

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

Version rectifiée

Luxembourg, août 2005

Version initiale: juillet 2005

rectifications:

point 4.2.2.7: 19 septembre 2005

Table des matières

1.	Avant-Propos	4
2.	Principaux développements	5
2.1.	L'autorité de régulation	5
2.2.	Secteur de l'électricité	5
2.3.	Secteur du gaz naturel	5
3.	Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité	7
3.1.	Questions relatives à la régulation	7
3.1.1.	Généralités	7
3.1.2.	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion	7
3.1.3.	La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution	7
3.1.4.	Séparation effective	9
3.2.	Questions relatives à la concurrence	10
3.2.1.	Description du marché de gros - approvisionnement au niveau national	11
3.2.2.	Description du marché de détail	14
4.	Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel	17
4.1.	Questions relatives à la régulation	17
4.1.1.	Généralités	17
4.1.2.	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes visant à faire face à la congestion	17
4.1.3.	La régulation des tâches des sociétés de transport et de distribution	18
4.1.4.	Stockage de gaz naturel	19
4.1.5.	Séparation effective	20
4.2.	Questions concernant la concurrence	21
4.2.1.	Description du marché de gros - approvisionnement national	21
4.2.2.	Description du marché de détail	21
5.	Sécurité de l'approvisionnement	23
6.	Questions relatives au service public	24

1. Avant-Propos

En vertu de la 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 de la 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, les autorités compétentes sont tenues d'établir et de publier régulièrement des rapports sur l'état de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Au Luxembourg, les deux directives ne sont pas encore transposées en droit national. C'est pourquoi, en date du 6 juillet 2005, la Commission européenne a saisi la Cour de justice européenne pour défaut de transposition.

L'Institut luxembourgeois de régulation (ILR) est désigné comme autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Ses compétences correspondent à celles fixées par les Directives européennes 96/92/CE et 98/30/CE qui ont, entre-temps, été abrogées.

Au vu du retard de transposition des nouvelles directives, l'ILR ne dispose pas de toutes les compétences légales nécessaires à l'accomplissement des nouvelles tâches. C'est pourquoi, dans le présent rapport, l'ILR 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 la non-transposition en droit national des dernières directives européennes, le marché de l'électricité est effectivement ouvert à la concurrence et que, sur le marché du gaz naturel, bien que moins avancé, le libre choix du fournisseur devient également une réalité.

2. Principaux développements

2.1. L'autorité de régulation

La fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel est confiée à l'Institut luxembourgeois de régulation (ILR), établissement public initialement créé par la *Loi modifiée du 21 mars 1997 sur les télécommunications*. Ce même établissement public est régulateur du marché des services de communication électroniques et des services postaux. Lors de la transposition du "paquet telecom", une nouvelle loi organique, la *"Loi du 30 mai 2005 portant organisation de l'Institut Luxembourgeois de Régulation"* fut votée.

Les organes de l'ILR sont le Conseil et la Direction.

Le Conseil est l'organe de contrôle de l'ILR. Sa compétence principale consiste dans le contrôle financier de l'ILR, c'est-à-dire, il arrête le budget et les comptes annuels avant leur présentation au Gouvernement pour approbation.

En vertu de cette loi, la Direction de l'ILR est composée d'un directeur et de deux membres. Les membres de la direction sont nommés par le Grand-Duc pour une durée de cinq ans. Les nominations sont renouvelables. Les fonctions des membres de la direction prennent fin de plein droit par l'atteinte de la limite d'âge de soixante-cinq ans.

La direction prend ses décisions en tant que collège et représente l'ILR judiciairement et extrajudiciairement. Elle élabore les mesures et prend les décisions requises pour l'accomplissement des missions conférées à l'ILR par la loi. Elle est responsable des rapports et propositions que ses attributions l'obligent à adresser au Conseil et au Gouvernement. Elle est compétente pour prendre, dans les limites de la loi, les actes d'administration et de disposition nécessaires ou utiles à l'accomplissement de la mission de l'ILR et à son organisation.

Les membres du personnel de l'Institut doivent être juridiquement distincts et fonctionnellement indépendants de toutes les organisations ou entreprises tombant sous la surveillance de l'Institut. Ils ne peuvent avoir aucun intérêt dans ces organisations ou entreprises autrement que comme consommateurs finaux ou dans le cadre d'une gestion normale de leur patrimoine personnel, sous peine des sanctions prévues à l'article 245 du Code pénal.

Dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, la principale compétence légale du régulateur consiste à rendre des avis au ministre au sujet des propositions de tarifs d'utilisation du réseau des différents gestionnaires de réseau.

2.2. Secteur de l'électricité

En 2004, le secteur de l'électricité fut marqué par l'apparition sur le marché de plusieurs nouveaux fournisseurs. Ces nouveaux acteurs ont rapidement gagné des parts de marché tant au niveau de l'approvisionnement national qu'au niveau de la fourniture aux clients finals. Les récentes indications montrent que cette tendance sera maintenue au courant de l'année en cours.

2.3. Secteur du gaz naturel

Le secteur du gaz n'a pas connu le même développement que le secteur de l'électricité. Depuis juillet 2002, un seul fournisseur étranger a alimenté un client du secteur industriel ainsi qu'une centrale de cogénération. On peut estimer que l'arrivée d'un autre

nouvel entrant sur le marché, annoncée pour la fin 2005, apportera plus de mouvement dans ce secteur.

3. Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité

3.1. Questions relatives à la régulation

3.1.1. Généralités

En l'absence d'une transposition en droit national des Directives européennes de l'année 2003, la législation en vigueur maintient l'ouverture par étapes, conformément à l'approche retenue par la Directive 96/92/CE. Toutefois, il a été convenu, avec les acteurs du marché, qu'en application de la Directive 2003/54/CE, et depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients non-résidentiels peuvent profiter du libre choix du fournisseur.

De ce fait, l'ouverture du marché de l'électricité a progressé comme montré dans le tableau ci-après et atteint actuellement quelques 84%¹.

Year	Threshold GWh/year	Market 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 existant au Grand-Duché ainsi que les interconnexions ne subissent pas de manque de capacité de façon qu'aucune gestion de l'allocation de capacité ne soit requise. Les gestionnaires de réseau de transport en font mention dans leurs respectifs documents sur l'accès au réseau tout en précisant la capacité disponible et les pointes de charge envisagées.

Réseau	Capacité de transfert	Pointe envisagée
CEGEDEL-NET S.A.	1700 MVA	745 MVA
SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s	1120 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

Au Grand-Duché, il y a deux réseaux à haute tension qui ne sont pas interconnectés entre-eux. Le premier de ces réseaux sert à l'approvisionnement de quasi tout le pays y compris l'ensemble des réseaux de distribution (Zone Cegedel). Le deuxième réseau, plutôt à vocation industrielle, dessert un nombre restreint de sites, pour la plupart sidérurgiques (Zone Sotel).

Abstraction faite du réseau à vocation industrielle géré par SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s., la distribution d'électricité au Grand-Duché est assurée, à quelques localités

¹ 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.

près, par un même réseau, géré par CEGEDEL-NET S.A.. En effet, quelques localités sont desservies par des réseaux de distribution qui sont détenus, soit par les communes elles-mêmes soit par une entreprise privée. En font partie les plus grandes villes à savoir la Ville de Luxembourg et la Ville d'Esch-sur-Alzette. En 2004 les réseaux de Wormeldange et d'Useldange ont été rachetés par Cegedel S.A. et intégrés dans le réseau géré par CEGEDEL-NET S.A.. Depuis lors, la zone Cegedel comporte outre les réseaux de transport et de distribution gérés par CEGEDEL-NET S.A. sept réseaux communaux et un réseau de distribution détenu par une entreprise privée.

Zone	Fonction	Gestionnaire de réseau	Propriétaire (si différent)
Cegedel	GRT	CEGEDEL-NET S.A.	CEGEDEL S.A.
	GRD	CEGEDEL-NET S.A.	CEGEDEL S.A.
	GRD	HOFFMANN Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	
	GRD	Ville de Diekirch	
	GRD	Ville d'Echternach	
	GRD	Ville d'Esch/Alzette	
	GRD	Ville d'Ettelbruck	
	GRD	Ville de Luxembourg	
	GRD	Commune de Steinfort	
	GRD	Ville de Vianden	
Sotel	GRT	SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s	SOTEL S.C., ARBED S.A., ELIA Asset S.A.
	GRD	SOTEL RESEAU et Cie S.e.c.s	SOTEL S.C., ARBED S.A.

3.1.3.2. Tarification de l'utilisation du réseau

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 à l'approbation du ministre après avis du régulateur. Ce n'est donc que moyennant ses 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.

A ce stade, le régulateur n'a pas de compétences légales en matière de surveillance de la qualité de service, de la performance des réseaux et de la sécurité d'approvisionnement. Il ne peut dès lors pas en tenir compte lors de ses avis au sujet des tarifs proposés.

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.

Le tableau ci-après renseigne sur les tarifs d'utilisation du réseau de différents clients type. Y est indiquée la moyenne arithmétique des tarifs des différents gestionnaires de réseau. De par sa taille, le client type Ib, peut être raccordé soit à 20 kV, soit en basse tension. C'est pourquoi les deux tarifs sont mentionnés.

Type de client	Consommation [MWh]	Puissance [kW]	Tarif (moyenne arithmétique) [EUR / MWh]
Dc (400V)	3,5	-	72
Ib (400V)	50	50	62
Ib (20kV)	50	50	38
Ig (65kV)	24000	4000	7.45

Les tarifs d'utilisation du réseau se composent de deux termes, 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.

3.1.3.3. *Equilibrage*

L'énergie d'équilibrage pour l'entière 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 écarts entre les nominations et la consommation. L'intervalle d'ajustement est de 15 minutes. Pour chaque quart d'heure, le prix appliqué pour l'ajustement est identique à celui appliqué par 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>.

Quant à la zone Sotel, elle 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 comme ARP (access responsible party) par ELIA. Les prix de l'énergie d'ajustement sont publiés par ELIA: http://www.elia.be/english/4_4.htm.

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.

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

Le capital de CEGEDEL S.A. est composé comme suit²:

Etat Luxembourgeois: 33%

LUXEMPART-ENERGIE S.A.: 30%

Société nationale de crédit et d'investissement: 9%

ELECTRABEL S.A.: 8%

Petits porteurs et investisseurs institutionnels: 20%

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

² Source: site Internet de Cegedel (juillet 2005)

Le capital de SOTEL S.C. est composé comme suit³:

ARBED S.A. 74%

EDF: 21%

Electrabel S.A.: 2%

PAUL WURTH S.A.: 2%

MecanARBED Dommeldange Sàrl: 1%

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.

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. Néanmoins, CEGEDEL-NET dispose de son propre site Internet (<http://www.cegedelnet.lu/cegedel-net/>).

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 y présentent effectivement les résultats des différentes activités.

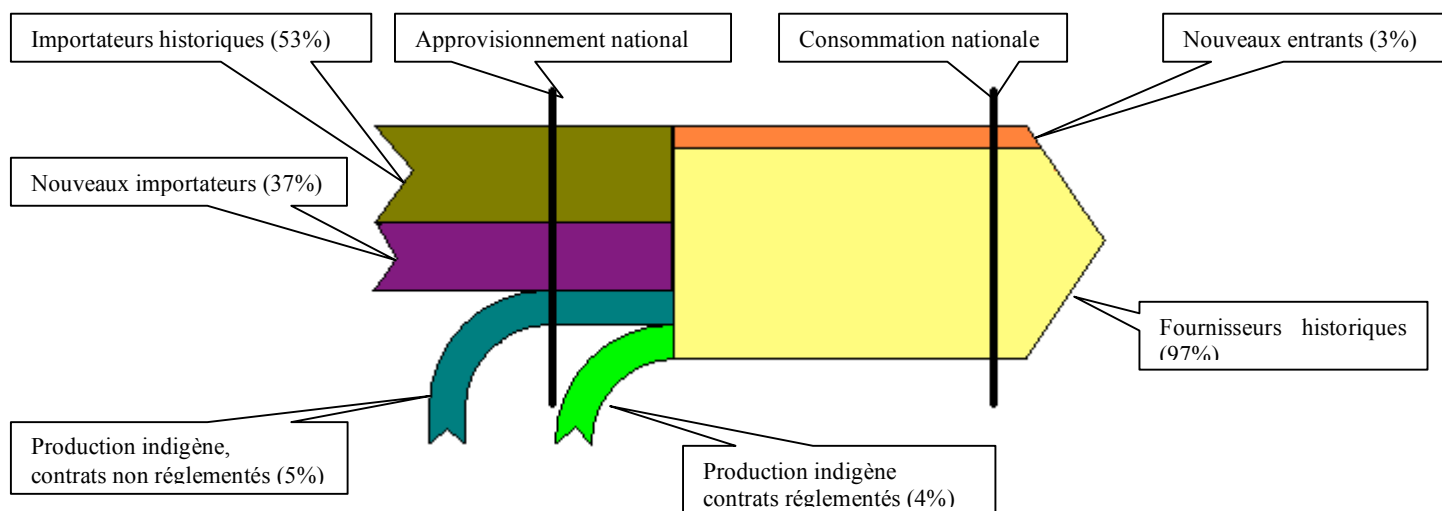
Le contrôle des comptes séparés est effectué par un expert comptable chargé par l'entreprise d'électricité au moment du contrôle annuel des comptes de la société. Le régulateur n'intervient pas dans ce contrôle. Bien qu'il dispose d'un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité, il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

3.2. Questions relatives à la concurrence

En l'absence de producteurs actifs sur le marché national (autosuffisance dans la zone Cegedel: 13.80%), le marché au Luxembourg est plutôt caractérisé par une concurrence au niveau de l'importation. Le gros de l'énergie électrique consommée au Grand-Duché est importé physiquement depuis l'Allemagne.

Les fournisseurs, tant historiques que nouveaux entrants, qui sont actifs au Grand-Duché, s'approvisionnent donc sur les marchés de gros étrangers. C'est pourquoi dans la suite, le présent rapport fait abstraction d'un marché de gros national, mais évalue la situation au niveau de la consommation (retail) et de l'approvisionnement au niveau national (production et importation). 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.).

³ Source: Statuts de Sotel Réseau et Cie S.e.c.s. (mars 2001)



La représentation schématique donne des indications sur la participation des différentes sources d'approvisionnement et des fournitures destinées à consommations. Les valeurs renseignent à la situation de l'année 2004.

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

La consommation annuelle d'électricité du Grand-Duché se situait à environ 6,4 TWh en 2004. La puissance de pointe enregistrée dans la zone Cegedel était de 673 MW, celle dans la zone Sotel de 352 MW. La pointe simultanée des deux réseaux était de 992 MW.

3.2.1.1. Zone Cegedel

Dans la zone Cegedel, il n'y a pas de centrale de production de taille importante. Les plus importantes productions sont des centrales de cogénération et la centrale hydroélectrique du barrage d'Esch-sur-Sûre. La capacité totale disponible est de 200 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	18 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, 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 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

Aucun des producteurs au Grand-Duché ne vend directement sur une bourse. En général, ils disposent de contrats bilatéraux avec les 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 contractuelles 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 réseau.

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 terme dans les années à venir (2005 à 2009) et peuvent alors être reconduits d'année en année.

Les contrats librement négociés prévoient différents modes de détermination des prix de fourniture. Une partie des contrats 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

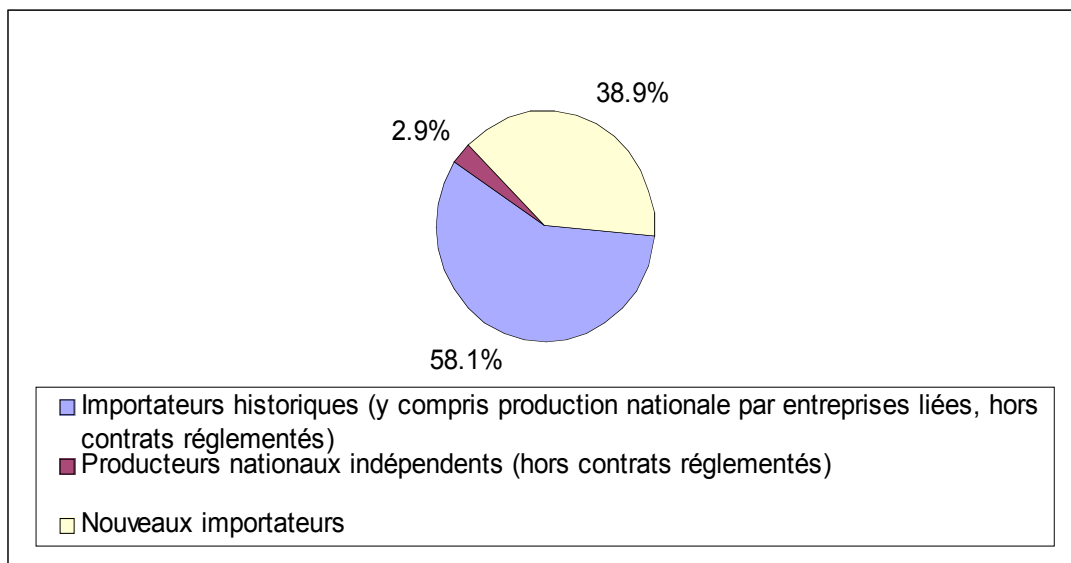
Les réseaux du Grand-Duché font partie des zones de réglage des pays avoisinants. En l'absence de congestions, ils font donc partie des marchés respectifs et les prix de ces marchés peuvent utilement servir de référence également au Luxembourg.

3.2.1.7. Approvisionnement au niveau national

Si avant la libéralisation, l'entièreté de l'énergie électrique était procurée soit par CEGEDEL S.A. soit par SOTEL S.C., ceci a significativement changé depuis lors. En 2000, le marché de l'approvisionnement national était partagé entre CEGEDEL S.A. (environ 58.7% importation et 6.8% contrats avec producteurs indigènes) et SOTEL

S.C. (environ 34.5% importation). Chacun des deux disposait d'une part de marché de 100% dans son réseau respectif.

Avec quatre nouveaux acteurs au niveau de l'approvisionnement national, les parts de marché en 2004 se présentent comme suit:



Ce graphique représente les parts de marché résultant des relations contractuelles relatives à l'approvisionnement national (importations et production indigène, hors production indigène soumise au régime réglementé). Il s'ensuit que près de 39% de l'électricité ne provient plus des fournisseurs historiques. Le HHI⁴ qui en résulte est de 2849 pour 2004.

Ces indications montrent que le marché de l'approvisionnement national a connu une évolution notable.

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. a également développé des activités en bourse d'électricité EEX, dont elle est actionnaire et membre. Le même phénomène 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. En 2004, les distributeurs se sont approvisionnés à 40% auprès de fournisseurs étrangers.

Depuis le début de l'année 2005 deux nouvelles entreprises de fourniture viennent compléter la liste des fournisseurs actifs sur le marché luxembourgeois. L'une d'entre elles est une entreprise luxembourgeoise, jusqu'alors active dans le secteur du gaz, et cherchant à diversifier ses activités. Pour les 5 premiers mois de l'année 2005, la part de marché des nouveaux acteurs augmente à 42.5%.

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

⁴ Herfindahl-Hirschman Index

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 secteur du commerce et de l'industrie moyenne, quatorze clients ont changé de fournisseur entre juillet et décembre 2004, pour un volume d'environ 12 GWh. Au cours du premier semestre 2005 ce nombre a augmenté à 27.

Plusieurs regroupements de sites de consommation ont eu lieu afin d'en négocier l'approvisionnement collectif. 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 tension ont été renégociés. Cette tendance s'est accélérée notamment à cause de la suppression du tarif réglementé pour les clients professionnels.

3.2.2.3. Segment industriel

Le secteur industriel est marqué en 2004 par 4 clients industriels ayant changé de fournisseur pour un volume total de 174.5 GWh. Quasi l'ensemble des clients du secteur industriel dispose de contrats renégociés. De façon générale, les nouveaux contrats sont conclus pour des durées d'un ou de deux années. En 2005, le changement de clients de ce segment a progressé pour atteindre au premier semestre le nombre de 10 clients d'une consommation totale de 266 GWh. Ceci représente environ 9% de la consommation nationale.

3.2.2.4. Changements de fournisseur

Au niveau de la fourniture aux clients finals, le nombre de fournisseurs ne s'est pas encore développé à la même échelle qu'au niveau de l'importation. Ceci montre 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). Y est également montré le nombre de nouveaux fournisseurs qui ont effectués des fournitures à des clients finals (colonne 4). 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
2001	13	1	0
2002	13	1	0
2003	12	0	0
2004	10	1	1
2005	10	1	1
Cumul	13	2	2

3.2.2.5. 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 pour les clients dont la puissance n'est pas enregistrée.

Certains distributeurs n'ont pas encore établi de profils standards. Afin de ne pas entraver la liberté des clients, ceux-ci peuvent se faire installer, sans frais supplémentaires, un compteur avec enregistrement de la courbe de charge.

3.2.2.6. Prix de l'électricité

Dans le cadre de la législation actuelle sur le marché de l'électricité, une surveillance des prix de fourniture d'électricité n'est pas des compétences du régulateur. De ce fait, il ne dispose pas d'informations fiables sur les prix réellement appliqués aux clients finals.

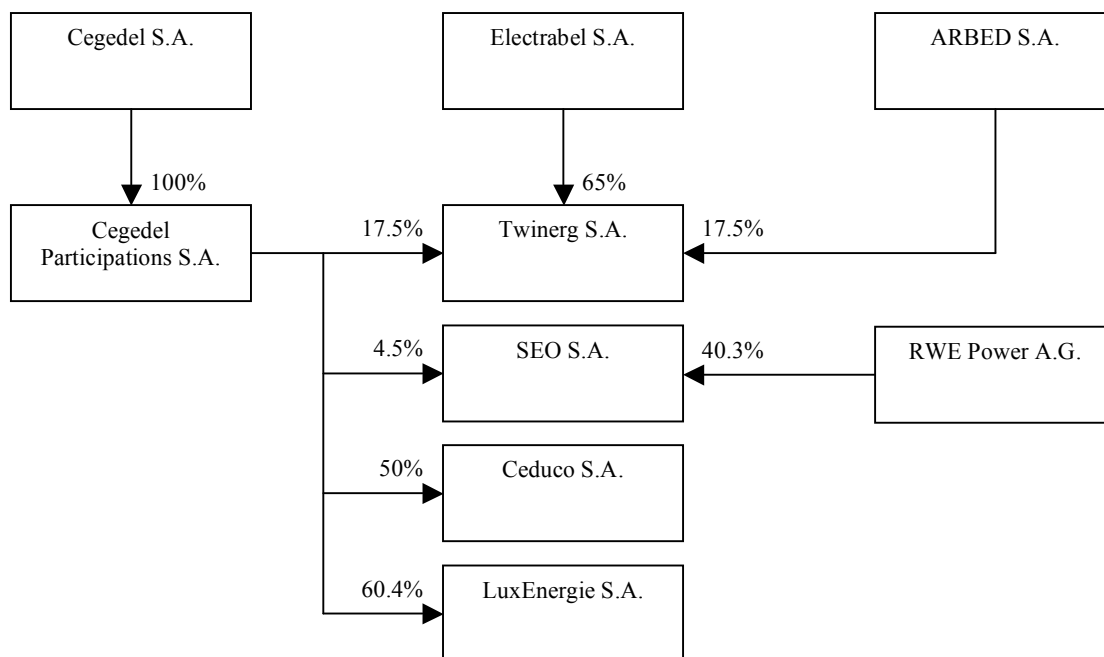
Seule la fourniture aux clients résidentiels est encore régie par des prix réglementés dont le détail est indiqué ci-après. Les tarifs appliqués aux consommations des clients professionnels "basse tension" étant publiés, ils sont également renseignés dans le tableau.

Cost in EUR / MWh	Ig	Ib (400 V)	Dc
Network charges (excl. levies)		70.48	80.67
Levies included in network charges		8.20	8.20
Energy costs and supply margin		59.92	57.39
Taxes (incl VAT 6%)		10.82	11.28
Total (including all taxes)		149.42	157.54

3.2.2.7. Liens entre fournisseurs et producteurs nationaux

Le schéma suivant montre les principales participations des fournisseurs dans les centrales de productions indigènes⁵:

⁵ Sources: Sites Internet de Cegedel; RWE Power; Banque européenne d'investissement (juillet 2005)



4. Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel

4.1. Questions relatives à la régulation

Le Grand-Duché dispose d'un réseau à haute pression alimentant une cinquantaine de gros consommateurs ainsi que quatre réseaux de distribution. Le réseau à haute pression est interconnecté avec les réseaux belges et allemands. Une conduite moyenne pression relie le réseau luxembourgeois au réseau français. La conception du réseau ne permet pas de flux physiques de transit.

Au Luxembourg il y a ni production de gaz naturel ni stockage significatif.

Des projets d'injection de "biogaz" dans le réseau de gaz naturel sont en étude mais aucun de ces projets n'est encore en phase de réalisation.

4.1.1. Généralités

Comme la Directive européenne de l'année 2003 n'est pas encore transposée, la législation nationale de 2001 (*Loi du 6 avril 2001 relative à l'organisation du marché du gaz naturel*) est toujours d'application et maintient l'approche d'une ouverture du marché par étapes telle que prévue par la Directive 98/30/CE. Néanmoins, il a été convenu, qu'en application de la Directive 2003/55/CE, et depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients professionnels peuvent profiter du libre choix du fournisseur.

L'évolution du taux d'ouverture du marché de gaz naturel est montrée dans le tableau ci-après et atteint actuellement quelques 80%⁶.

Year	Threshold GWh/year	Market Opening %
1995		0%
1997		0%
1999		0%
2001	172	46%
2003	57	61%
01.07.2004	residential - see footnote	> 80%
01.07.2007	-	100%

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

Jusqu'à présent 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 relations contractuelles. 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 causer de contraintes dans les réseaux.

Réseau	Capacité d'importation	Capacité réservée
SOTEG S.A.	460'000 Nm ³	250'000 Nm ³

⁶ 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.

Le système de souscription et de nominations en place est tel que des contraintes de capacité sont détectées suffisamment à l'avance afin de pouvoir remédier aux encombrements éventuels.

Néanmoins, le système actuel de souscriptions de capacité doit encore faire ses preuves en cas d'un plus grand nombre de fournisseurs. En effet, la répartition de la capacité entre différents fournisseurs et la perte de l'effet de foisonnement qui en résulte, peut potentiellement conduire à des congestions contractuelles. En cas d'une telle évolution du marché, le système de souscription doit être revu en conséquence.

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

4.1.3.1. Les gestionnaires de réseau

Comme indiqué plus haut, 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 consommateurs directement connectés. Il sert également de réseau d'apport des quatre réseaux de distribution. Les différentes entreprises de gaz naturel sont reprises dans le tableau suivant:

Fonction	Gestionnaire de réseau / Propriétaire
GRT	SOTEG S.A.
GRD	LUXGAZ DISTRIBUTION S.A.
GRD	SUDGAZ S.A.
GRD	Ville de Dudelange
GRD	Ville de Luxembourg

4.1.3.2. Tarification de l'utilisation du réseau

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 donc, 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. A ce stade, le régulateur n'a pas de compétences légales en matière de qualité de service, de performance des réseaux et de sécurité d'approvisionnement. Il ne peut dès lors pas en tenir compte lors de ses avis au sujet des tarifs proposés.

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. Il s'agit de tarifs sur base de la moyenne arithmétique des différents gestionnaires de réseau concernés.

	Number of regulated companies	Approx network access charge Euro/cubic metre		
		I4	I1	D3
Transmission	1	0,014		
Distribution	4		0,06	0,075

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*

En l'absence de moyens de flexibilité, l'équilibre physique de tous les réseaux de gaz naturel est assuré au niveau du réseau de transport (balancing point, BAP) par de la flexibilité fournie par les réseaux et fournisseurs en amont. Les nominations des injections depuis les réseaux en amont vers le BAP sont toujours allouées (deemed). Les allocations à la sortie du BAP sont faites en fonction de la consommation enregistrée aux points de sortie. Chaque fournisseur doit veiller à ce que l'écart entre la somme de ses allocations aux points d'entrées et aux points de sorties reste dans les tolérances contractuelles. En cas de dépassement des tolérances, le recours à la flexibilité supplémentaire implique des paiements de pénalités.

La quantité d'énergie d'équilibre est déterminée quotidiennement pour chaque fournisseur. Lorsqu'une bande de tolérance de 3% en période d'hiver et de 5% en période d'été n'est pas dépassée, l'énergie d'équilibre est respectivement facturée à 110% ou rachetée à 90% du prix spot "day ahead" de Zeebrugge. Le multiplicateur est porté à respectivement 150% et 70% pour la flexibilité en dehors de la bande de tolérance.

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%

Le détail des prix de l'énergie d'équilibre et des pénalités est renseigné sur le site de SOTEG S.A.⁷.

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.

4.1.4. **Stockage de gaz naturel**

Au Grand-Duché, l'accès au stockage de gaz n'est pas régulé. A part du "line pack", il n'existe pas de stockage notable. Le "line pack" sert principalement à l'équilibrage du réseau de transport, mais est également offert sous forme de flexibilité supplémentaire sur base négociée aux fournisseurs actifs sur le réseau par le GRT. Le régulateur n'est légalement pas compétent en matière de stockage.

SOTEG S.A. affiche dans ses conditions commerciales un prix indicatif d'accès à la flexibilité supplémentaire (voir ci-dessous). Tous les fournisseurs actuellement actifs dans le réseau de transport ont souscrit de la capacité de flexibilité supplémentaire.

7

http://www.soteg.lu/mmp/online/website/content/tranport_gaz/tarif_transport/file_186/transport_general_terms_and_fees.pdf

As an example SOTEG is currently offering additional storage capacity at the following conditions:

Cost per unit of storage: 4 EUR/Nm³/y

Cost per unit of injection/extraction: 20 EUR/Nm³/h/y⁸

4.1.5. Séparation effective

4.1.5.1. 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.

Le capital des différentes entreprises de gaz naturel se compose comme suit:

SOTEG S.A:

Etat Luxembourgeois: 21%

ARBED 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: 27,3%

SUDGAZ S.A.

est détenue par 15 communes du sud du pays, dont les communes d'Esch-sur-Alzette (42,48%), de Differdange (20,04%) et de Pétange (12,53%).

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

4.1.5.2. 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. Les quatre distributeurs historiques n'ont pas vraiment commencé à acquérir des clients dans d'autres réseaux de façon à ce que la création d'une identité séparée ne s'avère pas encore nécessaire.

4.1.5.3. 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

8

http://www.soteg.lu/mmp/online/website/content/tranport_gaz/tarif_transport/file_186/transport_general_terms_and_fees.pdf

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 un expert comptable chargé par l'entreprise de gaz naturel au moment 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.

4.2. Questions concernant la concurrence

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

La consommation globale du pays a progressée significativement ces dernières années, notamment à cause de la mise en service d'une centrale électrique alimentée au gaz naturel (turbine gaz-vapeur) de 350 MW. La consommation nationale de gaz naturel a ainsi progressée de 9,9 TWh en 2001 à 15,5 TWh en 2004.

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 toujours 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.

Les fournitures du nouvel entrant, bien qu'en hausse depuis début 2004, ne couvrent qu'une petite partie du marché national.

4.2.2. Description du marché de détail

4.2.2.1. Segment résidentiel

Les ménages représentent environ 20.3%⁹ 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, les distributeurs historiques se limitent toujours à approvisionner les clients finals raccordés à leurs réseaux respectifs. Une concurrence entre ces distributeurs n'a pas encore été observée. Ce segment représente environ 15.3% du marché national.

⁹ Dans les 20.3% sont également compris les petits commerces dont la consommation a une structure comparable aux ménages. 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. Toutefois, ceci n'empêche pas les clients non-résidentiels d'exercer leur éligibilité.

4.2.2.3. Segment industriel

Au sein du secteur industriel, qui représente 22.2% du marché, deux clients finals ont changé de fournisseur. Au vu du nombre de nouveaux contrats déjà signés pour les fournitures à partir de l'année prochaine et de l'annonce de l'arrivée sur le marché d'un nouveau fournisseur, cette situation s'améliorera vraisemblablement dans un avenir proche.

4.2.2.4. Producteurs d'électricité

Les producteurs d'électricité (turbine gaz-vapeur et cogénération) représentent 42.2% de la consommation de gaz naturel.

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 moment de la rédaction du présent rapport, seulement deux nouveaux entrants ont sollicité l'octroi d'une telle autorisation, dont l'un, une entreprise étrangère, a déjà des activités depuis 2002. L'autre demande parvient d'une entreprise luxembourgeoise d'ores et déjà active dans le marché de l'électricité.

Le marché du gaz naturel au Luxembourg ne suscite donc pas vraiment l'intérêt des fournisseurs étrangers. Etant donné qu'aucun nouveau fournisseur potentiel n'a signifié au régulateur des problèmes substantiels relatifs aux conditions d'accès au réseau, il semble que d'autres facteurs, dont notamment la taille limitée du marché, ont un effet dissuasif.

4.2.2.6. Modalités de changement de fournisseur

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.

Les modalités applicables aux clients profilés sont en phase d'élaboration par un groupe de travail composé de représentants des gestionnaires de réseau de distribution et du régulateur. Le concept prévoit le regroupement de tous les clients finals, raccordés à n'importe lequel des réseaux de distribution, dans une seule zone de distribution et de comptabiliser les écarts des différents fournisseurs au niveau de cette zone, permettant ainsi le foisonnement des fournitures, indifféremment 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 différents distributeurs. Des tarifs pour les gros consommateurs ne sont pas disponibles.

Cost in EUR / MWh	I4	I1	D3
Network charges (excl. levies)		5,25	6,53
Levies included in network charges		0,00	0,00
Energy costs and supply margin		22,60	22,81
Taxes (VAT 6% incl)		1,67	1,76
Total (including all taxes)		29,52	31,09

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 à ce sujet.

Il convient toutefois de rapporter la panne d'électricité générale du 2 septembre 2004, importée de l'Allemagne, et privant l'entière zone Cegedel de l'approvisionnement en électricité. L'incident fut provoqué par un court-circuit entre deux phases dont la cause n'est toujours pas connue. A cause du fonctionnement fautif d'une protection sur une ligne HT en Allemagne cet incident a conduit à la coupure quasi simultanée de deux lignes HT de façon que la troisième ne supporta plus la charge et déclencha également.

Après 40 ans d'approvisionnement sans faille, cette panne généralisée d'une durée de 32 minutes a eu comme conséquence que la question de la sécurité d'approvisionnement a regagné l'attention qu'elle mérite.

6. Questions relatives au service public

Il a déjà été relevé que les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE ne sont pas encore transposées en droit national. Dès lors, 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 statistiques ou d'expériences à rapporter.