| Luxembourg   | 1 |
| Germany  | 3 |
| Belgium  | 1 |
| Austria  | 1 |
| Exporters on the German Border                           |   |
| "Home-Country" of Exporter                               | # |
| Germany  | 1 |
| Importers on the Belgian Border                          |   |
| "Home-Country" of Importer                               | # |
| Luxembourg   | 1 |
| Exporters on the Belgian Border                          |   |
| "Home-Country" of Exporter                               | # |
| Belgium  | 1 |

### 3.2.1.7. *Approvisionnement au niveau national*

Historiquement, tant CEGEDEL que SOTEL disposaient d'une part de marché de 100% pour l'approvisionnement de leurs respectives zones.

Avec six nouveaux acteurs au niveau de l'approvisionnement national, les parts de marché en 2005 ont significativement changé.

La part de marché des acteurs historiques relative à l'approvisionnement national a légèrement baissé depuis l'année précédente et n'atteint plus les 60%. Le HHI<sup>7</sup> qui en

<sup>7</sup> Herfindahl-Hirschman Index

résulte est de 2929 pour 2005. Le HHI est donc légèrement en hausse (2849 en 2004), bien que le nombre d'acteurs ait augmenté. La cause principale de l'augmentation du HHI est la prise en compte plus cohérente des relations contractuelles. D'autres causes sont notamment :

- La hausse de la part de marché de l'importateur principal;
- La baisse exceptionnelle de la consommation dans la zone Sotel a également contribué à une hausse du HHI, sans que pour autant un changement au niveau des acteurs y actifs ne soit intervenu.

Les importateurs historiques profitent également 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. CEGEDEL S.A. poursuit ses activités en bourse d'électricité EEX, dont elle est actionnaire et membre. La même tendance est à observer au niveau des distributeurs qui ne s'approvisionnent plus exclusivement auprès de leur fournisseur historique national mais également auprès de fournisseurs étrangers à travers des contrats bilatéraux hors bourse. Néanmoins, le fournisseur historique a su regagner des parts de marché dans ce segment de façon qu'en 2005 les distributeurs se sont approvisionnés à 29% (40% en 2004) auprès de fournisseurs étrangers.

Depuis le début de l'année 2006 deux nouvelles entreprises de fourniture, originaires des Pays-Bas, viennent compléter la liste des fournisseurs actifs sur le marché luxembourgeois. Un nouvel acteur national a annoncé son intention de fournir de l'électricité sur base d'énergies renouvelables.

Au niveau du marché de l'approvisionnement national, le nombre de fournisseurs importateurs a progressé comme suit:

| Année | nombre de fournisseurs importateurs |            |
|-------|-------------------------------------|------------|
|       | Zone Cegedel                        | Zone Sotel |
| 2001  | 2                                   | 1          |
| 2002  | 2                                   | 1          |
| 2003  | 1                                   | 1          |
| 2004  | 5                                   | 1          |
| 2005  | 6                                   | 1          |

### 3.2.2. Description du marché de détail

#### 3.2.2.1. Segment résidentiel

Les ménages représentent environ 16% du marché de l'électricité. Ils ne sont pas encore éligibles, de façon que les fournisseurs historiques détiennent toujours une part de marché de 100% dans ce segment.

#### 3.2.2.2. Segment du commerce et de l'industrie moyenne

Parmi le segment du commerce et de l'industrie moyenne, quinze clients à consommation annuelle inférieure à 2 GWh ont changé de fournisseur au cours de l'année 2005. Ils ont quitté leur distributeur historique pour se faire approvisionner directement par l'importateur historique. Le nombre de clients de ce segment qui ont choisi un autre fournisseur est ainsi porté à 26. Le taux de changement dans ce segment est toujours non significatif et se situait en 2005 à 0,8% en volume.

Bien que le nombre de clients qui ont choisi un nouveau fournisseur reste faible, la grande majorité des contrats de fourniture aux clients alimentés en moyenne et haute tension ont été renégociés. Cette tendance résulte notamment de la suppression du tarif réglementé pour les clients professionnels.

#### 3.2.2.3. *Segment industriel*

Le secteur industriel comprend l'ensemble des consommateurs à consommation annuelle supérieure à 2 GWh. En 2005, 9 clients industriels ont changé de fournisseur et se sont tournés vers un nouvel entrant. Quasi l'ensemble des clients du segment industriel dispose de contrats renégociés. De façon générale, les nouveaux contrats sont conclus pour des durées d'une ou de deux années. Deux clients des distributeurs locaux ont changé de fournisseur et sont fournis par l'importateur historique. Le taux de changement dans ce segment se situait en 2005 légèrement au-dessus des 6 % en nombre de points de fourniture éligibles.

#### 3.2.2.4. *Changements de fournisseur*

Au niveau de la fourniture aux clients finals, le nombre de fournisseurs est resté inférieur à celui au niveau de l'importation. Ceci prouve clairement, que les possibilités du marché intérieur sont davantage utilisées par les distributeurs historiques pour diversifier leur approvisionnement, tandis que les clients finals maintiennent les relations -bien que renégociées- avec leurs fournisseurs historiques.

Le tableau ci-après renseigne sur l'évolution depuis 2001 du nombre de "fournisseurs historiques", qui en tant qu'entreprises intégrées étaient actifs sur leurs propres réseaux (colonne 2) ou sur d'autres réseaux au Grand-Duché (colonne 3). La colonne 4 reprend le nombre de nouveaux fournisseurs qui ont effectués des fournitures à des clients finals. La ligne "Cumul" indique le nombre total d'acteurs différents sur la période observée.

| Année | Nombre de fournisseurs historiques actifs sur leur propre réseau | Nombre de fournisseurs historiques actifs sur d'autres réseaux | Nombre de nouveaux fournisseurs actifs (marché de détail) |
|-------|--|--|---|
| 2001  | 13   | 1  | 0   |
| 2002  | 13   | 1  | 0   |
| 2003  | 12   | 0  | 0   |
| 2004  | 10   | 1  | 1   |
| 2005  | 10   | 1  | 1   |
| Cumul | 13   | 2  | 2   |

Il s'ensuit qu'en 2005, chaque consommateur éligible de la zone Cegedel a eu le choix entre son fournisseur historique et au moins un fournisseur alternatif.



### 3.2.2.5. Parts de marché

| Fournisseur             | Origine | TSO / DSO affilié ? | Industrie |               | Commerce et industrie moyenne |               | Résidentiel |               |
|-------------------------|---------|---------------------|-----------|---------------|-------------------------------|---------------|-------------|---------------|
|                         |         |                     | Nombre    | Énergie (GWh) | Nombre                        | Énergie (GWh) | Nombre      | Énergie (GWh) |
| Cegedel                 | L       | Oui                 | 99        |               | 26'013                        |               | 132'962     |               |
| Ville Diekirch          | L       | Oui                 | NA        |               | NA                            |               | NA          |               |
| Ville Echternach        | L       | Oui                 | NA        |               | NA                            |               | NA          |               |
| Electris                | L       | Oui                 | 0         |               | 488                           |               | 2'614       |               |
| Ville Esch              | L       | Oui                 | 1         |               | 1'262                         |               | 10'066      |               |
| Ville Ettelbruck        | L       | Oui                 | 3         |               | 1'051                         |               | 3'003       |               |
| LEO (VdL)               | L       | Oui                 | 64        |               | 17'709                        |               | 43'879      |               |
| Soteg                   | L       | Non                 | 9         |               | 0                             |               | 0           |               |
| Sotel                   | L       | Oui                 | 10        |               | 0                             |               | 0           |               |
| AdCo Steinfort          | L       | Oui                 | 0         |               | 332                           |               | 1'585       |               |
| Ville Vianden           | L       | Oui                 | 0         |               | 97                            |               | 563         |               |
| TOTAL 100% <sup>8</sup> | -       | -                   | 186       | 3'849,4       | 46'952                        | 1'195,6       | 194'672     | 924,9         |

### 3.2.2.6. Modalités de changement de fournisseur

CEGEDEL S.A. et, depuis le 1er janvier 2005, CEGEDEL-NET S.A. ont joué un rôle proactif dans la mise en place de procédures de changement du fournisseur. Ces procédures permettent en effet à tous les clients éligibles de la zone Cegedel d'exercer sans frais le libre choix d'un fournisseur.

Le délai minimal nécessaire pour un changement de fournisseur est actuellement d'un mois. Des profils standards ont été élaborés par CEGEDEL-Net pour les clients dont la puissance n'est pas enregistrée. Les matrices standardisées des profils synthétiques sont publiées sous: [http://www.cegedel.lu/cegedel-net/produits/acces-reseaux/profil\\_synthetiques.html](http://www.cegedel.lu/cegedel-net/produits/acces-reseaux/profil_synthetiques.html).

### 3.2.2.7. Prix de l'électricité

Dans le cadre de la législation actuelle du marché de l'électricité, le régulateur n'a pas de compétences pour surveiller les prix de fourniture d'électricité. De ce fait, il ne dispose pas d'informations fiables sur les prix réellement appliqués aux clients finals. Le régulateur s'appuie ainsi sur les prix de fourniture communiqués à Eurostat et en effectue la décomposition. Le prix de la catégorie Ig n'est pas disponible et donc remplacé par celui de la catégorie Ih à consommation annuelle de 50 GWh et puissance de 10 MW.

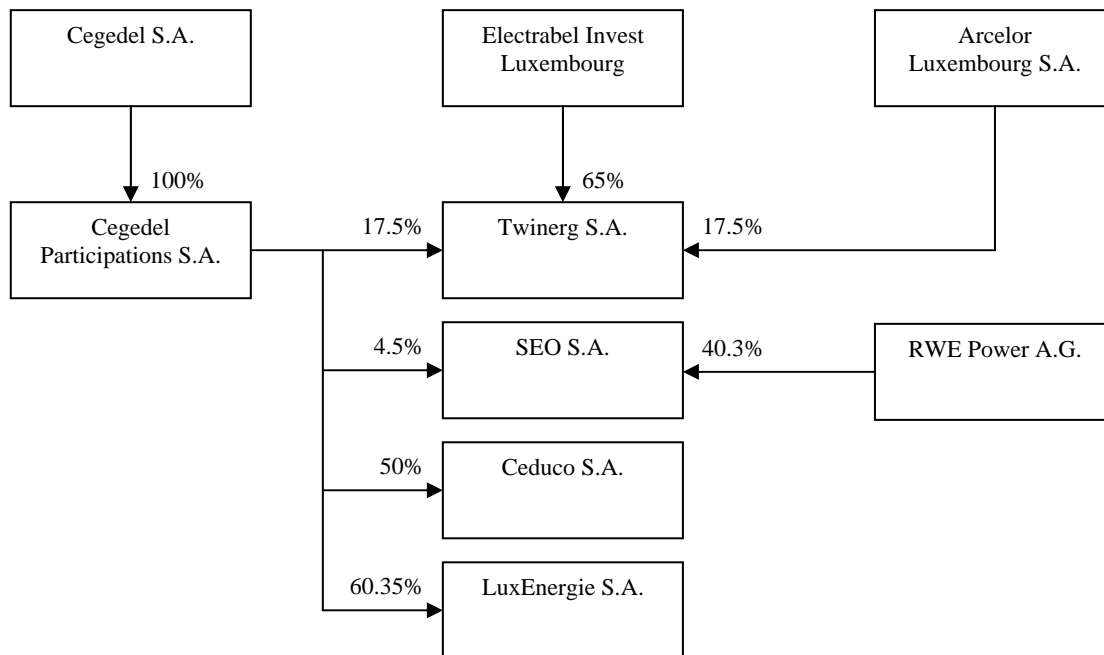
Seule la fourniture aux clients résidentiels est encore régie par des prix réglementés dont le détail est indiqué ci-après. Les tarifs appliqués aux consommations des clients professionnels "basse tension" sont également publiés. Les redevances pour le comptage de l'énergie électrique sont incluses dans le coût de l'énergie et non pas dans les frais d'utilisation du réseau.

<sup>8</sup> Les données concernant les fournisseurs communaux d'Echternach et de Diekirch n'ont pas été communiquées et il en est fait abstraction

| Cost in EUR / MWh                  | Ih (65kV)         | Ib (20kV) | Dc (400V) |
|------------------------------------|-------------------|-----------|-----------|
| Network charges (excl. levies)     | 8,30              | 37,97     | 74,76     |
| Levies included in network charges | 0,75 <sup>9</sup> | 4,50      | 11,20     |
| Energy costs and supply margin     | 42,35             | 90,73     | 64,31     |
| Taxes (incl VAT 6%)                | 3,19              | 8,52      | 10,08     |
| Total (including all taxes)        | 54,59             | 141,72    | 160,35    |

### 3.2.2.8. Liens entre fournisseurs et producteurs nationaux

Le schéma suivant montre les principales participations des fournisseurs dans les centrales de productions indigènes<sup>10</sup>:



### 3.2.3. Mesures contre l'abus de position dominante

#### 3.2.3.1. Marché de gros

L'absence de congestions, le poids considérable des importations dans l'approvisionnement national ainsi que le nombre d'acteurs importateurs dans la zone Cegedel réduisent significativement le potentiel d'éventuels comportements abusifs. Dans la zone Sotel, la capacité de la centrale Twinerg, bien que dépassant la consommation de ce réseau, est mitigée par la capacité excédentaire des lignes transfrontalières.

La publication d'informations sur la production est régie par les modalités s'appliquant aux zones de réglage respectives. Ainsi, la bourse EEX publie des informations agrégées sur les producteurs de la zone allemande, tandis que le gestionnaire du réseau de transport belge ELIA prévoit la publication de ces informations concernant sa zone.

<sup>9</sup> Client bénéficiant du taux C en vertu du Règlement grand-ducal modifié du 22 mai 2001 concernant l'introduction d'un fonds de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité

<sup>10</sup> Sources: Sites Internet de Cegedel; RWE Power; Banque européenne d'investissement (juillet 2005)

### 3.2.3.2. *Fournisseurs*

En l'absence de transposition de la directive européenne 2003/54/CE, les obligations de transparence et de conditions contractuelles ne sont pas encore précisées. Toutefois, la plupart des acteurs historiques déploie des efforts considérables pour mettre en place un cadre contractuel approprié.

## 4. Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel

### 4.1. Questions relatives à la régulation

#### 4.1.1. Généralités

Etant donné que la Directive européenne de l'année 2003 est en cours de transposition en droit national, la législation de 2001 (*Loi du 6 avril 2001 relative à l'organisation du marché du gaz naturel*) est toujours d'application. Cette loi maintient l'approche établie une ouverture du marché par étapes telle que c'était prévu par la Directive 98/30/CE. Néanmoins, il est communément accepté, qu'en application de la Directive 2003/55/CE, et depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, tous les clients professionnels peuvent exercer leur libre choix du fournisseur.

L'évolution du taux d'ouverture du marché de gaz naturel est reprise dans le tableau ci-après et atteint actuellement environ 78%<sup>11</sup>.

| Year       | Threshold GWh/year         | Market Opening % |
|------------|----------------------------|------------------|
| 1995       |                            | 0%               |
| 1997       |                            | 0%               |
| 1999       |                            | 0%               |
| 2001       | 172                        | 46%              |
| 2003       | 57                         | 61%              |
| 01.07.2004 | residential - see footnote | > 78%            |
| 01.07.2007 | -                          | 100%             |

En l'absence d'extraction ou de production de gaz, 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 réseau de gaz actuel n'est pas conçu pour transporter des flux de transit.

#### 4.1.2. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion

Jusqu'en 2005, des problèmes de congestion au niveau national ou au niveau des interconnexions ne sont pas apparus ni en ce qui concerne les flux physiques ni sur base des capacités contractées. En l'absence de flux de transit sur le réseau national, les flux reflètent la consommation indigène et ils sont relativement prévisibles. Les capacités d'importation depuis l'Allemagne et de la Belgique sont telles, qu'une grande majorité des consommateurs actuels peut potentiellement changer de source d'approvisionnement sans entraîner des contraintes sérieuses au niveau des capacités des réseaux. Néanmoins, récemment une interruption résultant de travaux sur la conduite venant de l'Allemagne a conduit à une situation où la totalité de la capacité souscrite n'a pas pu être garantie. Bien que les clients finals n'ont pas subis de limitation de leur consommation, vu la consommation de gaz naturel généralement faible dans cette période à températures clémentes, il conviendra d'être vigilant et de veiller à la mise en place de procédures d'allocation transparente et non-discriminatoire de capacités, même dans ces situations exceptionnelles.

---

<sup>11</sup> Etant donné que les informations à la disposition du régulateur ne lui ont pas permis de faire une délimitation exacte entre le segment résidentiel et celui du petit commerce le taux d'ouverture du marché est effectivement plus élevé.

Comme le montre le tableau ci-après, la capacité souscrite est bien inférieure à la capacité d'importation disponible.

| Réseau     | Capacité d'importation     | Capacité réservée          |
|------------|----------------------------|----------------------------|
| SOTEG S.A. | 460'000 Nm <sup>3</sup> /h | 263'730 Nm <sup>3</sup> /h |

En matière de transparence, le faible nombre d'acteurs empêche la publication d'informations sur les capacités souscrites. C'est pourquoi Soteg a maintenu le système des « feux tricolores » pour signaler sur son site Internet la disponibilité de capacité.

Un marché secondaire, bien qu'admissible en vertu des contrats de transport, ne s'est pas développé, vraisemblablement pour cause de capacité « primaire » suffisante et du faible nombre d'acteurs.

#### 4.1.3. La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution

##### 4.1.3.1. Les gestionnaires de réseau

Le Grand-Duché dispose d'un réseau haute pression raccordé au réseau belge et allemand. Ce réseau 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 quatre réseaux de 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      | SOTEG S.A.                            | 300                                    | 109                                      | 0                                      |
| GRD      | LUXGAZ DISTRIBUTION S.A.              | 0                                      | 113                                      | 671                                    |
| GRD      | SUDGAZ S.A.                           | 10                                     | 250                                      | 661                                    |
| GRD      | Ville de Dudelange                    | 0                                      | 10                                       | 67                                     |
| GRD      | Ville de Luxembourg                   | 0                                      | 52                                       | 364                                    |

##### 4.1.3.2. Tarification de l'utilisation du réseau

Aucune modification quant à la détermination des tarifs d'accès au réseau et de son utilisation n'est intervenue au courant de l'année 2005.

En vertu de la *Loi du 6 avril 2001 relative à l'organisation du marché du gaz naturel*, les tarifs et conditions d'utilisation du réseau sont soumis à l'approbation du ministre après avis du régulateur. Le régulateur peut, à travers de ses avis au ministre, suggérer des modifications aux propositions formulées par les gestionnaires de réseau. Les tarifs proposés par les gestionnaires de réseau sont à baser sur les coûts réellement encourus.

En matière de raccordement, les GRT et GRD sont tenus de publier leurs tarifs et conditions y relatifs. De même, ils sont tenus de rendre accessibles les tarifs d'utilisation du réseau.

Le tableau ci-après renseigne sur les tarifs d'utilisation du réseau de différents clients type. En suivant les conventions en matière de communication des prix à Eurostat, les tarifs d'utilisation du réseau ci-après sont ceux de SOTEG pour le client I4-1 ainsi que de ceux de la Ville de Luxembourg pour les deux autres catégories de clients.

|              | Number of regulated companies | Approx network access charge Euro/cubic meter |                  |                  |
|--------------|-------------------------------|---|------------------|------------------|
|              |                               | I4-1 <sup>12</sup>                            | I1 <sup>13</sup> | D3 <sup>14</sup> |
| Transmission | 1                             | 0,015   |                  |                  |
| Distribution | 4                             |   | 0,061            | 0,096            |

Les frais d'utilisation du réseau du client I4 qui est raccordé au réseau de transport, prennent en compte uniquement les tarifs d'utilisation du réseau de transport national. Les coûts relatifs à l'acheminement en amont n'y sont pas considérés.

Les frais d'utilisation du réseau des clients I1 et D3 concernent uniquement les tarifs propres à l'utilisation du réseau de distribution de la Ville de Luxembourg, y compris la composante réseau relative au comptage de l'énergie et sans d'éventuels frais des réseaux en amont.

Au niveau du transport, le tarif consiste dans un terme proportionnel à la capacité horaire maximal souscrite. Une offre pour des souscriptions mensuelles est également disponible.

Pour la distribution, les tarifs ont une structure dégressive en fonction de la puissance de raccordement et/ou de la consommation annuelle.

#### 4.1.3.3. *Equilibrage*

Outre le « stockage en conduite », le réseau luxembourgeois de gaz naturel ne dispose pas de moyens de flexibilité. Dès lors, l'équilibre du réseau est assuré par les réseaux et fournisseurs en amont.

L'équilibre est géré, heure par heure, à un point virtuel (Balancing point). La comptabilisation se fait par fournisseur au niveau de son portfolio. Une bande de tolérance de base est mise à disposition de chaque fournisseur. Une tolérance élargie peut être souscrite moyennant un ballon virtuel. Il s'avère que le système actuel n'est pas favorable à de nouveaux entrants. En effet, la simple allocation d'une bande de tolérance sur base d'un pourcentage fixe appliqué aux nominations de chaque fournisseur, risque de défavoriser les « petits » fournisseurs dont la consommation n'est pas lissée par les effets du foisonnement d'un grand portfolio.

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:

| <b>Bandes de tolérance</b> | <b>DIT</b> | <b>HIT</b> | <b>CIT</b> |
|----------------------------|------------|------------|------------|
| période hiver (11 - 3)     | 3%         | 50%        | 3%         |
| période été (4 - 10)       | 5%         | 50%        | 5%         |

Le détail des prix de l'énergie d'équilibre et des pénalités est renseigné sur le site de SOTEG S.A.<sup>15</sup>.

<sup>12</sup> Consommation annuelle 418'600 GJ, durée d'utilisation 4000 h

<sup>13</sup> Consommation annuelle 418,6 GJ

<sup>14</sup> Consommation annuelle 83,7 GJ

<sup>15</sup> [http://www.soteg.lu/mmp/online/website/content/tranport\\_gaz/tarif\\_transport/index\\_FR.html](http://www.soteg.lu/mmp/online/website/content/tranport_gaz/tarif_transport/index_FR.html)

SOTEG S.A. a mis en place un système en-ligne permettant aux fournisseurs de connaître avec un retard de deux heures la consommation leur attribuable. Les fournisseurs ont alors la possibilité d'adapter leurs nominations en intra-journalier.

Il importe de préciser que les revenus résultant de l'équilibrage et des pénalités relatives au déséquilibre sont considérés comme recette lors de la détermination des tarifs d'utilisation du réseau.

#### 4.1.3.4. Accès aux réseaux de distribution

Au niveau des réseaux de distribution, l'accès pour de nouveaux entrants s'est avéré plus difficile. Afin que le libre choix du fournisseur puisse s'exercer effectivement, le régulateur avait invité les distributeurs de mettre en place un système d'accès aux réseaux commun à tous les distributeurs. Les gestionnaires de réseau ont formé plusieurs groupes de travail, qui, avec l'aide d'experts externes, ont élaboré les principes de fonctionnement de l'accès de tiers aux réseaux de distribution et les ont regroupés dans un unique document dans un souci de transparence et de simplicité pour les autres acteurs du marché.

Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg », et disponible sur le site internet du régulateur ([www.ilr.lu](http://www.ilr.lu)), décrit :

- le modèle d'accès aux réseaux de distribution,
- le modèle de gestion des flux et de l'équilibre sur les réseaux de distribution,
- les processus et procédures pris en charge par le Clearing,
- les profils standards de consommation de gaz naturel pour les points de comptage n'étant pas équipés d'appareils de mesure horaire de la consommation ainsi que leurs modalités d'utilisation,
- le processus et les modalités de changement de Fournisseur,
- les modalités d'échanges de données entre acteurs actifs sur la Zone de Distribution.

L'élaboration de cette version initiale du Code de Distribution (version 1.0) a eu lieu entre septembre 2005 et mai 2006, avec l'objectif d'être applicable pour l'année gazière 2006/2007 qui commence le 1<sup>er</sup> octobre 2006.

Tous les réseaux de distribution seront réunis dans une zone de distribution virtuelle. La réservation de capacités ainsi que les nominations et l'allocation des quantités de gaz se feront donc à un point virtuel de livraison situé entre la zone de transport et la zone de distribution. L'équilibre de la zone virtuelle est assuré par le réseau de transport en amont. Un « clearing » central effectuera la réconciliation des flux afin de pouvoir allouer à chaque fournisseur actif les quantités lui attribuables. Au niveau du transport, la zone de distribution sera considérée comme un ensemble de façon à ce que chaque fournisseur y actif profite du foisonnement global au niveau de la zone. Uniquement en cas de dépassement des tolérances applicables à la zone de distribution dans son ensemble, le clearing déterminera les responsables de ces dépassements qui subiront alors des pénalités. A cause de la cadence annuelle pour relever la consommation d'une partie des compteurs, la réconciliation définitive des flux n'est possible qu'après 15 mois. C'est pourquoi deux réconciliations provisoires en M+1 et M+3 permettront de clôturer les fournitures à destination de clients dont les compteurs sont relevés mensuellement.

#### **4.1.4. Séparation effective**

##### *4.1.4.1. Séparation juridique*

Aucune des entreprises de gaz naturel n'a réalisé une séparation juridique entre les activités réseau et les autres activités. En vertu de l'article 28.6 de la directive 2003/55/CE, le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une dérogation jusqu'en 2009. Aucun des gestionnaires de réseau de distribution n'a plus de 100'000 clients de façon que l'obligation de séparation juridique ne leur incombe pas.

L'actionnariat des différentes entreprises de gaz naturel se compose comme suit:

##### **SOTEG S.A:**

Etat Luxembourgeois: 21%  
ARCELOR Luxembourg S.A.: 20 %  
E.ON - Ruhrgas: 20%  
CEGEDEL-PARTICIPATION S.A.: 19%  
Société nationale de crédit et d'investissement: 10%  
SAAR-FERNGAS A.G: 10%

##### **LUXGAZ DISTRIBUTION S.A.**

Etat Luxembourgeois: 30%  
SOTEG S.A.: 25 %  
CEGEDEL-PARTICIPATION S.A.: 13,7%  
Diverses communes: 30%  
Corps de métier sanitaire, chauffage et aération : 1.3%

##### **SUDGAZ S.A.**

est détenue par 15 communes du sud du pays<sup>16</sup>

Les deux autres entreprises de gaz naturel font partie intégrante des administrations communales respectives (Villes de Luxembourg et de Dudelange).

##### *4.1.4.2. Corporate identity*

Les entreprises de gaz naturel n'ont pas introduit d'identité séparée pour délimiter les activités de fourniture des activités relatives au réseau. Une telle obligation ne ressort d'ailleurs pas de la législation en vigueur et le régulateur n'est pas habilité à l'imposer.

##### *4.1.4.3. Séparation comptable*

Les entreprises intégrées de gaz naturel doivent tenir dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et, le cas échéant, des comptes consolidés pour les activités non liées au gaz, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes. Elles font figurer dans leurs comptes internes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.

Le contrôle des comptes séparés est effectué par le réviseur d'entreprises chargé par l'entreprise de gaz naturel du contrôle annuel des comptes de la société. Le régulateur n'intervient pas dans ce contrôle. Bien qu'il dispose d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises de gaz naturel, il n'a pas de compétences légales lui permettant de préciser les modalités d'imputation, voir de sanctionner efficacement le non-respect de celles-ci.

---

<sup>16</sup> Esch/Alzette, Differdange, Pétange, Schifflange, Sanem, Bascharage, Bettembourg, Kayl, Rumelange, Mondercange, Roeser, Reckange, Dippach, Garnich et Clemency.



## **4.2. Questions concernant la concurrence**

Le marché du gaz naturel est caractérisé par la dépendance complète de l'importation. L'approvisionnement national est principalement assuré à travers des réseaux belges et allemands.

La consommation globale du pays a progressé significativement ces dernières années, notamment à cause de la mise en service d'une grande centrale électrique alimentée au gaz naturel (turbine gaz-vapeur) de 350 MW. La consommation nationale de gaz naturel a ainsi progressé de 9,9 TWh en 2001 à 15,5 TWh en 2004. En 2005, la consommation nationale a légèrement diminué à 15.2 TWh, ceci à cause d'un arrêt temporaire pour cause de maintenance, de la centrale électrique pendant le mois de février 2005.

Au Luxembourg, il n'y a pas de marché de gros proprement dit. L'approvisionnement en gros s'effectue sur les marchés étrangers. C'est pourquoi le rapport décrit la situation au niveau de l'approvisionnement national (importation) et de la fourniture aux consommateurs finals.

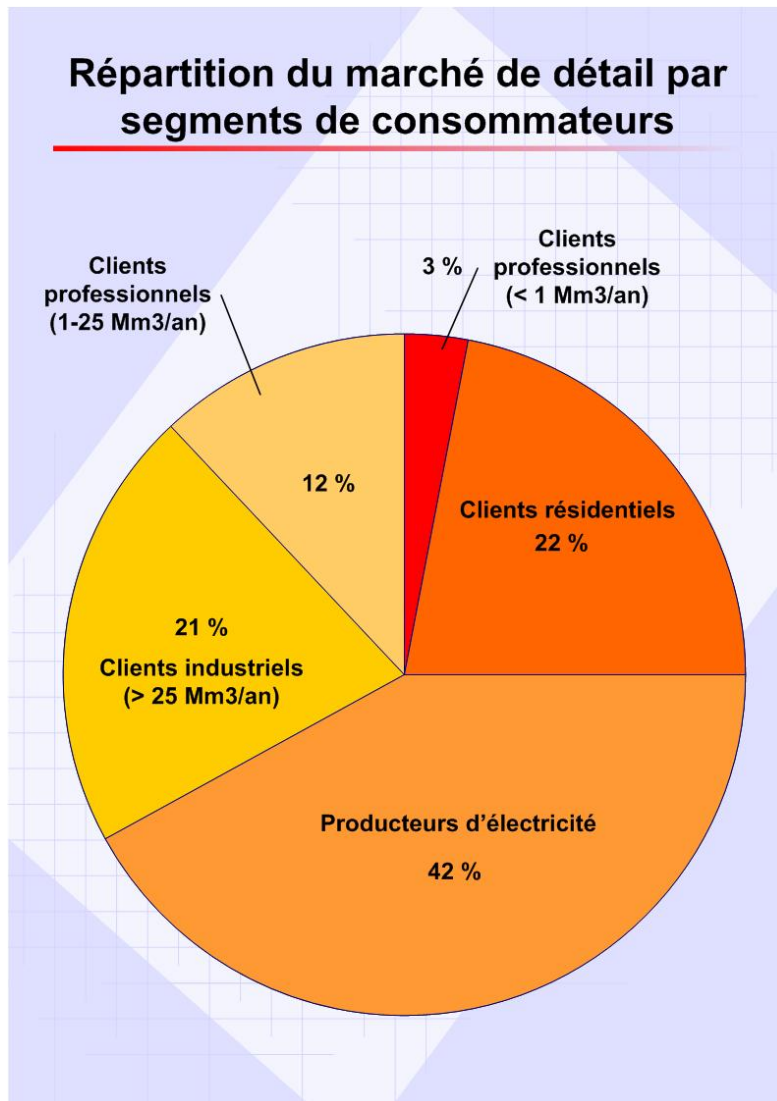
### **4.2.1. Description du marché de gros - approvisionnement national**

Malgré l'arrivée sur le marché d'un nouvel importateur, les structures historiques du secteur persistent. Les quatre distributeurs s'approvisionnent toujours intégralement auprès de l'importateur historique SOTEG S.A., qui, de son côté, s'approvisionne moyennant des contrats historiques qui viennent à échéance entre 2009 et 2015. Une partie des prix de fourniture résultant de ces contrats est indexée sur base de produits pétroliers, l'autre partie sur base du charbon. Toutefois, ces contrats historiques n'empêchent pas l'importateur historique de saisir des opportunités qui se présentent sur le marché européen. A cette fin, SOTEG S.A. s'est fait octroyer une autorisation de fourniture en France.

La concurrence sur le marché du gaz naturel se développe de façon moins accélérée que sur le marché de l'électricité; deux fournisseurs non historiques ayant obtenu leur autorisation de fourniture à des sites de clients finals éligibles, à savoir Gaz de France et Cegedel. Seul Gaz de France a fourni du gaz à des consommateurs en 2005.

#### 4.2.2. Description du marché de détail

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



Par rapport à l'année 2004, cette répartition est marquée d'une très grande stabilité. Comme seuls les clients résidentiels sont exclus de l'éligibilité jusqu'en juillet 2007, le taux d'ouverture du marché du gaz naturel se situait à 78% en 2005.

##### 4.2.2.1. Segment résidentiel

Les ménages représentent environ 22 % du marché du gaz naturel. Ils ne sont pas encore éligibles, de façon que les fournisseurs historiques détiennent toujours une part de marché de 100% dans ce segment.

##### 4.2.2.2. Segment du commerce et de l'industrie moyenne

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie moyenne, représentée sur le graphique par les consommateurs à consommation annuelle inférieure à 25 millions m<sup>3</sup>, les distributeurs historiques se limitent toujours à approvisionner les clients finals raccordés à leurs réseaux respectifs, à l'exception d'un seul client d'un réseau de distribution, qui est approvisionné directement par l'importateur historique. Une concurrence entre ces distributeurs n'a pas encore été observée. Ce segment représente environ 15% du marché national. En 2005, 2,8% des

points de comptage du segment du commerce et de l'industrie moyenne ont changé de fournisseur. Les taux de changement de fournisseur en 2005 sont donc de 2,8% en nombre de points de comptage éligibles.

#### 4.2.2.3. *Segment industriel*

Au sein du secteur industriel, qui représente 21% du marché, un client final a changé de fournisseur en 2005. Uniquement 7 clients finals, hors producteurs d'électricité, sont présents dans ce segment à consommation annuelle supérieure à 25 millions m3. Les taux de changement de fournisseur en 2005 sont donc de 14,3% en nombre de points de comptage éligibles.

#### 4.2.2.4. *Producteurs d'électricité*

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 42 % de la consommation de gaz naturel. Une seule centrale de cogénération a changé de fournisseur. De ce fait, les taux de changement de fournisseur en 2005 sont de 1,4% en nombre de points de comptage éligibles.

#### 4.2.2.5. *Nouveaux fournisseurs*

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 2005, deux nouveaux entrants ont reçu une autorisation (Gaz de France et Cegedel), l'un des deux a fourni des sites éligibles en 2005.

Le marché du gaz naturel au Luxembourg ne suscite donc pas vraiment l'intérêt des fournisseurs étrangers. L'application du « code de distribution » décrivant des modalités claires d'un accès commun à tous les réseaux de distribution, incitera éventuellement plus de fournisseurs, même si la taille du marché est limitée.

#### 4.2.2.6. *Modalités de changement de fournisseur*

Au niveau du réseau de transport, les procédures de changement de fournisseur en place prévoient un préavis d'au moins un mois. Le changement de fournisseur intervient sans frais pour le client final.

Au niveau des réseaux de distribution, le « code de distribution » 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.

#### 4.2.2.7. *Prix du gaz naturel*

Le régulateur n'a pas les moyens légaux nécessaires afin de conduire une enquête sur les prix pratiqués sur le marché. C'est pourquoi, le tableau ci-après montre la décomposition basée sur les tarifs publiés par Eurostat et relatifs au 1<sup>er</sup> semestre 2006.

| <b>Cost in EUR / MWh</b>           | I4-1         | I1           | D3           |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Network charges (excl. levies)     | 1,32         | 5,40         | 8,48         |
| Levies included in network charges | 0,00         | 0,00         | 0,00         |
| Energy costs and supply margin     | 19,06        | 29,05        | 26,59        |
| Taxes (VAT 6% incl)                | 1,22         | 2,05         | 2,12         |
| <b>Total (including all taxes)</b> | <b>21,60</b> | <b>36,50</b> | <b>37,19</b> |

La rémunération des réseaux supérieurs est incluse dans le coût de l'énergie. Les frais du gestionnaire de réseau relatifs au comptage sont inclus dans les frais d'utilisation du réseau.

## 5. Sécurité de l'approvisionnement

Le régulateur n'a pas de compétences légales en matière de la sécurité de l'approvisionnement et ne peut donc pas fournir d'informations détaillées à ce sujet.

A la suite d'une panne générale d'électricité, le 2 septembre 2004, le Gouvernement a fait procéder à une première étude d'évaluation des effets d'une éventuelle interconnexion des réseaux Cegedel et Sotel, le cas échéant complétée par une nouvelle connexion avec la France. Selon cette étude, qui peut être téléchargée du site du Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur<sup>17</sup>, une connexion permanente pourrait, sous réserve de la confirmation des hypothèses retenues, renforcer la sécurité d'approvisionnement et, en même temps, ouvrir davantage le marché électrique aux acteurs étrangers. De futures études détaillées devront montrer laquelle parmi les maintes variantes (y compris le *statu quo*) sera la plus intéressante. Au vu de la proximité de 3 zones de réglages, une attention particulière reviendra aux aspects opérationnels.

---

<sup>17</sup> [http://www.eco.public.lu/documentation/etudes/2005/12/19\\_etude\\_consentec.pdf](http://www.eco.public.lu/documentation/etudes/2005/12/19_etude_consentec.pdf)

## **6. Questions relatives au service public**

En l'absence de transposition des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE, les obligations de service public qui en découlent ne sont pas encore précisées au Grand-Duché. Par conséquent, à ce stade, il n'y a pas d'informations détaillées à ce sujet.

En ce qui concerne les prix de fourniture régulés, seule la fourniture d'électricité aux clients résidentiels y est encore soumise. En effet, ces conditions de fourniture sont soumises à l'approbation du ministre. Le principe des prix de fourniture régulés datant encore d'avant la libéralisation du secteur, le régulateur n'est pas impliqué dans cette procédure.

Les clients éligibles n'ont pas droit aux tarifs de fourniture régulés et sont donc exposés aux prix du marché librement négocié. Ceci n'empêche évidemment pas les fournisseurs d'établir des tarifs adaptés aux différentes catégories de clients éligibles.