



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax : 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL 2011 DE LA BELGIQUE

A

LA COMMISSION EUROPÉENNE

Le 14 juillet 2011

TABLE DES MATIERES

1. AVANT-PROPOS

2. PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS SUR LES MARCHES DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

2.1. Marché de gros

- 2.1.1 Développement relatif à la concentration du marché
- 2.1.2 Intégration régionale du marché
- 2.1.3 Développement des plates-formes d'échange d'électricité et de gaz
- 2.1.4 Activités de la CREG visant à promouvoir la concurrence sur le marché de gros

2.2. Marché de détail

- 2.2.1 Evolution de la concentration des marchés
- 2.2.2 Evolution du switching
- 2.2.3 Evolution des prix
- 2.2.4 Activités menées par les Régulateurs régionales en vue de promouvoir la concurrence sur le marché de détail

2.3. Obligations de service public et protection du consommateur

- 2.3.1 Transparence
- 2.3.2 Mise en place d'un service de médiation pour l'énergie
- 2.3.3 Missions de la CREG relatives au traitement des litiges

2.4. Infrastructure

- 2.4.1 Evolution des tarifs en 2010
- 2.4.2 Investissements dans le réseau de transport
- 2.4.3 Allocation de capacité

2.5. Sécurité d'approvisionnement

- 2.5.1 Compétences de la CREG sur le plan de la sécurité d'approvisionnement
- 2.5.2 Compétence des Régulateurs régionales sur le plan de la sécurité d'approvisionnement
- 2.5.3 Evolution des investissements au niveau fédéral
- 2.5.4 Evolution des investissements au niveau régional
- 2.5.5 Evolution de l'équilibre offre/demande
- 2.5.6 Diversification des sources et des routes

2.6. Régulation/Découplage

- 2.6.1 Compétences des régulateurs
- 2.6.2 Sanctions
- 2.6.3 Rôle des gestionnaires des réseaux de transport sur les marchés
- 2.6.4 Rôle des gestionnaires des réseaux de distribution sur les marchés
- 2.6.5 Evolution du découplage des gestionnaires des réseaux de transport
- 2.6.6 Evolution du découplage des gestionnaires des réseaux de distribution

2.7. Conclusions générales

2.7.1 En ce qui concerne la transposition du troisième paquet législatif

2.7.2 En ce qui concerne le cadre légal

3. RÉGULATION ET FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

3.1. Régulation

3.1.1 Gestion et allocation des capacités d'interconnexions et mécanismes relatifs à la congestion

A. Développements régionaux et bilatéraux

B. Résultats de marché sur les interconnexions

C. Procédure d'infraction envers la Belgique

3.1.2 Régulation du transport et de la distribution

A. Tarifs du réseau de transport

B. Tarifs du réseau de distribution

C. Etudes réalisées par la CREG en 2010

D. Aspects réglementaire des réseaux de distribution

E. Services auxiliaires et balancing

F. Conditions générales des contrats de responsable d'accès

3.1.3 Découplage effectif

3.2. Aspects concurrentiels

3.2.1 Description du marché de gros

A. Énergie électrique appelée

B. Fourniture d'électricité

C. Marché de gros de la production

D. Échange d'énergie

E. Fusions et acquisitions

F. Évolution des prix

3.2.2 Description du marché de détail

3.2.3 Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

4. RÉGULATION ET FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

4.1. Régulation

4.1.1 Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes relatifs à la congestion

4.1.2 Régulation du transport et de la distribution

A. Tarifs du réseau de transport (Fluxys)

B. Tarifs du réseau de distribution

C. Prix maximaux

D. Code de bonne conduite

E. Model de transport

F. Programme indicatif de transport

G. Contrat standard de raccordement

4.1.3 Découplage effectif

4.2. Aspects concurrentiels

4.2.1 Description du marché de gros

- A. Approvisionnement en gaz naturel
- B. Titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz naturel
- C. Autorisations de transport de gaz naturel
- D. Plates-formes d'échange
- E. Intégration avec les régions intra-européennes et les États membres voisins
- F. Intégration entre producteurs de gaz/importateurs et fournisseurs - contrats de fourniture de gaz à long terme
- G. Accès au stockage de gaz naturel
- H. Évolutions au niveau de la concentration du marché
- I. Fusions et acquisitions
- J. Évolution des prix

4.2.2 Description du marché de détail

4.2.3 Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

5. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

5.1. Électricité

5.1.1 Demande

5.1.2 Production

5.1.3 Infrastructures du réseau de transport

5.2. Gaz

5.2.1 Demande

5.2.2 Offre

5.2.3 Mesures en cas de situation d'urgence

5.2.4 Investissements

5.2.5 Normes de sécurité de l'approvisionnement

6. OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

1. AVANT-PROPOS

Le présent rapport couvre l'année 2010 et a été élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (VREG, CWaPE et BRUGEL) et le Service de Médiation pour l'Energie.

L'année 2010 a été marquée par des évolutions significatives, tant en ce qui concerne les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Au niveau européen, l'année écoulée a vu la rédaction, par la Commission européenne, de notes interprétatives relatives au 3^{ème} paquet législatif, afin de guider les États membres dans sa transposition dans leur législation nationale. Les quatre régulateurs ont été proactifs dans ce domaine en fournissant aux autorités belges, en toute transparence, des propositions de texte afin d'appliquer au mieux les dispositions du 3^{ème} paquet en droit belge. Les principaux objectifs des deux directives et des trois règlements qui constituent ce 3^{ème} paquet sont à améliorer le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en augmentant la transparence dans les activités de réseaux et de fourniture, en renforçant les droits des consommateurs, en particulier les consommateurs vulnérables, en soutenant la collaboration et la coordination au niveau européen entre les gestionnaires de réseaux, entre les régulateurs et entre les États membres et, enfin, en renforçant l'indépendance et les compétences des régulateurs.

Cette transposition en droit belge doit se faire en respectant le prescrit européen, dans l'intérêt général et en particulier dans celui des consommateurs. Il s'agit d'éviter que notre pays ne fasse l'objet, comme ce fut le cas dans le passé, d'une procédure d'infraction pour transposition incorrecte ou insuffisante de la législation européenne en matière d'électricité et de gaz.

Un des principaux axes du 3^{ème} paquet porte également sur la séparation des activités de production et de fourniture d'énergie des activités de réseaux, aussi appelée *unbundling*. Dans ce domaine, notre pays figure dans le peloton de tête européen. Durant l'année écoulée, GdF Suez, via Electrabel, a en effet vendu sa participation dans l'actionnariat des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, Elia et Fluxys. En ce qui concerne la distribution d'électricité et de gaz, Electrabel a confirmé son intention de réduire, voire à terme de revendre, sa participation au sein des gestionnaires de réseaux mixtes.

Au niveau belge, les régulateurs ont rempli leurs missions qui leur ont été confiées par la législation fédérale et régionale et la législation européenne, d'une part, de conseil des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz et, d'autre part, de surveillance du marché et de contrôle de l'application des lois et règlements.

En novembre dernier, une des juridictions suprêmes de notre pays, la Cour constitutionnelle, a confirmé l'indépendance et l'autonomie de la CREG. Elle a également précisé que cette autonomie n'est pas compatible avec la soumission du régulateur fédéral à un contrôle hiérarchique ou à une tutelle administrative. Toutefois, la CREG se doit d'être transparente dans ses actes et doit pouvoir justifier ses décisions

devant le Parlement, qui exerce un contrôle démocratique sur chaque organisme fédéral de notre pays, aussi indépendant soit-il.

François Possemiers
Président du Comité de direction

2. PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS SUR LES MARCHES DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

2.1. Marché de gros

2.1.1 Développement relatif à la concentration du marché

Electricité

En ce qui concerne la fourniture aux grands clients raccordés au réseau de transport fédéral (>70kV), la part de marché d'Electrabel S.A. a été estimée à environ 88,7 %, soit une augmentation d'environ 1,1 point de pourcentage par rapport à 2009. Le volume total d'énergie prélevée par les clients finals du réseau de transport fédéral a augmenté de près de 11 % en 2010, passant de 12.332,8 GWh en 2009 à 13.714,0 GWh en 2010. Deux points d'accès du réseau de transport fédéral ont changé de fournisseur en 2010 (source Elia). En ce qui concerne le marché de la production, il est clair que dans le courant de 2010, la position dominante d'Electrabel a diminué tout en restant néanmoins très forte. Le HHI du marché de production s'élève à environ 5.380 en 2010.

Gaz naturel

En 2010, quatorze entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. La consommation totale de gaz naturel est passée à 215,3 TWh, ce qui représente une augmentation de 10,9 % par rapport à la consommation de 2009 (194,2 TWh). La fusion entre GdF et Suez et l'exécution des conditions imposées par la Commission européenne suite à l'approbation de la fusion en 2008 ont eu une profonde influence sur l'évolution du marché en 2010 et en particulier sur les parts de marché de Distrigas et du groupe GdF Suez sur le marché du transport de gaz naturel. Avec 52,1 % de parts de marché, Distrigas restait cependant toujours l'acteur dominant en 2010.

2.1.2 Intégration régionale du marché

Electricité

Après avoir exporté en 2009, pour la première fois depuis la libéralisation du marché de l'électricité, de l'énergie électrique sur une base annuelle, la Belgique a à nouveau importé de l'électricité en 2010 sur une base annuelle, même si ce n'est que parcimonieusement. Jusqu'au 8 novembre 2010, le couplage des marchés était effectué via le *Trilateral Market Coupling* (TLC), impliquant la Belgique, la France et les Pays-Bas. Le 9 novembre 2010, le couplage des marchés a été étendu à la région Centre-Ouest européenne (CWE), ce qui implique que le marché journalier belge est désormais couplé, sur la base d'enchères implicites, avec la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas. Via le couplage *Interim Tight Volume Coupling* (ITVC), également lancé le 9 novembre 2010, la région CWE est couplée avec le marché nordique au moyen d'un mécanisme basé sur les volumes (*Volume Coupling*).

Gaz naturel

La Belgique occupe une position stratégique comme point nodal dans les systèmes de gaz naturel de la région Nord-Ouest. Cette position s'illustre par le niveau élevé d'interconnexions avec les réseaux adjacents et l'importance des volumes de gaz

naturel attirés pour le transit international et l'approvisionnement local. S'il était encore question, au cours des années précédentes, de congestions au niveau de l'offre de capacité d'entrée sur les points d'interconnexion d'Eynatten et 's Gravenvoeren, celle-ci a été supprimée en 2010 grâce à des investissements supplémentaires réalisés. À cet égard, la mise à deux sens du point d'entrée à Zelzate et le renforcement de l'axe est-ouest via le projet rTr2 comptent parmi les réalisations les plus marquantes. Ce faisant, les principaux besoins ont certes été pris en compte, mais l'intégration du marché reste encore inachevée. Des investissements supplémentaires restent en effet indispensables pour pouvoir intégrer le réseau belge dans le processus d'harmonisation européen. La collaboration en matière de projets d'investissement avec les pays voisins était déjà devenue une pratique courante via des projets d'investissement coordonnés (*Open Seasons*). Tous ces projets ont donné lieu, en 2010, à une décision d'investissement coordonnée définitive transfrontalière. Des plans d'exécution ont été mis en œuvre. Ce succès a permis, entre autres, à la collaboration régionale de devenir une obligation conformément à la nouvelle réglementation européenne. À l'avenir, la collaboration au sein de l'initiative régionale nord-ouest devra dès lors assumer une tâche de coordination et de suivi intense. Par ailleurs, un nouvel examen européen a démontré qu'à l'instar de l'expérience belge, les mécanismes en matière d'allocation de capacité et les principes en matière de gestion des congestions aux points de connexion des réseaux ne sont, dans l'ensemble, pas du tout harmonisés. L'organisation de marché locale et/ou nationale propre est encore trop maintenue. C'est la raison pour laquelle, en 2010, il a été admis qu'une collaboration mieux structurée était nécessaire afin de réaliser l'intégration du marché, à tout le moins en ce qui concerne l'aspect que doit revêtir un marché intégré unifié. L'ensemble du processus nécessite un cadre clair, permettant d'évoluer par étape vers un modèle final.

Pour définir ce *target model*, un forum de discussion a été créé sur initiative de l'ERGEG fin 2010. La position de toutes les parties intéressées sera entendue et analysée grâce à la tenue de workshops et à la réalisation d'études externes. Une conclusion finale est attendue en 2011.

2.1.3 Développement des plates-formes d'échange d'électricité et de gaz naturel

Electricité

En 2010, le couplage des marchés *day ahead* entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (EPEX FR) a une nouvelle fois été couronné de succès : les trois marchés n'ont en effet fonctionné que rarement de manière entièrement isolée. Belpex et EPEX FR ont été couplés pendant 87 % du temps, Belpex et APX pendant 73 % du temps. La Belgique n'a été isolée des deux autres marchés que pendant 1,2 % du temps. Les rentes de congestions journalières s'élèvent à un total de 33,3 millions d'euros en 2010.

Gaz naturel

Au niveau national, l'activité sur la bourse de gaz naturel APX Gas ZEE demeure très limitée : 75 transactions y ont été relevées en 2010. Ce constat implique aussi que le commerce OTC (over the counter) sur le hub de Zeebrugge demeure l'élément central du commerce en Belgique. Bien que le total du volume négocié sur ce hub ait atteint en 2010 un niveau similaire à celui de 2009, une augmentation significative de la liquidité a toutefois pu être observée. Par ailleurs, les nouvelles évolutions en matière de régulation des hubs et des bourses subissent, au niveau européen, une accélération.

Dans ce contexte, la CREG a assumé un rôle de premier plan dans la rédaction du rapport ERGEG 2010 relatif au monitoring des hubs de gaz naturel. Elle a également suivi de près la proposition de la Commission européenne de nouveau règlement européen sur l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie (REMIT).

Les marchés de gros tels que les bourses et les hubs, sur lesquels le gaz naturel et l'électricité sont négociés entre producteurs et commerçants, jouent un rôle de plus en plus important dans la détermination des prix payés par les clients finals. Les questions transfrontalières nécessitent dès lors également une surveillance transfrontalière. À cet égard, l'Agence européenne de coopération des régulateurs (ACER) collaborera étroitement avec les régulateurs nationaux, qui sont également responsables de l'examen des éventuelles anomalies constatées et, le cas échéant, de l'imposition de sanctions.

2.1.4 Activités de la CREG visant à promouvoir la concurrence sur le marché de gros

La CREG a continué à assurer en 2010 un monitoring permanent des marchés de l'électricité et du gaz naturel, sur le plan technique et tarifaire. Dans ce cadre, en ce qui concerne l'électricité, la CREG s'est notamment penché sur l'intégration régionale des marchés, le fonctionnement du Belpex *Day Ahead Market*, la problématique nucléaire et les prix appliqués aux clients finals. En ce qui concerne le gaz naturel, la CREG s'est notamment penché sur l'intégration régionale des marchés, sur la promotion de la liquidité sur le marché de gros (au moyen d'investissements complémentaires et un plaidoyer pour un meilleur soutien du hub de Zeebrugge), sur le développement d'un marché régional compétitif pour le gaz naturel à bas pouvoir calorifique et sur la problématique des coûts et des prix. La CREG a par ailleurs collaboré avec le Conseil de la concurrence. Plusieurs membres du personnel de la CREG sont intervenus en qualité d'experts dans plusieurs dossiers du Conseil de la concurrence.

2.2. Marché de détail

2.2.1 Evolution de la concentration des marchés

La méthodologie utilisée pour les indices HHI et C3 est identique pour les trois régions. Indice Herfindahl-Hirschman (HHI) et ratio de concentration C3 : Sur la base des parts de marché en termes de points d'accès pour les trois régions.

a) Région flamande

Le nombre de fournisseurs continue à croître par rapport 2009 (28 pour l'électricité et 21 pour le gaz naturel). Tant pour le marché de l'électricité que pour celui du gaz naturel, une forte concentration de ces marchés reste toujours d'actualité. Cela est dû vu la part de marché importante des fournisseurs standard, et vu les fusions et participations entre les différents acteurs.

b) Région wallonne

Quatre ans après la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, on constate que ceux-ci atteignent une certaine maturité. Le nombre de fournisseurs continue à croître de manière constante (22 pour l'électricité, 18 pour le gaz naturel) et ils se livrent à une réelle concurrence.

On note une certaine stagnation dans les contrats conclus auprès du fournisseur désigné pour la zone de consommation, tandis que les nouveaux entrants enregistrent une progression plus marquée.

Par ailleurs, le marché s'est étendu d'environ 5.000 nouveaux clients gaz naturel et 14.000 nouveaux clients électricité en 2010.

La part des clients qui échappent à la libéralisation est stable (il s'agit des clients protégés fournis par le gestionnaire de réseau, qui ont fait le choix de se soustraire du marché) : elle concerne 3,3% de la clientèle gaz naturel et 8% de la clientèle électricité.

c) Région Bruxelles-Capitale

Au 31 décembre 2010, il y avait 13 sociétés détentrices d'une licence de fourniture en gaz naturel et 15 d'une licence de fourniture d'électricité sur le territoire de la Région Bruxelles-Capitale. Même s'ils ont en Région bruxelloise l'obligation légale de faire offre à tout consommateur qui le demande, tous les fournisseurs actifs ne ciblent pas la même clientèle. Fin 2010, 5 fournisseurs étaient actifs auprès des clients résidentiels. Ce qui permet d'avancer qu'un niveau de concurrence suffisant est assuré en la Région Bruxelles-Capitale pour ce segment de clientèle.

2.2.2 Evolution du switching

a) Région flamande

Conformément au troisième paquet la durée maximale pour faire un switch est 3 semaines. En 2010 cette durée est encore 4 semaines.

En 2010 on note une forte augmentation (15%) du nombre de clients (résidentiels et professionnels confondus) ayant opté pour un « contrat vert » électricité.

D'autre part, en 2010, le nombre de changements de fournisseurs électricité était sur un niveau exceptionnellement haut (6,68% pour 2010).

Tant pour l'électricité que pour le gaz, la plupart des contrats sur le marché résidentiel en Flandre ont une durée de 1 an.

b) Région wallonne

La libéralisation est à présent véritablement rentrée dans les habitudes de la clientèle : près de $\frac{3}{4}$ de la clientèle résidentielle a conclu un contrat pour le gaz naturel et 70% pour l'électricité. On note par ailleurs que fin 2010, pratiquement 4 clients résidentiels actifs sur 10 pour le gaz naturel et 6 clients résidentiels actifs sur 10 pour l'électricité avaient fait le choix de conclure avec un nouvel entrant.

c) Région Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, tant en électricité qu'en gaz naturel, la durée des contrats de fournitures est de 3 ans.

Le taux de switch moyen, pour la clientèle résidentielle en 2010 est de 3,4% en électricité et quasiment identique en gaz naturel. Ces taux ont été relativement stables durant toute l'année 2010. Pour la clientèle professionnelle, ce taux s'élève à 15,8% en électricité et 22,6% en gaz naturel en 2010.

Pour la clientèle professionnelle, les taux de switch relatifs au changement de fournisseur sont en constante augmentation. Par rapport à 2007, cette augmentation est respectivement de 5,9% pour le gaz naturel et 4,5% pour l'électricité.

2.2.3 Evolution des prix

Electricité

Le prix facturé à l'utilisateur final a continué à augmenter en 2010. Cette hausse s'explique par l'évolution des paramètres du prix de fourniture. En outre, pour ce qui concerne la Région flamande, le prix unitaire des kWh gratuits a diminué, ce qui implique une baisse pour les tarifs de distribution pour les clients flamands. Par ailleurs, l'augmentation des quotas à fournir en matière de certificats verts se traduit par une plus grande contribution pour l'énergie renouvelable et la cogénération. Enfin, la cotisation fédérale électricité a augmenté.

Gaz naturel

Le prix facturé à l'utilisateur final a continué à augmenter en 2010. Cette hausse s'explique par l'augmentation du prix de l'énergie liée à l'évolution du prix des matières premières. Cette augmentation est partiellement compensée par la diminution des tarifs de transport et la baisse de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés. Le nombre de fournisseurs actifs par GRD reste stable pour le marché de l'électricité par rapport à 2009 (dernière colonne). Pour le marché du gaz naturel il y a une augmentation considérable.

GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION	Anode B.V.	Belpower International N.V.	DB Energie	Ecopower C.V.B.A.	EDF Belgium	Electrabel N.V.	Electrabel Customer Solutions N.V.	Electrawinds Distribute N.V.	Elegant B.V.B.A.	Elektricitetsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	Eleys N.V.	Endesa Energia S.A.U.	Eneco Belgique B.V.	Energy Logistics and Services GmbH	EON Belgium N.V.	EON Energy Trading S.E.	Essent Belgium N.V.	Lampiris N.V.	Nidra Handelscompagnie B.V.	Nuon Belgium N.V.	OCTA+ Energie N.V.	Pfalzwerke AG	RWE Energy Belgium	Scholt Energy Control België N.V.	SFE N.V.	Sabill A.S.A.	Trianel Energie B.V.	Wase Wind C.V.B.A.	Total	Total année précédente	
AGEM		•		•		•	•																							10	10
DNB BA						•	•																							6	6
ELIA (1)						•	•																							9	8
GASELWEST	•	•		•		•	•																							15	14
GHA		•	•	•		•	•																							10	10
IMEA	•	•		•		•	•																							14	15
IMEWO	•	•		•		•	•																							14	15
INFRAx WEST		•	•	•		•	•																							12	13
INTER-ENERGA	•	•		•		•	•																							14	13
INTERGEM	•	•		•		•	•																							14	14
INTERMOSANE	•	•		•		•	•																							7	7
IVEG	•	•		•		•	•																							13	13
IVEKA	•	•		•		•	•																							15	14
IVERLEK	•	•		•		•	•																							15	15
PBE	•	•		•		•	•																							12	13
SIBELGAS	•	•		•		•	•																							12	12

GESTIONNAIRE DE RESEAU DE GAZ NATUREL	Distribgas N.V.	Dong Energy Sales B.V.	E.ON Belgium N.V.	E.ON Ruhrgas A.G.	EDF Belgium	Electrabel N.V.	Electrabel Customer Solutions N.V.	Elegant B.V.B.A.	Elektricitatsbedrijf Marktplas B.V.B.A.	Eneco België B.V.	Energy Logistics & Services Gmb.b.H.	Essent Belgium N.V.	GAS Natural Europe S.A.S.	GDF SUEZ	Lampiris N.V.	Nuon Belgium N.V.	OCTA+ Energie N.V.	RWE Energy Belgium	SFE N.V.	Statcof A.S.A.	Wingas GmbH	Total	Total année précédente	
	GASELWEST	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	13
IMEA	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	11	9
IMEWO	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	12	11
INFRA X WEST					(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	9	9
INTER-ENERGA	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	13	11
INTERGAS NETBEHEER B.V.		•																					1	1
INTERGEM	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	13	11
IVEG	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	11	9
IVEKA	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	12	9
IVERLEK	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	13	10
SIBELGAS	•				(•)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	10	7

	ELECTRICITE Résidentiel		ELECTRICITE PME		GAZ NATUREL Rés.	
	jan	déc	jan	déc	jan	déc
2010						
nombre de contrats	34	40	31	38	17	20
sans produits ou seulement les clients actifs peuvent encore souscrire	33	37	31	38	17	20
avec équivalents	34	38	32	39	18	21

La VREG dispose d'un calculateur qui permet les consommateurs de comparer les prix (et autres qualités) des différents fournisseurs. A part le calculateur des régulateurs, il y a aussi pas mal d'outils à disposition sur le marché offert par des différents acteurs. (par exemple Test-Achat – consommateurs). Les fournisseurs sont obligés de transmettre sur base mensuelle les nouveaux tarifs au régulateur (un mois en avance). La simulation montre un prix global annuelle sur base des dernières paramètres connus.

2.2.4 Activités menées par les Régulateurs régionales en vue de promouvoir la concurrence sur le marché de détail

a) Région flamande

En 2010, la VREG n'a pas exercé d'activités spécifiques afin de favoriser la concurrence sur le plan de la fourniture faite aux clients finals. Elle a toutefois fourni des efforts conséquents sur le plan de la communication et de l'information afin d'aider les clients finals à s'orienter sur le marché et à devenir/demeurer actifs.

En 2010, les marchés de l'électricité et du gaz naturel en Flandre ont été caractérisés par une activité de switch augmentée et d'une hausse des contrats verts.

L'influence des fusions et des reprises sur le marché de l'énergie ne peuvent également pas être sous-estimée. Depuis des années la fusion de GdF - Suez, société mère d'Electrabel, fait l'objet d'importantes discussions et a été accomplie en 2009. Au cours de l'année 2010, le portefeuille des clients d'EDF a été repris par SPE. Plusieurs autres opérations ont été annoncées, déjà exécutées ou vont encore se présenter, en outre la reprise de Nuon par Vattenfall. Certaines sont de nature à donner une nouvelle

impulsion à la concurrence, d'autres menacent plutôt de limiter le nombre d'acteurs et diminue de la sorte la pression concurrentielle. Le fait que le marché demeure toujours très concentré rend la question d'autant plus préoccupante.

Les clients professionnels sont nettement plus actifs que les clients résidentiels. Les analyses de la VREG montrent un prix beaucoup plus avantageux, que les PME peuvent atteindre si elles adoptent le niveau de prix le plus bas du marché.

b) Région wallonne

Afin de mettre à disposition des consommateurs résidentiels une information pertinente quant à l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'une aide dans leur choix d'un fournisseur commercial en connaissance de cause, tant au niveau du prix qu'au niveau de la qualité des services fournis, des outils ont été mis en place en Région wallonne. Ceux-ci ont continué à être développés en 2010 :

Pour le client résidentiel wallon désireux de choisir et/ou de changer de fournisseur, le plus important est de pouvoir disposer, sur base de son profil de consommation ou de sa consommation historique, d'une estimation de sa facture pour les différents produits de chacun des fournisseurs ainsi qu'auprès du fournisseur désigné par le gestionnaire de réseau de distribution. Le *simulateur tarifaire* de la CWaPE, accessible sur le site www.cwape.be, offre cette possibilité de comparer les offres des différents fournisseurs d'électricité et/ou de gaz naturel disposant d'une licence en Région wallonne.

Les résultats de la simulation permettent aux clients de s'apercevoir, d'une part, qu'il existe un certain nombre de produits plus avantageux que celui du fournisseur désigné et, d'autre part, que des différences substantielles existent entre les différents produits pour un profil de consommation donné.

Pour le client résidentiel wallon, il est également utile de pouvoir suivre régulièrement les évolutions des prix du gaz naturel et de l'électricité et de leurs composantes. Ces évolutions sont analysées dans *l'observatoire des prix* pour la période allant de janvier 2007 à décembre 2010 à partir des données du simulateur tarifaire.

C'est au travers des décrets du 17 juillet 2008 que le Gouvernement wallon a exprimé sa volonté de permettre au client final de choisir son fournisseur d'énergie non pas uniquement en fonction du prix, mais également sur base de la qualité comparée des services rendus aux consommateurs. Afin d'évaluer cette qualité de service, le législateur a imposé aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau de distribution le respect d'objectifs de performance au titre d'obligations de service public. Dans cette perspective, la CWaPE a mis en place un processus de concertation avec les fournisseurs d'énergie actifs sur le secteur des clients résidentiels en Région wallonne en vue d'introduire des *indicateurs de performance* destinés à une publication. Plusieurs indicateurs ont été définis, tels que le délai d'édition d'une facture et le délai de remboursement d'un trop-perçu constaté au moment de l'émission d'une facture de régularisation annuelle ou de fin de contrat lors d'un changement de fournisseur, ou dans le cadre d'un déménagement. La méthodologie d'établissement de ces indicateurs a été mise au point et un premier "*testrun*", portant sur les factures éditées en juillet 2010, a été réalisé. Ce *testrun* a nécessité, pour les 7 fournisseurs actuellement concernés – les fournisseurs aux clients résidentiels – des développements informatiques pour interroger leurs propres bases de données aux fins d'en extraire les informations nécessaires et de calculer les indicateurs attendus. Le calcul des indicateurs relatifs au *testrun* a été analysé par la CWaPE auprès de chaque fournisseur pour vérifier si les développements réalisés permettent aux indicateurs de fidèlement

refléter les performances ciblées tant au niveau de la complétude que de la qualité des données à partir desquelles les indicateurs sont établis, et ce conformément aux règles qui avaient été définies. Par la suite, chaque fournisseur a fourni à la CWaPE un rapport d'assurance, de manière à garantir une évaluation et un rapportage de qualité par les fournisseurs. Le rapport d'assurance a pour but de fournir à la CWaPE l'assurance que les indicateurs de performance relatifs aux services de facturation et d'information reflètent fidèlement la réalité. Pour ce faire, le rapport d'assurance définit les principes à respecter par le fournisseur en matière d'engagement de la direction, de contrôle interne et d'audit interne à l'entreprise. L'année 2010 a également vu la concertation nécessaire à la mise en œuvre des indicateurs de performance relatifs aux services d'information, à savoir les taux d'accessibilité et le délai de réponse des services téléphoniques (call-center).

c) Région Bruxelles-Capitale

En 2010, BRUGEL a lancé une large campagne de communication visant à promouvoir les services du régulateur bruxellois pour le grand public et notamment l'aide que ce dernier apporte aux particuliers qui souhaitent changer de fournisseur. Cette campagne s'est déroulée fin 2010 et a généré une augmentation de 20% des demandes d'information par téléphone et 30% des visites sur le site de BRUGEL. Les pages du site concernant le comparateur tarifaire étant celles les plus fréquemment consultées. Par ailleurs, BRUGEL publie trimestriellement des statistiques relatives aux prix et activités sur le marchés. Ces statistiques sont toutes publiées sur le site internet de BRUGEL. BRUGEL a également participé à plusieurs conférences saisissant à chaque fois l'occasion de rappeler que changer de fournisseur était l'une des manières de réduire sa facture énergétique.

2.3. Obligations de service public et protection du consommateur

2.3.1 Transparence

a) Région flamande

Les fournisseurs sont obligés de mentionner sur la facture l'origine de l'électricité (fuelmix).

Pour le marché de l'électricité en Flandre, 6,1% (156.412 clients résidentiels) bénéficient d'un tarif social spécifique auprès de leur fournisseur commercial. L'année précédente, ce chiffre était plus bas (121.914 ou 4,7%) étant donnée que le consommateur protégé devait encore fournir la preuve alors, qu'à partir de 2010 le tarif social est accordé automatiquement.

Pour le marché du gaz naturel naturel en Flandre, 5,7% (88.272 clients résidentiels) bénéficient d'un tarif social spécifique auprès de leur fournisseur commercial (en 2009 65.942 ou 4,33%).

La VREG a pris une décision concernant le fournisseur de dernier recours. La VREG estime que c'est aux GRD de désigner le fournisseur de dernier recours. La pratique a démontré que cette décision n'est pas suffisante de sorte que la VREG organise actuellement une consultation pour réviser les règles concernant le fournisseur de dernier recours.

b) Région wallonne

En Région wallonne, il n'y a pas eu de développements significatifs à cet égard en 2010. Au point 6 de ce rapport, une description de la situation actuelle est reprise, notamment au regard de l'Annexe A des Directives du troisième Paquet.

c) Région Bruxelles-Capitale

À tout client qui le demande, les fournisseurs sont dans l'obligation de faire une offre commerciale raisonnable et non discriminatoire dans les 10 jours ouvrables. Les fournisseurs peuvent toutefois refuser, par écrit, de faire une proposition à un client potentiel qui aurait encore des dettes non apurées. En 2010, pour le marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, 7,9% (40.407 clients résidentiels) bénéficient du tarif social spécifique. En 2009, seulement 5,2% (26.243 clients résidentiels) bénéficiaient de cet avantage. Les raisons de cette augmentation sont identiques à celles données pour Région flamande. Pour le marché du gaz naturel, 8,5% (31.272 clients résidentiels) bénéficient du tarif social spécifique. En 2009, seulement 3,5% (12.715 clients résidentiels) bénéficiaient de cet avantage.

2.3.2 Mise en place d'un service de médiation pour l'énergie

➤ Service de médiation de l'énergie au niveau fédéral

Bien que la procédure de nomination du médiateur fédéral de l'énergie d'expression française est toujours en cours, le service de médiation de l'énergie est opérationnel depuis le 10 janvier 2010. Ce service est compétent pour traiter tout différend entre un client final et une société d'électricité ou de gaz naturel et répartir les demandes et plaintes concernant le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz naturel.

En 2010, le Service de Médiation a reçu 1.889 plaintes recevables. Autrement dit, 54,8 % des plaintes reçues relevaient de la compétence du Service de médiation de l'énergie. Pour 492 plaintes (12,5 %), le Service de médiation de l'énergie n'était pas compétent, pour les raisons suivantes :

- la plainte avait uniquement trait à des compétences régionales (433 plaintes) ;
- la plainte était adressée à d'autres services compétents, comme la Direction générale du Contrôle et de la Médiation du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie (57 plaintes).

Le Service de médiation de l'énergie a pu finaliser et clôturer 978 des 1.889 dossiers de plaintes recevables (51,8 %). Le délai de traitement d'un dossier de plainte est de 20 jours ouvrables pour examiner la recevabilité d'une plainte et d'encore 40 jours ouvrables pour finaliser le dossier (reconductible pour la même période).

Un premier problème se pose dans le cadre de la procédure administrative pour un déménagement. Un certain nombre de fournisseurs acceptent une simple communication unilatérale des relevés de compteurs le jour du déménagement. Cette communication peut intervenir par téléphone ou par écrit. Si les relevés de compteurs font par la suite l'objet d'une contestation, l'intéressé doit tout de même encore présenter un document de transfert signé par l'ancien occupant et le nouveau. Au bout d'un certain temps, il n'est plus toujours évident de présenter ce document.

Par ailleurs, le Service de médiation de l'énergie constate également des problèmes dans le cadre de l'application des tarifs sociaux. Ceux-ci ont notamment trait :

- à l'automatisation des tarifs sociaux;
- au manque de communication qui fait en sorte que certains ménages ne connaissent pas leurs droits sur le plan fédéral ou régional (chaque Région a en effet sa propre définition du statut de client protégé) ;
- à l'attribution du tarif social avec effet rétro actif.

Les indemnités de rupture en cas de résiliation anticipée d'un contrat de fourniture d'énergie s'avèrent constituer un troisième problème. Le changement de fournisseur ne se déroule pas toujours avec la même fluidité et il arrive que tant l'ancien fournisseur que le nouveau ne respectent pas les conventions de l'accord de consommateurs.

De plus, les factures d'acompte sont également régulièrement la source de problèmes. Ces problèmes ont souvent trait au calcul ou à la modification du montant de la facture d'acompte, mais aussi à l'imputation d'un acompte alors que le contrat de fourniture n'a pas encore pris effet, voire a déjà été résilié. Des problèmes de paiement peuvent apparaître lorsque le fournisseur envoie au cours du même mois une facture d'acompte et un décompte final ou une facture de clôture.

Un cinquième problème a trait aux domiciliations bancaires. Ce cas se présente surtout lorsque le fournisseur d'énergie débite la facture finale annuelle et que le client final ne dispose de ce fait plus des ressources financières nécessaires pour pourvoir ce mois-là à sa subsistance. Si en plus, la facture de consommation annuelle n'est pas correcte, le problème devient plus cuisant encore. En effet, une fois que la domiciliation bancaire a été exécutée, il est demandé au client final de récupérer le montant payé de la facture contestée.

Enfin, le Service de médiation de l'énergie constate régulièrement que les fournisseurs d'énergie ne respectent pas les délais de remboursement pour les montants devant être crédités au client. En règle générale, ces délais sont identiques aux délais de paiement applicables aux montants dont le client est redevable. Les fournisseurs ont cependant tendance à prétexter ne pas connaître le numéro de compte du client. Cette explication suscite des questions, car le numéro de compte est connu du fournisseur lorsque les ordres de paiement sont en sa faveur. Même lorsque le numéro de compte est communiqué, certains fournisseurs traînent encore beaucoup avant de procéder au remboursement. Un certain nombre de fournisseurs utilisent les montants à rembourser pour entre-temps apurer de nouveau des factures (d'acompte) existantes.

➤ **VREG**

En 2010, la VREG a reçu 411 plaintes des clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et de gestionnaires de réseau. 293 plaintes ont été traitées.

Les 411 plaintes peuvent être ventilées comme suit :

Accouplement au réseau	Level 2		Level 1
	1.1	0	
	1.2	9	
	1.3	8	
	1.4	33	
	total		50

Compteur	2.1	21		
	2.2	72		
	2.3	0		
	2.4	0		
	2.5	6		
	2.6	22		
	2.7	0		
	2.8	0		
	2.9	4		
	2.10	19		
	total		144	
Mauvaise service clientèle	9.1	2		
	9.2	0		
	9.3	0		
	total		2	
Qualité de livraison	3.1	10		
	3.2	2		
	3.3	0		
	total		12	
Accouplement/découplement	4.1	0		
	4.2	0		
	4.3	17		
	4.4	0		
	4.5	5		
	4.6	0		
	4.7	0		
	totaal		22	
Problèmes de facturation	5.1	0		
	5.2	0		
	5.3	46		
	total		46	
Prix/Tarif	6.1	0		
	6.2	0		
	6.3	0		
	6.4	0		
	6.5	0		
	6.6	1		
	6.7	0		
	6.8	0		
	6.9	0		
	total		1	

Switch fournisseur	7.1	0	
	7.2	6	
	7.3	0	
	7.4	1	
		total	7
Pratique commerciale déloyale	8.1	2	
	8.2	1	
	8.3	1	
	8.4	3	
		total	7
Problèmes de paiement	10.1	0	
	10.2	0	
	10.3	0	
	10.4	0	
	10.5	0	
	10.6	0	
		total	0
Autorisation régionale	11.1	0	
	11.2	0	
	11.3	0	
	11.4	2	
	11.5	0	
		total	2
		total	293

Autorisation régionale	11.1	0	
	11.2	24	Fait parti de la facturation
	11.3	22	Fait parti de découplage à cause de problèmes de paiements
	11.4	2	
	11.5	0	

➤ **CWaPE**

Le Service régional de médiation pour l'énergie (« SRME »), en fonction depuis le 1^{er} janvier 2009, est chargé de traiter, dans les limites des compétences régionales, les questions et plaintes relatives aux activités des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux. Ce service est intégré au sein de la direction des services aux consommateurs et des services juridiques de la CWaPE. Les procédures applicables auprès de ce service sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au service régional de médiation pour l'énergie.

Au cours de l'année 2010, le Service Régional de Médiation pour l'Énergie a reçu un total de 5761 demandes écrites (électricité et gaz naturel) qui sont réparties de la manière suivante :

Nombre total de demandes	Médiations normales	Médiations urgentes	Questions	Indemnisations	Conciliations	Demande d'avis
5761	1178	134	4392	48	4	5

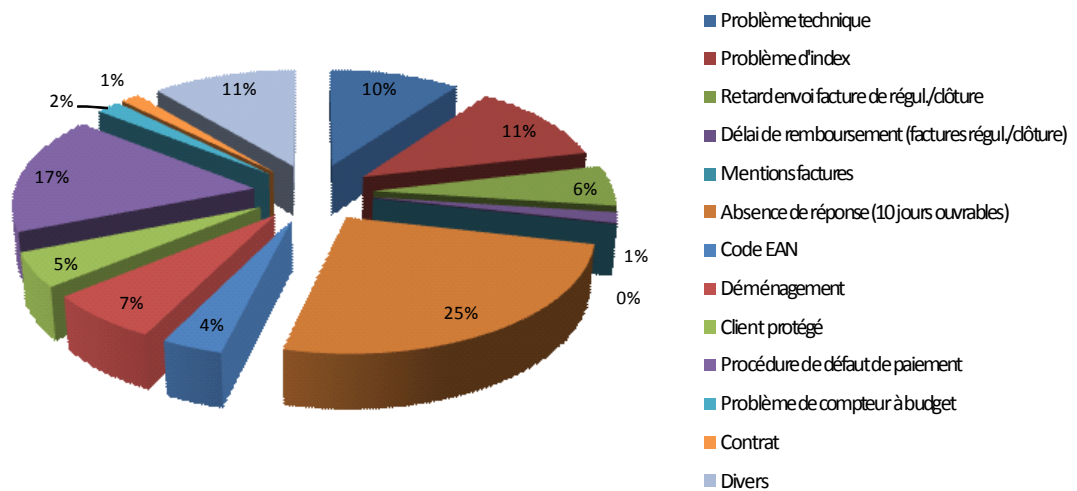
Le graphique qui suit détaille le nombre de plainte par type d'énergie, ainsi que le statut des plaintes reçues au 31 décembre 2010 :

Procédure	Type d'énergie	Statut de la demande à la clôture			En cours	Irrecevables et non-encore recevables	Total
		Fondée	Partiellement fondée	Non fondée			
Médiation	Electricité	103	59	57			218
	Gaz	10	14	13			37
	Electricité et gaz	13	7	4			24
	Total	126	80	74	36	862	1178
Urgence	Electricité	32	24	33			81
	Gaz	6	5	5			16
	Electricité et gaz	1	7	8			15
	Total	39	36	46	2	11	134
Indemnisation	Electricité	11	1	8			17
	Gaz	2	0	0			2
	Electricité et gaz	1	0	0			1
	Total	14	1	8	4	21	48
Conciliation	Electricité	1	0	1			2
	Gaz	0	0	0			0
	Electricité et gaz	0	1	0			1
	Total	1	1	1	1	0	4
TOTAL		180	118	129	43	894	1364

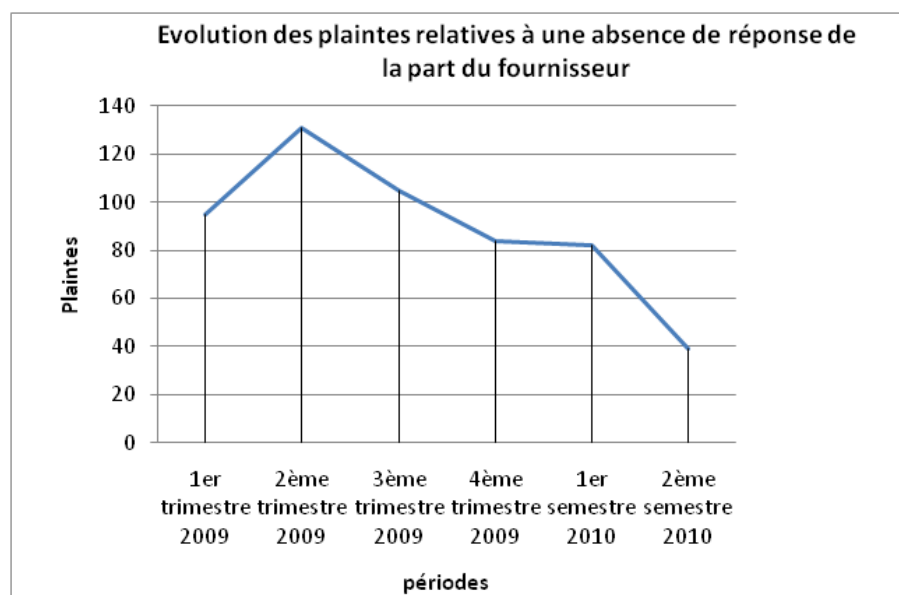
Les plaintes recevables ont été classées parmi les catégories suivantes :

- Absence de réponse du fournisseur dans un délai de 10 jours ouvrables ;
- Problèmes techniques ;
- Problèmes d'index de consommation ;
- Problèmes de remboursement des factures (facture de régularisation/clôture) ;
- Déménagements problématiques ;
- Clients protégés ;
- Défaut de paiement/procédure de placement de compteur à budget ;
- Retard de facturation ;
- Problèmes de codes EAN ;
- Problèmes liés aux mentions d'un contrat ;
- Problèmes liés aux mentions d'une facture ;
- Divers ;

Répartition des demandes par catégories



Une précision s'impose à propos de la catégorie « Absence de réponse » : les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans les marchés du gaz naturel et de l'électricité obligent les fournisseurs à mentionner sur leurs factures les moyens de contact (téléphone, adresse électronique, fax,...) du service de gestion de la clientèle ainsi que le délai endéans lequel une réponse sera apportée à toute demande formulée par le client. Ce délai ne peut dépasser dix jours ouvrables. Ces textes réglementaires stipulent également que la réponse motivée doit, à tout le moins, mentionner si la demande est fondée ou non ou si elle doit être examinée davantage. Lorsque cette disposition est entrée en vigueur, les fournisseurs étaient généralement très loin de satisfaire à cette exigence. Le SRME a reçu dès 2009 de très nombreuses plaintes faisant état d'une absence de réponse aux récriminations ou simples demandes de renseignement adressées par des clients à leurs fournisseurs. Les précédentes statistiques du SRME faisaient apparaître en effet l'importance très nette de cette catégorie de plaintes par rapport aux autres. Il faut signaler que le fait de répertorier une plainte dans cette catégorie, a pour effet d'occulter l'objet sous-jacent de la plainte ou demande (erreur d'index, problème de déménagement...), mais eu égard à la gravité de ce grief (l'absence de réponse est particulièrement mal ressentie par les plaignants et est constitutive d'une véritable infraction), il nous a semblé nécessaire de retenir prioritairement cette catégorie lorsque la plainte revêt une nature mixte. Comme nous l'avons signalé supra, le SRME a mené, à partir du second semestre 2009, une campagne plus coercitive à l'égard des fournisseurs afin d'améliorer leur réactivité et accessibilité face aux demandes écrites de leurs clients. Cette campagne s'est poursuivie en 2010. Des amendes ont été infligées pour sanctionner les infractions les plus flagrantes à cette exigence réglementaire. Cette mesure porte manifestement ses fruits puisque les chiffres de cette catégorie de plaintes sont en baisse.



➤ **BRUGEL**

Après de BRUGEL 115 plaintes ont été répertoriées en 2010. Les 115 plaintes peuvent être ventilées comme suit :

Raccordement au réseau	1
Compteurs	42
Qualité de fourniture	1
Coupure	13
Problèmes de facturation	23
Prix/tarif	4
Switch fournisseur	1
Pratiques commerciales déloyales	2
Contrats et ventes	7
Compétences régionales	21

2.3.3 Missions de la CREG relatives au traitement des litiges

Les nouvelles missions attribuées par la CREG en 2009 relatives au règlement des litiges, qui prévoient la création au sein de la CREG d'un Service de conciliation et d'arbitrage et d'une Chambre de litiges n'ont pas pu être exercées à ce jour. En effet, au 31 décembre 2010, les arrêtés d'exécution nécessaires à cet effet n'avaient pas encore été promulgués.

2.4. Infrastructure

2.4.1 Evolution des tarifs en 2010

➤ **Evolution des tarifs de transport de l'électricité**

Dans la mesure où les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services auxiliaires sont des tarifs pluriannuels qui ont été approuvés pour toute la période régulatoire 2008-2011, ils sont restés inchangés en 2010 par rapport à 2009 et 2008.

➤ **Evolution des tarifs de distribution de l'électricité**

L'évolution 2009-2010 est considérablement plus plane que l'évolution 2008-2009 et peut s'expliquer principalement par l'application d'un mécanisme d'indexation aux coûts gérables et dans une moindre mesure également par l'évolution d'autres éléments, tels que les amortissements et les coûts non gérables (par exemple, les obligations de service public). En 2010, des tarifs imposés ont été facturés pour deux gestionnaires de réseau de distribution wallons (Tecteo et Wavre) et pour le secteur pur flamand (Infrac West, Inter-Energa, Iveg et PBE). Ceux-ci sont basés sur les derniers éléments du revenu total approuvés correspondants, à savoir les tarifs pour l'exercice d'exploitation 2008.

➤ **Evolution du prix all in de l'électricité**

Le prix au consommateur final a augmenté en août 2010 par rapport à décembre 2009. Cette hausse est principalement due à l'évolution des paramètres du prix du fournisseur. On note en outre une augmentation importante de la cotisation fédérale et des cotisations 'énergie renouvelable' et 'cogénération'.

➤ **Evolution des tarifs de transport du gaz naturel**

En janvier 2010, sont entrés en vigueur les nouveaux tarifs pluriannuels pour le transport, le transit et le stockage de gaz naturel. Ces tarifs, qui résultent d'un accord entre la CREG et Fluxys, sont valables jusqu'au 31 décembre 2011. L'accord prévoit en outre des tarifs stables jusqu'en 2015. La prédictibilité tarifaire a par ailleurs été intégrée à plus long terme. Les tarifs *entry/exit* (transport et transit) ont été fixés, conformément à la législation européenne en vigueur, au moyen d'une méthodologie tarifaire basée sur les coûts et uniforme tant pour le transport de gaz naturel à destination du marché belge que pour le transport de frontière à frontière. Des principes équivalents ont été appliqués pour la détermination des tarifs de stockage. Ces nouveaux tarifs de transport à destination des consommateurs belges ont provoqué une baisse des tarifs de 28 % par rapport à 2009. Les tarifs (indexés) pour l'utilisation du Terminal du gaz naturel liquéfié restent quant à eux inchangés.

➤ **Evolution des tarifs de distribution du gaz naturel**

L'évolution 2009-2010 est sensiblement plus plane que l'évolution 2008-2009 et peut s'expliquer principalement par l'application du mécanisme d'indexation sur les coûts gérables et dans une moindre mesure par l'évolution des autres éléments, comme les amortissements et les coûts non gérables (par exemple, les obligations de service public).

Les tarifs provisoires des gestionnaires du réseau de distribution (Infrac West, Inter-Energa, Iveg et ALG) ne connaissent pas d'évolution puisque les tarifs provisoires 2009-2012 sont identiques aux tarifs en vigueur pour l'exercice d'exploitation 2008.

➤ **Evolution du prix all in du gaz naturel**

À l'instar de l'électricité, après la forte augmentation de 2008 et le repli en 2009, le gaz naturel connaît une nouvelle augmentation en 2010. Le niveau de 2008 n'est toutefois plus atteint. En 2009-2010, nous constatons aussi un découplage des prix du gaz naturel par rapport aux prix du pétrole.

2.4.2 Investissements dans le réseau de transport

a) *Electricité*

Elia System Operator (ci-après : Elia) et RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, ont installé en 2010 un second terna à 225 kV sur une ligne électrique existante de 15 km reliant les localités de Moulaine (France) et Aubange (Belgique). L'utilisation d'un nouveau type de conducteur électrique a été mise en œuvre tant sur le nouveau terna que sur l'existant et permet d'augmenter la puissance transportée par terna de plus de 20 %. Selon Elia, cet investissement permet d'augmenter la capacité d'échange entre la France et la Belgique d'environ 10 à 15 %. En outre, dans le cadre de l'augmentation de la capacité du réseau de transport entre la région côtière et l'intérieur du pays, un nouveau câble de 150 kV a été installé entre les sous-stations Blauwe Toren et Bruges.

b) *Gaz naturel*

Le programme d'investissement du gestionnaire du réseau de transport couvre tant les renforcements anticipatifs du réseau visant à approvisionner le marché du gaz naturel belge que les investissements en capacité supplémentaire pour le transport de frontière à frontière sur la base de réservations à long terme. En 2010, le gestionnaire du réseau de transport, Fluxys, a affecté un budget d'investissement de quelque 400 millions d'euros aux renforcements du réseau.

2.4.3 Allocation de capacité

a) *Electricité*

Le volume global des capacités commerciales proposées aux frontières au cours de l'année 2010 n'a pas subi d'évolution significative par rapport à 2009 et ce malgré l'augmentation des flux non identifiés dus à l'injection massive d'énergie éolienne au nord de l'Allemagne, notamment grâce à l'utilisation des transformateurs déphaseurs.

b) *Gaz naturel*

En terme d'allocation de capacité, Fluxys a lancé en 2009, en concertation et sous supervision de la CREG, une procédure de *subscription period* afin d'apporter une solution au problème de congestion de capacité rencontré à certains points d'entrée du réseau de transport. Cette procédure a été introduite dans le programme indicatif de transport (PIT) qui constitue un catalogue des services offerts par le gestionnaire du réseau de transport. La procédure de *subscription period* a été amendée dans le cadre du PIT 2010-2011 sur la base du retour d'expérience suite à la *subscription period* 2009-2010 ((B)100114-CDC-938 et (B)100617-CDC-973). Le retour d'expérience de la *subscription period* a entre autres été utilisé pour le lancement de la consultation portant sur les principes de base d'un modèle de transport optimisé. Le 23 novembre 2010, Fluxys a introduit une nouvelle proposition de PIT pour la période 2011-2012, proposition dans laquelle la procédure de *subscription period* a été supprimée suite à l'affirmation par Fluxys qu'aucune congestion n'était attendue sur le réseau de transport durant cette période. La proposition a été approuvée par la CREG le 8 décembre 2010 ((B)101208-CDC-1029).

2.5. Sécurité d'approvisionnement

2.5.1 Compétence de la CREG sur le plan de la sécurité d'approvisionnement

a) *Electricité*

La CREG continue à jouer un rôle non négligeable en matière de sécurité d'approvisionnement. Elle n'est pas le seul acteur à intervenir dans ce domaine, compte tenu du paysage institutionnel belge, d'une part, de la répartition des attributions entre le régulateur et l'administration de l'énergie, d'autre part. Si les régions sont compétentes pour régler « les aspects régionaux de l'énergie », l'autorité fédérale reste compétente pour « les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national » dans les cas énumérés, à savoir le plan national d'équipement du secteur de l'électricité, le cycle du combustible nucléaire, les grandes infrastructures de stockage, le transport et la production de l'énergie et les tarifs.

En outre, l'autorité fédérale peut régler tout ce qui relève des compétences résiduelles, ce qui implique que lorsqu'une matière ne peut être rattachée à l'une des compétences attribuées aux régions, cette matière relève de la sphère d'attribution de l'autorité fédérale. Ainsi, les sources nouvelles d'énergie sont, en principe, du ressort des régions. Cependant, l'autorité fédérale reste compétente en Mer du Nord et notamment pour les éoliennes qui y sont construites, en raison de la limitation de la compétence territoriale des régions au territoire de la région. Les compétences de l'autorité fédérale sont assumées tantôt au niveau de l'administration fédérale, en l'occurrence la Direction générale de l'Énergie, tantôt au niveau du régulateur, la CREG. La construction de nouvelles installations de production d'électricité est soumise à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le Ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG, qui se charge notamment de l'instruction des demandes. Les concessions domaniales en vue de la construction et de l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents dans les espaces marins (éoliennes) sont octroyées par le Ministre de l'Énergie, sur avis de la CREG. En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement à long terme, la CREG est consultée dans le cadre de l'établissement de l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité dite 'étude prospective'. La CREG dispose également d'une compétence d'avis à propos du projet de plan de développement du réseau de transport proposé par Elia. La CREG dispose également d'une compétence d'approbation de la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire, laquelle contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage. De même, c'est elle qui est chargée d'approuver les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

b) *Gaz naturel*

La CREG joue un rôle non négligeable sur le plan de la sécurité d'approvisionnement. La loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gaz naturel et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz naturel) prévoit en effet que la CREG est consultée dans le cadre de l'établissement de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. La dernière réalisation de la CREG en la matière remonte cependant déjà à la publication de l'étude (F)090713-CREG-874 du 13 juillet 2009 relative au besoin en approvisionnement en gaz naturel, à la sécurité d'approvisionnement et au développement de l'infrastructure 2009-2020. Le règlement

européen n° 994/2010 qui prévoit des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel est par ailleurs entré en vigueur le 2 décembre 2010. Ce règlement énonce des dispositions visant à préserver la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en garantissant le fonctionnement correct et continu du marché intérieur du gaz naturel, en permettant la mise en œuvre de mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus fournir les approvisionnements en gaz naturel nécessaires et en assurant une définition et une attribution précises des responsabilités entre les entreprises de gaz naturel, les États membres et l'Union, tant du point de vue de l'action préventive que de la réaction à des ruptures concrètes d'approvisionnement. Ce règlement prévoit également des mécanismes transparents, dans un esprit de solidarité, pour la coordination de la préparation et de la réaction à une situation d'urgence au niveau des États membres, au niveau régional et au niveau de l'Union. L'implémentation de certaines dispositions de ce règlement devra intervenir en 2011. Il en va ainsi de la publication d'obligations de service public en rapport avec la sécurité d'approvisionnement, de la désignation de l'autorité compétente au sens dudit règlement, de la définition de clients protégés, ainsi que de l'élaboration d'une analyse des risques.

2.5.2 Compétence des Régulateurs régionales sur le plan de la sécurité d'approvisionnement

a) Electricité

Hormis des installations disponibles pour les pointes et les productions décentralisées liées à des sources d'énergies renouvelables ou en partie renouvelables et aux cogénérations de qualité, il n'existe pas de moyens de production dans les trois Régions.

b) Gaz naturel

En Belgique il n'y a pas de source production de gaz naturel pouvant assurer l'approvisionnement du réseau de distribution de gaz naturel, sachant que des implantations existantes ou à venir de production de biogaz naturel n'en procurent/procureraient que des quantités plutôt anecdotiques et qui sont consommées directement sur place pour des besoins de cogénération.

De ce qui précède on peut comprendre que la problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel soit un enjeu. Toutefois, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel reste une « matière dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national ». Les régulateurs régionales n'y jouent donc aucun rôle direct mais ont à plusieurs occasions la faculté, et l'exerce autant que de besoin, de participer à certains groupes de travail traitant de la problématique de la sécurité d'approvisionnement du Royaume en gaz naturel. Ceci garantit, pour le moins, que les régulateurs régionaux restent informés des évolutions relatives à cette thématique.

2.5.3 Evolution des investissements au niveau fédéral

a) *Electricité*

➤ *Investissements en unités de production*

S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production *onshore* connues au 31 décembre 2010, 946 MW sont en construction, 3.455 MW¹ sont autorisés et 2.502 MW² sont planifiés. S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production *offshore* connues au 31 décembre 2010, 460 MW sont en construction et 1.112 MW³ sont autorisés.

➤ *Investissements dans le réseau de transport d'électricité*

La principale évolution du réseau de transport pour l'avenir est le projet Stevin projeté par Elia. Celui-ci consiste en une extension du réseau 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge. Ce renforcement de réseau permet de répondre à trois besoins :

- rapatrier vers l'intérieur du pays l'énergie produite par les parcs éoliens en mer ;
- créer les conditions d'une nouvelle interconnexion du réseau belge par le biais d'une liaison sous-marine avec le Royaume-Uni ;
- améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'ouest de Région flamande et permettre la poursuite du développement économique du port de Zeebrugge.

Le timing du projet dépend largement de la durée et du déroulement des différentes procédures d'autorisations nécessaires à la construction du projet. Il est prévu que celles-ci soient achevées fin 2012. Les travaux effectifs pourraient dans ce cas démarrer début 2013 et s'achever fin 2014.

b) *Gaz naturel*

➤ *Extension de la capacité de stockage*

Dans le cadre de l'extension progressive de la capacité de stockage souterrain de Loenhout, le volume de stockage utile est passé de 650 millions de mètres cubes de gaz naturel en 2009 à 675 millions de mètres cubes en 2010.

➤ *Renforcement Limbourg septentrional*

En 2010, une extension importante de la canalisation de gaz naturel H existante a été réalisée du point d'entrée de Dilsen à Lommel, dans un territoire majoritairement approvisionné en gaz naturel L néerlandais.

➤ *rTr2*

La pose de la canalisation rTr2 parallèlement à la canalisation rTr1 bidirectionnelle existante sur un trajet de près de 170 km entre Eynatten et Opwijk constitue la principale réalisation de 2010.

¹ Ces 3.455MW sont autorisés mais pas encore construit. Il s'agit de projets pour lesquelles une autorisation de production a été octroyée.

² Pour les 2.502MW une demande d'autorisation est en traitement.

³ Ces 1.112MW 455MW sont autorisés mais pas encore construit. Il s'agit de projets pour lesquelles une autorisation de domaniale a été octroyée.

➤ **Renforcement axe nord/sud**

Concernant le projet nord/sud, les nouvelles capacités portent sur 10 milliards de m³ par an. La capacité de compression supplémentaire nécessaire pour ce projet nord/sud est prévue à Winksele et Berneau.

➤ **Open Season relative à la capacité de transport de la France vers la Belgique**

La première phase non contraignante d'une consultation du marché qui sonde l'intérêt du marché pour de la capacité de transport de la France vers la Belgique s'est clôturée en 2010. La phase contraignante ne pourra par contre pas commencer avant que l'initiateur EdF n'ait décidé de construire un nouveau terminal méthanier à Dunkerque. Au 31 décembre 2010, après de multiples reports, une décision était toujours attendue.

➤ **Open Season relative à la capacité de transport vers le Grand-Duché de Luxembourg**

Au second trimestre 2009, Fluxys a lancé une *Open Season* pour la capacité entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg. Dans ce cadre, les capacités réservées à partir de 2015 sont en ligne avec les attentes et donneront lieu à des investissements limités.

2.5.4 Evolution des investissements au niveau régional

a) Région flamande

Electricité – Gaz naturel

En 2010, il n'y a pas eu de modification majeure.

b) Région wallonne

Electricité

Le fait nouveau de 2010 est incontestablement la prise de conscience (et l'avènement au premier plan médiatique de cette idée) que les réseaux intelligents sont la clé pour la croissance de la production d'énergie renouvelable. L'opinion s'est enfin généralisée que l'introduction de réseaux intelligents est le seul moyen de maximiser l'intégration dûment contrôlée des sources décentralisées d'électricité.

Avant 2008, le réseau de transport local (RTL : réseau intermédiaire entre le grand transport et la distribution et spécifique de la Région wallonne) était d'une capacité suffisante pour pouvoir satisfaire aux demandes des projets de production de puissance de raccordement supérieure à 25 MVA. Pour anticiper les adaptations nécessaires dans le réseau de transport local, le gestionnaire du réseau de transport local s'est toujours tenu informé des perspectives d'implantation d'unités de puissance importante (notamment les parcs éoliens) à raccorder en moyenne tension et dont le raccordement est géré par les GRD ; à cet égard, les installations du réseau de transport local ne devaient généralement subir que de légères adaptations pour pouvoir offrir une capacité d'accueil suffisante.

Depuis 2008, certains problèmes locaux sont apparus, mettant en lumière les limites de ce réseau en matière d'accueil de nouvelles unités, principalement dans des zones rurales et en raison d'un dimensionnement historiquement calculé pour le seul prélèvement. La concentration d'unités de production à fortiori de puissance importante

raccordées directement sur le RTL mais également de plus faible puissance mais en nombre plus important, raccordées en aval sur les réseaux de distribution a engendré des problèmes de saturation quant au maintien des degrés de sécurité et de fiabilité actuellement utilisés, même en situation dégradée (N-1).

Des solutions plus ou moins précaires sont certes encore possibles dans la majorité des régions pour quelques années, mais les limites sont déjà perceptibles en bien des endroits. Elles sont désormais atteintes dans un cas: le réseau 70 kV connu comme « Boucle de l'Est », alimentant quelque 2.000 km² dans l'extrême Est de la province de Liège et l'extrême Nord de la province de Luxembourg. Dans les zones rurales et forestières concernées, la concentration d'unités de production décentralisée a engendré des problèmes de saturation et de remontée de courant vers des niveaux supérieurs de tension. Les nombreuses études et concertations tenues à ce sujet méritent d'être résumées.

Le gestionnaire du réseau de transport local a entrepris une première réflexion globale sur l'accueil de la production décentralisée, qui a fait apparaître la possibilité de raccorder à l'horizon 2020 près de 2.000 MVA de nouvelles unités de production sur l'ensemble de la Région wallonne. Une éventuelle orientation des promoteurs vers des zones où les capacités d'accueil sont encore actuellement largement garanties pouvait présenter deux avantages majeurs : l'absence de renforcement et donc une économie financière mais également l'assurance pour le promoteur d'une amélioration des délais de raccordement et une injection conforme à son projet.

Toutefois, même si elle devait représenter un intérêt économique, la mise en œuvre de cette seule alternative ne permettait pas de répondre aux prescriptions décrétales actuellement en vigueur. De plus, si elle rendait possible de nouveaux projets notamment éoliens, elle condamnait les projets locaux dont la délocalisation est impossible, voire des extensions d'unités ou encore des partenariats avec des sociétés industrielles existantes, notamment celles liées à l'exploitation de ressources forestières. La CWaPE a considéré que les restrictions dont le réseau est à l'origine doivent être levées pour permettre le raccordement de toute unité de production qui obtiendrait une autorisation.

A l'heure actuelle, la limite maximale en termes de capacité d'accueil dans les postes cités (et également pour les réseaux de distribution situés en aval) est pratiquement atteinte au regard des projets connus. Une solution évolutive pressentie par le gestionnaire devrait permettre à moyen terme (2014) de lever la congestion rencontrée sur les lignes constituant la « boucle de l'Est », voire plus en aval sur les réseaux de distribution interconnectés à celle-ci.

Parallèlement, une autre réflexion s'est développée sur une acceptation des productions décentralisées limitée dans le temps du fait de conditions d'exploitation dégradées ou de saturations. Des analyses statistiques ont mis en lumière que cet accueil "conditionnel" présentait des plages de disponibilité totalisant souvent plus de 90% et pouvait donc constituer une solution préliminaire à l'accueil intégral dans l'attente de l'achèvement de travaux d'adaptation. La finalisation de solutions techniques en matière de contrôle-commande et de dispositions contractuelles commercialement acceptables et juridiquement fondées devrait permettre prochainement la mise en œuvre de telles solutions susceptibles de rendre un peu plus acceptables les contraintes liées aux congestions constatées.

Gaz naturel

Les problèmes et ébauches de solutions actuellement en examen pour l'électricité ne se posent pratiquement pas pour le gaz naturel. Ils résultent de l'instantanéité de la réponse à la demande qui est la caractéristique du secteur électrique. Il ne saurait être question pour le gaz naturel d'une telle problématique étant donnés les avantages pour tous les réseaux belges de la position centrale du pays dans le réseau NWEurope et du « line-pack » (important stockage tampon dans les conduites, *de facto*) qui en résulte.

c) Région Bruxelles-Capitale

Comme susmentionné, il n'y a ni moyens de production, ni moyens de stockage de gaz naturel sur le territoire de la Région Bruxelles-Capitale : Sibelga, dans ses stations d'achats, reçoit du gaz naturel livré par le Gestionnaire du réseau de transport, Fluxys. Ensuite Sibelga s'occupe principalement de l'acheminer et de le distribuer aux clients finals, et pour ce faire il est tenu de consentir des investissements nécessaires.

Chaque année, le Gestionnaire du réseau de distribution du gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale, Sibelga, transmet au Régulateur régional ses plans d'investissements pour avis et, par la suite, approbation par le Gouvernement. Ces plans d'investissements sont conçus en tenant compte des objectifs prioritaires de Sibelga qui sont, entre autres, de maintenir à un niveau constat la bonne qualité de la fourniture de gaz naturel en termes de continuité et de pression fournie, d'améliorer la sécurité du réseau et de demeurer en conformité avec les obligations légales.

Eu égard aux trois dernières années, on constate que ces priorités se sont traduites par un certain nombre de projets dont les principaux sont :

- La séparation des réseaux partagés entre Eandis et Sibelga, pour que ce dernier ait une maîtrise sur l'intégralité du développement de ses réseaux et garantir ainsi la qualité de la fourniture de gaz naturel.
- Le remplacement de canalisations en matériaux cassants, comme la fonte ou le fibrociment, afin de limiter les fuites et améliorer la sécurité sur les réseaux de Sibelga.
- Le renouvellement du parc de compteurs de Sibelga

Ces projets s'étalent sur plusieurs exercices et ces dernières années on a observé une progression haussière normale des investissements.

2.5.5 Evolution de l'équilibre offre/demande

a) Au niveau fédéral

Electricité

La situation de la Belgique sur le marché international est fortement dépendante des circonstances, et notamment des conditions conjoncturelles. La chute de la demande belge d'électricité en 2009 par rapport à 2008 et l'augmentation de la capacité installée ont dégagé des marges de production permettant au système belge de se repositionner sur le marché international. La reprise qui s'est amorcée en 2010 a donné lieu à une réduction de ces marges. La Belgique est ainsi passée d'une situation de 10.620 GWh d'importation nette en 2008 à une situation de 1.835 GWh d'exportation nette en 2009, pour revenir à une importation nette de 600 GWh en 2010 (source : Synergrid, données provisoires pour 2010).

Gaz naturel

En 2010, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 214,7 TWh, soit une hausse considérable (+10,6 %) par rapport à la consommation en 2009 (194,2 TWh). Cette augmentation est entièrement due à une forte reprise de la demande industrielle de gaz naturel (+19,7 %), qui atteint presque le niveau de consommation de 2008, et à une augmentation considérable de la consommation sur les réseaux de distribution (+15,5 %).

Globalement, les portefeuilles d'approvisionnement individuels des différents fournisseurs de gaz naturel conduisent à un approvisionnement différencié selon le type de contrat. La part des contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel a diminué, passant de 71,3 % en 2009 à 60,3 % en 2010, mais constitue toujours la principale composante. En 2010, un glissement vers un approvisionnement sur le marché de gros a pu être observé. Les prévisions réalisées par la CREG en 2009 relatives à l'équilibre offre/demande restent d'application comme cadre de référence pour les investissements dans le réseau de transport et pour la sécurité d'approvisionnement.

La croissance de la demande en Belgique est principalement couverte - du moins contractuellement - par l'importation croissante du gaz naturel russe, alors que la part de

gaz naturel norvégien contracté stagne et que celle du gaz naturel britannique poursuit sa diminution. Le rôle du GNL dans la couverture de la demande est plus difficile à estimer étant donné qu'il est fonction des investissements supplémentaires dans des terminaux GNL. Néanmoins, le terminal GNL de Zeebrugge joue déjà un rôle important dans l'approvisionnement belge, à tout le moins dans le cadre des livraisons additionnelles en période de consommation de pointe. Bien que la crise de gaz naturel en 2009 entre la Russie et l'Ukraine n'ait pas perturbé le fonctionnement du marché du gaz naturel en Belgique, il est recommandé que la politique énergétique belge suive cette problématique de près et développe une réglementation appropriée au profit de la sécurité d'approvisionnement.

b) Niveau régional

Ces problèmes sont réglés (ou à régler structurellement) sous la responsabilité du niveau fédéral via ELIA et/ou FLUXYS gestionnaires des réseaux de transport resp. gaz naturel et électricité.

2.5.6 Diversification des sources et des routes

a) Electricité

En 2010, l'énergie électrique produite à partir du nucléaire a représenté 53 % de l'énergie électrique totale produite en Belgique. La part d'énergie électrique produite sur base de gaz naturel comme combustible primaire s'est quant à elle élevée à 30 %. En termes de capacité, le nucléaire et les TGV et turbines à gaz naturel ont représenté, en 2010, respectivement près de 37,5 % et 27,2 % de la capacité installée totale des centrales connectées au réseau d'Elia.

b) Gaz naturel

L'approvisionnement de GNL, en provenance du Qatar essentiellement, via le terminal de Zeebrugge représente en 2010 une part de 6,2 % de la consommation belge de gaz naturel, contre 9,0 % en 2009. Avec une part de 46,5 %, Zeebrugge confirme une fois de plus sa position en tant que porte d'accès au marché belge. Pour le marché du gaz naturel L, nous avons observé un approvisionnement non négligeable à contre-courant depuis Blaregnies (4,9 % en 2010 contre 2,6 % en 2009) sur les flux de transit initialement destinés au marché français. Les prévisions réalisées par la CREG en 2009 restent d'application. Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié dans lequel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément le plus important. L'approvisionnement via le marché de gros est une option surtout choisie par les nouveaux fournisseurs de gaz naturel qui ne possèdent pas ou peu de contrats d'achat directs avec des producteurs de gaz naturel. Sur la base d'une analyse du portefeuille d'approvisionnement des importateurs (existants et nouveaux), une tendance à la hausse de l'approvisionnement via l'Allemagne (via Eynatten) et les Pays-Bas (via 's Gravenvoeren et le nouveau point d'entrée physique à Zelzate) se dessine. En effet, des connexions bidirectionnelles existent avec les Pays-Bas, l'Allemagne (et le Royaume-Uni) mais pas avec la France. L'importation physique depuis la France n'est actuellement pas possible. Pour ce faire, le point d'interconnexion Blaregnies/Taisnières doit devenir un point d'entrée physique pour le marché belge et une désodorisation¹⁴ doit être construite côté français. Les prévisions du choix des points d'entrée sont en harmonie avec les renforcements de réseau planifiés à l'horizon 2020. Même à cette date, une importante capacité d'entrée disponible à Eynatten et à Zelzate devrait rendre possible un approvisionnement accru via ces points.

2.6. Régulation/Découplage

2.6.1 Compétences des Régulateurs

➤ CREG

Au cours de l'année 2010, le président, les trois directeurs et seize collaborateurs de la CREG ont été nommés inspecteurs en qualité d'officiers de la police judiciaire. Ils sont chargés de rechercher et de constater, sur l'ensemble du territoire belge, les infractions à certaines dispositions des lois gaz naturel et électricité, ainsi qu'aux arrêtés d'exécution de celles-ci. En outre, dans un arrêt rendu à titre préjudiciel (arrêt n° 130/2010 du 18 novembre 2010), la Cour constitutionnelle a déclaré que l'absence de contrôle hiérarchique ou de tutelle administrative sur la CREG n'est pas contraire à la Constitution dans la mesure où la CREG est une autorité administrative qui tout en disposant d'une large autonomie, est pour le surplus, soumise tant au contrôle juridictionnel que parlementaire. La Cour a ajouté que « le fait que la CREG exerce ses missions avec un degré élevé d'autonomie découle des exigences du droit de l'Union européenne, qui est progressivement devenu plus explicite en l'espèce ».

➤ VREG-CWaPE-BRUGEL

Il n'y a pas eu de changement apporté à ce niveau en 2010.

2.6.2 Sanctions

➤ **CREG**

Au cours de l'année 2010 aucune amende administrative n'a été infligée par la CREG.

➤ **VREG**

La VREG peut entreprendre des actions à l'encontre des gestionnaires de réseau qui ne satisfont pas aux exigences en matière d'unbundling, notamment l'imposition d'amendes.

En 2010, il n'y a pas eu d'incitants pour le faire.

➤ **CWaPE**

La CWaPE peut infliger des amendes administratives non seulement à une personne qui ne se conforme pas à une injonction, alors qu'elle a la possibilité de modifier son comportement (manquement continu), mais également en cas de constatation pure et simple d'une infraction aux dispositions du décret ou de ses arrêtés d'exécution (manquement instantané). La législation a également prévu la possibilité de sanctionner un fournisseur ou un gestionnaire de réseau qui négligerait, de manière caractérisée, de se conformer aux objectifs de performance qui seront fixés en application de cette même législation.

La CWaPE n'a pas infligé d'autres amendes administratives que celles décrites sous le présent point 2.6.2.

En 2010, la CWaPE a poursuivi sa campagne de contrôle du délai de réponse appliqué par les fournisseurs dans le cadre de demandes écrites adressées par leurs clients. La réglementation wallonne relative aux obligations de service public offre la base nécessaire à cette fin, en reprenant dans son dispositif une obligation pour les fournisseurs de répondre, endéans un délai de 10 jours ouvrables, à toute demande écrite émanant de leurs clients. Pratiquement, une amende de 100 euros est appliquée chaque fois que, dans le cadre du traitement des dossiers reçus par le Service régional de médiation pour l'énergie (institué au sein de la CWaPE), une infraction par rapport à cette exigence réglementaire est constatée (après que le fournisseur concerné ait été entendu s'il le souhaite). L'objectif semble atteint dans la mesure où nous constatons une nette diminution des plaintes portant sur un simple retard de traitement.

➤ **BRUGEL**

En vertu de la législation en bruxelloise relative à l'organisation du marché du gaz naturel et de l'électricité, BRUGEL dispose d'un large pouvoir de contrôle.

BRUGEL a le droit de se faire communiquer par tout producteur, gestionnaire de réseau, titulaire d'une licence de fourniture ou autre acteur du marché du gaz naturel et de l'électricité, les données et informations nécessaires à l'accomplissement de ses tâches. Quiconque fait obstacle à l'exercice de ces missions est pénalement sanctionné. En outre, BRUGEL peut infliger des amendes administratives à quiconque ne se conforme pas aux dispositions des ordonnances ou de leurs arrêtés d'exécution.

En 2010, BRUGEL n'a pas infligé des amendes administratives.

2.6.3 Rôle des gestionnaires des réseaux de transport sur les marchés

a) *Electricité*

Sur le marché de l'électricité, le fonctionnement de la bourse est régulé par l'arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie. L'article 6 de cet arrêté décrit notamment le comportement et les responsabilités du gestionnaire du marché et du gestionnaire du réseau de transport si le marché est couplé à des marchés similaires. Conformément à cet article, le gestionnaire du marché peut, dans ce cas, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau de transport, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que cela ait lieu de façon transparente et non discriminatoire. Dans la pratique, Elia et Belpex utilisent cet article 6. La capacité *day ahead* sur les liaisons avec les Pays-Bas et la France est implicitement mise aux enchères sur le marché Belpex *day ahead*. Pour les capacités annuelles et mensuelles, la capacité sur les interconnexions concernées est mise aux enchères de manière explicite (voir 3.2.1, D pour les résultats 2010).

b) *Gaz naturel*

Sur le marché du gaz naturel, le fonctionnement du hub et de la bourse est organisé par les entités Huberator et APX, qui ne sont pas régulées. Le gestionnaire du réseau de transport qui est régulé n'a pas de rôle spécifique dans ces marchés. Il en est membre, au même titre que d'autres, pour s'approvisionner en gaz naturel selon ses besoins propres.

Pour 2010 rien nouveau n'est à signaler.

2.6.4 Rôle des gestionnaires des réseaux de distribution sur les marchés

➤ *Région flamande – Région wallonne*

Il n'y a pas eu de changement apporté à ce niveau en 2010.

➤ *Région Bruxelles-Capitale*

Le gestionnaire du réseau de distribution est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux, en vue d'assurer la régularité et la qualité de l'approvisionnement, dans le respect de l'environnement et d'une gestion rationnelle de la voirie publique.

A cette fin, le gestionnaire du réseau de distribution est notamment chargé des tâches suivantes :

- a. l'amélioration, le renouvellement et l'extension du réseau et de ses interconnexions avec le réseau de transport fédéral et le réseau de transport régional dans le cadre du plan d'investissements, en vue de garantir une capacité adéquate pour rencontrer les besoins et d'assurer l'alimentation de tous les clients;
- b. l'installation et la mise à disposition des branchements;
- c. l'entretien du réseau ;
- d. la conduite du réseau et la gestion des flux d'électricité, en ce compris d'assurer le bon fonctionnement et l'utilisation à cette fin des interconnexions;
- e. la constitution et la conservation des plans du réseau;

- f. la gestion de l'accès à son réseau;
- g. la pose, l'entretien et le relevé des compteurs et le traitement des données de comptage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est chargé de certaines obligations et missions de service public: par exemple l'éclairage public, la fourniture de dernier ressort,... Il n'y a pas eu de changement apporté à ce niveau en 2010.

2.6.5 Evolution du découplage des gestionnaires des réseaux de transport

➤ Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (ELIA)

Le Conseil d'administration d'Elia a approuvé, le 31 mars 2010, la convention conclue entre Elia, Publi-T et Electrabel/GdF/Suez sur les modalités du retrait d'Electrabel S.A. du capital d'Elia. Par le biais de cette convention, Electrabel S.A. vend 12,5 % du capital d'Elia à Publi-T. La participation de Publi-T dans le capital d'Elia passe, de ce fait, à 45,37 %.

➤ Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel (FLUXYS)

Suite à une loi du 10 septembre 2009, GdF Suez et Publigaz naturel ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession à Publigaz naturel de la totalité de la participation d'Electrabel dans Fluxys (38,5 %). La transaction a été réalisée le 5 mai 2010. À la suite de cette transaction, la participation de Publigaz naturel dans Fluxys est passée à 89,97 %, tandis que le groupe GdF Suez est totalement sorti du capital de Fluxys.

2.6.6 Evolution du découplage des gestionnaires de distribution

➤ Région flamande

Les GRD constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder seulement 30 % maximum des parts/droits de vote dans le GRD (jusqu'à fin 2018). De ce fait, il n'existe pas de contrôle au sens de l'article 3(3) du règlement CE sur les concentrations. Les GRD possèdent leurs propres actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et municipalités flamandes.

Selon la loi, les GRD ne peuvent avoir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée.

Le VREG vérifie que tous les gestionnaires du réseau de distribution y répondent et peut, au besoin, prendre des mesures à l'encontre du gestionnaire de réseau concerné.

Le VREG contrôle également le fonctionnement des filiales auxquelles certains GRD font appel pour l'exécution de certaines de leurs tâches.

Rien nouveau à mentionner pour l'année 2011.

➤ Région wallonne

Au niveau du secteur pur s'est initiée en 2010 une fusion par absorption de l'Association liégeoise du gaz naturel (GRD Gaz naturel) au sein du groupe Tecteo (GRD électricité). Préalablement à la fusion, un comité de pilotage mené par Mc Kinsey a émis un rapport

positif à propos des synergies à mettre en œuvre. La filière gaz naturel constitue à présent un secteur distinct au sein du groupe Tecteo.

➤ **Région Bruxelles-Capitale**

Rien nouveau à mentionner pour l'année 2010

2.7 Conclusions générales

2.7.1 En ce qui concerne la transposition du troisième paquet législatif

➤ **niveau fédéral**

À un moment où la procédure entamée par la Commission européenne relative aux infractions de la Belgique contre le deuxième paquet suit son cours (voir point 3.1.1.C ci-après), la date limite pour la transposition du troisième paquet énergie européen approche à grands pas. Celle-ci nécessitera de nombreuses et importantes modifications au cadre légal belge, notamment aux lois gaz naturel et électricité. Les modifications à apporter devront permettre à la CREG d'accomplir pleinement sa mission générale de contrôle. Une première lecture a été adoptée en avril 2011 et l'avis du Conseil d'Etat a été émis le 31 mai 2011. Les projets de lois seront probablement au Parlement dans le courant du dernier trimestre de 2011.

Au cours de l'année 2010, la CREG a réalisé plusieurs études en vue d'adapter les lois gaz naturel et électricité aux nouvelles règles européennes du troisième paquet énergie promulguées en juillet 2009 et dont le délai maximum de transposition est fixé au 3 mars 2011. D'autres modifications législatives ont été par la même occasion proposées afin d'améliorer le fonctionnement et le suivi du marché, de résoudre certaines difficultés et incohérences légistiques et de rendre aux lois en question une structure logique. Une première étude concernant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : loi électricité) a été publiée en avril 2010 (Etude (F)100416-CDC-962), suivie d'une deuxième version le 5 novembre 2010 (Etude (F)101105-CDC-986). À cette même date, une étude concernant la loi gaz naturel (Etude (F)101105-CDC-984) a également été présentée. Les modifications proposées s'inscrivaient dans les objectifs du troisième paquet énergie, à savoir notamment :

- le renforcement de l'indépendance et des compétences des régulateurs de l'énergie;
- la séparation entre les activités de production et de fourniture, d'une part, et les activités de réseaux, d'autre part (*unbundling*) ;
- l'amélioration de la transparence du marché en vue de promouvoir une égalité d'accès à l'information, la transparence des prix et la confiance des consommateurs dans le marché et d'éviter les manipulations de marché ;
- le renforcement des droits des consommateurs ;
- la coopération entre les régulateurs de l'énergie européens, par le biais de l'Agence nouvellement créée ;
- la promotion de la coopération entre les gestionnaires des réseaux de transport.

➤ **niveau régional :**

VREG

En Flandre les mesures légales qui répondent aux exigences du troisième paquet afin de séparer les gestionnaires de réseau des producteurs et/ou fournisseurs existent déjà. Une séparation complète sera effective et imposée d'ici 2018.

La VREG a donné un avis au ministre flamand d'énergie concernant la transposition des directives du troisième paquet. Le VREG a conseillé entre autre de renforcer l'indépendance du VREG, d'imposer des règles concernant les réseaux de distribution fermé, lignes directs et de réseaux de distribution privés.

CWaPE

Le législateur wallon a largement anticipé la transposition des nouvelles directives lors de la modification des décrets gaz naturel et électricité intervenue le 17 juillet 2008. Le Parlement wallon s'est en effet basé sur les projets de directives pour mettre de façon proactive le cadre législatif wallon en phase avec les options choisies au niveau européen. Il en est notamment ainsi de la problématique de la protection des consommateurs, de l'indépendance et des pouvoirs du régulateur ou encore du renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Même si, à l'époque, les projets de directives étaient encore lacunaires sur ce point, c'est dans ce contexte également que les réseaux fermés de distribution ont été introduits dans notre arsenal législatif sous le vocable de « réseaux privés ». La décision de réglementer ces réseaux privés, dès 2008, a été dictée aussi par diverses motivations exprimées par la CWaPE dans des avis et propositions, à savoir répondre à un vide juridique qui empêche notamment, à l'intérieur de ces réseaux, l'application d'obligations de service public et le plein exercice de l'éligibilité des clients qui y sont établis. Il s'agissait également de réagir aux enseignements de l'arrêt du 22 mai 2008 rendu par la Cour de Justice de l'U.E. dans l'affaire dite « Citiworks » qui impose un accès aux tiers sur le réseau privé situé à l'intérieur de l'aéroport de Leipzig.

Outre quelques adaptations qui restent probablement à prévoir en ce qui concerne notamment l'indépendance de la CWaPE et quelques définitions du décret, l'anticipation faite par le Parlement wallon lors de l'adoption de ces décrets du 17 juillet 2008 a permis que la transposition des directives en droit wallon devrait surtout se focaliser sur l'organisation de ces réseaux fermés de distribution.

BRUGEL

Les directives et règlements européens dits « du troisième paquet énergie » ont amené La Région Bruxelles-Capitale à entreprendre la modification de ses ordonnances « électricité » et « gaz naturel » selon cinq grands axes : améliorer la protection des clients finals, améliorer les mesures de protection sociale, répondre aux attentes des fournisseurs, améliorer le fonctionnement des règles du marché libéralisé et renforcer les compétences et l'indépendance du régulateur.

Dans ces buts, deux projets d'ordonnances modificatives ont été élaborés. Adoptés en première lecture en décembre 2010, ils seront probablement déposés sur la table du Parlement en juin 2011.

2.7.2 En ce qui concerne le cadre légal

➤ *niveau fédéral*

En 2010, il n'y a pas eu de modification majeure dans la loi électricité.

Par contre, dans la loi gaz une loi du 29 avril 2010 a été voté abrogeant l'article 15/5quinquies de la loi gaz, inséré par la loi du 1 juin 2005 (tarifs transit) d'une part et abrogeant l'article 15/19, deuxième alinéa de la loi gaz (régime spécifique pour des contrats soi-disant transit) d'autre part. Le premier alinéa de l'article 15/19 de la loi gaz (contrats transit conclu avant le 1 juillet 2004) cesse de produire ses effets le 2 mars 2011.

➤ *niveau régional*

VREG

La seule modification à mentionner est le décret du 23 décembre 2010⁴ qui oblige que les gestionnaires des réseaux effectuent gratuitement toutes les tâches nécessaires pour l'injection d'électricité, produite au moyen de sources d'énergie renouvelables et de cogénération de qualité, à l'exception du raccordement au réseau de distribution ou au réseau de transport local. Les frais ainsi portés à la charge du gestionnaire de réseau sont considérés comme étant des frais résultant des obligations de service public du gestionnaire de réseau en tant que gestionnaire de réseau.

D'autre part, les décrets et arrêtés existants d'électricité et de gaz ont été coordonné dans un nouveau décret et arrêté d'énergie, mais sans changement substantiel. Ce nouveau décret (« Energiedecreet ») et arrêté (« Energiebesluit ») sont rentrés en vigueur le premier janvier de 2011.

CWAPE - BRUGEL

En 2010, il n'y a pas eu de modification majeure du cadre légal en Région wallonne et en Région Bruxelles-Capitale.

⁴ 23 DECEMBRE 2010. - Décret modifiant le décret sur l'Electricité du 17 juillet 2000 et le décret du 8 mai 2009 relatif à l'Energie, en vue d'éviter des tarifs d'injection pour l'électricité générée au moyen de sources d'énergie renouvelables et de cogénération de qualité (M.B. 20.01.2011)

3. RÉGULATION ET FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

3.1. Régulation

3.1.1 Gestion et allocation des capacités d'interconnexions et mécanismes relatifs à la congestion

A. Développements régionaux et bilatéraux

L'importance grandissante de l'intégration régionale des marchés de l'énergie a été rappelée dans le troisième paquet législatif européen, qui souligne que le niveau régional constitue une étape intermédiaire indispensable vers un marché européen unique de l'énergie. La CREG suit de près l'évolution de cette problématique dans le cadre des initiatives régionales électricité (ERI).

En 2010, les travaux relatifs à l'intégration des marchés de la région Centre-Ouest européenne (ci-après : CWE, qui inclut la Belgique) menés sous la direction de la CREG concernaient principalement le couplage des marchés journaliers, l'instauration d'un mécanisme régional d'échanges *intraday*, les règles d'enchères relatives à la capacité de transport transfrontalière et le calcul des capacités d'interconnexion. En règle générale, ces travaux prioritaires ont subi d'importants retards par rapport au planning initial. Un objectif clé est de créer un couplage de marché J-1 sur la base des flux d'énergie (*flow based*). À cet effet, les gestionnaires de réseaux de transport et les régulateurs de la région CWE ont tenu une série de réunions pour préparer le lancement du couplage CWE, initialement prévu pour mai 2010. Particulièrement, ces réunions avaient pour but de déboucher sur une meilleure compréhension du mécanisme de calcul de la capacité, des méthodes de gestion de la congestion et des méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible en journalier, ainsi que sur un point de vue commun en la matière et une discussion sur le processus régulateur. Suite à une coordination avec le couplage par volume entre l'Allemagne et les pays nordiques et à des problèmes d'implémentation en dernière phase du couplage des marchés, le couplage des marchés CWE a finalement été lancé le 9 novembre 2010. Ce couplage implique que le marché journalier belge est désormais couplé, sur la base d'enchères implicites, avec la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas. Il s'agit en même temps d'un couplage de la région CWE et des pays nordiques par l'*Interim Tight Volume Coupling* (ITVC). Pour l'instant, le couplage CWE est un couplage de marché basé sur l'*Available Transmission Capacity* (ATC) et non sur les flux d'énergie. Les régulateurs de la région CWE visent également l'élaboration d'un mécanisme *intraday* régional. Sur la base d'une consultation des acteurs du marché en 2009, organisée par les régulateurs, ceux-ci avaient demandé en novembre 2009 aux gestionnaires de réseaux de transport de leur soumettre une proposition basée sur un mécanisme d'allocation implicite (capacité de transport et énergie) et continu. Les gestionnaires de réseaux ont répondu en février 2010 avec une étude d'orientation. Une version adaptée de cette étude a été produite en juin 2010 pour répondre à des demandes spécifiques des régulateurs. Ces développements dans la région CWE ont donné lieu à une coordination entre les régulateurs de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport et les bourses d'électricité. La CREG a dans ce cadre pris plusieurs décisions portant sur les marchés long terme, journalier et *intraday*.

Le 7 octobre 2010, la CREG a ainsi approuvé la proposition d'Elia relative aux règles d'enchères harmonisées pour la région CWE, à l'exception de l'article 4.01(b) (i) dont il a malgré tout autorisé l'application afin de ne pas compromettre la mise en œuvre des améliorations contenues dans les modifications des règles d'enchères (Décision (B)101007-CDC-993). Grâce aux règles d'enchères harmonisées, des règles identiques sont d'application dans la région CWE en ce qui concerne l'allocation de capacité des interconnexions et ce, quelle que soit l'interconnexion via laquelle la capacité est souhaitée. En outre, l'acteur du marché qui souhaite acquérir de la capacité d'interconnexion annuelle et mensuelle dans la région CWE peut désormais s'adresser à un bureau d'enchères commun, la CASC CWE.

Par ailleurs, le lancement le 9 novembre 2010 du couplage de marché journalier basé sur les prix a également donné lieu à plusieurs décisions de la CREG.

En février 2010, la CREG a émis un avis relatif à la demande d'approbation des modifications proposées par Belpex concernant le règlement de marché de Belpex (Avis (A)100211-CDC-946). Ces modifications ont été introduites afin de permettre la mise en place du couplage de marché des hubs belge, néerlandais et français (Belpex, APX B.V. et EPEX Spot SE) au hub allemand (EPEX Spot SE). Suite à cet avis, le Ministre de l'Énergie a autorisé les modifications proposées⁵.

La méthode de calcul de la capacité d'interconnexion est basée sur les méthodes existantes de détermination des capacités d'interconnexion. Elle est complétée par un contrôle coordonné de la sécurité du réseau par les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE, pouvant conduire à une réduction coordonnée de la capacité. Le 26 octobre 2010, la CREG a formulé sa décision concernant la méthode de calcul des capacités journalières (Décision (B)101026-CDC-997).

En octobre 2010, la CREG a également pris une décision relative à la proposition d'Elia sur les méthodes de gestion de la congestion et les méthodes pour l'allocation de la capacité disponible en journalier sur les interconnexions Belgique/France et Belgique/Pays-Bas (Décision (B)101028-CDC-998). Il a refusé d'approuver les méthodes proposées au motif qu'elles n'étaient pas conformes à l'article 3.5 des « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux » annexées au Règlement (CE) n° 1228/2003 qui vise un couplage basé sur les flux. La CREG a toutefois autorisé la mise en œuvre du couplage proposé dans l'intérêt du marché belge de l'électricité.

Enfin, en ce qui concerne les mécanismes de couplage *intraday*, la CREG et le régulateur néerlandais NMa ont suivi le développement d'un mécanisme infra journalier bilatéral temporaire entre la Belgique et les Pays-Bas. Ce mécanisme sera basé sur le système Elbas, déjà en place dans les pays nordiques. Il s'agira d'un système continu et implicite. Afin de préparer l'adaptation des règlements de marché aux spécificités de ce nouveau marché *intraday*, la CREG a émis un avis en septembre 2010 relatif aux modifications proposées par Belpex aux règles de marché (Avis (A)100930-CDC-990). Suite à cet avis, le Ministre de l'Énergie a autorisé les modifications proposées⁶. Par ailleurs, les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE ont lancé mi-2010, avec les gestionnaires de réseau de transport britannique et nordiques, une nouvelle initiative *North-West Europe (NWE) intraday*. Un plan de développement clair sera préparé en 2011 pour aboutir à un couplage implicite des marchés *intraday* dans la

⁵ A.R 19 février 2010, moniteur belge 4 mars 2010)

⁶ A.R. 26 octobre 201, moniteur belge du 4 novembre 2010)

région CWE, les pays nordiques et le Royaume-Uni. Les régulateurs de ces pays sont impliqués dans les discussions.

B. Résultats de marché sur les interconnexions

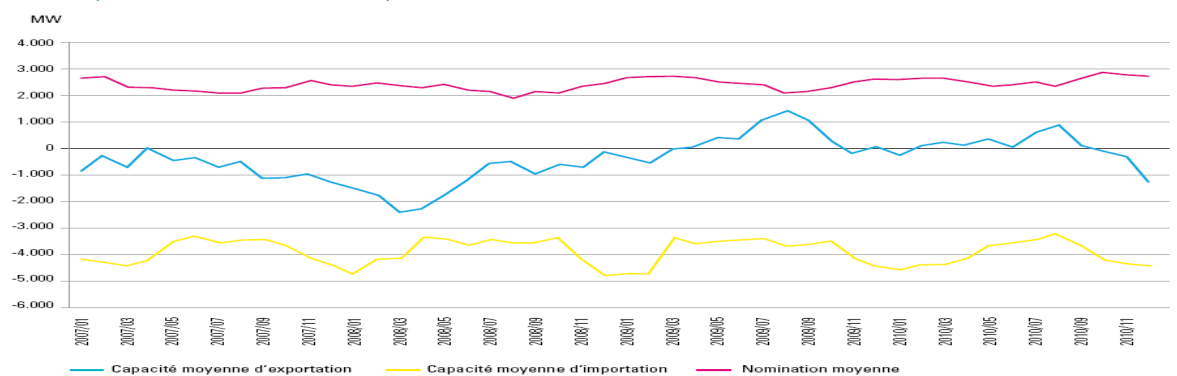
Après avoir exporté en 2009, pour la première fois depuis la libéralisation du marché de l'électricité, de l'énergie électrique nette sur une base annuelle, la Belgique a à nouveau importé de l'électricité en 2010 sur une base annuelle, même si ce n'est que parcimonieusement. Les importations physiques nettes se sont élevées à environ 0,55 TWh en 2010, tandis que les exportations nettes s'élevaient à 1,8 TWh en 2009. Les importations physiques brutes s'élevaient en 2010 à environ 12,4 TWh, contre 9,5 TWh en 2009, et les exportations physiques brutes étaient de quelque 11,8 TWh, contre 11,3 TWh en 2009.

Une part importante des flux physiques d'énergie provient des transits transfrontaliers d'électricité passant à travers le réseau belge. Pour plus de détails à ce sujet, nous renvoyons au point 5.1 du présent rapport.

Grâce au mécanisme *intraday* pour la capacité d'interconnexion, instauré en mai 2007 pour la frontière sud, 469 GWh ont été importés au départ de la France et 392 GWh ont été exportés vers ce pays en 2010. Grâce au mécanisme *intraday* pour la capacité d'interconnexion, instauré en mai 2009 pour la frontière nord, 78 GWh ont été importés au départ des Pays-Bas et 100 GWh ont été exportés vers ce pays en 2010. En 2010, les interconnexions *intraday* ont été utilisées un peu moins de 65 % du temps, contre 58 % en 2009.

La figure 1 ci-après illustre l'évolution de la capacité d'importation et d'exportation mise à disposition du marché en *day ahead* (moyenne mensuelle), ainsi que l'utilisation nette totale y relative. Il ressort de cette figure que l'année 2010 n'a pas connu d'évolutions extrêmes en ce qui concerne l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion : l'utilisation moyenne maximale mensuelle était toujours inférieure à 1.000 MW, sauf en décembre (avec une importation moyenne de 1.250 MW). Ce résultat contraste avec ceux obtenus pour l'année 2008, marquée par de très nombreuses importations pendant la période février-mai, et pour l'année 2009, marquée par de très nombreuses exportations pendant la période juillet-septembre. Il apparaît en outre que la diminution de la capacité d'importation liée aux saisons ne se soit amorcée qu'en mai en 2010, alors que pour 2009, ce fut le cas au mois de mars.

Figure 1 : Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2010



Il ressort du tableau ci-dessous que la capacité moyenne d'exportation et d'importation a légèrement augmenté en 2010 par rapport aux années précédentes. En ce qui concerne la capacité d'importation, celle-ci a augmenté en 2010 par rapport aux années précédentes. La nomination moyenne (utilisation) a été positive les deux dernières années (ce qui témoigne d'une exportation commerciale), par rapport à des nominations négatives en 2007-2008 (ce qui témoigne d'une importation commerciale). En 2010, la zone de réglage belge a donc exporté de l'énergie nette.

Tableau 1 : Capacité moyenne d'exportation/importation et nomination moyenne par année (MW)

Année	Capacité moyenne d'exportation	Capacité moyenne d'importation	Nomination moyenne
2007	2.317	-3.908	-709
2008	2.242	-3.882	-1.196
2009	2.460	-3.877	319
2010	2.558	-4.023	17
Moyenne	2.394	-3.923	-393

Source : données Eia, calculs CREG

Le tableau suivant illustre l'évolution de l'apport annuel des capacités (d'importation et d'exportation) acquises par les acteurs du marché dans le cadre des enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Il ressort de ce tableau qu'en comparaison avec le passé, les acteurs du marché ont pu obtenir de la capacité annuelle et mensuelle pour un montant moins élevé en 2010 (33,6 millions d'euros). Ceux-ci anticipaient donc des écarts de prix moins importants en 2010 par rapport aux années précédentes, indiquant une meilleure convergence des marchés en Belgique, aux Pays-Bas et en France.

Tableau 2 : Apport annuel des capacités mises aux enchères (en millions d'euros)

M€	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6

Source : données Eia, calculs CREG

Lorsque des acteurs du marché achètent de la capacité, ils font une estimation préalable de ce que seront, selon eux, les écarts de prix entre les bourses *day ahead* des trois pays (Belgique, Pays-Bas et France). Ces écarts, qui s'expriment sur le marché à court terme Belpex DAM, indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion entre deux marchés donnés. La rente de congestion conséquente est, en principe, attribuée aux gestionnaires de réseau de transport. Si toutefois un acteur du marché achète de la capacité d'interconnexion lors de l'enchère explicite (capacité annuelle et/ou mensuelle) et qu'il ne l'utilise pas, cette capacité est allouée au couplage de marché implicite des bourses à court terme. Le propriétaire initial qui n'a pas utilisé cette capacité reçoit cette rente de congestion par la suite s'il existe un écart de prix en direction de sa capacité. L'évolution des rentes de congestion, par type d'acteur, sur la période 2007-2010, illustrée au tableau ci-dessous, révèle que les acteurs du marché ('Resale' dans le

tableau ci-dessous) ont reçu en 2010 plus de la moitié de la rente de congestion totale, soit une part approximativement égale à celle des années précédentes.

En 2010, la rente de congestion totale s'est en outre avérée inférieure de 4 millions d'euros à celle de 2009, et même inférieure de 10 millions d'euros à celle de 2007 et de 11 millions d'euros à celle de 2008, ce qui reflète une meilleure convergence des prix des bourses. Il convient toutefois de noter que 2009 et, dans une moindre mesure, 2010, ont été des années de crise sur le plan économique, ce qui pourrait expliquer une partie de la convergence de prix.

Tableau 3 : Rentes de congestion des bourses d'électricité couplées, par type d'acteur (en millions d'euros)

M€	GRTs	Resale	Total
2007	23,7	19,5	43,2
2008	21,1	23,1	44,2
2009	16,6	20,7	37,3
2010	16,2	17,1	33,3

Source : données Elia, calculs CREG

En ce qui concerne le calcul des capacités commerciales d'interconnexion, une part importante des capacités physiques est réservée comme marge de sécurité pour les flux de bouclage au travers de la Belgique, vu leur importance et leur imprévisibilité.

Enfin, il convient de signaler que la CREG a réalisé en février 2010, comme chaque année depuis 2008, une étude relative au marché à court terme belge pour l'électricité Belpex et à l'utilisation de la capacité sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas pour l'année 2009.

C. Procédure d'infraction envers la Belgique

En juin 2010, la Commission européenne a adressé à la Belgique, parmi vingt autres États membres européens, des demandes pour mettre en œuvre et appliquer « intégralement différents aspects de la législation de l'UE destinée à créer un marché unique du gaz naturel et de l'électricité ». En ce qui concerne le marché de l'électricité, les infractions pour la Belgique, dont les procédures avaient été ouvertes en juin 2009, portent sur le non-respect de l'obligation légale découlant du règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (entré en vigueur le 1er juillet 2004), ainsi que son annexe (modifiée par une décision du 9 novembre 2006, entrée en vigueur le 29 novembre 2006).

Concrètement, les principales violations de la législation constatées par la Commission étaient les suivantes. La première violation concernait un manque d'informations de la part du gestionnaire du système de transport d'électricité, qui gêne l'accès effectif au réseau des fournisseurs d'énergie. Deuxièmement, la Commission considérait les systèmes d'allocation des capacités du réseau inadéquats, empêchant le meilleur usage possible des réseaux de transport d'électricité. Finalement, la Commission critiquait l'absence de coordination et de coopération transfrontalières entre gestionnaires de réseau de transport d'électricité et autorités nationales dans la région CWE. La Commission estime cette coordination et coopération nécessaires pour allouer plus efficacement les capacités d'interconnexions transfrontalières, afin d'optimiser l'utilisation du réseau électrique.

En août 2010, la CREG a transmis au Ministre de l'Énergie son étude relative aux objections de la Commission européenne formulées dans son avis motivé du 24 juin 2010 (Etude (F)100824-CDC-985).

3.1.2 Régulation du transport et de la distribution

A. Tarifs du réseau de transport (ELIA)

A.1 Méthodologie tarifaire

Depuis le 1er janvier 2008, la méthodologie pour la tarification pluriannuelle du transport d'électricité (période régulatoire de quatre ans), introduite par l'arrêté royal tarifaire du 8 juin 2007⁷, est restée inchangée.

Le régime fixé par cet arrêté royal est de type *secured revenue* normatif en ce sens qu'il garantit au gestionnaire du réseau de transport, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts gérables, c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire du réseau exerce un contrôle direct, et en coûts non gérables, lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal du 8 juin 2007.

L'actuel régime tarifaire se caractérise également par :

- l'application d'une règle d'évolution applicable aux coûts gérables basée sur un mécanisme d'indexation, incluant à la fois un calcul *ex ante* et *ex post* ;
- la prise en compte d'un incitant pour l'accroissement des investissements. En effet, depuis le 1er janvier 2008, au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et, par conséquent, restent dans l'entreprise et peuvent être utilisés comme source d'autofinancement ;
- la prise en compte des *congestion revenues* au bénéfice des tarifs ;
- l'application du CAPM (*capital asset pricing model*), préconisée par la CREG, pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, pour autant qu'un gestionnaire du réseau de transport ne démontre pas qu'une autre approche est plus adaptée.

A.2 Evolution des tarifs

L'évolution historique des tarifs du réseau de transport depuis le début de la régulation exercée par la CREG est illustrée ci-dessous. Dans la mesure où les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services auxiliaires sont des tarifs pluriannuels qui ont été approuvés pour toute la période régulatoire 2008-2011, ils sont restés inchangés en 2010 par rapport à 2009 et 2008.

⁷ A.R du 8 juin 2007, relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité. M.B. : 29.06.2007

Tableau 4 : Évolution du coût du transport d'électricité selon le niveau de tension, hors surcharges et T.V.A.

	Prélèvement dans les réseaux 380/220/150 kV		Prélèvement à la transformation vers 70/36/30 kV		Prélèvement dans les réseaux 70/36/30 kV		Prélèvement à la transformation vers moyenne tension	
Durée d'utilisation (h/an)	7.000		6.500		6.000		5.500	
	Coût en EUR/ MW/h	% par rapport à la période précédente	Coût en EUR/ MW/h	% par rapport à la période précédente	Coût en EUR/ MW/h	% par rapport à la période précédente	Coût en EUR/ MW/h	% par rapport à la période précédente
(1) 2002 janvier – septembre	6,4014		9,0838		13,0100		15,7773	
2002 octobre – décembre et 2003 janvier – mars	5,1503	-19,54%	6,7534	-25,65%	9,2888	-28,60%	11,532	-26,91%
2003 avril – décembre	4,8239	-6,34%	6,3065	-6,62%	8,6259	-7,14%	10,9897	-4,70%
2004	4,4098	-8,58%	5,8862	-6,66%	8,2113	-4,81%	10,0685	-8,38%
2005	3,8417	-12,88%	5,1782	-12,03%	7,4714	-9,01%	8,7815	-12,78%
2006	3,4357	-10,57%	4,5834	-11,49%	7,0442	-5,72%	8,2754	-5,76%
2007	3,0232	-12,01%	4,1466	-9,53%	6,1883	-12,15%	7,3562	-11,11%
<i>Baisse globale 2007 par rapport à la période (1)</i>		-52,77%		-54,35%		-52,43%		-53,37%
DÉBUT TARIF PLURIANNUEL PÉRIODE RÉGULATOIRE 2008-2011								
2008	3,5002	15,78%	4,9766	20,02%	7,7060	24,52%	9,1063	23,79%
2009	3,5002	0,00%	4,9766	0,00%	7,7060	0,00%	9,1063	0,00%
2010	3,5002	0,00%	4,9766	0,00%	7,7060	0,00%	9,1063	0,00%
<i>Baisse globale 2010 par rapport à la période (1)</i>		-45,32%		-45,22%		-40,77%		-42,28%

Source : CREG

A.3 Soldes 2009

La CREG s'est également prononcé sur les soldes tarifaires relatifs à l'exercice d'exploitation 2009 rapportés par Elia (Décisions (B)100512-CDC-658^E/15 et (B)100625-CDC-658^E/16).

Les soldes tarifaires relatifs à l'exercice d'exploitation 2010 n'ont pas encore fait l'objet d'une décision définitive par la CREG.

A.4 Jurisprudence

En juillet 2010, Elia a introduit un recours en annulation devant la Cour d'appel de Bruxelles à l'encontre de la décision du Comité de direction du 25 juin 2010 précitée. L'arrêt est attendu pour le premier semestre 2011 et devrait être pris en considération dans l'avis relatif à l'affectation des soldes cumulés des quatre exercices d'exploitation écoulés que la CREG transmettra au cours du printemps 2011 au Ministre de l'Énergie.

A.5 Etude relative à la comparaison entre les prix payés par Elia pour l'achat de l'énergie en compensation des pertes actives sur ses réseaux régionaux avec les prix de l'énergie payés par les grands clients industriels en 2009 (Etude (F)101208-CDC-991)

Dans cette étude de décembre 2010, la CREG a constaté que pour un des treize lots d'énergie achetés par Elia, le prix d'achat était déraisonnablement élevé. Il envisage de donner suite à ce constat dans le cadre de sa décision sur les soldes d'exploitation 2010.

B. Tarifs des réseaux de distribution

B.1 Méthodologie tarifaire

À l'instar de l'activité de transport, une nouvelle méthodologie de régulation tarifaire de l'activité de distribution, basée sur un revenu garanti pour le gestionnaire du réseau de distribution et complétée d'*incentives* en faveur d'une maîtrise des coûts, est entrée en vigueur au 1er janvier 2009. Ce nouveau régime garantit au gestionnaire du réseau de

distribution, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses tâches légales et percevoir une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération du capital investi dans son réseau.

Trois régimes tarifaires sont dorénavant possibles durant la période régulatoire de quatre ans susvisée :

- l'approbation de tarifs pour l'ensemble de la période régulatoire si la proposition tarifaire accompagnée du budget du gestionnaire du réseau a été approuvée avant le début de la période régulatoire ;
- l'approbation de tarifs pour la durée restante de la période régulatoire si la proposition tarifaire précitée a été approuvée pendant cette période ;
- l'imposition de tarifs dans tous les autres cas.

Le 30 septembre 2008, tous les gestionnaires du réseau de distribution, à l'exception d'un, ont introduit, dans le délai légal, une proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période régulatoire 2009-2012. Étant donné qu'aucune des propositions introduites ne satisfaisait aux exigences d'informations prescrites par l'arrêté royal du 2 septembre 2008⁸, la CREG a décidé de rejeter ces propositions et d'imposer des tarifs provisoires. Les tarifs provisoires imposés sont basés sur les derniers éléments du revenu total approuvés correspondants, à savoir les tarifs pour l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent en vigueur pour la durée complète de la période régulatoire, ou jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau de distribution ou de la CREG soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CREG et le gestionnaire du réseau de distribution sur les points litigieux.

Dans le courant de 2009, la plupart des gestionnaires du réseau de distribution ont introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012 sur la base du nouveau modèle de rapport. Les gestionnaires du réseau de distribution mixtes (pour lesquels tant le secteur public que le secteur privé participent au capital) dont l'exploitation a été confiée aux sociétés Eandis (Flandre) et Ores (Wallonie) ont obtenu des tarifs approuvés pour la période régulatoire 2009-2012, respectivement à partir du 1er juillet et du 1er octobre 2009. Le gestionnaire du réseau de distribution mixte bruxellois Sibelga et deux gestionnaires du réseau de distribution purs wallons, AIEG et AIESH (pour lesquels seul le secteur public participe au capital), ont également obtenu des tarifs approuvés à partir du 1er octobre 2009. Fin 2010, la CREG a conclu un accord avec quatre gestionnaires du réseau de distribution purs dont l'exploitation a été confiée à la société Infrac (Infrac West, Iveg, Inter-Energa et PBE) sur les points litigieux pendant de sorte que leurs tarifs respectifs ont pu être approuvés à partir du 1er janvier 2011.

Lors de l'évaluation des propositions tarifaires et du rapport annuel des gestionnaires du réseau de distribution, la CREG a contrôlé la séparation entre les activités de réseau, d'une part, et les éventuelles autres activités du gestionnaire du réseau, d'autre part. Elle a également contrôlé la séparation entre les activités de réseau régulées et non régulées. Dans ce cadre, la CREG a émis un certain nombre de lignes directrices (Lignes directrices ©100715-CDC-979) définissant un cadre général pour l'évaluation et le traitement des activités de réseau régulées et non régulées.

⁸ A.R. du 2 septembre 2008, Arrêté royal relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité. . M.B. : 12.09.2008

La CREG a déjà relevée à plusieurs reprises dans ses précédents rapports annuels, que le nouveau cadre réglementaire lui laisse peu de compétences pour réaliser une évaluation du caractère raisonnable et réel des coûts, tels que ceux-ci sont proposés par les gestionnaires du réseau de distribution. La CREG est dès lors convaincu que la législation relative aux tarifs du réseau de distribution doit être revue conformément à la nouvelle directive européenne (directive 2009/72/CE). La transposition de cette directive permettra de corriger la législation applicable aux tarifs et de fournir au régulateur les compétences nécessaires afin de garantir des tarifs du réseau de distribution corrects (Etude (F)101105-CDC-986).

B.2 Evolution des tarifs

Le tableau 5 dresse un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2010. Aucune évolution n'est à observer au niveau des gestionnaires du réseau de distribution qui se sont vu imposer des tarifs provisoires pour la période 2009-2012 étant donné que ceux-ci constituent la prolongation des tarifs applicables pour l'exercice d'exploitation 2008. L'évolution 2009-2010 est considérablement plus plane que l'évolution 2008-2009 et peut s'expliquer principalement par l'application d'un mécanisme d'indexation aux coûts maîtrisables et dans une moindre mesure également par l'évolution d'autres éléments, tels que les amortissements et les coûts non gérables (par exemple, les obligations de service public).

En 2010, des tarifs imposés ont été facturés pour deux gestionnaires de réseau de distribution wallons (Tecteo et Wavre) et pour le secteur pur flamand (Infrax West, Inter-Energa, Iveg et PBE). Ceux-ci sont basés sur les derniers éléments du revenu total approuvés correspondants, à savoir les tarifs pour l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent en vigueur pour la durée complète de la période régulatoire, ou jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau de distribution ou de la CREG soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CREG et le gestionnaire du réseau de distribution sur les points litigieux. Durant le dernier trimestre de 2010, le secteur pur flamand a introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012.

Les figures 2, 3 et 4 fournissent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles.

Tableau 5 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution en 2008, 2009 et 2010 (en €/kWh), hors T.V.A.

€/kWh	GRD	Tarifs - Approuvés : A Prolongés 2008 : P	Basse tension résidentielle 3.500 kWh/an				Moyenne tension industrielle 30.000 kWh/an				Moyenne tension industrielle 1.250.000 kWh/an			
			2008	2009	2010	Δ 2010/2009	2008	2009	2010	Δ 2010/2009	2008	2009	2010	Δ 2010/2009
		P	0,0449	0,0449	0,0449	0,00%	0,0376	0,0376	0,0376	0,00%	0,0142	0,0142	0,0142	0,00%
		A	0,0360	0,0437 (3)	0,0452	3,26%	0,0458	0,0601 (3)	0,0678	12,69%	0,0154	0,0271 (3)	0,0279	3,14%
		A	0,0574	0,0681 (3)	0,0694	1,91%	0,0601	0,0601 (3)	0,0616	2,52%	0,0237	0,0239 (3)	0,0245	2,57%
		P	pas applicable (1)				0,0809	0,0809	0,0809	0,00%	0,0300	0,0300	0,0300	0,00%
		P	0,0881	0,0881	0,0881	0,00%	0,0650	0,0650	0,0650	0,00%	0,0160	0,0160	0,0160	0,00%
		A	0,0558	0,0641 (2)	0,0653	1,98%	0,0462	0,0446 (2)	0,0461	3,24%	0,0158	0,0157 (2)	0,0161	3,07%
		A	0,0506	0,0638 (2)	0,0602	-5,53%	0,0462	0,0446 (2)	0,0461	3,24%	0,0158	0,0157 (2)	0,0161	3,07%
		A	0,0576	0,0630 (3)	0,0632	0,22%	0,0441	0,0418 (3)	0,0421	0,81%	0,0164	0,0156 (3)	0,0156	0,13%
		A	0,0481	0,0567 (3)	0,0567	-0,04%	0,0440	0,0468 (3)	0,0489	4,51%	0,0162	0,0171 (3)	0,0188	9,67%
		A	0,0461	0,0468 (2)	0,0477	1,87%	0,0419	0,0408 (2)	0,0417	2,15%	0,0148	0,0148 (2)	0,0150	1,43%
		A	0,0460	0,0524 (2)	0,0533	1,74%	0,0392	0,0381 (2)	0,0389	2,04%	0,0140	0,0140 (2)	0,0143	1,88%
		P	0,0607	0,0607	0,0607	0,00%	0,0320	0,0320	0,0320	0,00%	0,0116	0,0116	0,0116	0,00%
		A	0,0697	0,0775 (3)	0,0771	-0,44%	0,0531	0,0536 (3)	0,0549	2,43%	0,0192	0,0197 (3)	0,0200	1,53%
		A	0,0470	0,0533 (2)	0,0544	2,04%	0,0382	0,0405 (2)	0,0418	3,11%	0,0135	0,0142 (2)	0,0146	2,61%
		A	0,0676	0,0736 (3)	0,0746	1,39%	0,0486	0,0466 (3)	0,0496	6,41%	0,0176	0,0166 (3)	0,0175	5,24%
		A	0,0602	0,0693 (3)	0,0694	0,24%	0,0537	0,0550 (3)	0,0554	0,71%	0,0202	0,0209 (3)	0,0209	-0,14%
		A	0,0602	0,0788 (3)	0,0789	0,09%	0,0537	0,0550 (3)	0,0554	0,71%	0,0202	0,0209 (3)	0,0209	-0,14%
		P	0,0541	0,0541	0,0541	0,00%	0,0420	0,0420	0,0420	0,00%	0,0151	0,0151	0,0151	0,00%
		A	0,0427	0,0482 (2)	0,0490	1,59%	0,0373	0,0392 (2)	0,0400	2,07%	0,0126	0,0137 (2)	0,0140	1,91%
		A	0,0496	0,0543 (2)	0,0552	1,62%	0,0386	0,0397 (2)	0,0406	2,15%	0,0137	0,0143 (2)	0,0145	1,52%
		P	0,0592	0,0592	0,0592	0,00%	0,0347	0,0347	0,0347	0,00%	0,0142	0,0142	0,0142	0,00%
		P	0,0500	0,0500	0,0500	0,00%	0,0333	0,0333	0,0333	0,00%	0,0133	0,0133	0,0133	0,00%
		A	0,0505	0,0555 (3)	0,0554	-0,24%	0,0399	0,0415 (3)	0,0423	1,83%	0,0147	0,0150 (3)	0,0152	1,13%
		A	0,0452	0,0505 (3)	0,0556	10,18%	0,0588	0,0483 (3)	0,0531	9,95%	0,0175	0,0147 (3)	0,0158	7,50%
		A	0,0478	0,0523 (2)	0,0529	1,13%	0,0348	0,0462 (2)	0,0482	4,38%	0,0124	0,0165 (2)	0,0172	3,94%
		A	0,0415	0,0471	0,0473	0,56%	0,0427	0,0447	0,0448	0,31%	0,0143	0,0150	0,0150	-0,09%
		P	0,0451	0,0451	0,0581 (4)	28,65%	0,0531	0,0531	0,0647(4)	21,73%	0,0189	0,0189	0,0234 (4)	23,62%
		P	0,0371	0,0371	0,0371	0,00%	0,0463	0,0463	0,0463	0,00%	0,0184	0,0184	0,0184	0,00%
		P	0,0628	0,0628	0,0628	0,00%	0,0436	0,0436	0,0436	0,00%	0,0160	0,0160	0,0160	0,00%
		Moyenne	0,0528	0,0578	0,0588	1,87%	0,0460	0,0467	0,0483	3,00%	0,0163	0,0169	0,0175	2,54%

(1) DNB BA ne dessert aucun client résidentiel.

(2) D'application à partir du 1^{er} juillet 2009 (avant cette date, les tarifs de 2008 étaient d'application).

(3) D'application à partir du 1^{er} octobre 2009 (avant cette date, les tarifs de 2008 étaient d'application).

(4) D'application à partir du 3 mai 2010 au plus tôt.

Source : CREG

Figure 2 : Composition moyenne du coût de distribution en Flandre en 2010

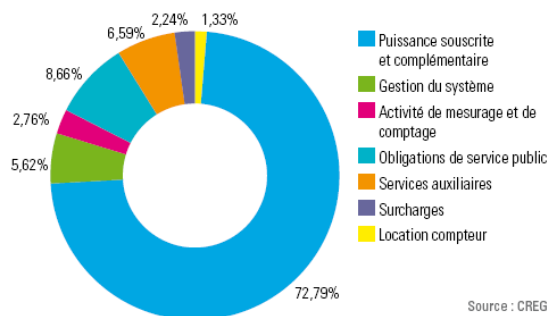


Figure 3 : Composition moyenne du coût de distribution en Wallonie en 2010

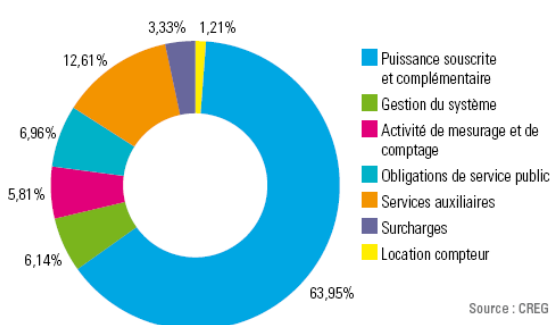
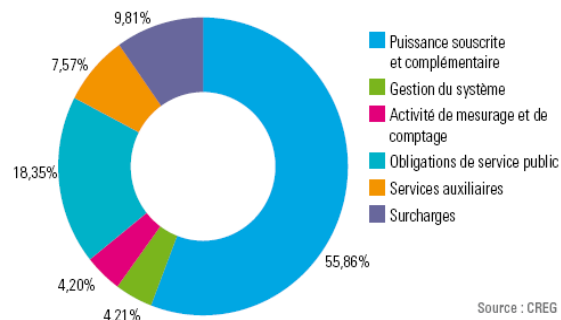


Figure 4 : Composition moyenne du coût de distribution à Bruxelles en 2010



B.3 Soldes 2009

En 2010, la CREG a traité les soldes relatifs à l'exercice d'exploitation 2009 des gestionnaires du réseau de distribution. Pour la plupart d'entre eux, un bonus sur les coûts gérables et un malus sur les coûts non gérables ont été relevés. Le solde des coûts gérables fait partie du compte de résultats du gestionnaire du réseau alors que le Ministre de l'Énergie décide de l'affectation des soldes cumulés des coûts non gérables relatifs aux exercices d'exploitation 2008 à 2011 inclus. Lors du traitement des soldes 2009, une attention particulière a été accordée aux mises hors service par les gestionnaires du réseau de distribution et la CREG a vérifié, au moyen d'un programme de contrôle, si la méthodologie proposée a été respectée et si les mises hors service rapportées ont été effectivement exécutées, et ce tant sur le terrain que sur le plan administratif et comptable.

B.4 La jurisprudence

En 2010, la Cour d'appel de Bruxelles a prononcé une série d'arrêts suite à la lacune réglementaire ayant été constatée dans la foulée de sa jurisprudence, aux termes de laquelle les arrêtés royaux du 2 septembre 2008 avaient été déclarés contraires à la législation. En réaction à cela, le législateur avait toutefois ratifié les arrêtés concernés, mais cela n'a pas empêché que les arrêtés avaient été établis en contradiction avec les prescriptions européennes en la matière (plus précisément l'interdiction de modification arbitraire de la proposition du régulateur). Vu cette situation, la CREG a jugé, dans un certain nombre de décisions, que la CREG ne disposait pas d'une base valable pour prendre des décisions tarifaires.

Dans une série d'arrêts du 29 juin 2010, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté ce point de vue pour ce qui concerne les règles relatives à la fixation de la valeur de l'actif régulé. Il a été ordonné à la CREG de décider à nouveau, en application des dispositions pertinentes de l'arrêté royal tarifaire.

Ensuite, ces jugements ont été prolongés dans une nouvelle série d'arrêts relatifs aux décisions tarifaires de la CREG, dans lesquels la Cour avait décidé que les tarifs proposés par les gestionnaires du réseau de distribution étaient valables de plein droit. La Cour a toutefois estimé qu'il n'était pas exclu que les décisions tarifaires n'aient pas été établies conformément aux directives sur certains points, mais pas dans une mesure telle que l'arrêté royal devait être rendu non applicable dans son ensemble. La Cour a précisé que rien n'empêchait par ailleurs la CREG de ne pas appliquer certaines dispositions spécifiques concernées.

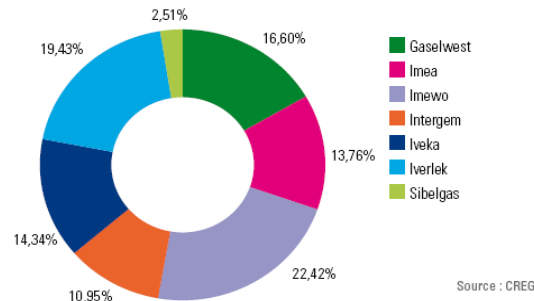
Afin de mettre un terme à l'insécurité permanente, Infrax et la CREG sont parvenus à un accord au cours du dernier trimestre de 2010 au sujet des tarifs à appliquer au cours des deux dernières années de la période régulatoire 2009-2012. De ce fait, de nouveaux tarifs approuvés sont valables pour tous les membres d'Infrax depuis le 1^{er} janvier 2011. Avec le gestionnaire du réseau de distribution bruxellois Sibelga également, il a été mis un terme à la procédure judiciaire et les tarifs ont été approuvés.

B.5 Sociétés d'exploitation des gestionnaires du réseau de distribution

Les différentes sociétés d'exploitation existantes remplissent, selon leurs statuts, toutes les missions et tâches découlant des obligations des gestionnaires du réseau de distribution. Elles disposent à cet effet des organes administratifs nécessaires (Conseil d'administration, Comité d'audit, Comité des ressources humaines, Comité de Corporate

Governance, etc.). Eandis a été créée le 30 mars 2006. Sept gestionnaires du réseau de distribution mixtes flamands (Gaselwest, Imea, Imewo, Intergem, Iveka, Iverlek et Sibelgas) font appel à elle pour réaliser leurs missions d'exploitation sur leur territoire. La figure 5 illustre la structure d'Eandis en 2009 et 2010 sur la base des parts de chaque gestionnaire du réseau de distribution dans Eandis.

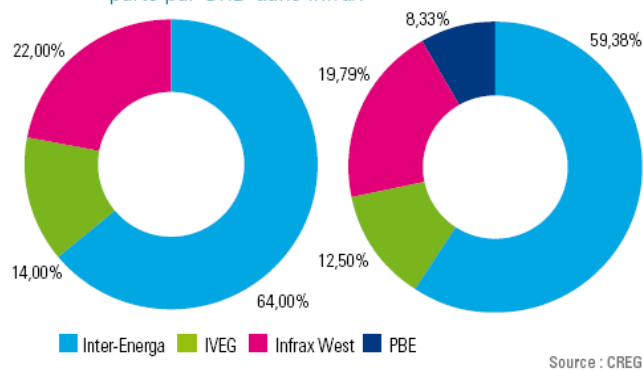
Figure 5 : Structure d'Eandis en 2009-2010 sur la base des parts par GRD dans Eandis



Infrax a été créée le 7 juillet 2006 par les trois sociétés commanditaires pures Interelectra (aujourd'hui Inter-Energa), Iveg et Wvem (aujourd'hui Infrax West) pour rassembler les activités opérationnelles de leur territoire. PBE a rejoint Infrax dans le courant de 2010 et l'approvisionnement en électricité de la Havenbedrijf Antwerpen a rejoint Iveg à la fin 2010.

La figure 6 illustre la structure d'Infrax en 2009 et 2010 sur la base des parts de chaque gestionnaire du réseau de distribution dans Infrax.

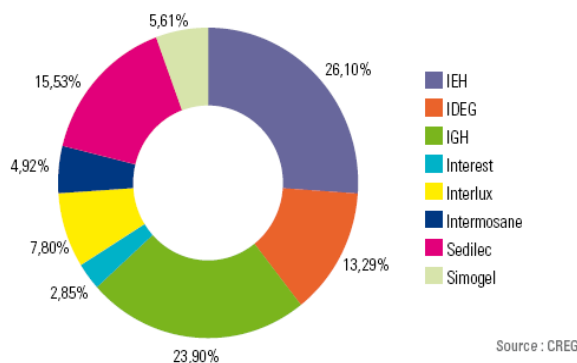
Figure 6 : Structure d'Infrax en 2009 et 2010 sur la base des parts par GRD dans Infrax



Ores a été créée le 6 février 2009. Elle est l'opérateur chargé de l'exploitation des réseaux de distribution pour les huit gestionnaires du réseau de distribution mixtes en Wallonie (Ideg, leh, lgh, Interest, Interlux, Intermosane, Sedilec et Simogel).

La figure 7 illustre la structure d'Ores en 2009 et 2010 sur la base des parts de chaque gestionnaire du réseau de distribution dans Ores.

Figure 7 : Structure d'Ores en 2009-2010 sur la base des parts par GRD dans Ores



BNO (Brussels Network Operations) exécute des tâches sur l'ordre de et pour le compte du gestionnaire du réseau de distribution mixte bruxellois Sibelga.

C. Etudes réalisées par la CREG en 2010

➤ **Etudes relatives à l'achat d'énergie pour la compensation des pertes d'énergie par les gestionnaires de réseaux de distribution**

En avril 2010, la CREG a publié une étude relative à l'achat d'énergie pour la compensation des pertes d'énergie par les gestionnaires du réseau de distribution entre 2006 et 2008 (Etude (F)100401-CDC-958). Cette étude analyse les contrats d'achat d'énergie pour la compensation des pertes d'énergie sur le réseau de distribution d'électricité. L'achat de cette énergie représente un des coûts des gestionnaires de réseau de distribution qui figurent dans leurs propositions tarifaires et dans leur rapport annuel permettant le contrôle des tarifs par la CREG. La CREG observe des prix d'achat parfois fort différents d'une proposition tarifaire à l'autre. Le jeu de la concurrence devrait être plus efficace pour la fourniture de cette énergie étant donné les volumes importants et les caractéristiques techniques de cette fourniture.

Après analyse des différents contrats d'achat, la CREG a constaté que la libre concurrence pour l'attribution du marché public pour l'achat d'énergie en compensation des pertes de réseau est notamment limitée par le fait de devoir disposer d'une autorisation de fourniture régionale et par le pouvoir de l'actionnaire historique.

À partir de 2009, première année de la période régulatoire 2009-2012, les coûts des pertes du réseau sont par ailleurs considérés comme non-gérables, ce qui ôte aux gestionnaires du réseau de distribution l'*incentive* de suivre le marché avec attention afin d'obtenir un prix plus avantageux.

En décembre 2010, la CREG a réalisé deux études relatives à la comparaison entre, d'une part, les prix payés par les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes regroupés au sein d'Eandis et Ores pour l'achat d'énergie en compensation des pertes actives sur ses réseaux régionaux et, d'autre part, les prix de l'énergie payés par les grands clients industriels au cours de l'exercice d'exploitation 2009.

Dans son étude concernant Eandis (Etude (F)101208-CDC-1001), la CREG a constaté que les prix d'achat des gestionnaires du réseau de distribution se situaient, de manière générale, dans la lignée de ceux que les principaux fournisseurs actifs en Belgique ont facturés au cours de l'exercice d'exploitation 2009 à leurs grands clients industriels présentant des caractéristiques de fourniture comparables.

Dans son étude concernant Ores (Etude (F)101208-CDC-1005), la CREG a constaté que les prix obtenus pour chacun des lots souscrits individuellement par chacun des gestionnaires du réseau de distribution sont très largement supérieurs aux prix de la *commodity* que les principaux fournisseurs actifs en Belgique ont facturés au cours de l'exercice d'exploitation 2009 à leurs grands clients industriels présentant des caractéristiques de fourniture comparables. Le caractère excessif des prix obtenus trouve en partie sa source dans le déroulement de la procédure d'adjudication suivie par Netmanagement et dans la nécessité pour le candidat fournisseur d'offrir un prix fixe auquel il est lié pendant plusieurs semaines.

➤ ***Etudes relatives aux tarifs d'injection pour les installations de production d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité***

À la demande du Ministre de l'Énergie, la CREG a réalisé, en avril 2010, une étude sur les tarifs d'injection appliqués par certains gestionnaires du réseau de distribution, plus précisément sur le caractère souhaitable d'une éventuelle exonération ou suppression des tarifs d'injection au profit d'installations de production d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité (Etude (F)100401-CDC-959). Le Ministre a également prié la CREG d'en examiner l'impact éventuel sur les coûts pour différentes sortes de clients types.

Cette étude souligne tout d'abord que les éventuelles modifications apportées au cadre légal qui mèneraient à une exonération (complète ou partielle) ou une suppression des tarifs d'injection, peuvent seulement être appliquées à compter de la prochaine période réglementaire, à savoir 2013-2016.

Ensuite, l'étude démontre que, bien qu'il soit souhaitable d'apporter certaines clarifications à la législation existante, il n'existe pas d'obstacle juridique à la facturation de tarifs d'injection.

De plus, la CREG a élaboré plusieurs scénarios sur la base d'une sélection de clients types (Eurostat). L'impact d'une exonération entière et partielle des tarifs d'injection sur les clients types est calculé au moyen de deux scénarios. Vu les analyses réalisées et étant donné que les tarifs d'injection peuvent jouer un rôle important à titre d'instrument politique dans la poursuite d'un optimum économique et social dans le cadre de la modernisation des réseaux de distribution, la CREG plaide en faveur du maintien de tarifs d'injection dans la législation tarifaire.

En juillet 2010, la CREG a réalisé une étude de suivi relative à la facturation des tarifs d'injection pour les producteurs décentralisés en cas de tarifs reflétant les coûts de raccordement et de tarification de l'utilisation du réseau (Etude (F)100708-CDC-977). En ce qui concerne les tarifs de raccordement, l'étude plaide en faveur d'une réactivité des coûts. L'obligation pour le producteur décentralisé de payer les coûts de raccordement qu'il génère constitue un stimulant à la localisation. Une éventuelle application de pourcentages de réduction sur les tarifs de raccordement peut être envisagée. Ces réductions doivent néanmoins être objectivées et conformes sur le plan juridique. Des tarifs de raccordement réactifs des coûts impliquent par exemple une adaptation de la réglementation flamande.

En ce qui concerne l'utilisation proprement dite du réseau (tarifs d'injection), l'étude propose de facturer ces coûts au producteur décentralisé qui les a engendrés. De ce fait, la facturation des composantes tarifaires 'gestion du système', 'mesure et comptage' et 'services auxiliaires – pertes du réseau' subsiste, mais les composantes 'tarif de base pour l'utilisation du réseau' et 'prélèvements et surcharges' – pour autant

que les tarifs de raccordement traduisent bien les coûts – devraient être supprimées. Une adaptation de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 serait donc nécessaire. Il est encore à noter qu'en juin 2010, Electrawinds a introduit un recours en annulation contre l'application de tarifs d'injection auprès de la Cour constitutionnelle. Enfin, en décembre 2010, le Parlement flamand a adopté un décret en vue d'éviter des tarifs d'injection pour l'électricité générée au moyen de sources d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité⁹. Ce décret prévoit que le gestionnaire du réseau de distribution ou de transport local effectue gratuitement toutes les tâches nécessaires pour l'injection d'électricité, produite au moyen de sources d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité, à l'exception du raccordement au réseau de distribution ou au réseau de transport local. Les frais ainsi portés à la charge du gestionnaire du réseau sont considérés comme étant des frais résultant des obligations de service public du gestionnaire du réseau en tant que tel.

➤ ***Etude relative à l'évolution du terme fixe et/ou de capacité dans le réseau de distribution entre 2003 et 2009***

En ce qui concerne l'électricité, la CREG conclut dans cette étude de décembre 2010 (Etude (F)101202-CDC-1020) que le terme kW a connu une évolution pratiquement analogue entre 2003 et 2009, tant pour le tarif pour l'utilisation du réseau que pour le coût du réseau de distribution annuel total, et que par conséquent aucun changement d'affectation de coûts notable n'a eu lieu entre kWh et kW. La tendance à la baisse des coûts attribués aux kW par rapport au budget total se trouve renforcée par le fait que les budgets des gestionnaires de réseau de distribution qui sont affectés aux kWh ont connu une hausse importante ces dernières années (effets de la jurisprudence, de l'extension des obligations de service public et de la régulation pluriannuelle), ce qui a entraîné la poursuite de la diminution de la part relative du terme kW.

En ce qui concerne le gaz naturel, tout comme pour l'électricité, l'étude conclut que le terme kW entre 2006 et 2009¹⁰ a connu une évolution pratiquement analogue, tant pour le tarif pour le transfert par le réseau que pour le coût du réseau de distribution annuel total, et que par conséquent aucun déplacement notable d'affectation de coûts n'a eu lieu entre kWh et kW. La part relative attribuée au terme kW par rapport au budget total d'un gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel est sensiblement plus élevée que dans le cas de l'électricité. Ce phénomène trouve son explication dans le fait que la consommation de gaz naturel dépend beaucoup plus de la température extérieure que de la consommation d'électricité. En maintenant à un niveau important le terme kW, qui n'est pas lié aux variations des conditions atmosphériques et à la consommation qui en découle, les fluctuations des tarifs sont atténuées et permettent par conséquent d'offrir des tarifs plus stables. Au niveau du budget annuel des gestionnaires du réseau de distribution et de la part attribuée aux kW, on constate une évolution relativement constante de cette part.

⁹ Décret du 23 décembre 2010 modifiant le décret sur l'Électricité du 17 juillet 2000 et le décret du 8 mai 2009 relatif à l'Énergie, en vue d'éviter des tarifs d'injection pour l'électricité générée au moyen de sources d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité (Moniteur belge du 20 janvier 2011).

¹⁰ Étant donné que la CREG n'a approuvé des tarifs pour le gaz naturel qu'à partir de 2004 et que l'examen a révélé que l'on n'appliquait pas de terme kW avant 2006, les résultats indiqués se limitent à la période 2006-2009.

D. Aspects réglementaire des réseaux de distribution

Les trois Régions ne sont pas compétentes pour les aspects tarifaires mais pour les aspects techniques et obligations de service public. A l'exception de la Région wallonne, les deux autres régulateurs régionaux publient chaque année un rapport au sujet des indicateurs de la qualité des GRD. La CWaPE publie des avis sur les plans d'adaptation de chaque GRD et annuellement les trois régulateurs régionaux publient un rapport concernant l'analyse des prix d'électricité et du gaz pour la clientèle résidentielle, dans laquelle les composants 'tarif de distribution' et «tarif de transport» sont pris en compte.

E. Services auxiliaires et balancing

E.1 La puissance de réserve

Étant donné l'impossibilité d'acquiescer auprès des producteurs en 2009 les réserves secondaires requises pour 2010 et 2011 à des prix raisonnables, le Ministre de l'Énergie a imposé des conditions de prix et de volume pour l'approvisionnement par différents producteurs en 2010 et en 2011 du réglage secondaire¹¹.

Conformément au règlement technique fédéral pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (arrêté royal du 19 décembre 2002), Elia doit évaluer et déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage. Elle est tenue de communiquer pour approbation à la CREG sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

En août 2010, la CREG a approuvé la proposition d'Elia portant sur la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire et sur le résultat de son application pour 2011, mais n'a pas approuvé la proposition d'Elia portant sur la méthode d'évaluation de la puissance de réserve secondaire et tertiaire, ainsi que sur le résultat de son application pour 2011 (Décision (B)100826-CDC-982). Il a demandé à Elia d'introduire une nouvelle proposition pour ce qui concerne la réserve secondaire et tertiaire. Suite à des compléments et des clarifications apportés par Elia, la CREG a finalement approuvé, en décembre 2010, la nouvelle proposition d'Elia (Décision (B)101223-CDC-1027).

La CREG a toutefois assorti ses deux décisions de considérations portant notamment sur la définition d'un volume minimum de réserve tertiaire, sur la nécessité pour Elia de disposer en toute période de l'année des volumes conformes aux décisions de la CREG, y compris au mois de décembre, sur l'impact de l'augmentation de la part de la production d'origine éolienne sur les volumes des réserves, sur la participation des clients industriels aux réserves, sur la qualité de certaines données reçues des producteurs et sur une extension du suivi (monitoring) des réserves.

¹¹ Arrêté ministériel du 24 décembre 2009 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2010 et en 2011 du réglage secondaire par différents producteurs (Moniteur belge du 31 décembre 2009).

E.2 Offres de prix et de volumes des services auxiliaires par les fournisseurs de service

La CREG a reçu le 2 juillet 2010 le rapport d'Elia concernant les offres de prix des services auxiliaires pour 2011. Les services auxiliaires concernés comportent le réglage de la tension et les pertes actives dans les réseaux d'Elia de tension inférieure ou égale à 70 kV. Les autres services auxiliaires feront toujours l'objet en 2011 de contrats pluriannuels.

Sur la base de ce rapport, la CREG a approuvé en août 2010 un rapport motivé (Rapport (RA)100826-CDC-983) et l'a envoyé au Ministre de l'Énergie et à Elia, conformément au prescrit légal. Dans ce rapport, la CREG a conclu que les offres de prix pour le réglage de la tension ne sont pas manifestement déraisonnables. Selon le rapport également, il n'est pas possible de se prononcer sur les prix relatifs à l'ensemble du volume estimé nécessaire par Elia pour couvrir les pertes de son réseau régional en 2011, ni d'affirmer à ce moment que tous les prix qui découlent de la session d'enchères organisée par Elia pour la couverture des pertes de son réseau régional en 2011 ne sont pas manifestement déraisonnables. On observe en outre que la législation réserve la possibilité d'apprécier ce prix *ex post*, lors de l'examen des soldes d'exploitation relatifs à la période tarifaire en cours.

Ce rapport motivé de la CREG contient également une section relative à l'évaluation des prix de la réserve secondaire pour 2011 imposés par arrêté ministériel¹². Cette évaluation a été réalisée en application de l'article 4, § 2, de l'arrêté royal du 11 octobre 2002 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité. Les résultats de cette évaluation ont conduit à considérer qu'il n'y avait pas lieu de revoir les prix imposés. Une seconde évaluation a été réalisée fin décembre 2010. Elle conduit à des conclusions similaires.

E.3 Le balancing

Le gestionnaire du réseau de transport a pour mission de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. Conformément au règlement technique, Elia doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destinées à compenser les déséquilibres quart-horaires.

En décembre 2010, la CREG a approuvé la proposition d'Elia pour 2011 (Décision (B)101223/CDC-1028). Le mécanisme proposé est entré en vigueur le 1er janvier 2011.

E.4 Volumes activés et concentration

En 2010, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 26,6 % par rapport à 2009, pour s'élever à 902 GWh. La part de la réserve secondaire dans ces activations s'élève à 76,0 % en 2010, contre 95,2 % en 2009 et 98,5 % en 2008. Cette diminution est notamment due à une nouvelle procédure d'activation des réserves mise progressivement en place par Elia depuis octobre 2009.

¹² Arrêté ministériel du 24 décembre 2009 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2010 et en 2011 du réglage secondaire par différents producteurs (Moniteur belge du 31 décembre 2009).

En 2010, l'activation des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires des réseaux de transport concernés a représenté pour Elia 1,6 % de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage, contre 0,7 % en 2009.

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'élève à 3.750 en 2010 contre 5.800 en 2009. Les activations relatives à ces ressources représentent 97,9 % de l'énergie totale activée en 2010 pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 99,0 % en 2009.

La diminution de l'indice HHI s'explique principalement par l'entrée en 2010 sur le marché des réserves de production d'un troisième acteur, E.On.

E.5 Prix de l'énergie de compensation des déséquilibres

Le tarif de déséquilibre est basé sur un système à deux prix, prenant en compte le sens du déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage.

Le tableau ci-dessous offre un aperçu de l'évolution du prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) et du prix moyen (non pondéré) de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) pour la période s'étendant de 2007 à 2010.

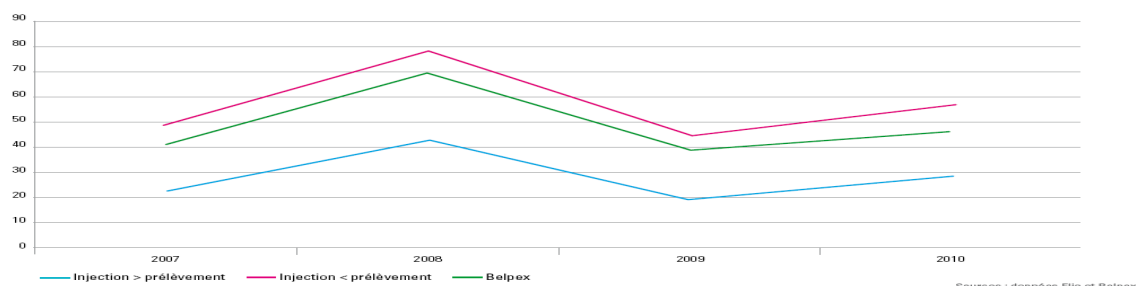
Tableau 6 : Prix moyen (non pondéré) de déséquilibre au cours de la période 2007-2010

€/MWh	2007	2008	2009	2010
Injection > prélèvement	22,00	43,31	19,86	28,48
Injection < prélèvement	48,67	78,06	44,25	57,34

Source : données Elia

La figure ci-après permet de comparer ces prix moyens avec l'évolution des prix moyens du marché *day ahead* de Belpex sur la même période. On peut observer qu'en 2010, par rapport à 2009, les tarifs moyens de déséquilibre ont augmenté plus vite que le prix moyen du Belpex DAM, aussi bien pour les déséquilibres positifs que pour les déséquilibres négatifs.

Figure 8 : Prix moyen (non pondéré) de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2010 (en €/MWh)



Sources : données Elia et Belpex

F. Conditions générales des contrats de responsable d'accès

En ce qui concerne les contrats de responsable d'accès qu'Elia propose aux utilisateurs du réseau, la CREG a approuvé en 2010, au travers de cinq décisions, un certain

nombre de modifications aux conditions générales de ces contrats proposées par Elia, portant respectivement sur :

- l'adaptation des définitions, l'attribution d'un périmètre d'équilibre, l'harmonisation des délais de la procédure de désignation dans l'optique du couplage des marchés dans la région CWE (Décision (B)100422-CDC-963);
- l'adaptation du coefficient de compensation des pertes actives sur le réseau de transport au cours de l'année et l'adaptation du périmètre d'équilibre en cas de suspension du contrat d'achat/vente relatif aux écarts de production des parcs éoliens *offshore* (Décision (B)100812-CDC-981);
- l'harmonisation des échéances de la procédure de nomination (Décision (B)100930-CDC-988) ;
- l'introduction d'une allocation continue et implicite organisée par les bourses d'électricité *intraday* Belpex et APX sur la frontière Belgique-Pays-Bas (Décision (B)101125-CDC-1019) ; et
- la clarification des principes pour la détermination du périmètre d'équilibre d'un responsable d'accès dont le portefeuille comprend un point d'accès au réseau à partir duquel un client preste un service d'interruptibilité en présence, sur un même site, d'une production locale. (Décision (B)101202-CDC-1024)

Par ailleurs, la CREG a pris la décision de retirer la décision (B)030320-CDC-130 du 20 mars 2003 relative aux conditions générales de la convention provisoire pour l'utilisation non exclusive du réseau Elia par des utilisateurs éligibles raccordés aux réseaux de distribution établis en région wallonne ou en région bruxelloise (Décision (B)101022-CDC-658^E/17). Des recours en annulation avaient été introduits devant le Conseil d'État contre cette décision du 20 mars 2003 et, dans son rapport, l'Auditeur au Conseil d'État concluait au bien-fondé d'un certain nombre de moyens développés par les parties requérantes, notamment la compétence *ratione temporis* de la CREG pour adopter la décision critiquée, la loi du 20 mars 2003 modifiant celle du 29 avril 1999 n'étant pas encore entrée en vigueur au moment de la prise de décision. Prenant acte de ce point de vue, et sans aucune reconnaissance quant au caractère fondé ou non des autres moyens soulevés par les requérantes, la CREG a décidé de retirer la décision précitée, en application de la théorie générale du retrait des actes administratifs.

3.1.3 Découplage effectif

a) Au niveau fédéral : Découplage du gestionnaire du réseau de transport

Au niveau fédéral (tension supérieure à 70 kV), il n'existe qu'un seul gestionnaire du réseau de transport, à savoir Elia System Operator désignée le 13 septembre 2002 pour une période de vingt ans. Elia est également le gestionnaire du réseau de transport au niveau local (réseaux de 30 à 70 kV). Le gestionnaire du réseau de transport contrôle les actifs physiques du réseau de transport, comme il contrôle Elia Asset, le propriétaire des actifs physiques.

La législation belge en vigueur prévoit un découplage juridique, fonctionnel et comptable du gestionnaire du réseau mais ne renferme aucune obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de découplage pour le gestionnaire du réseau sont définies dans la loi électricité et les amendements apportés par la loi du 1er juin 2005, ainsi que dans l'arrêté royal du 3 mai 1999 relatif à la gestion du réseau national de transport d'électricité. Les dispositions mentionnées se rapportent à la structure juridique, à la composition des organes de la société et à ses activités.

La législation belge interdit au gestionnaire du réseau de transport de prendre des participations, directes ou indirectes, dans l'actionnariat des producteurs, distributeurs, fournisseurs et intermédiaires.

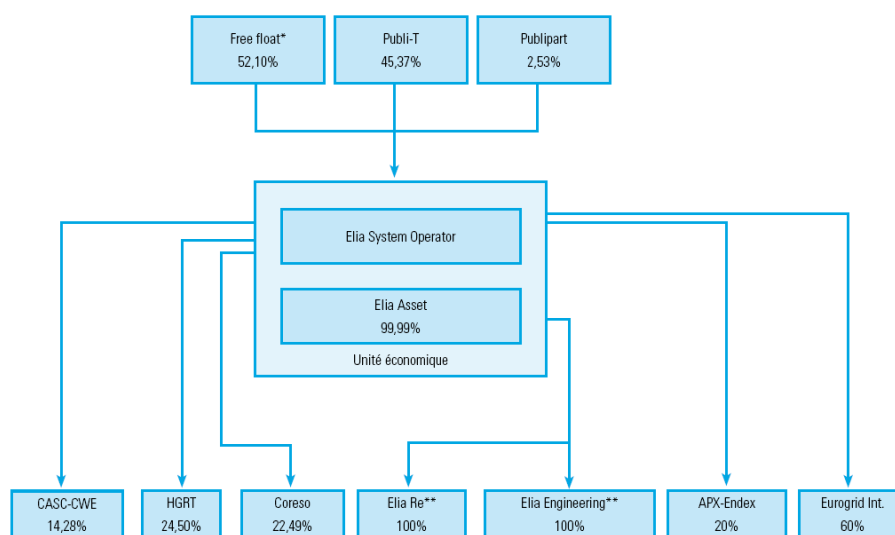
En sa qualité de gestionnaire du réseau, Elia ne peut s'engager dans aucune activité de production ou de vente d'électricité autre que celles rendues nécessaires par son activité de coordination en tant que gestionnaire du réseau de transport. Elle ne peut pas non plus s'engager dans des activités de gestion de réseaux de distribution d'un niveau de tension inférieur à 30 kV. Le gestionnaire du réseau peut exercer, sur le territoire belge ou hors de celui-ci, toute activité conforme à son objet social. Ces activités ne peuvent toutefois pas avoir d'effet négatif sur son indépendance ni sur l'exercice des missions qui lui sont légalement confiées.

En 2010, aucune modification n'a été apportée aux règles de découplage qui s'appliquent au gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

La structure de l'actionnariat d'Elia au 31 décembre 2010 est reprise dans la figure 9.

Le 14 octobre 2010, Elia et TenneT ont transféré à APXEndex leur participation respective dans la bourse d'énergie belge Belpex, soit 60 % pour Elia et 10 % pour TenneT. Elia acquiert dans le même temps une participation de 20 % dans le capital du groupe APX dont TenneT est le principal actionnaire.

Figure 9 : Actionnariat d'Elia au 31 décembre 2010



* Le Groupe Arco a annoncé le 29 juin 2010 qu'il possède 8,79 % des actions Elia.

** Elia System Operator possède 1 action d'Elia Re et 1 action de Elia Engineering.

Source : site Internet Elia

Le Conseil d'administration d'Elia a approuvé, le 31 mars 2010, la convention conclue entre Elia, Publi-T et Electrabel/ GdF/Suez sur les modalités du retrait d'Electrabel S.A. du capital d'Elia. Par le biais de cette convention, Electrabel S.A. vend 12,5 % du capital d'Elia à Publi-T. La participation de Publi-T dans le capital d'Elia passe, de ce fait, à 45,37 %.

En 2010, la CREG a rendu un avis conforme sur la nomination d'un administrateur indépendant au sein d'Elia en remplacement d'Ingrid Lieten (Avis (A)100318-CDC-955). Le rapport du *Compliance Officer* décrivant les mesures prises par Elia au cours de l'année 2009 pour garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue et veillant au suivi approprié du programme d'engagements prévu par l'article 8, § 2, de la loi électricité a fait l'objet d'un examen par la CREG qui n'a émis aucune observation à son sujet.

b) Au niveau Régional :

b.1 Région flamande

Rien nouveau à mentionner pour l'année 2010.

b.2 Région Wallone

L'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution à l'égard de tout producteur, fournisseur ou intermédiaire pour ce qui concerne l'exercice des tâches liées à l'exploitation des réseaux est consacrée dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité, tel que modifié en 2008 et dans un Arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002 relatif aux gestionnaires de réseau. L'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution à l'égard d'un producteur, d'un fournisseur ou intermédiaire est garantie par un Arrêté du Gouvernement wallon du 21 mars 2002.

Les huit intercommunales mixtes GRD (Ideg, IEH, IGH, Interlux, Intermosane, Interest/Ost, Sedilec et Simogel) se sont associées pour créer une filiale commune : la société coopérative à responsabilité limitée ORES. Depuis le 31 décembre 2009, les actionnaires d'ORES (les GRD mixtes) sont à concurrence de 70% les communes et à concurrence de 30% à Electrabel. Au plus tard le 31 décembre 2018 les communes seront propriétaires de 75% + 1 action du capital d'ORES.

b.3 Région Bruxelles-Capitale

Dans le contexte de la libéralisation des marchés de l'énergie, et se fondant sur une demande de simplicité et d'optimisation de la gestion des réseaux bruxellois, les 19 communes ont décidé de regrouper en 2003 les activités d'Interelec, d'Interga et de Sibelgaz naturel au sein d'une même entité dénommée Sibelga.

Avec la constitution de Brussels Network Operator, opérateur unique responsable de la gestion et de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale, et sa cession à Sibelga, Electrabel n'exerce plus d'activités opérationnelles de distribution en Région bruxelloise.

Depuis le 31 décembre 2006, les communes détiennent 70% du capital de Brussels Network Operator, 30% étant aux mains d'Electrabel. Le 31 décembre 2012, les communes seront propriétaires de 100% du capital de Sibelga.

3.2. Aspects concurrentiels

3.2.1 Description du marché de gros

A. Energie électrique appelée

Il ressort des statistiques transmises à la CREG¹³ que l'énergie électrique appelée par le réseau d'Elia hors pompage, en d'autres termes la consommation nette plus les pertes en réseau, a été estimé à 84.733 GWh en 2010, contre 80.194 GWh en 2009, ce qui

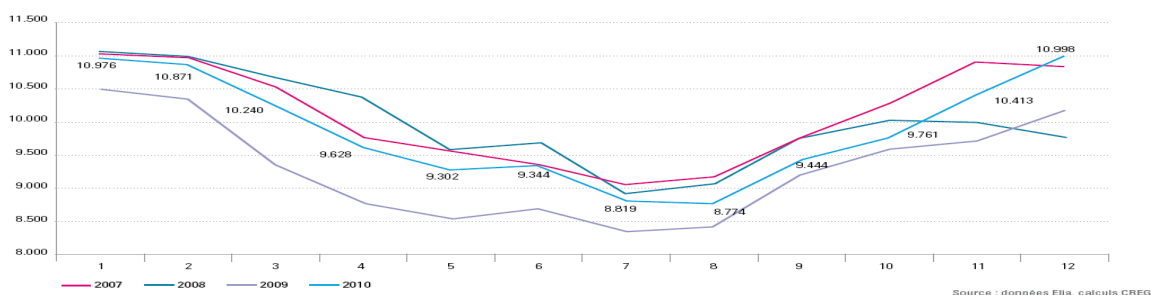
¹³ Ces statistiques proviennent d'Elia et ne couvrent pas toute l'énergie électrique appelée en Belgique car elles ne tiennent pas compte des petites unités locales de production pour lesquelles Elia n'effectue pas de mesures (< 25 MW) ni de la production qui n'est pas connectée au réseau d'Elia pour laquelle Elia ne dispose pas des mesures.

représenterait une augmentation d'environ 5,66 %. La pointe de puissance appelée a quant à elle été estimée à 13.585 MW⁵⁶, contre 13.320 MW en 2009.

La figure 10 donne un aperçu de la consommation moyenne de la zone de réglage d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2010. Après une forte chute de la consommation d'électricité survenue en octobre 2008 suite à la crise économique et qui s'est poursuivie en 2009, celle-ci a repris début 2010. Bien que ces chiffres ne soient pas corrigés pour la température du mois concerné, ils illustrent tout de même bien la tendance.

Ces données de consommation ne tiennent pas totalement compte de la production locale. Il est présumé que cette production locale augmente année après année. Pour 2009, Synergrid estime la production locale à 7,9 TWh, soit près de 10 % de la consommation totale. À ce jour, la CREG ne dispose pas de données plus récentes.

Figure 10 : Consommation moyenne sur une base mensuelle dans la zone de réglage d'Elia de 2007 à 2010 (en MWh/h)



B. Fourniture d'électricité

Le tableau 7 indique les parts de marché d'Electrabel S.A. et des autres fournisseurs en ce qui concerne la fourniture d'électricité nette sans tenir compte de l'énergie fournie directement par la production locale aux grands clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (réseau dont la tension est supérieure à 70 kV). D'après une première estimation, la part de marché d'Electrabel S.A. s'élève à environ 88,7 % en 2010, ce qui équivaut à une augmentation d'environ 1,1 point de pourcentage par rapport à 2009. Le volume total d'énergie prélevé par les clients finals du réseau de transport a augmenté en 2010, passant de 12.332,8 GWh en 2009 à 13.714,0 GWh en 2010.

Les autorisations fédérales de fourniture d'électricité sont octroyées pour une période de cinq ans par le Ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG. En 2010, la CREG a reçu quatre demandes d'autorisation : deux demandes de renouvellement d'une autorisation de fourniture dont la période de validité avait expiré (Essent Belgium S.A. et E.ON Energy Trading A.G. dont la raison sociale était précédemment E.ON Sales & Trading GmbH) et deux nouvelles demandes, de Pfalzerwerke A.G. et Enovos Luxembourg S.A. qui ne sont pas encore actives sur le réseau de transport fédéral. La CREG a émis au total trois propositions au cours de l'année 2010.

Le Ministre a délivré au cours de l'année 2010 des autorisations à Essent Energy Trading B.V., RWE Supply & Trading GmbH et Pfalzerwerke A.G.¹⁴ et a mis fin, à la demande de celle-ci, à l'autorisation de fourniture de la société RWE Key Account

¹⁴ Arrêtés ministériels du 1er février 2010 en ce qui concerne RWE Supply & Trading GmbH (Moniteur belge du 10 février 2010), du 22 février 2010 en ce qui concerne Essent Energy Trading B.V. (Moniteur belge du 3 mars 2010) et du 22 décembre 2010 en ce qui concerne Pfalzerwerke A.G. (Moniteur belge du 29 décembre 2010).

GmbH¹⁵. Au 31 décembre 2010, aucune décision n'avait encore été prise en ce qui concerne les propositions (positives) relatives à Essent Belgium S.A. et Enovos Luxembourg S.A.

Deux points d'accès du réseau de transport fédéral ont changé de fournisseur en 2010. Au 31 décembre 2010, treize fournisseurs détenaient une autorisation fédérale de fourniture d'électricité aux clients finals raccordés au réseau de transport, à savoir : Anode B.V., Duferco Energia S.R.L., Electrabel S.A., Endesa Energía SAU, E.On Belgium S.A., E.On Energy Sales GmbH, Essent Energy Trading B.V., Gaselys SAS, Nuon Belgium S.A., Pfalzwerke A.G., RWE Energy Belgium S.P.R.L., RWE Key Account GmbH et SPE S.A.

Tableau 7 : Fourniture nette aux clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2010

Fournisseurs	Site de consommation 1 ^{er} jan. 2010	Site de consommation 31 déc. 2010	Énergie prélevée en 2007 (GWh)	Énergie prélevée en 2008 (GWh)	Énergie prélevée en 2009 (GWh)	Énergie prélevée en 2010 (GWh)
Electrabel S.A.	71	71	12.468,6 (87,7%)	11.470,3 (84,0%)	10.806,5 (87,6%)	12.162,7 (88,7%)
Autres fournisseurs	12	14	1.742,7 (12,3%)	2.183,3 (16,0%)	1.526,3 (12,4%)	1.551,2 (11,3%)
Total	79*	81*	14.211,3	13.653,6	12.332,8	13.714,0

* Quatre sites de consommation ont été approvisionnés en même temps par deux fournisseurs.

Source : Elia (données provisoires, janvier 2011)

C Marché de gros de la production

C.1 Part de marché de gros de la production

Le tableau 8 donne une estimation, tant en valeurs absolues (en GW) qu'en parts relatives du total belge (en %), des parts de marché dans la capacité de production d'électricité à la fin de chaque année.

Il ressort du tableau que bien qu'Electrabel ait vu sa part de marché diminuer en 2009 et 2010, elle détient toujours une part de marché très élevée (72 %) de la capacité de production totale. Le deuxième acteur le plus important est SPE/EdF, avec une part de marché de 15 % dans la capacité de production. Le troisième acteur en Belgique est l'allemand E.On qui a acquis 9 % de la capacité de production via un *swap* avec Electrabel début novembre 2009.

Le HHI, un indice de concentration souvent utilisé, reste très élevé en 2010 avec un taux de 5.500. À titre de comparaison, un marché est considéré comme fortement concentré si le HHI est égal ou supérieur à 2.000.

Tableau 8 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité

GW	2007	2008	2009	2010	2007	2008	2009	2010
Electrabel	13,4	13,7	12,3	11,7	86%	85%	75%	72%
SPE	1,4	1,5	1,8	2,4*	9%	10%	11%	15%*
EDF	0,5	0,5	0,5		3%	3%	3%	
E.On	0,0	0,0	1,5	1,5	0%	0%	9%	9%
RWE/Essent	0,3	0,3	0,3	0,3	2%	2%	2%	2%
Acteurs < 2%	0,0	0,0	0,1	0,4	0%	0%	1%	2%
Total	15,6	16,1	16,5	16,2	100%	100%	100%	100%
				HHI	7.460	7.350	5.770	5.500

* Les parts de SPE et de EDF ont été cumulées pour l'année 2010 vu que SPE a été reprise par EDF.

Source : données Elia, calculs CREG

¹⁵ Arrêté ministériel du 20 janvier 2010 (Moniteur belge du 28 janvier 2010).

Le tableau 9 donne la même estimation mais en termes d'énergie effectivement produite. Il en ressort que la part de marché d'Electrabel en termes d'énergie produite est égale à sa part de marché dans la capacité de production. Cela signifie que son ratio moyen d'utilisation des moyens de production est plus ou moins égal à celui des autres producteurs. Cela vaut également pour deuxième acteur, SPE/ EdF. La part du troisième acteur, E.On, s'élève elle à 11 % de l'énergie produite, ce qui implique que son ratio d'utilisation est supérieur à la moyenne. L'inverse vaut pour les petits acteurs qui, même ensemble, détiennent une part de marché inférieure à 1 %.

Tout en restant très forte, la position dominante d'Electrabel a clairement diminué en 2010, tant dans la capacité de production que dans l'énergie produite. Le HHI61 du marché de production s'élève à environ 5.380 en 2010. À titre de comparaison, un marché est considéré comme fortement concentré si le HHI est égal ou supérieur à 2.000.

Tableau 9 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite

TWh	2007	2008	2009	2010	2007	2008	2009	2010
Electrabel	72,6	67,1	66,9	60,0	87%	85%	81%	72%
SPE	5,6	5,6	7,9	12,1*	7%	7%	10%	14%*
EDF	3,5	3,6	4,1		4%	5%	5%	
E.On	0,0	0,0	1,4	8,8	0%	0%	2%	11%
RWE/Essent	2,1	2,2	2,2	2,4	2%	3%	3%	3%
Acteurs < 2 %	0,0	0,0	0,1	0,4	0%	0%	0%	0%
Total	83,8	78,5	82,6	83,7	100%	100%	100%	100%
				HHI	7.570	7.380	6.680	5.380

* Les parts de SPE et de EDF ont été cumulées pour l'année 2010 vu que SPE a été reprise par EDF.

Source : données Elia, calculs CREG

C.2 Autorisations pour des nouvelles centrales de production

La construction de nouvelles installations de production d'électricité est soumise à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le Ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG. Dans ce cadre, la CREG a rendu en 2010 trois propositions relatives à l'octroi d'une autorisation de production¹⁶. Elles concernaient des demandes de Dils Energie S.A. pour la construction de deux unités TGV à Dilsen (Dilsem-Stokkem), de Stora Enso Langerbrugge S.A. pour la construction d'une unité de cogénération à Langerbrugge (Gand) et d'Électricité du Bois du Prince S.A. pour l'extension d'un parc éolien à Mettet/Fosses-la-ville. Au 31 décembre 2010, sept demandes d'autorisation de production individuelle étaient en cours de traitement à la CREG.

En 2010, le Ministre a octroyé une autorisation pour la construction d'une centrale au charbon à Anvers par E.On Power Plants Belgium S.P.R.L., au sujet de laquelle la CREG avait émis une proposition en 2009 (Proposition €090827-CDC-891), ainsi que pour le projet de Dils Energie S.A., portant ainsi la capacité de production supplémentaire autorisée à quelque 2.000 MW¹⁷.

Outre les demandes de nouvelles autorisations de production, la CREG a examiné en 2010 une notification de changement de contrôle de SPE S.A. que la CREG avait reçue en décembre 2009. La proposition du Comité de direction a été transmise au Ministre de l'Énergie, qui a décidé de l'accepter (Proposition €100204-CDC-942).

¹⁶ Propositions (E)100503-CDC-970, (E)101125-CDC-1021 et (E)101202-CDC-1023.

¹⁷ Arrêtés ministériels du 23 juin 2010 (Moniteur belge du 29 juin 2010) en ce qui concerne E.On Power Plants Belgium S.P.R.L et du 27 juillet 2010 en ce qui concerne Dils Energie S.A. (Moniteur belge du 6 août 2010).

C.3 Production éolienne offshore

➤ le cadre réglementaire

En novembre 2010, à la demande du Ministre de l'Énergie, la CREG a à nouveau rendu un avis sur le projet de modification de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 qui instaurerait une adaptation de la zone destinée à l'implantation d'installations *offshore* (Avis (A)101104-CDC-1013). Dans cet avis, la CREG arrive entre autres à la conclusion que la superficie de la zone G soit réduite de quelque 27 km² et qu'en conséquence, il convient de compenser ailleurs la superficie qui est retirée de cette zone. Au 31 décembre 2010, aucun arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 n'avait été publié.

Dans l'attente de cette modification, la procédure relative à l'octroi de la concession domaniale au-dessus de la zone Blighbank (zone G) a été suspendue (Moniteur belge du 26 février 2010).

➤ les demandes introduites auprès de la CREG

Quatre des cinq propositions relatives à l'octroi ou à la modification et l'extension de concessions domaniales que la CREG a transmises en 2009 au Ministre de l'Énergie ont donné lieu en 2009 à deux arrêtés ministériels d'octroi respectivement au profit de Rentel A.C.M. et de Norther S.A. et en 2010 à trois arrêtés ministériels d'octroi respectivement au profit de C-Power S.A., de Seastar A.C.M. et de Eldepasco S.A.¹⁸

La proposition du Comité de direction relative à la zone G a donné lieu à une décision négative du Ministre. La procédure relative à l'octroi de la concession domaniale au-dessus de la zone G a ensuite été suspendue.

➤ les certificats verts et les garanties d'origine

En 2009, la CREG a approuvé une proposition visant à introduire un système fédéral de garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de parcs éoliens *offshore*.

En mai 2010, la CREG a approuvé une proposition qui étend et clarifie la méthode de mesure et de calcul de la production nette d'électricité verte (Proposition ©100527-CDC-971).

Fin 2010, ces propositions n'avaient pas encore donné lieu à l'adoption d'un arrêté royal. En outre, en juillet 2010, la CREG a approuvé la modification proposée à la proposition de contrat entre Elia et Belwind S.A. relatif à l'achat de certificats verts pour l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne *offshore* ((Décision (B)100715-CDC-980). La modification proposée concernait la méthode de mesure et de calcul de l'électricité verte nette produite.

Enfin, en 2010, la CREG a pris trois décisions relatives à l'octroi de certificats verts pour les éoliennes *offshore* de Belwind installées sur le Blighbank¹⁹. Il s'agit de décisions de principe fixant la date à partir de laquelle les éoliennes remplissent les conditions d'obtention de certificats verts.

Fin 2010, la puissance installée en éoliennes *offshore* s'élevait au total à 195,9 MW, dont 30,9 MW pour les six éoliennes de C-Power déjà construites en 2009 et 165 MW pour les 55 éoliennes construites en 2010 par Belwind. En 2010, 189.237 certificats

¹⁸ Arrêté ministériel du 3 février 2010 (Moniteur belge du 16 février 2010) ; Arrêté ministériel du 24 mars 2010 (Moniteur belge du 6 avril 2010) ; Arrêté ministériel du 24 mars 2010 (Moniteur belge du 6 avril 2010).

¹⁹ Décisions (B)101118-CDC-1012, (B)101125-CDC-1015 et (B)101216-CDC-1030.

verts ont été octroyés pour l'électricité produite par les éoliennes *offshore* au cours de l'année 2010.

C.4 Les mesures de soutien en faveur de l'électricité verte

La CREG a réalisé une étude qui fait la lumière sur les différents mécanismes de soutien de l'électricité verte en Belgique (Etude (F)100128-CDC944). Le coût des mécanismes de soutien est facturé au client final par le biais des tarifs de réseau de distribution (uniquement en Flandre) et par une cotisation 'énergie renouvelable' et 'cogénération' facturée par les fournisseurs (en Flandre, à Bruxelles et en Wallonie).

Ces dernières années, les obligations de service public des tarifs du réseau de distribution flamands ont fortement augmenté, notamment en raison des obligations d'achat des certificats verts. La CREG a analysé les prix minimums flamands (fixés par le calcul de la partie non rentable). Une exigence de *return on equity* très élevée figure dans le calcul de la partie non rentable, bien que des investissements dans l'énergie renouvelable puissent être considérés comme presque sans risque en raison du prix minimum garanti pour l'ensemble de la période de gestion. Les scénarios développés par la CREG résultent en une partie non rentable beaucoup plus basse pour les cellules photovoltaïques et l'énergie éolienne *onshore*.

Le marché des certificats verts en Belgique ne fonctionne pas bien en raison du fait que les certificats ne peuvent être échangés entre les Régions. Par ailleurs, il n'y a pas de transparence dans la facturation des coûts des certificats verts au consommateur. Étant donné que le prix d'achat minimum garanti pour les installations photovoltaïques est supérieur au prix de marché, le système de certificats verts a pour conséquence que l'on n'opte pas pour la technologie la plus efficace en termes de coûts pour la production d'énergie verte.

Enfin, la CREG a rédigé en décembre 2010 une proposition sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau de transport et résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2011 (Proposition ©101208-CDC-966). Sur la base de la quantité d'énergie brute limitée affichée dans la proposition tarifaire 2008-2011 et révisée par la baisse structurelle des prélèvements des gestionnaires des réseaux de distribution, la CREG a proposé de fixer la surcharge à 0,7820 €/MWh pour l'année 2011, soit un montant proposé six fois supérieur au montant de la surcharge pour l'année 2010. La principale raison de cette augmentation est à imputer au démarrage effectif des 55 éoliennes *offshore* de Belwind en Mer du Nord. Ce montant a été fixé dans l'arrêté ministériel du 21 décembre 2010²⁰.

C.5 Installations de cogénération

À la demande du Ministre de l'Énergie, la CREG a réalisé une étude relative à l'opportunité d'élargir les mesures fédérales portant un prix minimal garanti pour les certificats verts telles que prévues à l'arrêté royal du 16 juillet 2002 aux installations de cogénération de qualité raccordées au réseau de transport (Etude (F)100415-CDC-961). Dans cette étude, la CREG est notamment arrivé à la conclusion qu'un élargissement du mécanisme de soutien fédéral susmentionné au concept de « certificat de cogénération » reviendrait à une violation du partage de compétences entre l'État fédéral et les

²⁰ Arrêté ministériel du 21 décembre 2010 fixant la surcharge qui devra être appliquée par le gestionnaire de réseau, pour compenser le coût réel net résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2011 (Moniteur belge du 27 décembre 2010).

Régions, tel que prévu à l'article 6, § 1er, VII, premier alinéa, de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles.

a) Echange d'énergie

En 2010, le couplage des marchés *day ahead* entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (EPEX FR) - couplage trilatéral - a une nouvelle fois été couronné de succès : les trois marchés n'ont en effet fonctionné que rarement de manière entièrement isolée. Belpex et EPEX FR ont été couplés pendant 87 % du temps, Belpex et APX pendant 73 % du temps. La Belgique n'a été isolée des deux autres marchés que pendant 1,2 % du temps.

En raison de ce niveau élevé de couplage des marchés, les prix sont en moyenne relativement proches. On le constate également dans la figure ci-dessous : depuis que le couplage des marchés est en vigueur, les prix mensuels moyens sur le marché à court terme en Belgique, aux Pays-Bas et en France ont affiché une même tendance et un même niveau (à l'exception de certains mois en 2007 et d'octobre 2009 lorsque la France affichait des niveaux considérablement supérieurs). On constate par ailleurs que, par rapport à 2009, les prix moyens sur le marché de gros sont plus élevés. Par exemple, le prix annuel moyen sur Belpex s'élevait à 46,3 €/MWh en 2010, contre 39,4 €/MWh en 2009.

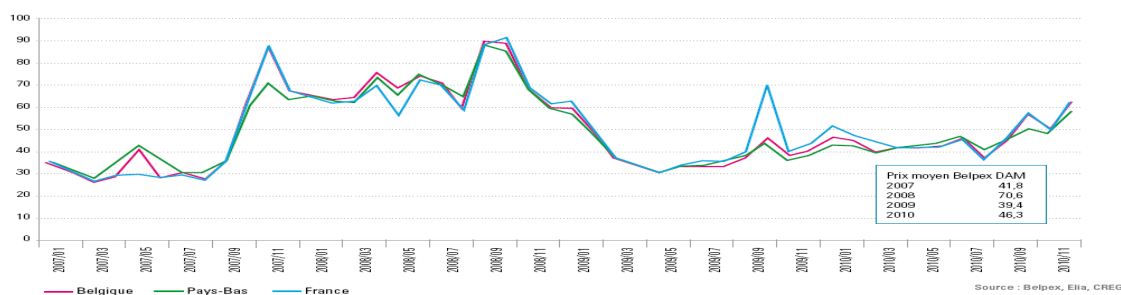
Le 9 novembre 2010, le marché trilatéral (France, Belgique, Pays-Bas) a été couplé au marché de l'électricité allemand. Ce couplage, appelé couplage CWE, a en même temps été couplé au marché scandinave par le biais d'une autre méthode. De ce fait, les prix des quatre pays de la région CWE ont convergé en novembre et décembre.

En 2010, le volume total négocié sur le Belpex DAM a été de 11,8 TWh pour une énergie électrique appelée par le réseau d'Elia hors pompage de 84,7 TWh (source : Elia, données provisoires, janvier 2011). Le volume négocié sur Belpex représente donc environ 14 % du marché belge. Le volume total acheté sur Belpex en 2010 a atteint 9,6 TWh et le volume vendu 8,9 TWh. Cette différence s'explique précisément par le couplage des marchés, par l'importation de la France et des Pays-Bas et par l'exportation vers ces mêmes pays.

Fin 2010, on comptait 35 acteurs sur le Belpex DAM.

La sensibilité du prix de l'électricité au volume supplémentaire (la profondeur du marché) est une donnée importante. Il ressort d'une étude de Belpex portant sur l'année 2010 que le prix moyen réagissait de 3,6 % environ à une offre additionnelle de 500 MW, contre 4,8 % en 2009. En 2010, la robustesse du marché a donc augmenté par rapport à 2009. La robustesse mensuelle moyenne du marché peut toutefois varier fortement, comme en témoigne la figure 12 ci-dessous. Celle-ci illustre la robustesse relative du marché entre 2007 et 2010 : la robustesse relative peut atteindre jusqu'à 35 % (mai 2007). Par contre, en 2010, la robustesse était toujours inférieure à 10 %.

Figure 11 : Prix moyens sur les bourses Belpex, APX et EPEX FR entre 2007 et 2010 (en €/MWh)



Depuis mars 2008, Belpex organise aussi une bourse *intraday* sur laquelle les acteurs du marché peuvent échanger de l'énergie sur une base intrajournalière. Le tableau ci-dessous illustre les volumes totaux échangés en 2008, 2009 et 2010 ainsi que les prix. Il en ressort que les volumes ont augmenté en 2010 par rapport à 2009. Les prix *intraday* sont supérieurs aux prix *day ahead*, principalement en raison du fait qu'il y a plus de transactions *intraday* pendant les heures de pointe, qui ont par nature des prix plus élevés.

Tableau 10 : Énergie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday*

<i>Intraday</i>	2008	2009	2010
Volumes (GWh)	89	187	275
Prix (€/MWh)	87,7	42,3	50,1

Source : données Belpex, calculs CREG

Pour bien évaluer le marché, il est intéressant de connaître les volumes physiques échangés sur la bourse entre les acteurs de marché et les volumes échangés de façon bilatérale (OTC). Nous scindons aussi ce commerce en *intraday* et *day ahead*. Il ressort du tableau 11 qu'en 2009 et 2010, la bourse représente plus d'un quart des échanges en ce qui concerne le marché *day ahead*. En 2010, les échanges OTC *day ahead* sont quasi identiques à ceux de 2009. La quantité des échanges effectués en dehors de la bourse représente toujours une grande partie. Il en va de même pour les échanges *intraday* (tableau 12), mais dans une moindre mesure : 35 % des échanges *intraday* passent par la bourse en 2010 ; la part des échanges OTC a fortement diminué, passant de 77 % en 2009 à 68 % en 2010.

Tableau 11 : Ventilation de l'échange sur le hub *day ahead*

<i>Day Ahead</i>	2009	2010
Bourse	26%	27%
OTC	74%	73%
Total	100%	100%

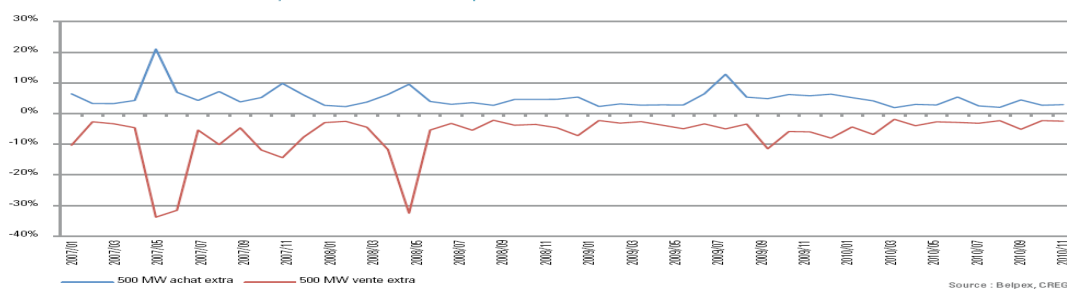
Source : données Elia, calculs CREG

Tableau 12 : Ventilation de l'échange sur le hub *intraday*

<i>Intraday</i>	2009	2010
Bourse	23%	35%
OTC	77%	65%
Total	100%	100%

Source : données Elia, calculs CREG

Figure 12 : Robustesse mensuelle moyenne du marché de Belpex en 2007-2010



B2 Pour les échanges sur Belpex, la moitié du volume est prise en compte puisque Belpex intervient toujours comme intermédiaire et que sinon, le volume serait compté en double.

b) Fusions et acquisitions

Le 29 novembre 2010, GdF Suez a notifié à la Commission européenne sa prise de contrôle d'International Power. En réponse à un questionnaire de la Commission européenne que la CREG a reçu le 3 décembre 2010, ce dernier a émis une série de réflexions critiques concernant cette concentration. Au 31 décembre 2010, la Commission européenne ne s'était pas encore prononcée.

c) Evolution des prix

➤ **Les composantes des prix**

Le prix final au consommateur comprend plusieurs composantes, à savoir :

1. le prix du fournisseur (énergie) ;
2. les cotisations 'énergie renouvelable' et 'cogénération' ;
3. le transport (hors prélèvements publics) ;
4. la distribution (hors prélèvements publics) ;
5. les prélèvements publics ;
6. la T.V.A. et la taxe sur l'énergie.

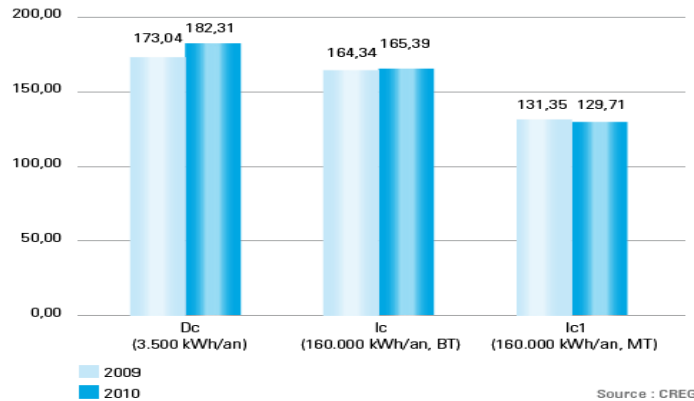
Les trois composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont, dans l'ordre d'importance :

1. le prix du fournisseur (énergie) ;
2. les tarifs du réseau de distribution ; et
3. la taxe sur l'énergie et la T.V.A. (pour les clients résidentiels).

➤ **Evolution 2009-2010**

Le prix au consommateur final a augmenté en août 2010 par rapport à décembre 2009. Cette hausse est principalement due à l'évolution des paramètres du prix du fournisseur. En outre, on note une augmentation importante de la cotisation fédérale et des cotisations 'énergie renouvelable' et 'cogénération'.

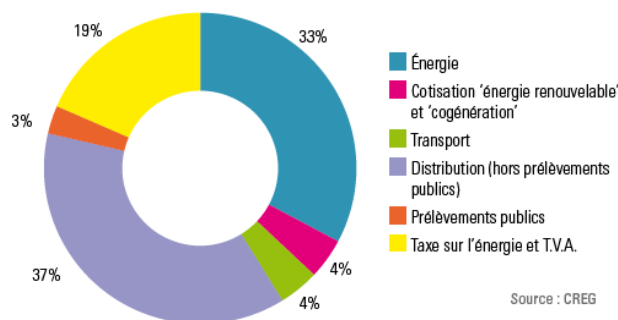
Figure 13 : Évolution du prix *all in* moyen pour l'électricité en 2009-2010 (en €/MWh)



➤ Les clients résidentiels

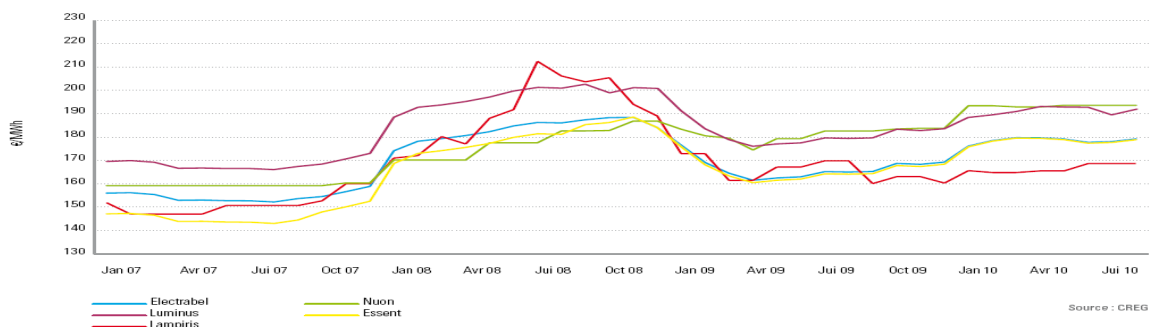
En janvier et octobre 2010, la CREG a réalisé deux études relatives aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel évaluant, entre autres, l'évolution du prix de l'électricité au client final depuis 2003, de manière à établir la contribution des différentes composantes à l'évolution des prix (Etude (F)100107-CDC-934 et (F)101021-CDC-1004). Les parts de chaque composante pour un client résidentiel sont illustrées dans la figure suivante.

Figure 14 : Parts des différentes composantes du prix de l'électricité pour un client résidentiel de Gaselwest-Electrabel en 2010



La figure ci-dessous montre que le prix pour le client final résidentiel a augmenté en 2010 par rapport à 2009.

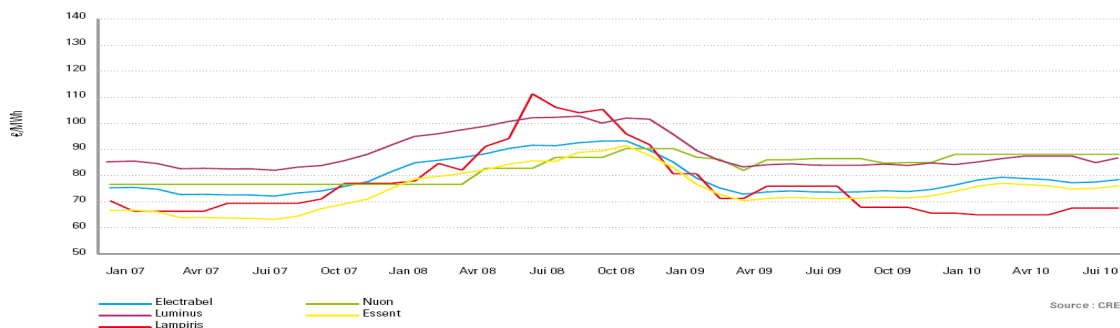
Figure 15 : Évolution du prix total de l'électricité - client résidentiel (Dc)



Après la forte hausse des prix de l'électricité en 2008 et l'effondrement qui a suivi en 2009 (causé principalement par la crise économique et son impact sur les marchés des

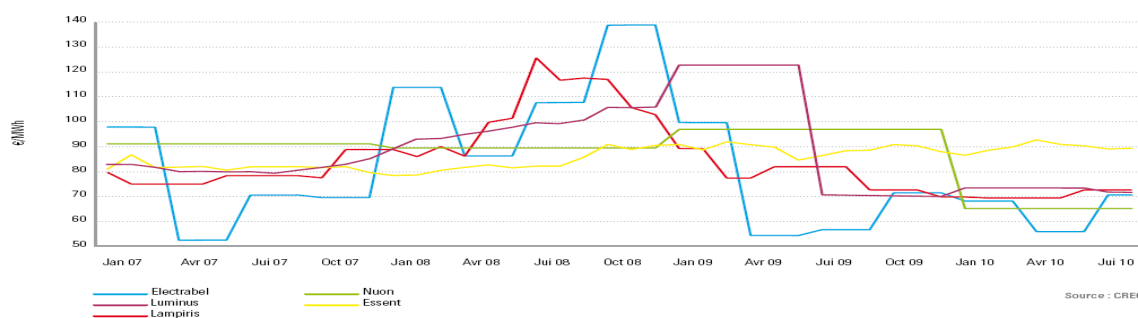
matières premières), les prix de l'électricité ont à nouveau remonté en 2010. La principale cause de cette hausse réside dans l'évolution des indices du prix du fournisseur. L'importance de l'augmentation dépend du fournisseur. En outre, le prix unitaire pour des kWh gratuits a diminué, ce qui représente une diminution moins importante pour les clients flamands.

Figure 16 : Evolution du prix de l'énergie par fournisseur - client résidentiel (Dc)



En outre, on constate que la cotisation pour l'énergie renouvelable et la cogénération est en hausse chez tous les fournisseurs. La cause provient de l'obligation accrue de quotas de certificats à délivrer. Enfin, la cotisation fédérale a augmenté de 1,60 €/MWh.

Figure 17 : Evolution du prix de l'énergie par fournisseur - client professionnel en moyenne tension (Ic1)



➤ Les clients professionnels

L'évolution du prix de l'énergie facturé en basse tension par un fournisseur est identique pour un client professionnel ou un client résidentiel. Pour un client en moyenne tension, Electrabel et Luminus basent leur prix sur d'autres paramètres d'indexation que pour la basse tension. L'évolution du prix de l'énergie pour un client en moyenne tension varie donc différemment de la basse tension.

La CREG a par ailleurs réalisé dans le courant de l'année 2010 une étude concernant la fourniture d'électricité aux consommateurs disposant en Belgique d'un point de prélèvement dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh, ou nécessitant une puissance supérieure à 5 MW (Etude (B)101208-CDC-1025). Cette étude avait pour objectif d'identifier les facteurs à l'origine de l'évolution entre 2008 et 2009 des prix de l'énergie sur ce segment de marché.

La CREG a pu constater que de grandes différences existent entre les prix unitaires facturés aux grands clients industriels. Ces différences ne peuvent s'expliquer uniquement par le volume de consommation observé. La CREG a constaté que différents mécanismes de fixation des prix coexistaient en 2009, pouvant éclairer les divergences observées en matière de prix. Cette coexistence peut s'expliquer par les différentes dates d'entrée en vigueur, ainsi que par les différentes durées des contrats

de fourniture. Des mécanismes de fixation utilisés avant la libéralisation du secteur côtoient ainsi encore aujourd'hui des mécanismes introduits récemment par les fournisseurs « pour mieux correspondre au profil de risque » de leurs clients. Dans le cadre de cette analyse de mécanismes de fixation des prix de l'énergie, la CREG a pu mesurer l'importance croissante du recours au « prix de référence » du segment Power BE de la bourse APX-ENDEX. Ce dernier a également pu constater une tendance à la complexification des mécanismes de fixation des prix de l'énergie proposés. Face à des mécanismes nécessitant une connaissance approfondie des marchés de l'énergie, le client industriel se voit obligé de s'entourer de ressources externes pour gérer sa fourniture d'électricité.

3.2.2 Description du marché de détail

a) Région flamande

a.1 concentration du marché

Fin 2010, on comptait 28 titulaires d'autorisations de fourniture d'électricité en Flandre, ce qui fait trois de plus par rapport à fin 2009.

Pour le calcul du HHI, la Région flamande se base sur l'entité GDF SUEZ, qui est née de la fusion entre Gaz naturel de France et Suez et dont Suez était la société mère d'Electrabel Customer Solutions et Electrabel. C'est pourquoi toutes ces sociétés sont considérées dans l'analyse HHI comme une seule société reprise sous le nom GDF SUEZ. E.ON Belgium et E.ON Energy Trading sont également considérées comme une seule entité.

En 2010, les clients d'EDF ont été transféré vers SPE. Début 2011, EDF a fait le nécessaire pour retirer sa licence de fourniture.

Tableau : HHI électricité (sur base du nombre de points d'accès)

ELECTRICITE 31.12.10	HHI
AMR	4181
MMR	4462
Professionnels mesurés annuellement	5623
Résidentiels mesurés annuellement	4425
Marché global	4595

Les résultats pour l'électricité en 2010 montrent une amélioration au niveau de compétitivité sur le marché. On ne peut néanmoins pas encore parler d'un marché en plein fonctionnement. En 2009 le HHI s'élevait à 4.812.

Pour le calcul de l'indice C3, Electrabel Customer Solutions, GDF SUEZ et Electrabel sont considérées comme étant un seul fournisseur, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading.

Tableau : C3 électricité

ELECTRICITE 31.12.10	
AMR	92,25%
MMR	95,76%
Professionnels mesurés annuellement	97,12%
Résidentiels mesurés annuellement	91,84%
Marché global	92,69%

L'indice de concentration indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché la plus importante représente moins de 95 %. Pour l'électricité, les fournisseurs possédant les parts de marché les plus importantes sont Electrabel Customer Solutions + Electrabel, SPE (EDF) et Nuon.

Tableau : sur base des parts de marché en termes de volumes pour Région flamande.

ELECTRICITE 2009	HHI
Marché total	4782 (5039 l'année précédente)

Les trois principaux fournisseurs d'électricité fournissent ensemble, en termes de volume (Electrabel Customer Solutions + Electrabel, SPE en Nuon) 90,73% de toute l'électricité aux clients finals sur le réseau de distribution en Flandre. L'année passée, ce volume s'élevait encore à 89,77 %.

a.2 évolution du switching

Conformément au troisième paquet la durée maximale pour faire un switch est 3 semaines. En 2010 cette durée est encore 4 semaines.

Le nombre de clients (résidentiels et professionnels confondus) ayant opté pour un « contrat vert » a augmenté de manière spectaculaire. Presque 15 % des clients résidentiels ont choisi un contrat par lequel le fournisseur garantit que l'électricité fournie provient de sources d'énergie renouvelables. Ces données sont basées sur le nombre de contrats et non sur les volumes fournis. La forte croissance de ce type de contrat peut s'expliquer par la prise de conscience croissante du côté des clients mais aussi par les avantages dont bénéficient les offrants.²¹

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,58	0,5	0,35	0,31	0,39	0,46	0,43	0,34	0,35	0,24	0,37	0,26	4,58
2006	0,54	0,37	0,3	0,51	0,3	0,25	0,45	0,7	0,56	0,36	0,4	0,28	5,02
2007	0,54	0,51	0,43	0,51	0,42	0,39	0,42	0,44	0,45	0,52	0,5	0,46	5,59
2008	0,53	0,69	0,49	0,47	0,44	0,45	0,40	0,41	0,46	0,43	0,41	0,42	5,60
2009	0,45	0,35	0,46	0,43	0,59	0,45	0,41	0,46	0,50	0,65	0,41	0,49	5,64
2010	0,62	0,42	0,46	0,57	0,58	0,59	0,66	0,50	0,56	0,60	0,59	0,53	6,68
moyenne	0,54	0,47	0,42	0,47	0,45	0,43	0,46	0,47	0,48	0,47	0,45	0,41	5,52

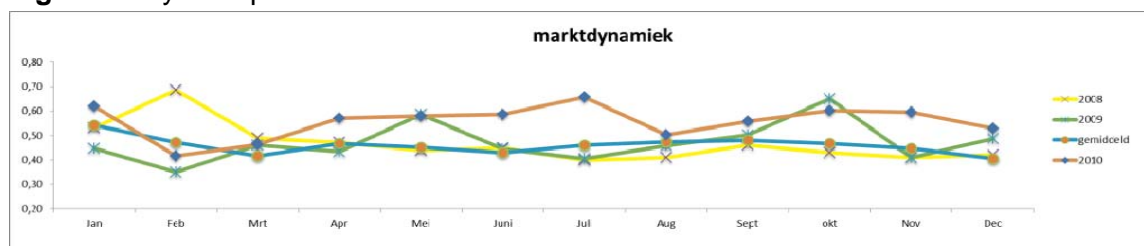
²¹ Certains éléments de la cotisation fédérale sont sujets à une réduction en fonction de la teneur écologique.

L'indicateur précité reflète la dynamique du marché en termes de changements mensuels de fournisseur résultant de choix délibérés des clients. Le pourcentage calculé doit être interprété comme le nombre relatif de points d'accès passant vers un autre fournisseur le premier jour calendrier du mois précédent comparé au premier jour du mois actuel.

Les mouvements suivants ne sont pas pris en compte dans le calcul :

- les clients qui signent un contrat avec leur propre fournisseur standard ;
- les clients qui se retrouvent chez le gestionnaire de réseau (« fournisseur social »), suite à une résiliation de leur contrat de fourniture auprès de leur fournisseur commercial.

Figure 3: Dynamique de marché électricité



En 2010, le nombre de changements de fournisseurs était sur un niveau exceptionnellement haut. En moyenne le nombre de changements de fournisseurs est 5,52% par année. En 2010 le dynamisme de marché était 6,68%. La forte augmentation des contrats verts et les groupes d'achat est une des raisons de ce dynamisme. D'autre part, les campagnes de recrutement ou les annonces de hausses de prix influencent ce chiffre également.

Tableau : Subdivision en fonction de la durée des contrats d'électricité résidentiels (situation 01 janvier 2011)

durée	1 an	2 ans	3 ans	durée indéterminée	TOTAL
nombre de contrats résidentiels	1.549.971	483.030	109.308	496.501	2.638.810
en pourcentage	58,74%	18,30%	4,14%	18,82%	

Il ressort du tableau ci-dessus que la plupart des contrats sur le marché résidentiel en Flandre ont une durée d'un an.

b) Région wallonne

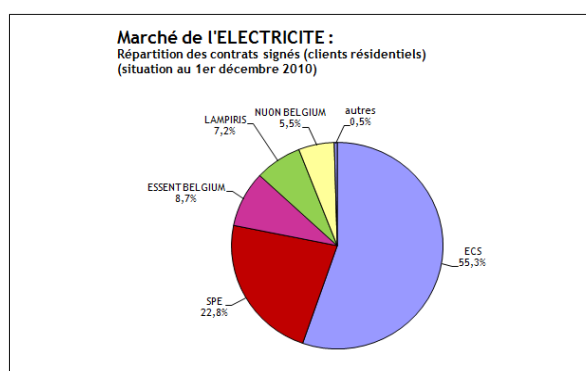
b.1 concentration du marché

En 2010, deux nouvelles licences ont été octroyées : l'une à ELEXYS sa, l'autre à VERDESIS sa. Pour cette dernière, la fourniture est toutefois limitée à des clients déterminés. Ces nouveaux octrois portent à 22 le nombre de fournisseurs d'électricité actifs en Région wallonne.

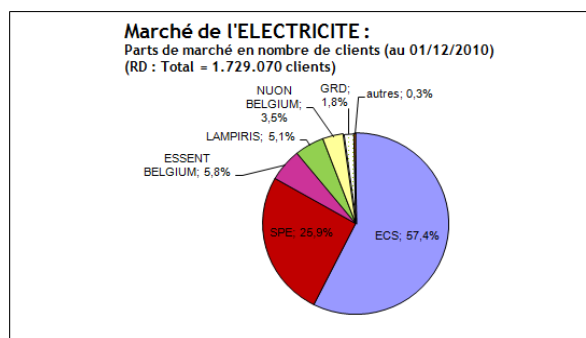
Si les fournisseurs historiques conservent les parts de marché les plus importantes dans le secteur résidentiel (55,3% pour Electrabel Customer Solutions et 22,8% pour SPE), le fait marquant en 2010 est la progression plus forte dans le chef des nouveaux entrants. Ainsi, tandis qu'Electrabel Customer Solutions a vu sa part de marché diminuer d'1,6%

par rapport à 2009, Lampiris a progressé de 0,7% (7,2% en 2010) et Nuon de 1,1% (5,5% en 2010). C'est néanmoins dans le chef d'un autre fournisseur désigné que la progression la plus importante est enregistrée : avec 22,8% des parts de marché, SPE bénéficie d'une avancée de 1,3% qui n'est pas liée à sa reprise d'EDF, ce dernier ne ciblant pas les clients résidentiels. Essent, qui agit comme fournisseur désigné sur le territoire d'un seul gestionnaire de réseau (la Régie de Wavre), voit quant à lui ses parts de marché s'éroder d'1,6% (8,7% en 2010).

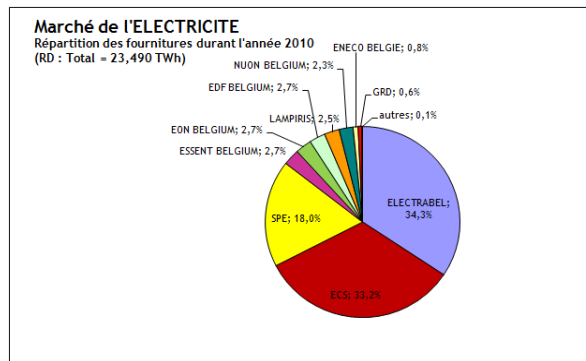
Electricité	HHI	C3
AMR	3.937	89,6%
Autres professionnels	4.576	94,7%
Résidentiels	3.978	88,9%
Total Marché	4.044	89,2%



En nombre de clients, l'opérateur historique conserve, malgré une érosion de près de 2%, une part de marché prédominante de l'ordre de 57,4% en électricité. SPE fournit à présent plus d'un quart de la clientèle (25,9%). Avec 5,1% des parts de marché en nombre de clients, Lampiris atteint pratiquement le même nombre de clients qu'Essent (5,8%). Nuon détient quant à lui 3,5% de la clientèle.



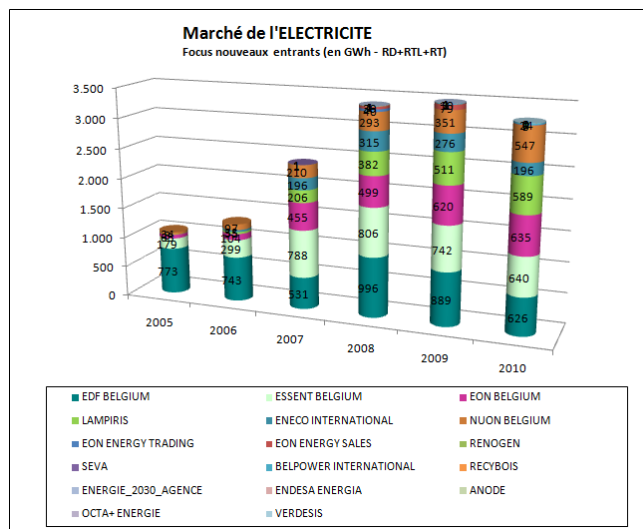
Si l'on examine à présent les quantités d'énergie fournies, la distribution des rôles est significativement différente, du fait de l'impact des gros consommateurs industriels raccordés aux réseaux de distribution et de transport local :



Les quantités fournies ont augmenté en 2010, après une stagnation en 2009 (24,6TWh en 2010 contre 23,6 en 2009). Le transport et le transport local gérés par ELIA totalisent toujours un peu plus d'un tiers des fournitures, le reste relevant de la distribution.

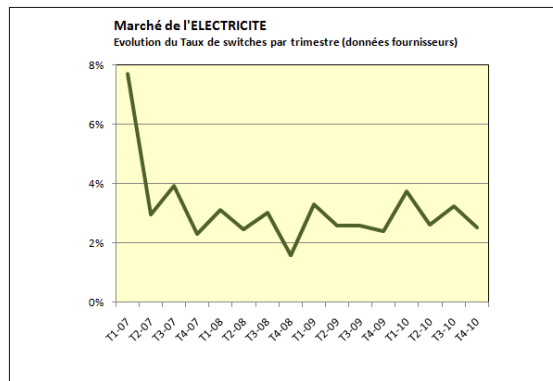
Au niveau de l'opérateur historique (Electrabel + ECS), les 2,4% de parts de marché perdues par ECS par rapport à 2009 sont compensées par une augmentation de 3% d'Electrabel, de sorte que ce fournisseur conserve près de 70% des quantités fournies. SPE continue sa progression déjà constatée en 2009 en acquérant 1% de parts de marché supplémentaires. En 2010, celle-ci s'explique notamment par la reprise d'EDF au quatrième trimestre. Parallèlement, la diminution constatée au niveau d'EDF trouve une explication dans l'activité limitée à 3 trimestres avant sa reprise par SPE. La stabilité est de mise pour Lampiris (2,5%) et EON Belgium (2,7%), tandis que Nuon (2,3%) bénéficie d'un accroissement sensible de ses parts.

Le graphique suivant illustre l'évolution des fournitures des nouveaux entrants. Après une belle progression jusqu'en 2009, 2010 marque un léger recul. La différence constatée semble bien correspondre à la soustraction du 4ème trimestre de EDF Belgium absorbé par SPE.



b.2 évolution du switching

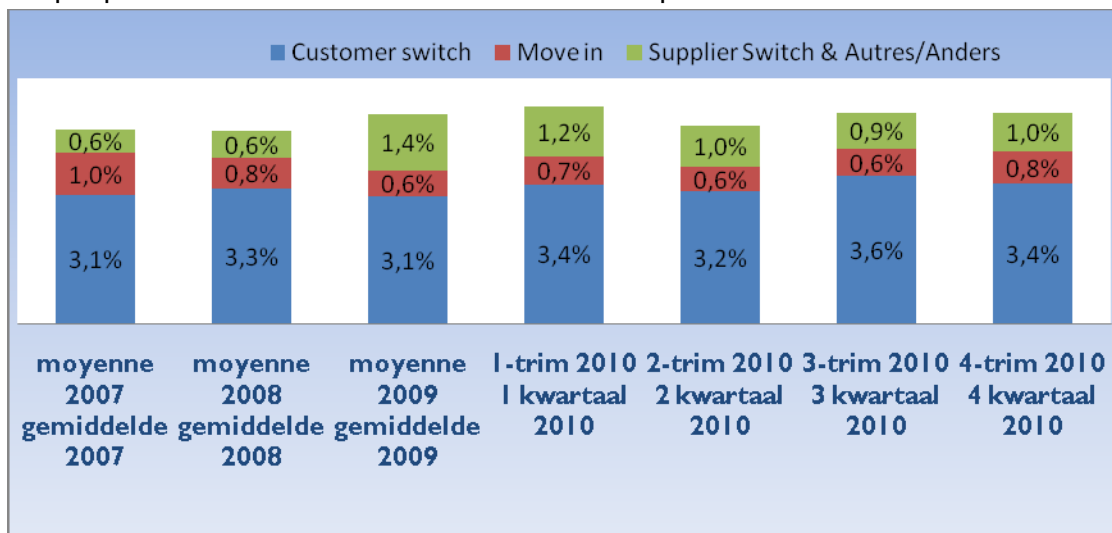
La tendance de l'année 2009 d'une stabilisation du taux de *switches* entre 2 et 4% se confirme en 2010.



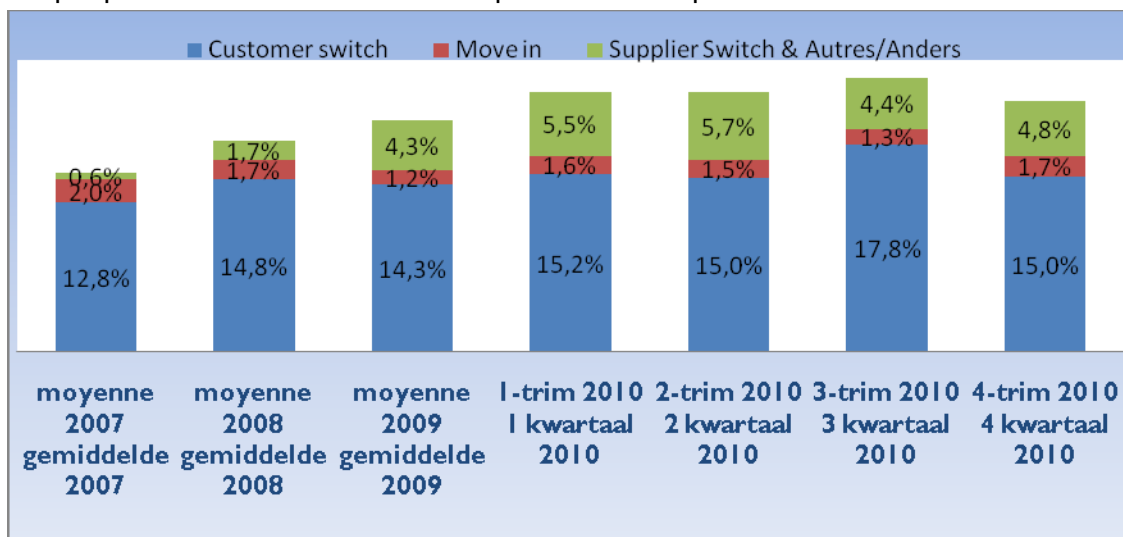
c) La Région Bruxelles-Capitale

c.1 évolution du switching

Graphique - Taux de switches clients résidentiels pour l'électricité



Graphique - Taux de switches clients professionnels pour l'électricité



3.2.3 Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

a) Au niveau fédéral :

La CREG est chargée d'assurer le monitoring permanent du marché de l'électricité, tant sur le plan du fonctionnement du marché que sur le plan des prix. Dans ce cadre, en 2010, la CREG a réalisé plusieurs études.

a.1 Etude relative au Belpex Day Ahead Market et à l'utilisation de la capacité sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas durant l'année 2009 (Etude (F)100218-CDC-947)

Cette étude fournit de manière succincte des informations relatives à deux aspects importants du marché belge de l'électricité qui sont fortement liés, à savoir les interconnexions avec l'étranger et l'échange d'électricité sur le Belpex DAM. Cette étude traite des prix et volumes sur les trois marchés couplés (la Belgique, les Pays-Bas et la France) et des parts de marché sur le Belpex DAM. Les résultats des enchères explicites de la capacité d'interconnexion, l'utilisation de cette capacité d'interconnexion et les rentes de congestion sur les interconnexions sont également discutés dans cette étude.

Les résultats des enchères explicites de la capacité mensuelle illustrent ce que les acteurs du marché attendent concernant la manière dont les prix en Belgique, aux Pays-Bas et en France évolueront les uns par rapport aux autres au cours du mois à venir. Les différences de prix mensuels attendues par le marché semblent avoir assez bien prévu les différences de prix réelles entre les trois pays en 2009. Octobre 2009 constitue une exception importante, lorsque le marché prévoyait une faible différence de prix (< 1 €/MWh) entre la France et la Belgique, alors que la France était en réalité 23,7 €/MWh plus chère. Il ressort néanmoins de l'analyse des parts de marché et de la fixation des prix des acheteurs qu'aucun acteur du marché n'a pu prévoir cette énorme différence de prix.

L'intérêt du couplage de marché pour la bourse belge de l'électricité ressort également de l'étude. Durant neuf mois de 2009, 30 à 70 % du volume négocié sur la bourse a été exporté. Cela a entre autres pour conséquence que la Belgique a exporté de l'électricité nette en 2009. La bourse de l'électricité et le couplage de marché disposent de capacités d'interconnexion relativement nombreuses en raison du fait que des détenteurs de capacité mensuelle et annuelle revendent cette capacité à la bourse de l'électricité par le biais du mécanisme du marché secondaire. Au moins 60 % de la capacité mensuelle et annuelle est revendu de cette façon.

Enfin, il ressort de l'étude de la CREG que le marché *intraday* de Belpex a clairement négocié plus de volume en 2009 qu'en 2008 (avec principalement une augmentation du volume négocié pendant la nuit). Les prix sur le marché *intraday* sont en moyenne légèrement supérieurs aux prix sur le marché *day ahead*.

a.2 Etudes sur l'impact du système des quotas d'émission de CO2 sur le prix de l'électricité (Etude (F)100610-CDC-974)

La CREG a procédé en juin 2010 à l'actualisation des études réalisées en 2006, 2008 et 2009 sur l'impact du système des quotas d'émission de CO2 sur le prix de l'électricité en Belgique. Sur la base des données dont il dispose et en utilisant une méthodologie

basée sur le calcul des coûts marginaux, la CREG a constaté que le prix de vente de l'électricité permettait d'intégrer partiellement ou complètement le coût d'opportunité du carbone de l'unité marginale de production. Sur le marché de gros, la hausse ainsi appliquée à l'ensemble des kWh produits pour le marché belge a permis aux producteurs d'électricité raccordés au réseau de transport belge de réaliser un *windfall profit* qui peut être estimé à 1,680 million d'euros sur la période 2005-2009. Il ressort, en revanche, de l'analyse de l'évolution des prix sur le marché de détail que le coût d'opportunité des quotas d'émission n'a pas été transféré dans le prix de vente en vigueur sur ce marché.

Se basant sur cette étude du Comité de direction, la SNCB a intenté une action en justice contre Electrabel pour abus de position dominante. Dans son jugement du 20 septembre 2010, le tribunal de première instance de Bruxelles n'a pas remis en cause l'objectivité de l'étude du Comité de direction, mais bien l'argumentation de la SNCB. Le tribunal a estimé que la SNCB n'avait pas apporté suffisamment de preuves pour démontrer cet abus de pouvoir et a déclaré la demande de la SNCB non fondée.

a.3 Etude sur la structure de coûts de la production d'électricité par les centrales nucléaires en Belgique (Etude (F)100506-CDC-968

Cette étude, réalisée en mai 2010 par la CREG, fait suite à la double demande du Ministre de l'Énergie portant, d'une part, sur l'examen de la structure de coûts de la production d'électricité provenant des centrales nucléaires en Belgique et, d'autre part, sur l'estimation des bénéfices monopolistiques que les producteurs réalisent

sur leurs activités nucléaires. Dans un premier temps, l'étude dresse le cadre théorique relatif aux différentes notions de coûts, en opérant une distinction claire entre le concept des coûts de production directs (coûts fixes et coûts variables) et le concept des coûts externes liés au processus de production. L'étude présente ensuite une analyse de la structure des coûts des centrales nucléaires belges, de même qu'une estimation du coût moyen de production d'électricité d'origine nucléaire (€/MWh), moyennant un rappel préalable des hypothèses de travail sous-jacentes. À cet égard notamment, l'analyse couvre uniquement l'année d'exploitation 2007, compte tenu des informations fiables dont disposait la CREG au moment de la réalisation de l'étude. Pour ce faire, l'estimation du coût moyen de production a été réalisée et commentée, composante par composante,

au travers d'une analyse successive du coût du combustible, du coût d'exploitation, du coût d'amortissement et du coût des provisions. Le coût d'exploitation a également pu faire l'objet d'une décomposition commentée, composante par composante : coûts du personnel, coûts d'assurance, coûts d'entretien et coûts administratifs. L'analyse montre également que la fourchette d'estimation obtenue pour le coût moyen de production pour l'année 2007 cadre avec les résultats des *benchmark* internationaux. En confrontant cette fourchette de valeurs du coût moyen de production au prix moyen *forward wholesale*, une fourchette d'estimation de la marge et du bénéfice monopolistique réalisés par l'exploitant nucléaire a également pu être dégagée pour l'année de référence. Outre la question des coûts directs, l'étude examine également la problématique des coûts externes liés à la production nucléaire, sur la base d'une revue de la littérature en la matière. À cet égard, une attention particulière a été accordée au projet de Commission européenne consacré à cette problématique, baptisé ExternE, afin de fournir une estimation de ce coût externe.

a.4 Etude relative aux remarques sur l'article « Nuclear Market Power: Taxation or Liberalization ? »

Cet article, coécrit par le professeur Stefan Proost (K.U.Leuven), conclut que le bien-être social national serait davantage promu en libéralisant la production d'électricité d'origine nucléaire plutôt qu'en taxant cette dernière. La CREG a souhaité réagir à cet article en réalisant une étude développant trois arguments qui démontrent l'inapplication de cette conclusion au cas de la Belgique. Le premier argument concerne la modélisation du marché de l'électricité. Celle-ci repose sur l'hypothèse selon laquelle le marché est caractérisé par un opérateur dominant disposant exclusivement de capacités de production nucléaires, au côté duquel coexistent des producteurs concurrents disposant de capacités de production autres que nucléaires. Cette modélisation ne peut cependant valoir pour le marché belge dans la mesure où l'opérateur nucléaire en Belgique dispose d'un portefeuille de production diversifié, incluant également des unités de production thermiques, ce qui rend incorrect le problème de maximisation du profit de l'opérateur sur le seul segment nucléaire. L'exercice de maximisation du profit de l'opérateur devrait en effet porter sur les profits cumulés sur les différents types d'actifs de production. Le deuxième argument porte sur l'implémentation des investissements requis afin de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires. Dans l'article, celle-ci est considérée comme un coût marginal alors qu'en réalité elle devrait être considérée comme un coût fixe. Or, cette distinction influence les quantités d'électricité d'origine nucléaire produites, et partant, le résultat de la maximisation du profit réalisé par l'opérateur. Le troisième argument porte sur l'analyse du bien-être national. Celle-ci demeure incomplète en ce sens qu'elle ne tient pas compte du coût de l'installation de nouvelles capacités de transport. Par ailleurs, la calibration du modèle au marché belge est sujette à discussion et l'analyse ne tient pas compte de la faisabilité des différents scénarios considérés. L'article susvisé ne peut dès lors servir de référence pour conclure que le marché belge de l'électricité d'origine nucléaire doit être libéralisé plutôt que taxé.

a.5 Etude relative à l'impact de l'arrêt de centrales nucléaires sur le prix de vente de l'électricité au client final domestique

La CREG a également étudié l'impact de l'arrêt de centrales nucléaires sur le prix final de l'électricité. Cet impact a été calculé dans le cadre du système actuel en supposant les paramètres d'indexation (Ne et Nc) et les tarifs inchangés. Deux cas de figure ont été simulés :

- l'arrêt des trois plus anciennes centrales nucléaires : Doel 1 et 2 et Tihange 1 ;
- l'arrêt complet de toutes les centrales nucléaires.

Dans les deux cas, la mise en arrêt est supposée avoir lieu au 1er janvier 2010 et les calculs réalisés l'ont été pour un client moyen représentatif Dc (1.600 kWh jour, 1.900 kWh nuit) approvisionné au tarif ECS Energy+. Il ressort de cet exercice que les valeurs du paramètre Nc et du prix de l'énergie⁹², ainsi que le montant de la facture annuelle globale (€/an, T.V.A. incluse), varient comme suit selon le cas de figure considéré :

- en cas d'arrêt des centrales Doel 1 et 2 et Tihange 1 : le paramètre Nc augmenterait de l'ordre de 20 % ; le coût de l'énergie d'environ 8 % ; et la facture annuelle globale d'environ 23 € ou 4 % ;
- en cas d'arrêt complet des centrales nucléaires : le paramètre Nc augmenterait de l'ordre de 89 % ; le coût de l'énergie d'environ 38 % ; et la facture annuelle globale d'environ 103 € ou 19 %.

a.6 Etude sur l'accord nucléaire en Allemagne et son application en Belgique

La CREG a également réalisé une étude examinant l'accord nucléaire en Allemagne et son application en Belgique. Il a été constaté que cet accord nucléaire s'articule autour de deux éléments : d'une part, le lancement d'une initiative législative visant une taxe sur le combustible nucléaire et, d'autre part, la conclusion d'un contrat de fonds de soutien entre le gouvernement allemand et les fournisseurs d'énergie/exploitants nucléaires. Selon les dispositions de cet accord, les exploitants nucléaires paieront une cotisation de 15,19 €/MWh pour l'électricité produite à partir de centrales nucléaires, durant la période 2011-2016, et de 9,00 €/MWh à partir de 2017. Au total, l'accord rapportera un peu plus de 30.039 millions d'euros. Si les dispositions allemandes étaient transposées à l'intégralité du parc nucléaire belge et appliquées à l'identique, elles généreraient un montant de 9.072 millions d'euros. Si elles n'étaient appliquées qu'à l'ensemble de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, elles rapporteraient 2.247 millions d'euros. Une comparaison avec le protocole d'accord belge requiert une certaine prudence. Les dispositions diffèrent fortement, notamment sur le plan du nombre de centrales dont la durée de vie est prolongée et de la durée de prolongation. Lorsque l'on compare les deux pays, il convient en outre de tenir compte également des prix de l'électricité en vigueur sur les deux marchés, de la structure des coûts et de la politique d'amortissement mise en œuvre.

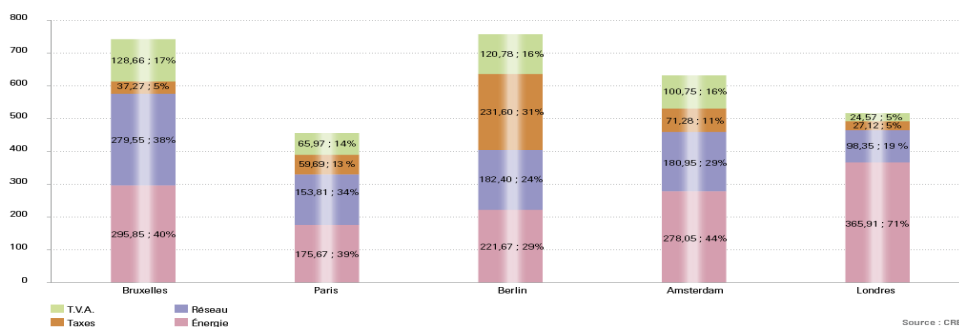
a.7 Etude relative à l'aperçu des contrats à prix fixes sur le marché résidentiel de l'électricité et du gaz naturel

À la demande du Ministre de l'Énergie, la CREG a réalisé une étude qui analyse l'offre de tarifs fixes chez les fournisseurs actifs sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel. Lorsque le tarif est fixe, il reste inchangé durant toute la durée du contrat. Il peut néanmoins être plus élevé que le tarif indexé étant donné qu'il doit couvrir le risque de fluctuations des coûts encouru par le fournisseur. Malgré l'offre grandissante de tarifs fixes et, bien qu'en hausse, la part des contrats à prix fixes actifs reste largement minoritaire, tant sur le marché de l'électricité que sur le marché du gaz naturel. En électricité, la signature de nouveaux contrats à prix fixes fait apparaître deux périodes de pointe significatives chez deux des fournisseurs : en novembre et décembre 2008, ainsi qu'entre avril et juin 2009. En gaz naturel, une seule période de pointe est observée chez un des fournisseurs, entre avril et juin 2009. Dès juillet 2008, lorsque les coûts de l'électricité étaient très élevés, de nouveaux tarifs fixes électricité ont été proposés. Ces tarifs ont rencontré un important succès lors de leur lancement, la clientèle échaudée par les fortes hausses de prix souhaitant garantir son prix pour le futur. Un grand nombre de contrats sont devenus actifs entre septembre et décembre 2008. Les prix de l'énergie ayant fortement diminué par la suite, ces clients ont fait une assez mauvaise affaire, leur prix fixé pour deux ans étant fort élevé. En octobre 2008, deux autres tarifs fixes ont été lancés pour des contrats électricité en énergie verte. En gaz naturel, les prix des tarifs verts sont identiques. En électricité, parmi ces deux tarifs, c'est étrangement le tarif le plus élevé qui a remporté un énorme succès. Bien que ce tarif offre des services supplémentaires de conseils et d'informations techniques en matière d'économie d'énergie, il reste toutefois inhabituel que le tarif le plus cher rencontre le plus de succès, même si son caractère vert est un argument de vente.

a.8 Etude relative à la comparaison des prix de l'électricité pour un ménage consommant 3.500 kWh d'électricité grise (tarif unique) à Bruxelles, Paris, Berlin, Amsterdam et Londres

L'objectif de cette étude est de comparer la structure du coût de l'électricité en juin 2010 à Bruxelles avec celle des capitales de différents pays voisins⁹⁵. Le client considéré est un consommateur résidentiel, avec un compteur unique loué, consommant 3.500 kWh annuellement d'électricité grise par an, avec une puissance de 6 à 12 kVA. Pour chaque capitale, le coût de l'électricité est décomposé en coût de l'énergie, à savoir la part qui revient au fournisseur, coût du réseau (transport et distribution), taxes et T.V.A. Afin de réaliser cette décomposition, trois contrats de fourniture d'électricité ont été choisis par capitale. Le premier est celui de l'offre par défaut (Electrabel option de base à Bruxelles), le second est celui de l'offre commerciale la plus courante de l'opérateur historique (Electrabel Energy+ à Bruxelles) et la troisième est l'offre concurrente la plus répandue (l'offre de Lampiris à Bruxelles). La moyenne pondérée de ces offres en fonction des parts de marché est ensuite calculée et donne le prix de l'électricité dans la capitale. Comme le montre la figure ci-dessous, Bruxelles est la capitale la plus chère après Berlin, où le coût des politiques environnementales est conséquent, mais de peu (741,33 €/an pour Bruxelles, contre 756,44 €/an pour Berlin). Trois raisons peuvent expliquer ce phénomène : un coût substantiel de l'énergie - il est le plus important après Londres -, un coût du réseau fort élevé et une T.V.A. plus importante que dans les pays voisins (21 %). Soulignons que le manque de concurrence sur le marché bruxellois ne favorise pas une baisse des coûts de l'énergie.

Figure 18 : Décomposition du prix de l'électricité à Bruxelles, Paris, Berlin, Amsterdam et Londres - juin 2010 (€)



⁹⁵ Etude (F)100909-CDC-948.

Source : CREG

a.9 Etude relative à la qualité du paramètre Nc

En septembre 2010, la CREG a réalisé une étude qui analyse la qualité du paramètre Nc, paramètre d'indexation du prix de l'électricité sur le marché résidentiel. Le paramètre ayant été mis en place dans un contexte de marché régulé, cette étude avait pour objectif de déterminer si le Nc est encore représentatif de l'évolution des coûts des combustibles et d'identifier les éventuelles modifications à opérer afin de garantir son utilité. Le paramètre Nc est un indice de prix mensuel belge ayant pour but de refléter l'évolution des prix des combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) et nucléaires consommés pour la production d'électricité belge. Il est actuellement utilisé par trois des cinq fournisseurs qui proposent des tarifs variables.

$$Nc = 0,214 + 0,260 \text{ Ifnu} + 0,375 \text{ lcoal} + 0,240 \text{ loil} + 1,195 (1-\text{Ifnu}) \text{ lspotgas}$$

L'étude a permis de constater que la majorité des valeurs de référence composant la formule du paramètre, établie en 2002, ne sont plus représentatives de la réalité. Ces valeurs sont :

- la composition du parc de production ;
- les coûts des combustibles ;
- les valeurs de référence des index Ifnu, lcoal, loil et lspotgas ;
- l'indexation du gaz naturel (sur le pétrole et le charbon) ;
- les nouvelles accises et cotisations sur l'énergie.

L'étude constate ensuite que certaines variables, essentielles pour permettre au paramètre de refléter l'évolution des coûts des combustibles, sont absentes de la formule du Nc, à savoir :

- la production à partir de biomasse ;
- le coût du CO₂ ;
- les coûts de la centrale de Coo ;
- la substitution du nucléaire par le charbon et par des achats sur Belpex.

Enfin, les nouvelles sources d'approvisionnement ne sont pas prises en compte dans le calcul du prix de l'électricité. Ces sources sont :

- les achats sur les bourses Belpex et Endex ;
- les importations ;
- l'approvisionnement à partir de sources d'énergie renouvelable.

L'étude conclut qu'il pourrait être intéressant d'imaginer une nouvelle formule, similaire au Nc actuel, mais adaptable par chaque fournisseur selon son *fuel mix* et sa stratégie d'approvisionnement et donc selon la structure de son parc de production, afin de permettre à chacun d'utiliser un paramètre qui reflète sa structure de coûts tout en gardant une structure de formule unique. Après avoir réalisé l'étude précitée relative à la qualité du paramètre Nc et après avoir analysé les réponses d'un fournisseur à ses questions en matière de paramètres d'indexation, la CREG a conclu que la représentativité des paramètres d'indexation Nc, Ne et lem n'était plus assurée. La CREG a donc décidé de cesser la publication de ces paramètres.

a.10 Etude relative à la faisabilité de l'instauration d'une tarification progressive de l'électricité en Belgique

La question à la base de cette étude demandée par le Ministre de l'Énergie était de savoir si la tarification progressive était faisable et applicable en Belgique, en tenant compte des aspects juridiques, de la répartition des compétences, de l'impact sur les différentes catégories de revenus et des expériences à l'étranger, en particulier celles du Japon et de la Californie. D'un point de vue juridique, l'acceptabilité de la mesure par rapport au droit européen dépendra du motif d'intérêt économique général avancé pour justifier la mesure ainsi que des modalités de mise en œuvre. Au niveau du droit belge, la tarification progressive doit être justifiée par rapport aux règles de répartition des compétences. Si, par exemple, le but avancé pour justifier l'instauration de la tarification progressive est d'ordre social, la compétence sera fédérale. Elle sera par contre régionale si, par exemple, le but avancé est l'utilisation rationnelle d'énergie. D'un point de vue économique, la tarification progressive constitue une solution de second choix. Elle doit être accompagnée par une régulation des composantes du prix et peut amener

à faire diminuer la consommation qui peut, le cas échéant, provoquer une diminution des investissements dans le réseau, comme c'est le cas au Japon et en Californie. D'un point de vue social, la tarification progressive a pour but de donner un accès à tous à l'électricité. Elle s'opérerait via un subside, du niveau de la consommation vitale, qui serait prélevé auprès des gros consommateurs. L'expérience californienne montre que le subside est néanmoins faible, c'est à-dire qu'il ne couvre qu'une partie de la consommation vitale, et ce en raison de la faible élasticité de la demande d'électricité. D'un point de vue environnemental, l'objectif poursuivi est de diminuer la consommation, réduisant ainsi les émissions de CO₂. Cet objectif est toutefois conditionné par l'élasticité de la demande d'électricité. Celle-ci étant faible, la réduction serait limitée. La proposition du Comité de direction est d'établir une double tarification progressive (avec et sans chauffage électrique) associée à une gestion de la consommation via un système *time of use* (consommation en temps réel) réalisable via les compteurs intelligents. Des aides spécifiques devront également être associées à l'implémentation de la tarification progressive, comme par exemple une aide pour les ménages à très faibles revenus avec une consommation importante. Cette aide leur permettrait ainsi de renouveler leurs électroménagers vétustes et très énergivores.

a.11 Etude relative à l'impact possible de la voiture électrique sur le système électrique belge

Une introduction à grande échelle de la voiture électrique dans les dix prochaines années semble envisageable. L'on s'attendrait, de ce fait, à voir grimper le prix de l'électricité.

Une étude réalisée par la CREG révèle toutefois que le prix de l'électricité sur le marché de gros pourrait diminuer par rapport à un scénario sans voiture électrique. La batterie sera en effet surdimensionnée pour la distance journalière moyenne d'une voiture. Une partie de la batterie ne serait, de ce fait, pas utilisée. Cette capacité non utilisée peut dès lors être affectée à l'arbitrage sur le marché de gros, à savoir l'achat d'énergie électrique à un faible prix (souvent la nuit), le stockage temporaire de cette énergie dans la batterie et la revente, par la suite, aux heures de pointe, ce qui permet d'écarter les prix de pointe. Les voitures électriques pourraient également être utilisées pour maintenir un équilibre en temps réel entre l'offre et la demande d'électricité. Ceci signifierait que des sources d'énergie intermittentes, telles que le vent et le soleil, pourraient être intégrées plus facilement dans le réseau électrique grâce à la présence à grande échelle de la voiture électrique, sans réduire pour autant la sécurité du réseau. La batterie constitue toutefois un facteur important. En cas d'utilisation plus intensive de la batterie, elle pourrait s'user plus rapidement. Le degré d'usure de la batterie dépend en grande mesure des évolutions technologiques futures apportées à la batterie de la voiture et une grande incertitude subsiste sur ce plan.

b) Au niveau régional

Toute mesure visant à empêcher tout abus de position dominante, sauf en réaction à une plainte déposée au SRME (Région wallonne), relève du Conseil de la Concurrence et est donc matière fédérale.

4. RÉGULATION ET FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL NATUREL

4.1. Régulation

4.1.1 Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes relatifs à la congestion

Gaz à haut pouvoir calorifique (part de marché de 72 %). Certaines interconnexions transfrontalières sont confrontées à une congestion contractuelle de capacité d'importation, concernant tant le marché belge que le transit passant par la Belgique. C'est le cas de l'interconnexion avec le réseau néerlandais à 's Gravenvoeren et de l'interconnexion belgo-allemande à Eynatten. Cette congestion contractuelle sera en grande partie résolue dès la mise en service de la conduite rTr2, prévue pour début 2011. La mise en service de nouvelles unités de compresseurs à Berneau (fin 2011) et à Winksele (fin 2012) offrira également suffisamment de capacité afin de répondre à la demande belge et de transit dès le début de 2013. À cet horizon, grâce auxdits investissements, le marché belge du gaz H aura un point d'équilibrage unique (diminution du nombre de zones d'équilibrage de 3 à 1). Gaz à faible pouvoir calorifique (part de marché de 28 %). Depuis 2004, la capacité d'importation pour le gaz L est gelée au niveau existant, conformément à la proposition du plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel réalisée par la CREG. Cette situation signifie que l'on ne prévoit aucun investissement en Belgique en vue d'accroître la capacité d'importation pour le gaz L mais que l'on prévoit plutôt la conversion de clients L au gaz H dès le moment où la demande de gaz L dépassera la capacité d'entrée disponible sur le réseau L. De ce fait, la capacité d'importation est confrontée au moins à une congestion contractuelle et il existe un risque de congestion physique en cas de températures hivernales extrêmes. Il est important de mentionner que, d'une part, du côté néerlandais de l'interconnexion à Hilvarenbeek, il existe un risque important de congestion en raison de la politique d'investissement et de réservation de capacité néerlandaise qui est basée exclusivement sur des réservations à dix ans au moins et que, d'autre part, à ce jour, les signaux de réservation reçus du marché pour cette capacité néerlandaise sont inférieurs à l'estimation de la consommation future sur les réseaux en aval. Il est également important de mentionner que le marché du gaz L belge est, dans une certaine mesure, approvisionné depuis la France à contre-courant (*backhaul*) au point transfrontalier Blaregnies/Taisnières.

4.1.2 Régulation du transport et de la distribution

A. Tarifs du réseau de transport (Fluxys)

A.1 Méthodologie tarifaire

L'arrêté royal du 15 janvier 2010 a apporté quelques modifications à la méthodologie tarifaire relative au réseau de transport. Dans son arrêt du 17 août 2010, la Cour constitutionnelle a annulé, à la demande de la CREG, la loi modificative du 10 mars 2009/102 qui visait à inscrire dans la loi gaz naturel un régime tarifaire spécifique pour le transit. Selon la Cour, le principe de non-discrimination figurant dans la législation

européenne implique l'interdiction de subordonner l'accès au réseau de transport de gaz naturel à des modalités discriminatoires. Par conséquent, aucune distinction ne peut être instaurée entre le transport de gaz naturel en vue d'une consommation intérieure et le transit. La Cour en conclut qu'un régime légal national qui maintient des régimes tarifaires distincts pour le transit et pour le transport de gaz naturel n'est pas justifié. En ce qui concerne les exceptions des contrats de transit historiques, la Cour considère que seules les parties contractantes mentionnées dans la liste annexée à la directive européenne sur le transit du gaz naturel de 1991 peuvent éventuellement y prétendre, étant donné que cette liste doit être considérée comme exhaustive, en ce compris les entités responsables d'importations ou d'exportations de gaz naturel. Préalablement à l'arrêt précité, le législateur avait adopté une loi visant à abroger le régime tarifaire spécifique pour le transit, et ce au 2 mars 2011. La CREG a également introduit un recours en annulation à l'encontre de cette loi.

A.2 Evolution des tarifs

Durant le dernier trimestre de 2009, la CREG et Fluxys ont conclu un accord sur les tarifs applicables à l'ensemble des activités de transport et de stockage pour les années 2010 et 2011. Cet accord résulte de l'application de l'article 17, § 1er, de l'arrêté tarifaire du 8 juin 2007. L'accord fixe des tarifs *entry/exit* conformément à la législation européenne en partant d'une méthodologie tarifaire basée sur les coûts et uniforme tant pour le transport que pour le transit de gaz naturel. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1er janvier 2010 et cesseront d'avoir effet à la fin de la période régulatoire en cours, à savoir le 31 décembre 2011. Les tarifs sont parmi les plus concurrentiels d'Europe puisque l'accord instaure une diminution de 28 % au profit des utilisateurs du réseau qui desservent les consommateurs belges de gaz naturel. Grâce aux nouveaux tarifs, Fluxys pourra financer son vaste programme d'investissement (plus de 1,5 milliard d'euros au cours des cinq prochaines années) en ayant la garantie d'une rémunération équitable des capitaux investis.

B. Tarifs du réseau de distribution

B.1 Méthodologie tarifaire

A partir du 1er janvier 2009, l'ancienne régulation *cost-plus* a été remplacée par une méthodologie basée sur un revenu garanti pour le gestionnaire du réseau de distribution, complété d'*incentives* en faveur d'une maîtrise des coûts. Ce nouveau régime garantit au gestionnaire du réseau, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Pendant la période régulatoire susmentionnée de quatre ans, les régimes tarifaires suivants sont possibles :

- des tarifs approuvés pour toute la période régulatoire en cas d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget du gestionnaire du réseau avant le début de la période régulatoire ;
- des tarifs approuvés pour le reste de la période régulatoire si l'approbation intervient pendant cette période ;
- des tarifs imposés dans tous les autres cas.

Le 30 septembre 2008, tous les gestionnaires de réseau de distribution ont soumis, dans le délai légal, une proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période régulatoire 2009-2012. Puisqu'aucune des propositions soumises n'était accompagnée

des informations requises, la CREG a décidé de rejeter les propositions et d'imposer des tarifs provisoires. Les tarifs provisoires qui ont été imposés reposent sur les dernières parties correspondantes du revenu total approuvées par la CREG, à savoir les tarifs de l'exercice d'exploitation 2008. Ces tarifs provisoires restent d'application pour la durée complète de la période régulatoire, jusqu'à ce que toutes les objections de la CREG ou du gestionnaire du réseau de distribution soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CREG et le gestionnaire du réseau de distribution sur les points litigieux. Au cours de l'année 2009, la majorité des gestionnaires de réseau de distribution ont introduit de nouvelles propositions tarifaires pour la période régulatoire 2009-2012 basées sur le nouveau modèle de rapport. Les gestionnaires de réseau de distribution mixtes (tant les secteurs privé que public participent au capital) des sociétés d'exploitation Eandis (Flandre) et Ores (Wallonie) ont vu leurs tarifs approuvés pour la période régulatoire 2009-2012, respectivement à partir du 1er juillet et du 1er octobre 2009. À l'instar d'Ores, le gestionnaire du réseau de distribution mixte bruxellois Sibelga a vu ses tarifs approuvés à partir du 1er octobre 2009. À la fin de l'année 2010, la CREG a trouvé un accord avec les quatre gestionnaires de réseau de distribution purs de la société d'exploitation Infrax (Infrax West, Iveg, Inter-Energa et PBE) sur les points encore à régler de sorte qu'ils possèdent aussi des tarifs approuvés à partir du 1er janvier 2011.

La législation applicable relative aux tarifs de réseau de distribution devra être revue en tenant compte du troisième paquet législatif. La transposition de cette directive européenne offre la possibilité d'adapter la réglementation belge actuelle relative aux tarifs, entre autres afin de donner au régulateur les compétences nécessaires pour parvenir à des tarifs de réseau de distribution plus corrects.

B.2 Evolution des tarifs

Le tableau 13 ci-après donne un aperçu des évolutions tarifaires de 2008 à 2010. Les tarifs provisoires des gestionnaires de réseau de distribution ne connaissent pas d'évolution puisque les tarifs provisoires 2009-2012 sont identiques aux tarifs en vigueur pour l'exercice d'exploitation 2008. L'évolution 2009-2010 est sensiblement plus lisse que l'évolution 2008-2009 et peut s'expliquer principalement par l'application du mécanisme d'indexation sur les coûts maîtrisables et dans une moindre mesure par l'évolution des autres éléments, comme les amortissements et les coûts non maîtrisables (par exemple, les obligations de service public). Des différences tarifaires sensibles peuvent être constatées entre gestionnaires de réseau de distribution. Elles se justifient d'une part par des facteurs topographiques et techniques propres aux régions approvisionnées et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public. D'autres facteurs, tels que la cession de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces différences tarifaires.

Tableau 13 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution en 2008, 2009 et 2010 (en €/kWh), hors T.V.A.

€/kWh	GRD	Tarifs Approuvés: A Prolongés 2008: P	Client résidentiel 23.260 kWh/an				Client professionnel 2.300 MWh/an				Client industriel 36.000 MWh/an			
			2008	2009	2010	Δ 2010/2009	2008	2009	2010	Δ 2010/2009	2008	2009	2010	Δ 2010/2009
ALG	P		0,0100	0,0100	0,0100	0,00%	0,0023	0,0023	0,0023	0,00%	0,0004	0,0004	0,0004	0,00%
GASELWEST	A		0,0120	0,0135 (2)	0,0137	1,40%	0,0032	0,0034 (2)	0,0035	1,31%	0,0005	0,0006 (2)	0,0006	0,26%
IDEG	A		0,0129	0,0140 (3)	0,0148	5,06%	0,0036	0,0033 (3)	0,0035	5,10%	0,0008	0,0007 (3)	0,0008	3,66%
IMEA (IGAO)	A		0,0092	0,0090 (2)	0,0092	1,93%	0,0017	0,0015 (2)	0,0016	1,34%	0,0003	0,0002 (2)	0,0003	1,17%
IGH	A		0,0132	0,0147 (3)	0,0149	1,41%	0,0037	0,0035 (3)	0,0036	0,57%	0,0006	0,0006 (3)	0,0006	1,79%
IMEWO	A		0,0115	0,0129 (2)	0,0130	0,81%	0,0027	0,0029 (2)	0,0029	1,09%	0,0006	0,0007 (2)	0,0007	0,80%
INTERGAS	P		0,0073	0,0073	0,0073	0,00%	pas applicable (1)				pas applicable (1)			
INTERGEM	A		0,0098	0,0117 (2)	0,0120	1,83%	0,0024	0,0027 (2)	0,0028	2,18%	0,0004	0,0005 (2)	0,0005	1,94%
INTERLUX	A		0,0136	0,0135 (3)	0,0146	7,86%	0,0051	0,0044 (3)	0,0046	5,72%	0,0011	0,0010 (3)	0,0011	4,66%
IVEG	P		0,0098	0,0098	0,0098	0,00%	0,0021	0,0021	0,0021	0,00%	0,0013	0,0013	0,0013	0,00%
IVEKA	A		0,0099	0,0116 (2)	0,0109	-5,94%	0,0023	0,0026 (2)	0,0025	-6,23%	0,0005	0,0007 (2)	0,0006	-6,09%
IVERLEK	A		0,0101	0,0111 (2)	0,0112	1,18%	0,0024	0,0025 (2)	0,0025	1,15%	0,0002	0,0003 (2)	0,0003	1,38%
INTER-ENERGA	P		0,0146	0,0146	0,0146	0,00%	0,0030	0,0030	0,0030	0,00%	0,0017	0,0017	0,0017	0,00%
SEDILEC	A		0,0124	0,0137 (3)	0,0141	2,64%	0,0035	0,0034 (3)	0,0035	2,34%	0,0007	0,0007 (3)	0,0008	1,82%
SIBELGA	A		0,0128	0,0124 (3)	0,0133	6,95%	0,0037	0,0043 (3)	0,0045	4,85%	0,0018	0,0020 (3)	0,0021	6,42%
SIBELGAS N	A		0,0113	0,0137 (2)	0,0133	-3,07%	0,0032	0,0037 (2)	0,0036	-2,09%	0,0002	0,0003 (2)	0,0002	-3,03%
SIMOGEL	A		0,0085	0,0111 (3)	0,0115	3,20%	0,0016	0,0018 (3)	0,0019	2,26%	0,0009	0,0009 (3)	0,0010	2,52%
WVEM	P		0,0122	0,0122	0,0122	0,00%	0,0023	0,0023	0,0023	0,00%	0,0012	0,0012	0,0012	0,00%
Moyenne			0,0112	0,0121	0,0122	1,40%	0,0029	0,0029	0,0030	1,15%	0,0008	0,0008	0,0008	1,02%

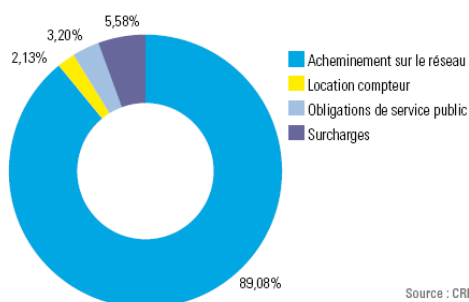
(1) Intergas n'a pas de clients professionnels et industriels.

(2) D'application à partir du 1^{er} juillet 2009 (avant cette date, les tarifs de 2008 étaient d'application).

(3) D'application à partir du 1^{er} octobre 2009 (avant cette date, les tarifs de 2008 étaient d'application).

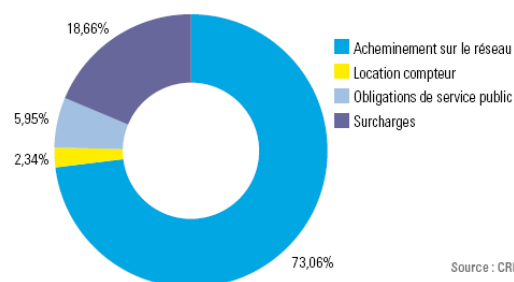
Source : CREG

Figure 19 : Composition moyenne du coût de distribution en Flandre en 2010



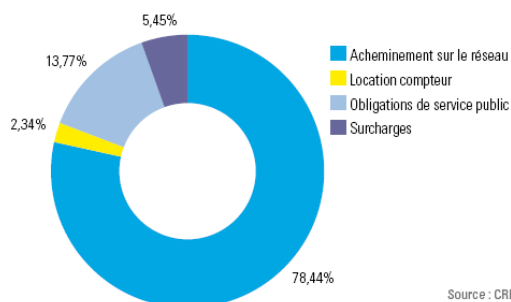
Source : CREG

Figure 21 : Composition moyenne du coût de distribution à Bruxelles en 2010



Source : CREG

Figure 20 : Composition moyenne du coût de distribution en Wallonie en 2010



Source : CREG

B.3 Soldes 2009

En 2010, la CREG a traité les soldes relatifs à l'exercice d'exploitation 2009. Il est à noter que la plupart des gestionnaires du réseau de distribution réalisent un bonus sur les coûts gérables et un malus sur les coûts non gérables. Le solde des coûts gérables fait partie du compte de résultats du gestionnaire du réseau, alors que les soldes

cumulés des coûts non gérables relatifs aux exercices d'exploitation 2008 à 2011 inclus sont affectés par le Ministre de l'Énergie. Lors du traitement des soldes 2009, une attention particulière a été accordée aux mises hors service par les gestionnaires du réseau de distribution et il a été vérifié, au moyen d'un programme de contrôle, si la méthodologie proposée a été respectée et si les mises hors service rapportées ont été effectivement exécutées, et ce tant sur le terrain que sur le plan administratif et comptable.

B.4 Jurisprudence

En 2010, la Cour d'appel de Bruxelles a prononcé une série d'arrêts suite à la lacune réglementaire ayant été constatée dans la foulée de sa jurisprudence, aux termes de laquelle les arrêtés royaux du 2 septembre 2008 avaient été déclarés contraires à la législation. En réaction à cela, le législateur avait toutefois ratifié les arrêtés concernés, mais cela n'a pas empêché que les arrêtés avaient été établis en contradiction avec les prescriptions européennes en la matière (plus précisément l'interdiction de modification arbitraire de la proposition du régulateur). Vu cette situation, la CREG a jugé, dans un certain nombre de décisions, qu'elle ne disposait pas d'une base valable pour prendre des décisions tarifaires. Dans une série d'arrêtés du 29 juin 2010, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté ce point de vue pour ce qui concerne les règles relatives à la fixation de la valeur de l'actif régulé. Il a été ordonné à la CREG de décider à nouveau, en application des dispositions pertinentes de l'arrêté royal tarifaire.

Ensuite, ces jugements ont été prolongés dans une nouvelle série d'arrêtés relatifs aux décisions tarifaires de la CREG, dans lesquels la Cour avait décidé que les tarifs proposés par les gestionnaires du réseau de distribution étaient valables de plein droit. La Cour a toutefois estimé qu'il n'était pas exclu que les décisions tarifaires n'aient pas été établies conformément aux directives sur certains points, mais pas dans une mesure telle que l'arrêté royal devait être rendu non applicable dans son ensemble. La Cour a précisé que rien n'empêchait par ailleurs la CREG de ne pas appliquer certaines dispositions spécifiques concernées. Afin de mettre un terme à l'insécurité permanente, Infrac et la CREG sont parvenus à un accord au cours du dernier trimestre de 2010 au sujet des tarifs à appliquer au cours des deux dernières années de la période régulatoire 2009-2012. De ce fait, de nouveaux tarifs approuvés sont valables pour tous les membres d'Infrac depuis le 1er janvier 2011. Avec le gestionnaire du réseau de distribution bruxellois Sibelga également, il a été mis un terme à la procédure judiciaire et les tarifs ont été approuvés.

B.5 Etudes

En 2010, la CREG a examiné l'évolution du terme kW durant la période 2003-2009, et plus particulièrement si l'importance de ce terme dans le budget des gestionnaires du réseau de distribution (et par conséquent, dans les frais annuels de distribution pour les différents clients types) s'est accrue ou a décré. Tout comme pour l'électricité, on peut conclure pour le gaz naturel que le terme kW a connu une évolution pratiquement analogue entre 2006 et 2009¹⁰⁵, tant en comparaison avec le tarif pour le « Transfert par le réseau » que par rapport à l'évolution du coût du réseau de distribution annuel total, et que par conséquent aucun déplacement notable n'a eu lieu entre kWh et kW. Par ailleurs, il est constaté que la part relative attribuée au terme kW par rapport au budget total d'un gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel est sensiblement plus élevée que dans le cas de l'électricité. Ce phénomène trouve son explication dans le fait que la consommation de gaz naturel dépend beaucoup plus de la température

(extérieure) que de la consommation d'électricité. En maintenant à un niveau important le terme kW, qui n'est pas lié aux variations des conditions atmosphériques et à la consommation qui en découle, les fluctuations des tarifs sont atténuées et permettent par conséquent d'offrir des tarifs plus stables.

C. Prix maximaux

C.1 *Price caps*

En Belgique, un système de prix maximaux a été mis en œuvre pour deux catégories de clients : les clients finals protégés et les clients finals non protégés dont l'offre a été résiliée par leur fournisseur.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'approvisionnement des clients finals non protégés dont l'offre a été résiliée par leur fournisseur, au prix maximum fixé comme suit (arrêté ministériel du 1er juin 2004 pour l'électricité et du 15 février 2005 pour le gaz naturel) : prix de l'énergie + tarif de transport + tarif de distribution + marge.

Le gestionnaire du réseau de distribution et/ou le fournisseur s'occupent également de l'approvisionnement des clients finals protégés conformément à arrêté ministériel du 30 mars 2007 à un prix maximum fixé par la CREG valable pendant une période de six mois. Le fournisseur est indemnisé pour l'obligation de fournir à des tarifs réguliers.

Pour l'année 2010 rien, nouveau n'est à signaler.

C.2 *Prix maximaux applicables aux clients non protégés droppés*

En 2010 la CREG a décidé d'actualiser, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, les règles pour le calcul des prix maximaux applicables aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (Décisions (B)100429-CDC-964 (électricité) et (B)100429-CDC-965 (gaz)).

Ce remplacement a été justifié par trois éléments, à savoir l'adaptation de la période du tarif client droppé, la modification des clients types et l'uniformisation de la méthode du calcul des tarifs clients droppés. Concernant la période d'application du tarif client droppé (tarif de référence), il y avait un décalage d'un mois entre le tarif maximum client droppé et le tarif social, ce qui engendrait une complexité inutile dans le calcul de la créance. La décision de la CREG a permis de pallier ce problème en faisant coïncider les deux périodes semestrielles. Celles-ci s'étalent désormais du 1er février au 31 juillet et du 1er août au 31 janvier. Au niveau des clients types, il était nécessaire de modifier les consommations en heures pleines (HP) et en heures creuses (HC) des clients Dc et De, suite à l'extension du tarif de nuit au week-end. Les nouvelles consommations annuelles de ces clients types sont désormais de 1.600 kWh HP et 1.900 kWh HC pour un client Dc et de 3.600 kWh HP, 3.900 kWh HC et 12.500 kWh exclusif nuit pour un client De. L'uniformisation du modèle et de la méthode de calcul a, quant à elle, été rendue nécessaire par la grande disparité rencontrée jusque-là dans la présentation des tarifs de référence et dans les méthodes de calcul de la part des gestionnaires de réseau de distribution. La décision de la CREG a permis de mettre en place un fichier Excel standardisé à utiliser par tous les gestionnaires du réseau de distribution pour déterminer le calcul des tarifs de référence.

D. Code de bonne conduite

L'arrêté royal du 23 décembre 2010 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès au réseau de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage pour le gaz

naturel et à l'installation de GNL a été publié au Moniteur belge du 5 janvier 2011. Ce nouveau code de bonne conduite, attendu depuis longtemps par les acteurs du marché du gaz naturel, a vu le jour sur proposition de la CREG et a été établi en concertation avec ces acteurs. Il entre en vigueur le dixième jour suivant sa publication au Moniteur belge, à savoir le 15 janvier 2011. Le nouveau code de bonne conduite s'applique non seulement au transport de gaz naturel à destination du marché belge et aux activités de stockage et de GNL, mais également au transit de frontière à frontière. Il vise un accès transparent et non discriminatoire au réseau de transport, qui en définitive devrait bénéficier au fonctionnement du marché du gaz naturel et à la concurrence sur ce marché.

E. Modèle de transport

Le 24 septembre 2010, le Ministre de l'Énergie a pris l'initiative de développer, en concertation avec Fluxys, le rôle de la Belgique comme plaque tournante du gaz naturel pour le nord-ouest de l'Europe, en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays.

La CREG a lancé dès le 13 août 2010 une consultation publique sur les principes de base pour un nouveau modèle de transport. Dans ce cadre, sont notamment soumises à consultation :

- l'allocation de capacité d'entrée à l'aide de règles d'allocation simples et transparentes ;
- la réservation indépendante de capacités d'entrée et de prélèvement ;
- la politique de congestion proactive à l'aide de règles transparentes et non discriminatoires établies préalablement.

Le nouveau code de bonne conduite prévoit notamment que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel établit un contrat standard du transport de gaz naturel, un contrat standard de raccordement, un règlement d'accès et un programme de transport de gaz naturel. Les contrats standard constituent le « ticket d'accès » au réseau de transport, aux services de transport et à toutes les plates-formes d'information proposés par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, et ce, tant pour les affréteurs (contrat standard de transport de gaz naturel) que pour les clients (contrat standard de raccordement). Le règlement d'accès comporte une description détaillée du modèle de transport utilisé, de toutes les règles et procédures opérationnelles relatives à l'accès aux services de transport et à la souscription de ceux-ci, des règles d'allocation, de la procédure de nomination et de renomination, des dispositions applicables en cas de réductions et d'interruptions, des règles relatives à l'équilibre du réseau, des procédures relatives à la gestion de la congestion, des dispositions applicables en cas d'entretien, des règles relatives à la pression et à la qualité, des procédures concernant la mesure de quantités et de caractéristiques du gaz naturel et de toutes les règles relatives au fonctionnement du marché secondaire et de l'accès au hub. Le programme de transport de gaz naturel contient une description claire du modèle de transport et constitue en premier lieu le catalogue des services de transport de gaz naturel proposés par le gestionnaire. Pour le reste, il décrit le mode de réservation des services de transport de gaz naturel sur le marché primaire et donne des informations sur la gestion de la congestion et le fonctionnement du marché secondaire. Tant les contrats standard que le règlement d'accès et le programme de transport de gaz naturel doivent être soumis à l'approbation de la CREG par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel. Ces documents clés sont élaborés après consultation des parties du marché concernées. À

cet effet, le gestionnaire crée une structure de concertation dont le but est de consulter de façon régulière et structurée les utilisateurs du réseau. La base de l'établissement des documents précités est évidemment le modèle de transport utilisé par le gestionnaire.

F. Programme indicatif de transport

➤ Acheminement

En 2011, un nouveau programme de transport de gaz naturel (anciennement appelé « Programme Indicatif de Transport » ou PIT) sera établi pour tenir compte du nouveau code de bonne conduite, des nouveaux services développés par Fluxys et du retour d'expérience en matière de *subscription period* (gestion de la congestion de capacité). Dans l'attente du nouveau code de bonne conduite, Fluxys avait déjà introduit en 2009 un PIT pour la période 2010-2011 conformément à l'ancien code de bonne conduite. Le programme de services proposé pour le transport de gaz naturel comporte une description circonstanciée du modèle de transport de gaz naturel utilisé et des différents services de transport proposés par le gestionnaire du réseau de transport. Ceci inclut, entre autres, une description pratique des règles d'allocation utilisées, le service d'équilibrage, la manière dont les services peuvent être souscrits, notamment via le Système de Réservation Automatique (ARS), les règles en matière de congestion et le fonctionnement du marché secondaire via la Plate-forme Marché Secondaire (PMS). Dans une première phase, le gestionnaire du réseau de transport conçoit le modèle de transport dans l'optique d'une synergie maximale entre le transport intérieur et le transit, la réservation indépendante de capacité d'entrée et de prélèvement et la promotion du fonctionnement du marché secondaire. Dans une seconde phase, dès que les investissements en cours du gestionnaire du réseau de transport mèneront à une zone d'équilibrage unique, le programme de transport de gaz naturel devra être amendé par le gestionnaire du réseau de transport en ce sens. Ce PIT a été approuvé par la CREG le 29 octobre 2009, et ce pour la période 2010-2011. Le 14 janvier 2010, la CREG a approuvé une première modification de ce PIT pour ce qui concerne la catégorie de clients catégorisés en tant que clients « MBT » (clients qui bénéficient d'un tarif réduit). En effet, il était opportun de mettre un terme à l'existence de ce service (et donc des réductions tarifaires qui y sont liées) étant donné les nouveaux tarifs pour l'activité de transport et l'activité de stockage de Fluxys approuvés par la CREG le 22 décembre 2009 pour les années 2010 et 2011. Ensuite, les 1er avril et 17 juin 2010, la CREG a approuvé une deuxième et troisième modification du PIT afin de préciser la description des caractéristiques du système *entry/exit* de Fluxys (auparavant qualifié de *Enhanced*), d'affiner la règle d'allocation des services de flexibilité (HIT, DIT, CIT) et d'introduire le service de «capacity pooling @ supply point». Le 23 novembre 2010, Fluxys a introduit un nouveau PIT pour la période 2011-2012. Un changement majeur est apporté aux règles en matière de congestion et d'allocation y afférentes par le biais de la suppression de la *subscription period*. Il a été approuvé par la CREG le 8 décembre 2010.

➤ Stockage

Le 12 mai 2010, la CREG a approuvé le programme indicatif de transport « stockage » pour la période 2010-2011. Il contient plusieurs nouveautés importantes sur le plan de l'allocation, de la flexibilité et de l'information. La principale modification concerne l'introduction de nouvelles règles d'allocation des services de stockage. Les règles en

vigueur ne permettent pas de tenir compte de modifications ultérieures des parts de marché des utilisateurs du réseau. C'est pourquoi la CREG a demandé à Fluxys d'élaborer de nouvelles règles. La méthodologie utilisée par Fluxys est basée sur les parts de marché futures des utilisateurs du stockage. Pour chaque utilisateur du stockage, un droit prioritaire est calculé et lui est alloué compte tenu de ses souscriptions de capacité sur les stations de réception de gaz naturel (GOS) de la période de stockage suivante. Par mois, chacun se voit attribuer un facteur de pondération qui tient compte de la souscription de capacité totale sur les services de stockage par tous les utilisateurs du réseau pour le mois concerné. L'allocation s'effectue en deux temps. Une première allocation commence le 15 avril de l'année concernée sur la base des droits prioritaires calculés au 1er mars. Une deuxième modification importante concerne l'offre des services de flexibilité. La CREG a déjà eu l'occasion d'exprimer à de multiples reprises sa préoccupation quant à l'offre limitée de services de flexibilité pour le stockage en général et l'absence de services de stockage à court terme en particulier. Afin de respecter son engagement en la matière, l'entreprise de transport a élaboré une proposition de services à court terme, basés sur le concept de stockage virtuel (*Virtual Storage*). La formule de calcul du droit alloué tient compte de la préoccupation de la CREG visant à simplifier l'accès au réseau pour les nouveaux acteurs de taille modeste.

Une troisième modification importante concerne les informations que l'entreprise de transport doit mettre à la disposition des utilisateurs du réseau. Faisant suite à la demande de l'EREG, la CREG a demandé à la S.A. Fluxys si elle était prête à passer de la publication hebdomadaire de quelques paramètres pertinents relatifs au stockage de gaz naturel à la publication quotidienne de ces données, complétées par quelques informations complémentaires, et ce, à compter du 30 novembre 2009. La S.A. Fluxys s'est déclarée prête à publier les allocations quotidiennes demandées concernant l'injection, l'émission et la quantité de gaz naturel en stockage tant de l'installation de stockage de Loenhout que de l'installation de stockage de pointe de Dudzele de façon quotidienne et agrégée. Elle a par ailleurs jugé la date limite souhaitée réaliste. Suivant le programme indicatif de transport concernant les services de stockage pour la période 2010-2011, les données en question seront publiées sur une base journalière et en utilisant la norme EASEE GAS. Le nouveau programme prévoit également que la commercialisation des services liés au transport par camion citernes de GNL du terminal à l'installation de stockage de Dudzele s'effectuera par la S.A. Fluxys au lieu de la S.A. Fluxys LNG à compter de la saison 2010-2011. La CREG a demandé à la S.A. Fluxys d'introduire, au plus tard le 30 juin 2010, une nouvelle proposition pour la période 2011-2012 et de tenir compte lors de son élaboration des remarques reprises dans la décision relative à la proposition 2010-2011. Le 30 juin 2010, Fluxys a introduit une première proposition de programme indicatif pour le stockage 2011-2012. Étant donné qu'elle n'avait pas encore reçu de réservations pour le Service de Stockage Virtuel, Fluxys a introduit, le 20 décembre 2010, une proposition définitive pour le Programme Indicatif des Services de Stockage 2011- 2012 auprès de la CREG.

➤ **Terminalling**

Un nouveau programme de GNL (anciennement appelé PIT LNG) sera établi pour tenir compte du nouveau code de bonne conduite et des services développés et offerts par Fluxys LNG. Toutefois, dans l'attente dudit nouveau code de bonne conduite, Fluxys LNG a introduit le 30 juin 2010 un PIT LNG pour la période 2011-2012 conformément à l'ancien code de bonne conduite. Le 30 septembre 2010, la CREG a approuvé ledit PIT

LNG de la S.A. Fluxys LNG pour la période 2011-2012. Dans ce PIT, les capacités de chargement des camions en GNL sont à nouveau commercialisées par la S.A. Fluxys LNG vu la décision prise par la S.A. Fluxys de fermer le *peak shaving plant* de Dudzele suite à la fin de réservation de capacité à ladite installation par le seul *shipper* concerné.

G. Contrat standard de raccordement

Le 21 janvier 2010, la CREG a approuvé la proposition (à nouveau) remaniée, soumise par Fluxys, de contrat standard pour le raccordement de clients finals au réseau de transport de gaz naturel. Dans sa décision (Décision (B)100121-CDC-939), la CREG a par ailleurs rappelé les circonstances dans lesquelles le contrat standard de raccordement devra être réévalué et le cas échéant adapté.

4.1.3 Découplage effectif

a) Niveau fédéral

a.1 désignation du gestionnaire de réseau de transport, de stockage et du GNL

Depuis 2006, Fluxys se charge en fait conjointement avec Fluxys LNG de la gestion du transport sur le réseau de transport de gaz naturel, des installations de stockage et du terminal méthanier de Zeebrugge.

En février 2007, le Ministre de l'Énergie a lancé la procédure légale visant à nommer par arrêté ministériel les trois gestionnaires de réseau pour une période de vingt ans. Le 17 décembre 2009, la CREG a émis des avis favorables pour la désignation de Fluxys comme gestionnaire du réseau de transport et de l'installation de stockage de gaz naturel et pour la désignation de Fluxys LNG comme gestionnaire de l'installation GNL. Le 23 février 2010, la S.A. Fluxys a finalement été désignée par le Conseil des ministres comme gestionnaire du réseau de transport et de l'installation de stockage de gaz naturel et, sa filiale, la S.A. Fluxys LNG, comme gestionnaire de l'installation GNL.

a.2 découplage et indépendance du gestionnaire du réseau de transport

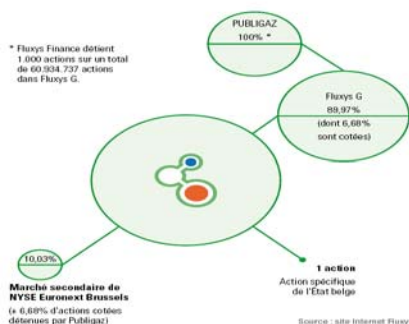
En exécution des engagements offerts en 2006 par GdF et Suez dans le cadre de leur fusion, une première transaction d'actions s'est opérée en 2009 entre GdF Suez et Publigaz naturel (par laquelle Publigaz naturel a fait usage de son droit de préemption). Le 18 mai 2009, le Conseil de la concurrence a approuvé la concentration Publigaz naturel S.C.R.L./Fluxys S.A. Le 27 mai 2009, la concentration a été réellement exécutée. Une loi parue au Moniteur belge le 8 décembre 2009 stipule que les fournisseurs ou leurs entreprises liées ne peuvent détenir plus de 24,99 % du capital ou des actions assorties d'un droit de vote d'un gestionnaire d'une infrastructure de transport, et ce au plus tard au 31 décembre 2009. Les statuts du gestionnaire d'infrastructure de transport et les conventions d'actionnaires ne peuvent pas non plus accorder de droits spéciaux aux producteurs, aux fournisseurs ou à leurs entreprises liées. Cette loi a contraint Electrabel à céder au moins 13,51 % de sa participation dans Fluxys.

À la suite de cette modification du contexte légal, GdF Suez et Publigaz naturel ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession à Publigaz naturel de la totalité de la participation d'Electrabel dans Fluxys (38,5 %). La transaction a été réalisée le 5 mai 2010. À la suite de cette transaction, la participation de Publigaz naturel dans Fluxys est passée à 89,97 %, tandis que le groupe GdF Suez est totalement sorti du capital de

Fluxys. Cet accord prévoit également que le groupe GdF Suez transfère à Fluxys sa participation de 6,8 % dans Fluxys LNG.

Depuis le 5 mai 2010, Fluxys LNG est dès lors devenue une filiale à 100 % de Fluxys. En exécution de ce qui précède, les statuts de la S.A. Fluxys ont été modifiés (voir publication dans les annexes au Moniteur belge du 30 avril 2010). Par ailleurs, Fluxys a annoncé dans un communiqué de presse que, dans le cadre du même accord, la participation de 5 % du groupe GdF Suez dans l'Interconnector (UK) Ltd sera également transférée à Fluxys NL, dès que les formalités auront été finalisées avec les actionnaires d'Interconnector (UK) Ltd. À la suite de cette opération, la part du groupe Fluxys dans l'Interconnector (UK) passera à 15 %.

Figure 22 : Actionariat de Fluxys au 31 décembre 2010



Comme chaque année, la CREG a étudié en 2010 et commenté le rapport d'activités du Comité de gouvernance d'entreprise de Fluxys pour l'année 2009 (contrôle de l'application de l'article 8/3 de la loi gaz naturel en évaluant l'efficacité au regard des exigences d'indépendance et d'impartialité des administrateurs comme stipulé dans le code de bonne conduite). Elle a interrogé Fluxys sur la composition du groupe d'administrateurs indépendants sur le plan de leurs connaissances. Fin 2010, la CREG n'avait pas encore terminé cette analyse. En 2010, la CREG n'a pas émis d'avis conforme concernant la désignation d'administrateurs indépendants au sein de Fluxys.

b) Niveau régional

b.1 désignation des gestionnaires de distribution

Aucun élément nouveau pour l'année 2010 n'est à mentionner.

b.2 découplage et indépendance des gestionnaires de distribution

Aucun élément nouveau pour l'année 2010 n'est à mentionner.

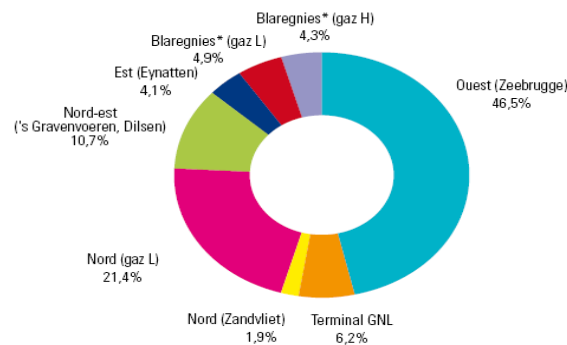
4.2. Aspects concurrentiels

4.2.1 Description du marché de gros

A. Approvisionnement en gaz naturel

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre une série de points d'entrée sur le réseau de transport de gaz naturel pour approvisionner leurs clients belges en gaz naturel H. Les clients du gaz naturel consommant du gaz naturel L sont directement approvisionnés depuis les Pays-Bas ou, indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'approvisionnement de GNL, en provenance du Qatar essentiellement, via le terminal de Zeebrugge représente en 2010 une part de 6,2 % de la consommation belge de gaz naturel, contre 9,0 % en 2009. Avec une part de 46,5 %, Zeebrugge confirme une fois de plus sa position en tant que porte d'accès au marché belge. La forte augmentation de l'importance de Zeebrugge (en 2009, la part était sensiblement moindre, soit 38,3 %) est due à la hausse de l'approvisionnement via des transactions à court terme sur le hub de Zeebrugge, et ce sous l'impulsion de deux facteurs : le prix relativement plus élevé du gaz naturel contracté à long terme et l'augmentation du nombre des nouveaux fournisseurs relativement petits qui préfèrent les contrats d'approvisionnement à court terme. Pour le marché du gaz naturel L, nous avons observé un approvisionnement non négligeable à contre-courant depuis Blaregnies (4,9 % en 2010, contre 2,6 % en 2009) sur les flux de transit initialement destinés au marché français. Cette constatation reflète la problématique de disponibilité et d'allocation de capacité sur le point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel, et ce tant du côté néerlandais que du côté belge.

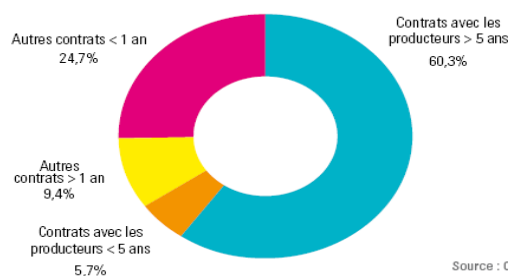
Figure 23 : Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2010



* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Source : CREG

Figure 24 : Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2010



Source : CREG

Globalement, les portefeuilles d'approvisionnement individuels des différents fournisseurs de gaz naturel conduisent à un approvisionnement différencié selon le type de contrat. La part des contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel a diminué, passant de 71,3 % en 2009 à 60,3 % en 2010, mais constitue toujours la principale composante. En 2010, un glissement vers un approvisionnement sur le marché de gros a pu être observé. Les transactions *spot* (surtout sur le hub de Zeebrugge) ont connu une forte croissance en passant de 18,4 % en 2009 à 24,7 % en 2010, tout comme l'approvisionnement via des contrats d'une durée supérieure à un an ayant été conclus sur le marché de gros, qui ont connu une hausse significative en passant de 5,2 % à 9,4 %. L'explication réside dans les mêmes motivations que celles portant sur l'utilisation des points d'accès : les prix du gaz naturel relativement moins élevés sur le marché de gros par rapport aux contrats à long terme conclus avec les producteurs, ainsi que la croissance constante de fournisseurs démarrant sur le marché belge.

B. Titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz naturel

Les entreprises actives dans la fourniture de gaz naturel sur le marché belge se répartissent comme suit :

Tableau 14 : Entreprises actives dans la fourniture de gaz naturel sur le marché belge en 2010

Entreprises	Marché domestique	Date d'autorisation	Volume acheminé en 2010 (TWh)				Part de marché Belgique **
			Marché domestique	Belgique*	Ailleurs	Total	
E.On Ruhrgas A.G.	Allemagne	30.03.07	526,1	0	167,5	693,6	0 %
Distrigas S.A.	Belgique	02.03.09	n.d.	112,1	n.d.	n.d.	52,1 %
GDF SUEZ	France	26.05.09	n.d.	39,3	n.d.	n.d.	18,3 %
Total gas & Power North Europe Ltd.	Royaume-Uni	13.06.07	5,57	0	4,91	n.d.	0 %
WINGAS GmbH & Co KG	Allemagne	03.09.07	184,0	10,6	11,0	205,6	4,9 %
RWE Supply & Trading Netherlands B.V.	Pays-Bas	02.11.07	88,9	1,25	0	90,1	0,5 %
Gaselys S.A.S.	France	31.01.08	0	0	0	0	0 %
Nuon Belgium S.A.	Belgique	01.10.08	n.d.	0	0	n.d.	0 %
Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V.	Pays-Bas	04.11.08	63,5	1,55	4,0	67,5	0,7 %
Electrabel Customer Solutions S.A.	Belgique	18.09.03	0	0	0	0	0 %
SPE S.A.	Belgique	12.03.07	-	18,87	0	18,87	8,8 %
Electrabel S.A.	Belgique	16.03.04	0	19,14	0	0	8,9 %
EDF S.A.	France	29.11.05	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %
EDF Belgium S.A.	Belgique	29.11.05	n.d.	2,35	n.d.	n.d.	1,1 %
Essent Belgium S.A.	Belgique	29.11.05	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %
Merril Lynch Commodities (Europe) Ltd.	Royaume-Uni	09.06.06	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %
Statoil ASA	Norvège	28.09.09	n.d.	3,72	44,5	n.d.	1,7 %
Eneco België B.V.	Pays-Bas	16.07.07	n.d.	1,06	n.d.	n.d.	0,5 %
E.On Belgium S.A.	Belgique	03.09.07	0	0,05	0	0,05	0,02 %
Delta Energy B.V.	Pays-Bas	02.11.07	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %
Air Liquide Technische Gassen B.V.	Pays-Bas	20.12.07	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %
ConocoPhillips Ltd.	Royaume-Uni	18.02.08	10,8	0	n.d.	n.d.	0 %
Gazprom Marketing & Trading Ltd.	Royaume-Uni	18.04.08	160,9	0	8,4	n.d.	0 %
Lampiris S.A.	Belgique	04.11.08	0	2,62	0	2,62	1,2 %
RWE Energy Belgium S.P.R.L.	Belgique	27.07.09	0	1,06	0	1,06	0,5 %
E.On Energy Trading S.E.	Allemagne	28.09.09	137,3	1,54	n.d.	168,5	0,7 %
Exxon Mobil Gas Marketing Europe Ltd.	Royaume-Uni	20.11.09	183,2	0	64,7	n.d.	0 %
Energy Logistics and Services GmbH	Autriche	13.04.10	n.d.	0	2,25	n.d.	0 %
Gas Natural Europe SAS	France	12.05.10	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %
natGas A.G.	Allemagne	27.08.10	23,2	0	0,72	23,9	0 %
Progress Energy Services S.P.R.L.	Belgique	22.12.10	n.d.	0	n.d.	n.d.	0 %

* Ces chiffres concernent uniquement le marché du transport : fournitures faites aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes relatives à la fourniture sur les marchés du transport et de la distribution, le lecteur peut consulter la publication commune des quatre régulateurs d'énergie sur www.creg.be.

** Concerne les parts de marché respectives des titulaires d'une autorisation de fourniture pour l'accès au réseau de transport, sur la base des chiffres figurant dans la colonne « Belgique ». Ces parts de marché constituent des valeurs moyennes pour l'année 2010 et ne reflètent pas nécessairement la situation au 31 décembre.

Source : CREG

En 2010, la consommation totale de gaz naturel est passée à 215,3 TWh, ce qui représente une augmentation de + 10,9 % par rapport à la consommation de 2009 (194,2 TWh). Cette augmentation était le résultat d'une hausse considérable de la consommation par les clients finals raccordés aux réseaux de distribution (+ 15,5 %) et de la consommation par les clients industriels (+ 19,7 %), et d'une consommation presque stable pour la production d'électricité (et la production de chaleur) (- 0,3 %) d'autre part.

En 2010, quatre nouveaux acteurs, à savoir Electrabel S.A., RWE Energy Nederland N.V., dont les activités ont été reprises par la filiale sœur RWE Energy Belgium S.P.R.L. au cours de l'année, Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V. et E.On Energy Trading S.E., ont commencé à effectuer des fournitures sur le marché de gros pour le gaz naturel, qui comprend les fournitures faites aux clients directs raccordés au réseau de Fluxys, ainsi que l'approvisionnement des réseaux de distribution ; de ce fait, en 2010, quatorze entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. La part de Distrigas sur le marché du transport a fortement diminué en 2010 et a atteint 52,1 %. Cette diminution s'élève à - 17,9 points de pourcentage, ce qui représente le recul le plus important depuis la libéralisation du marché. GdF Suez conforte sa position de

deuxième plus grand *shipper* sur le marché (+ 5,9 points de pourcentage) avec 18,3 %. SPE continue de progresser et gagne 1,9 point de pourcentage de parts de marché avec 8,8 %. Malgré la croissance, SPE doit céder sa troisième place au nouveau venu Electrabel. Electrabel atteint d'un seul coup une part de marché de 8,9 % et devient ainsi le troisième plus grand *shipper*, principalement grâce à sa part dans le secteur de la production d'électricité. Il est à noter que, à partir du mois de novembre, la maison mère GdF Suez a repris les acheminements d'Electrabel. Le groupe GdF Suez détient au total une part de 27,2 % sur le marché du transport. Wingas est le deuxième plus grand perdant après Distrigas (- 1,1 point de pourcentage) et voit sa part de marché diminuer à moins de 5 %. Statoil fait également figure de perdant durant 2010 (- 0,2 point de pourcentage par rapport à 2009). Lampiris obtient une part de marché de 1,2 %. Chez les autres nouveaux venus de 2010, Vattenfall Energy Trading Netherlands, qui est uniquement actif sur les réseaux de distribution de gaz naturel L, obtient une part de marché de 0,7 %, alors que RWE Energy Belgium obtient une part de marché d'un peu moins de 0,5 %, principalement aussi sur les réseaux de distribution de gaz naturel L. E.On Energy Trading, qui a débuté ses acheminements au milieu de l'année, est arrivé à une part de marché de 0,7 %. Chez les acteurs disposant d'une part de marché (provisoirement) limitée, celle d'EDF Belgium augmente de 0,2 % pour atteindre 1,1 % tandis que celle d'Eneco België diminue de 0,2 % pour atteindre 0,5 %. EdF Belgium a transféré ses activités commerciales à SPE le 1er octobre 2010. E.On Belgium voit sa part de marché retomber à 0,02 % à peine. Essent Energy Trading, dont le nom a été modifié en RWE Supply & Trading Netherlands, maintient sa part de marché de 0,6 %. Les conséquences de la fusion entre GdF et Suez ont, comme attendu, eu une forte influence sur les développements du marché du transport à partir de 2010, ce qui s'exprime dans les activités d'Electrabel, reprises à la fin de l'année par la maison mère GdF Suez. Étant donné que les activités d'Electrabel ont été provisoirement concentrées principalement sur la production d'électricité, on peut déduire que le rapport mutuel entre les acteurs du marché va encore changer sensiblement à l'avenir. Il est attendu que GdF Suez reprenne partiellement de Distrigas le transport du gaz naturel destiné à la commercialisation sur les réseaux de distribution par Electrabel Customer Solutions. Au 1er janvier 2011, vingt-neuf utilisateurs du réseau étaient détenteurs d'une autorisation de livraison pour l'acheminement. Quatorze d'entre eux avaient effectivement réservé de la capacité pour la livraison de gaz naturel au marché belge sur le réseau de Fluxys, comparé à six fin 2007.

C. Autorisations de transport de gaz naturel naturel

En 2010, onze demandes d'autorisation de transport de Fluxys ont été transmises pour avis à la CREG qui a rendu un avis favorable pour chacun des dossiers introduits. La CREG a également encore rendu trois avis relatifs à des demandes introduites en 2009.

D. Plates-formes d'échange

En s'appuyant sur les travaux de 2009, l'ERGEG a approuvé définitivement le 10 octobre 2010 le rapport de monitoring 2010 élaboré par la CREG relatif au « *regulatory oversight of natural gas hubs* ». Ce rapport présente une série de conclusions tirées de l'analyse des hubs gaz naturelles existant en Europe. L'objectif principal de cet exercice était de répertorier les différents mécanismes de contrôle sur les hubs européens. En outre, le document formule quelques recommandations pour améliorer la surveillance et

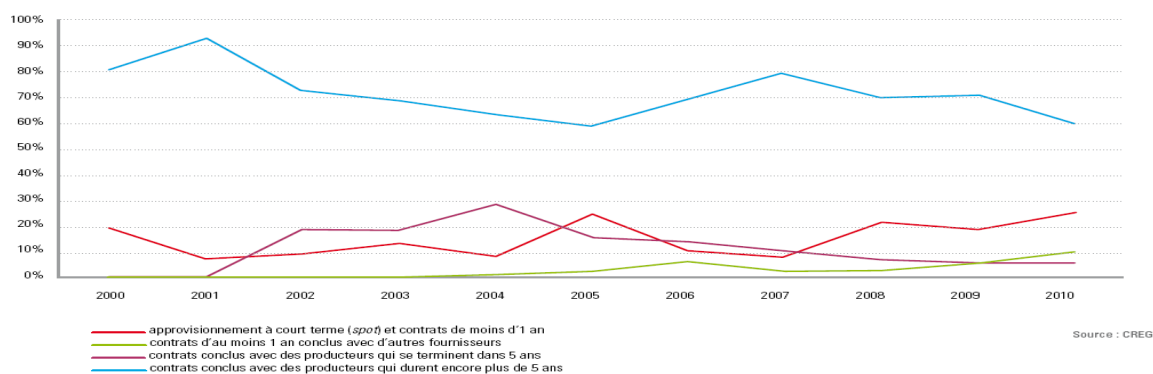
le contrôle réglementaire. Par ailleurs, la Commission européenne a élaboré une proposition de Règlement relatif à l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie (REMIT). Cette proposition vise à instaurer une plus grande transparence sur le marché en imposant des règles de marché claires aux négociants en énergie. Les marchés de gros tels que les bourses et les hubs, où le gaz naturel et l'électricité sont échangés entre producteurs et négociants, gagnent en importance pour les prix que le client paie au final. Les nouvelles règles proposées portent sur l'identification et l'utilisation d'informations « privilégiées », sur des transactions qui envoient des signaux erronés et trompeurs sur le marché et sur la diffusion de fausses rumeurs qui donnent des signaux trompeurs. Leur contrôle serait confié à l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Elle collaborerait étroitement avec les régulateurs nationaux, qui sont coresponsables de l'examen des cas suspects et qui devront le cas échéant imposer les sanctions. Pour la Belgique, cela concerne principalement le commerce sur le hub de Zeebrugge et la bourse du gaz naturel APX GAS ZEE. Si l'activité sur la bourse du gaz naturel peut être considérée comme plutôt minime (seulement une dizaine de transactions sur une année entière), la S.A. Huberator constate toujours, en tant qu'opérateur du hub, un intérêt croissant en 2010. Quarante-deux entreprises y sont actuellement inscrites comme membres. Et si le volume négocié au total sur le hub en 2010 est resté constant par rapport à 2009 (62 bcm ou 724 TWh), un doublement du *churn* a été constaté durant les derniers mois de 2010. Le facteur *churn*, qui représente le nombre de fois où le gaz naturel est négocié avant d'être transporté ailleurs physiquement, s'est avéré supérieur à 10 pour la première fois depuis la création du hub. De manière générale, cela est vu comme une augmentation positive de la liquidité dans le commerce à court terme. En tous les cas, le *Dow Jones Zeebrugge Index Gas* (ZIG) reflète un prix s'approchant à nouveau du niveau constaté en 2008, avant que la crise actuelle ne frappe. On peut ainsi affirmer que la période de prix à court terme extrêmement bas constatée en 2009 arrive à terme.

E. Intégration avec les régions intra-européennes et Etats membres voisins

Le troisième paquet législatif énergie européen rend la coopération régionale entre régulateurs obligatoire. La question de savoir comment cette coopération devait être organisée et/ou si des plates-formes ou initiatives existantes pouvaient s'y prêter a fait l'objet de discussions en 2010. Tout d'abord, l'initiative régionale du gaz naturel pour la région nord-ouest (GRI NW) a émis une première proposition lors du *stakeholders group meeting* du 26 novembre 2010 à Bruxelles. L'approche *bottom-up* tant appréciée par le passé à travers divers projets reste un pilier important, mais devra à l'avenir s'accompagner du contrôle et de l'exécution *topdown* de codes de réseau qui découleront du troisième paquet législatif. La coopération prudemment instaurée entre les États membres et la Commission européenne continue d'être soutenue. Le 7 décembre 2010, la Commission européenne a publié une communication présentant d'autres accents voire une adaptation de quelques zones géographiques régionales (mais où la région GRI NW reste inchangée). Un nouveau *Steering Committee*, réunissant des représentants de la Commission, des États membres et des régulateurs, pourrait y jouer un rôle central. La matière à traiter qui serait imposée *top-down* porte sur des investissements dans l'infrastructure, l'équilibrage régional et la sécurité d'approvisionnement. En outre, des projets-pilotes ne sont possibles qu'en fonction de codes de réseau et de fils conducteurs clés. Les discussions sur cette communication de la Commission, entamées en juillet 2010 lors de la quatrième conférence « *Regional*

Initiatives », se poursuivront en 2011. Lors de cette conférence, les discussions ont également porté sur l'objectif d'un marché intégralement couplé pour l'électricité (à l'horizon 2015) et le gaz naturel. Ces discussions n'ont toutefois pas empêché les initiatives régionales d'enregistrer, dans leur forme actuelle, des résultats. La région gaz naturelle Nord/Nord-Ouest de l'Europe (Belgique, Pays-Bas, France, Allemagne, Grande-Bretagne, Irlande, Irlande du Nord, Danemark et Suède) a axé ses activités autour de trois domaines en 2010, à savoir les investissements, le marché secondaire et la capacité (marché primaire à court terme). Outre la coopération régionale initiée par les régulateurs, la CREG a participé à la plate-forme gaz naturelle qui réunit les autorités, les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de transport de cinq pays (Pays-Bas, Luxembourg, France, Allemagne et Belgique). Toujours dans le sillage de la crise Ukraine-Russie, la plate-forme gaz naturelle a concentré ses travaux sur le thème de la sécurité d'approvisionnement. Les processus, modèles et interventions au niveau européen ont été appliqués spécifiquement aux cinq pays dans un souci de mieux appréhender l'impact pour chacun des pays concernés. Au cours des deux dernières réunions, l'impact du troisième paquet législatif sur les règles en vigueur dans chacun des cinq pays précités a été discuté. Les discussions stratégiques n'empêchent pas les marchés de fonctionner ni de continuer à évoluer. Les hubs et les bourses au sein de la région entourant la Belgique, en ce compris le hub belge de Zeebrugge, ont affiché une croissance soutenue similaire en 2010 ainsi qu'une liquidité ascendante. Le seul fait notable est le doublement du *churn factor* sur le hub de Zeebrugge. Il s'agit d'une indication du nombre de fois où du gaz naturel est échangé avant d'être transporté physiquement. Depuis octobre 2010, qui constitue le début de la nouvelle année gaz naturelle, il est passé de 5 à 10. Une analyse révèle que ce doublement n'est pas dû à une augmentation du volume échangé (celui-ci reste constant), mais plutôt au fait que la quantité physique passant par le hub a diminué de moitié.

Figure 25 : Approvisionnement en gaz naturel selon le type et la durée des contrats



F. Intégration entre producteurs de gaz naturel/importateurs et fournisseurs - contrats de fourniture de gaz naturel à long terme

Pour la ventilation en 2010, le lecteur est renvoyé au point 4.2.1.A du présent rapport et à la figure 25 ci-dessus.

G. Accès au stockage de gaz naturel

Un manque systématique de capacité de stockage de gaz naturel est observé en Belgique. La loi gaz naturel prévoit que l'accès aux installations de stockage est réservé

en priorité aux entreprises qui approvisionnent des clients finals raccordés aux réseaux de distribution. Il n'y a pas de capacité de stockage disponible librement. En 2007, Fluxys a entamé un projet d'extension visant à accroître la capacité de stockage souterrain à Loenhout. Concrètement, la capacité de stockage utile sera progressivement augmentée de 600 à 700 millions de mètres cubes, soit 15 %, sur une période de quatre ans (2008- 2011). Les travaux d'extension évoluent conformément au planning, de sorte que les utilisateurs du stockage bénéficieront d'un volume utile de quelque 700 millions de mètres cubes d'ici à la saison de stockage 2011-2012. Fluxys cherche, en outre, à renforcer la flexibilité dans l'utilisation du stockage : la capacité d'émission de l'installation de Loenhout est passée de 500.000 à 600.000 mètres cubes par heure le 1er novembre 2010 et la capacité d'injection est passée de 250.000 à 325.000 mètres cubes par heure le 1er juillet 2010. En 2010, l'entreprise de transport a continué à offrir à court terme des services de flexibilité pour le stockage en ayant recours au concept de stockage virtuel (*Virtual Storage*). À la demande de la CREG, la formule utilisée contribuera à simplifier l'accès au réseau pour les nouveaux et les petits acteurs. L'accès aux installations de stockage est fixé par la loi gaz naturel sur la base de la part de marché sur le marché de distribution. Aucun principe de *congestion management* (CMP) n'est dès lors nécessaire. En principe, la capacité est négociable sur le marché secondaire, mais l'offre sur le marché secondaire est nulle en raison du manque de capacité de stockage disponible. La capacité est offerte en *Standard Bundled Unit* (SBU). Des informations sont fournies aux utilisateurs de stockage au sujet de la capacité de stockage, de la capacité d'injection et d'émission, ainsi que des paramètres relatifs à la disponibilité de l'installation de stockage. Ces informations sont disponibles quotidiennement.

H. Evolutions au niveau de la concentration du marché

En 2010, quatorze entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. La consommation totale de gaz naturel est passée à 214,7 TWh, ce qui représente une augmentation de 10,6 % par rapport à la consommation de 2009 (194,2 TWh). La fusion entre GdF et Suez et l'exécution des conditions imposées par la Commission européenne suite à l'approbation de la fusion en 2008 ont eu une profonde influence sur l'évolution du marché en 2010 et en particulier sur les parts de marché de Distrigas et du groupe GdF Suez sur le marché du transport de gaz naturel. Avec 52,2 % de parts de marché, Distrigas restait cependant toujours l'acteur dominant en 2010. Le tableau ci-dessous montre deux groupes de niveau important, à savoir ENI Distrigas et GdF Suez. La concentration est mesurée en utilisant l'indice HHI117.

Tableau 15 : Parts de marché sur le réseau de transport de 2007 à 2010

	2007 %	2008 %	2009 %	2010 %
ENI Distrigas	78,2	72,4	70,0	52,1
GDF SUEZ	15,2	13,0	12,4	27,2
Wingas	6,0	6,6	6,0	4,9
EDF SPE	0,1	6,5	7,8	9,9
Autres (< 2 %)	0,5	1,6	3,9	5,7
HHI	6.400	5.500	5.200	3.600

Source : CREG

I. Fusions et acquisitions

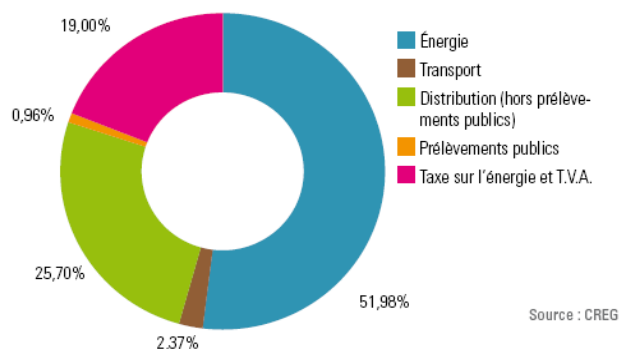
L'acquisition par Publigaz naturel de toutes les parts d'Electrabel dans Fluxys, comme prévu dans l'accord conclu le 23 mars 2010 entre Publigaz naturel et Electrabel et comme développé dans la convention d'achat-vente du 30 avril 2010, est intervenue le 5 mai 2010. Par conséquent, Publigaz naturel possède une participation totale de 89,97 % dans Fluxys. Voir également le point 4.1.3 du présent rapport.

J. Evolution des prix

➤ Les clients résidentiels

L'étude (F)101021-CDC-1004 analyse l'évolution du prix du gaz naturel au client final depuis 2004 de manière à établir la contribution des différentes composantes à l'évolution du prix. Les composantes et la part relative dans le prix à l'utilisateur final sont illustrées dans la figure ci-dessous.

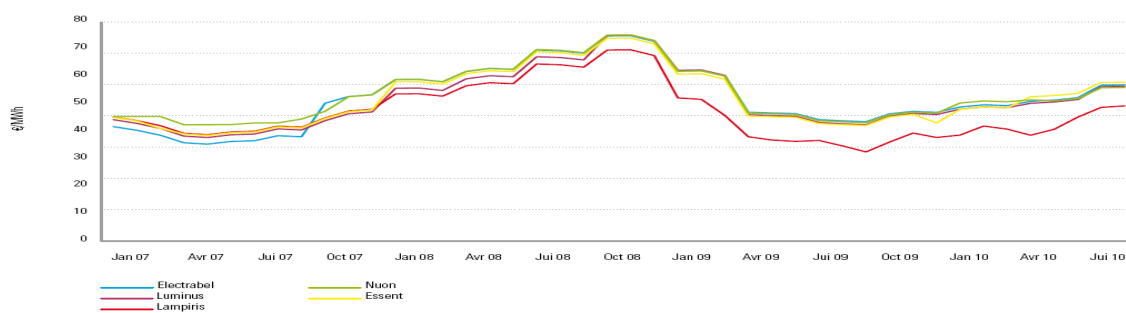
Figure 26 : Client résidentiel IGH-Electrabel – 2010



Le prix à l'utilisateur final résidentiel a augmenté par rapport à 2009. À l'instar de l'électricité, après la forte augmentation de 2008 et le repli en 2009 (principalement causé par la crise économique et son impact sur les marchés des matières premières, renforcés en outre par une offre excédentaire en gaz naturel sur les marchés internationaux à la suite de la découverte de gaz naturel de schiste et la surcapacité de GNL), le gaz naturel connaît une nouvelle augmentation en 2010. Le niveau de 2008 n'est toutefois plus atteint. En 2009-2010, nous constatons aussi un découplage des prix du gaz naturel par rapport aux prix du pétrole. Ce découplage s'est avéré avantageux au cours de la période 2009-2010 pour les fournisseurs qui achètent leur gaz naturel sur le marché *spot*, comme Lampiris.

L'évolution du prix des fournisseurs, variable d'un fournisseur à l'autre, est à la base de l'augmentation 2009-2010. Cette augmentation est toutefois partiellement compensée par la diminution des tarifs du réseau de transport et la baisse des prélèvements. Le tarif du réseau de transport est inférieur de 15 % par rapport à 2009, ce qui correspond à une diminution de 0,24 €/MWh. Les prélèvements « cotisation fédérale » et « surcharge clients protégés » ont diminué de 0,06 €/MWh. À la demande du Ministre de l'Énergie, la CREG a analysé l'offre de tarifs fixes chez les fournisseurs actifs sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel¹¹⁸. Les conclusions de cette étude sont reprises sous le point 3.2.2 du présent rapport, sous le titre « Étude relative à l'aperçu des contrats à prix fixes sur le marché résidentiel de l'électricité et du gaz naturel ».

Figure 27 : Évolution du prix total du gaz naturel - client résidentiel (T2)



Source : CREG

Figure 28 : Évolution du prix de l'énergie par fournisseur - client résidentiel (T2)



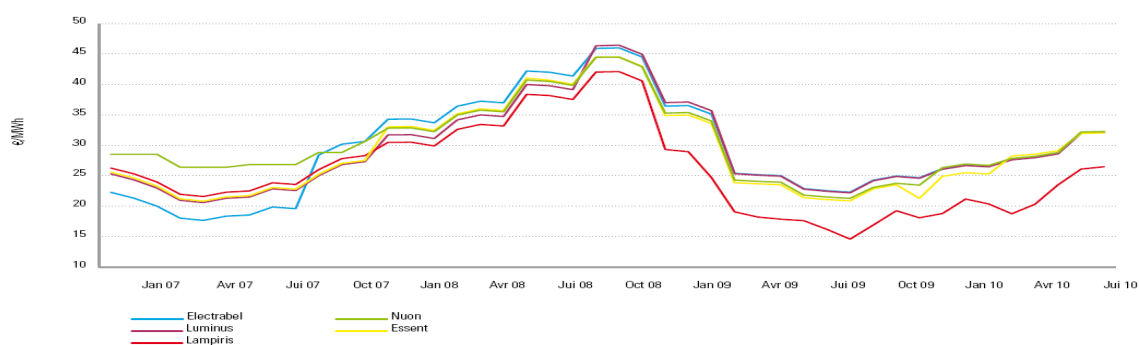
Source : CREG

Par ailleurs, la CREG a également examiné la relation entre les coûts et les prix des importateurs, des revendeurs et des fournisseurs sur le marché belge du gaz naturel sur la période 2007-2009. Cette étude s'est inscrite dans la lignée des études relatives à la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité annoncée par Electrabel et à la relation entre les coûts et les prix des importateurs et revendeurs sur le marché belge résidentiel et professionnel du gaz naturel sur la période 2004-2009. Elle se veut néanmoins plus exhaustive dans la mesure où les prix et les coûts de l'ensemble des acteurs du marché libéralisé ont été analysés, au niveau de l'importation, de la revente et de la fourniture aux clients résidentiels et industriels. L'étude démontre que les marges de revente et les marges de fourniture ont augmenté sur la période 2007-2009 par rapport à la période précédant la libéralisation. Elle indique que le seul segment de marché réellement compétitif semble être le segment de la fourniture aux clients industriels pour lequel on constate une diminution progressive de la part de marché de l'opérateur historique au bénéfice de divers fournisseurs. Au niveau de la clientèle résidentielle, l'étude déplore d'une part l'inertie de la plupart des consommateurs, mais aussi d'autre part le manque de dynamisme de la plupart des fournisseurs. À une exception près, ces fournisseurs utilisaient encore des formules d'indexation issues du marché captif et basées sur des cotations pétrolières alors qu'une indexation sur base des cotations gaz naturel se révèle plus avantageuse pour le client depuis le début de l'année 2009.

➤ **Les clients professionnels**

Un client professionnel subit la même évolution qu'un client résidentiel parce que le prix des fournisseurs repose sur les mêmes paramètres.

Figure 29 : Evolution du prix de l'énergie par fournisseur - client professionnel (T4)



Source : CREG

4.2.2 Description du marché de détail

a) Région flamande

a.1 concentration du marché

Le nombre d'autorisations de fourniture de gaz naturel naturel a augmenté à 21 en 2010 (contre 19 au 31 décembre 2009).

Tant pour le marché de l'électricité que pour celui du gaz naturel, les indicateurs ci-dessus démontrent encore d'une forte concentration de ces marchés. Cela est dû, d'une part, à la part de marché importante des fournisseurs standard, et d'autre part, aux fusions et participations entre les différents acteurs.

Tableau : HHI gaz naturel

ELECTRICITE 31.12.10	HHI
AMR	3790
MMR	4676
Professionnels mesurés annuellement	5644
Résidentiels mesurés annuellement	4558
Marché total	4680

Pour le calcul de l'indice C3, Electrabel Customer Solutions, GDF SUEZ et Electrabel sont considérées comme étant un seul fournisseur, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading. Comme pour le marché de l'électricité, le marché de gaz naturel naturel montre une amélioration au niveau de la concentration sur le marché (le HHI l'année précédente était 5007)

Tableau : C3 gaz naturel

ELECTRICITE 31.12.10	
AMR	86,41%
MMR	93,31%
Professionnels mesurés annuellement	95,87%
Résidentiels mesurés annuellement	90,61%
Marché total	91,26%

L'indice de concentration indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché de l'électricité la plus importante représente moins de 95 %. Pour le gaz naturel naturel, les pourcentages se situent au même niveau et la

majorité absolue se situe chez Electrabel Customer Solutions + Gaz naturel de France, SPE et Nuon. Distrigas occupe la deuxième place dans le segment gaz naturel naturel AMR.

HHI sur la base de parts de marché en termes de volume d'énergie fournie

	gaz naturel
2010	4110 (4289 l'année précédente)

Pour le gaz naturel naturel, les trois principaux fournisseurs en termes de volume sont également Electrabel Customer Solutions + GDF SUEZ, Distrigas et SPE. Ils fournissent ensemble 86,17% (contre 86,23 % l'année précédente) du volume total de gaz naturel naturel aux clients finals. Il y a trois ans, ce volume s'élevait encore à 91,52 %. On note donc une évolution positive. Cette évolution est dû au fait que le classement des trois plus grands fournisseurs a changé en conséquence de la fusion de GdF avec Suez. En 2007, ECS et Distrigas étaient encore considérées comme une seule entité et SPE et Nuon occupaient respectivement la deuxième et troisième place. A partir de 2008, ECS et GdF ont été considérés comme une seule entité et SPE et Distrigas occupaient respectivement la deuxième et troisième place.

a.2 évolution du switching

L'indicateur pour le gaz naturel est, en moyenne, légèrement plus élevé que l'indicateur pour l'électricité. Pour le gaz naturel naturel comme pour l'électricité, le 1^{er} janvier et le 1^{er} juillet sont des dates de switch les plus importantes. Les derniers mois de l'année 2009 se sont cependant avérés comme moment de prédilection pour changer de fournisseur. En 2009, l'indicateur de switch pour le gaz naturel naturel était inférieur pour la deuxième année consécutive. La diminution des prix du gaz naturel naturel, combinée au relâchement de l'attention des médias, soutenue lors des hausses de prix, a probablement joué un rôle indicatif.

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,74	0,63	0,35	0,39	0,39	0,45	0,52	0,30	0,31	0,17	0,29	0,13	4,67
2006	0,66	0,28	0,32	0,74	0,35	0,36	0,61	0,46	0,44	0,49	0,41	0,32	5,44
2007	0,48	0,59	0,34	0,60	0,55	0,49	0,51	0,52	0,84	0,69	0,67	0,62	6,90
2008	0,67	0,64	0,59	0,54	0,57	0,56	0,46	0,47	0,52	0,48	0,48	0,46	6,43
2009	0,54	0,38	0,48	0,52	0,45	0,57	0,44	0,50	0,57	0,70	0,46	0,64	6,25
2010	0,45	0,43	0,57	0,60	0,66	0,68	0,64	0,55	0,59	0,66	0,65	0,56	7,06
moyenne	0,59	0,49	0,44	0,57	0,50	0,52	0,53	0,47	0,54	0,53	0,49	0,46	6,13

Figure : Dynamique de marché gaz naturel naturel

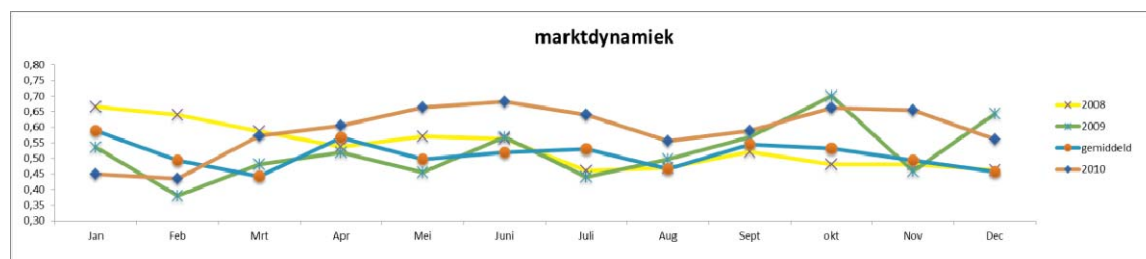


Tableau : Subdivision en fonction de la durée des contrats de gaz naturel naturel résidentiels (situation 01 janvier 2011)

Durée	1 an	2 ans	3 ans	durée indéterminée	TOTAL
nombre de contrats résidentiels	1.037.175	238.705	57.755	229.918	1.563.553
en pourcentage	66,33%	15,27%	3,69%	14,70%	

Il ressort du tableau ci-dessus que la plupart des contrats sur le marché résidentiel en Flandre ont une durée de 1 an.

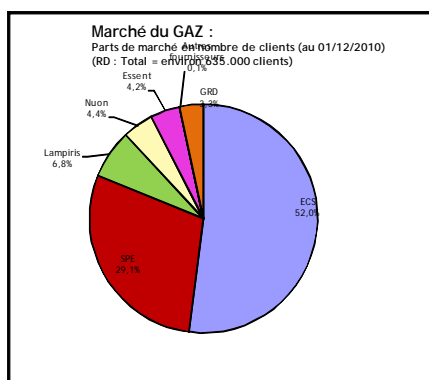
b) Région wallonne

b.1 concentration du marché

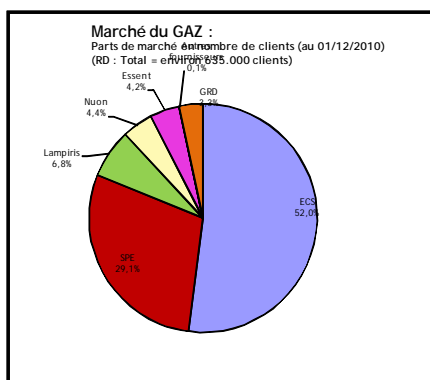
Deux autres licences ont été octroyées en 2010 à Gas Natural Europe sas et Gaz naturel prom Marketing & trading Ltd. Les octrois de 2010 portent à 18 le nombre de fournisseurs actifs en Région wallonne.

On note une tendance similaire à ce qui est constaté au niveau de l'électricité : si les fournisseurs historiques conservent les parts de marché les plus importantes dans le secteur résidentiel (52,8% pour Electrabel Customer Solutions et 24,4% pour SPE), le fait marquant en 2010 est la progression plus forte dans le chef des nouveaux entrants. Ainsi, tandis qu'Electrabel Customer Solutions a vu sa part de marché diminuer de 2,7% par rapport à 2009, Lampiris a progressé de 1,5% (10,1% en 2010) et Nuon de 1,3% (6,5% en 2010). La progression d'Essent s'essouffle quelque peu : de 7,5% en 2009, ses parts de marché sont passées à 6,1% en 2010.

GAZ	HHI	C3
AMR	3.736	93,2%
Professionnels >150 MWh	4.250	97,3%
Professionnels <150 MWh	4.582	94,6%
Résidentiels	3.584	87,4%
Total Marché	3.652	88,0%

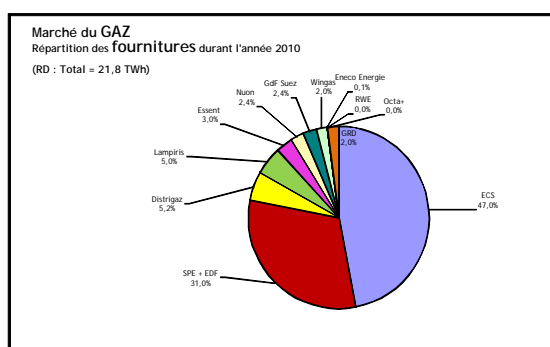


En nombre de clients, l'opérateur historique conserve une part de marché prédominante de 52%. SPE fournit à présent près d'1/3 de la clientèle (29,1%). Les nouveaux entrants se partagent quelques 15% de la clientèle.

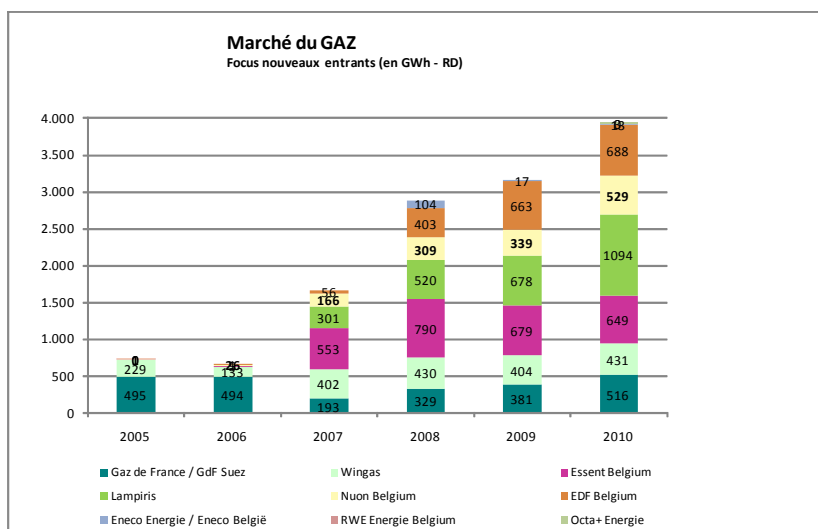


Si l'on examine à présent les quantités d'énergie fournies, on constate encore une fois une érosion des parts du fournisseur historique, qui, de 49,6% en 2009, sont passées à 47% en 2010. Les quantités fournies par SPE augmentent proportionnellement aux parts d'EDF, suite à la reprise de ce dernier. Chez les nouveaux entrants, c'est la stabilité qui prédomine, à l'exception de Lampiris et de Nuon qui enregistrent une augmentation sensible de leurs parts.

Le marché wallon est passé, tous secteurs confondus, de 48,6 à 54,9TWh, soit une augmentation de 12,9% par rapport à 2009. Il convient de relever que 2010 a compté près d'1/3 de degrés-jours en plus (année nettement plus froide donc) que la moyenne des quatre années précédentes.

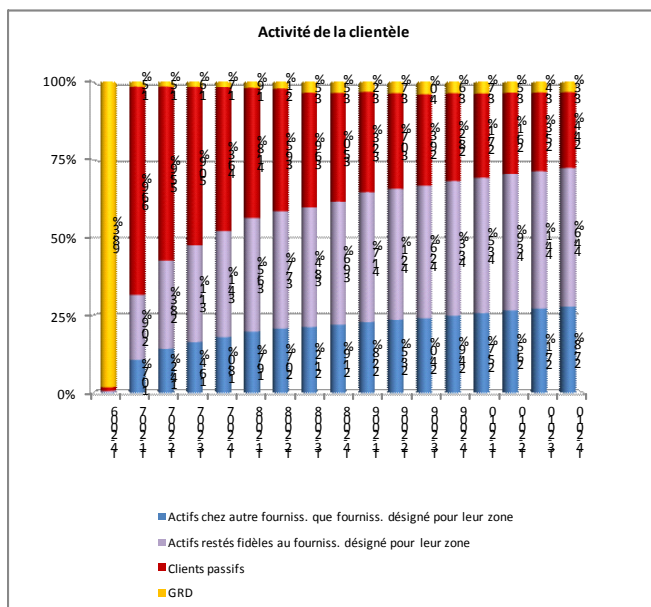
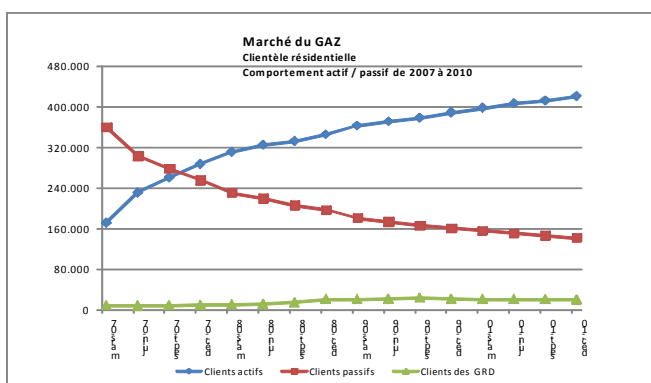
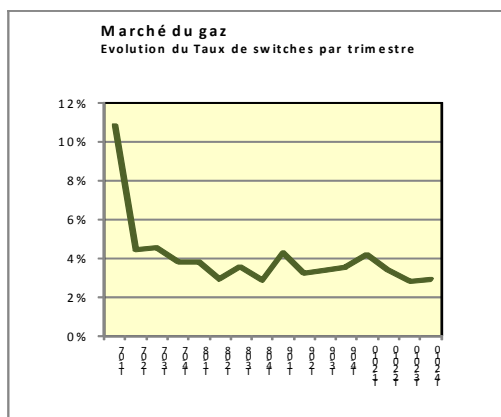


Le graphique suivant illustre l'évolution des fournitures des nouveaux entrants. La belle progression enregistrée au cours de précédentes années s'est poursuivie en 2010.



b.2 évolution du switching

La tendance que nous annonçons en 2009 d'une stabilisation du taux de *switches* entre 2 et 4% se confirme :



b.3 Gaz naturel issus de renouvelables

Alors que pour les réseaux de gaz naturel, l'année 2010 a été marquée par une grande continuité, elle peut être considérée comme une année charnière pour la Région

wallonne en matière de promotion de la valorisation des gaz naturel issus de renouvelables. Deux avancées importantes ont en effet vu le jour, avec la participation active de la CWaPE :

- 1) la définition des conditions techniques pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel ;
- 2) la mise en place d'un cadre légal pour l'octroi de garanties d'origine permettant à la fois la traçabilité du gaz naturel injecté mais aussi, grâce à leur valorisation sur le marché, un soutien indirect substantiel à ce type de filière. Le Gouvernement wallon a chargé la CWaPE de développer un système de gestion permettant l'émission, l'échange et l'annulation des garanties d'origine relativement similaire à ce qui est en vigueur pour l'électricité. Pour ce faire, la CWaPE collabore également à la mise en place d'un tel système au niveau européen.

Il est à souligner que la première « licence de gaz naturel issu de source d'énergie renouvelable » a été octroyée début 2010 à BioEnergie Libramont SPRL. Bio Energie Libramont ne fournit qu'un nombre limité de clients.

c) La Région Bruxelles-Capitale

c.1 concentration du marché

Tableau : HHI gaz

GAZ 31.12.10	HHI
AMR	6629
MMR	6962
Professionnels mesurés annuellement	6220
Résidentiels mesurés annuellement	8040
Marché total	7794

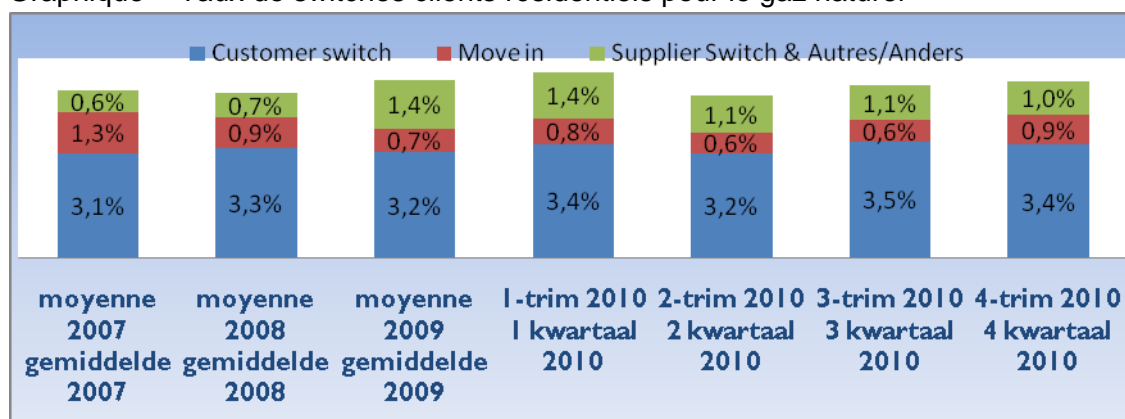
Tableau : C3 gaz

GAZ 31.12.10	
AMR	98,65%
MMR	96,88%
Professionnels mesurés annuellement	99,16%
Résidentiels mesurés annuellement	97,07%
Marché total	97,44%

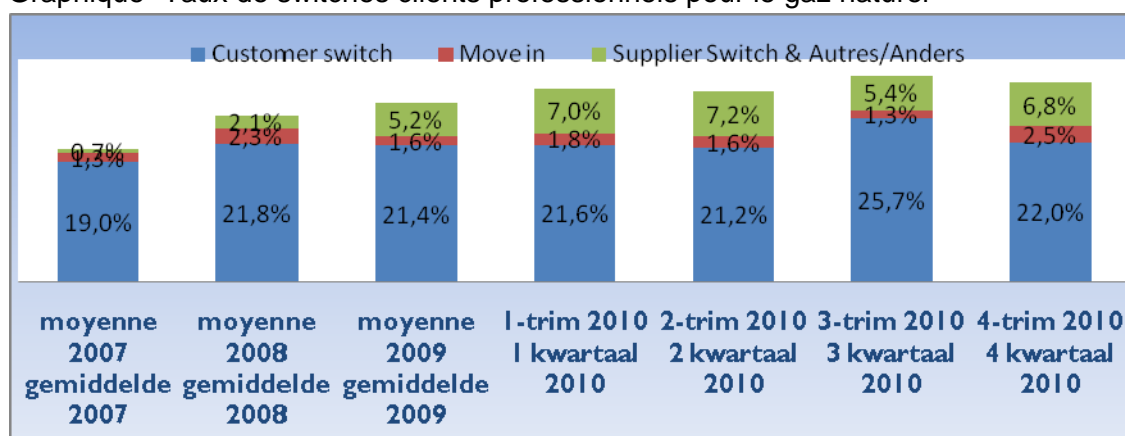
En 2010 Electrabel, Lampiris et SPE représentent 82,17%, 7,14% et 4,47% de ces parts de marché et nous retrouvons les mêmes fournisseurs avec respectivement 87,96%, 6,75% et 2,74% des parts de marchés. Tant pour le marché de l'électricité que pour celui du gaz, les indicateurs ci-dessus démontrent encore d'une forte concentration de ces marchés. Cette concentration est tout de même moins élevée pour la clientèle professionnelle que pour la clientèle résidentielle.

c.2 évolution du switching

Graphique - Taux de switches clients résidentiels pour le gaz naturel



Graphique- Taux de switches clients professionnels pour le gaz naturel



4.2.3 Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante

a) Niveau fédéral

En ce qui concerne le marché de gros, une liquidité accrue aide à réprimer les abus de position dominante. La tendance à la baisse du HHI constatée (cf point 4.2.1.H ci-dessus) ainsi que le fait que le facteur *churn* sur le hub de Zeebrugge dépasse pour la première fois le seuil de 10 (cf. point 4.2.1.D ci-dessus) montre une situation en continuelle amélioration en ce qui concerne la liquidité. Vu que le marché belge est un des plus connectés avec ses pays voisins en Europe, la liquidité en Belgique est fortement liée à l'évolution des marchés de ces pays. Les efforts de la CREG en matière de promotion de la liquidité sont donc principalement situés à un niveau régional européen. Les renforcements de l'infrastructure qui seront mis en service ces prochaines années viendront soutenir l'interaction régionale. En outre, la CREG a finalisé en 2010 l'étude de l'ERGEG relative aux meilleures pratiques pour le contrôle des hubs de gaz naturel entamée en 2009¹²¹. L'étude désigne notamment le hub de Zeebrugge en tant que seul hub non régulé en Europe. Sur ce plan, la Belgique doit donc rattraper un retard important. Suite aux recommandations formulées dans ladite étude de l'ERGEG, la CREG :

- travaillera à l'installation d'un seul hub pour la zone d'équilibrage belge. Le fait que l'on doive en arriver à cette situation est dû non seulement à la situation

- monopolistique du hub *de facto*, mais aussi au fait que la fragmentation de la liquidité du marché doit être évitée pour favoriser la concurrence ;
- continuera de plaider pour que le régulateur ait une vue d'ensemble sur le hub, avec pour objectif principal de pouvoir garantir la non-discrimination en matière de conditions d'accès. Il faut tenir compte du fait que cette vue d'ensemble ne perturbe pas les activités commerciales ;
 - s'efforcera d'élaborer de nouvelles règles concernant les droits et responsabilités de chacun afin de garantir un fonctionnement efficace et continu du hub ainsi que la diffusion optimale des informations ;
 - continuera d'insister pour mieux adapter l'offre de services aux besoins du marché, et s'adapter aux meilleures pratiques que l'on peut trouver en Europe ;
 - plaidera pour des lignes directrices dans le domaine de la transparence et de la fourniture d'informations concernant le hub de gaz naturel. Les données devraient être accessibles de manière identique à tous les membres de hubs, qu'ils aient des activités physiques ou non.

En rapport avec la situation interne en Belgique, la CREG a publié, dans son étude (F)100114-CDC-936 relative au développement d'un marché régional compétitif du gaz naturel à faible pouvoir calorifique, une nouvelle analyse intermédiaire des questions prioritaires liées au marché belge du gaz naturel L. Cette analyse indique que les réformes opérées aux Pays-Bas semblent apporter une réponse au problème de la disponibilité du gaz naturel L, tant au niveau macroéconomique (sécurité d'approvisionnement de la Belgique) qu'au niveau de la disponibilité aisée à l'égard de nouveaux acteurs et d'acteurs plus petits. La dépendance de la position monopolistique de GasTerra pour l'approvisionnement de gaz naturel L se restreint, ce qui constitue un progrès important en termes de concurrence. Outre le problème initial de l'approvisionnement, l'analyse réalisée dans ce document a révélé un problème de maîtrise des coûts en ce qui concerne l'extension dans des installations de conversion et des ressources de flexibilité supplémentaires. Moins il y a de réserves de production dans le champ gaz naturel de Groningen, plus il va falloir de moyens de conversion et de flexibilité supplémentaires aux Pays-Bas. Il est difficile d'évaluer le niveau du coût de conversion qui reste acceptable en raison du fait que ce coût fait intrinsèquement partie du tarif de transport aux Pays-Bas (pour l'instant, moins de 10 %). À l'avenir, un suivi et une coordination rigoureux devront être effectués. Enfin, la CREG ajoute que la disponibilité de et l'accès à la capacité transfrontalière sur le point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel sont préoccupants. Des choix stratégiques à long terme devront être opérés pour assurer une disponibilité suffisante de capacité ferme. Aux Pays-Bas, on constate qu'il n'y aura pas moyen d'effectuer suffisamment de réservations à long terme pour pouvoir maintenir le niveau requis de capacité de sortie pour les marchés *downstream*. Les résultats fournissent une orientation vers une solution à court terme. Par cette étude, la CREG a entrepris de démontrer que le marché du gaz naturel L entre les Pays-Bas, la Belgique et la France, en raison de sa structure monolithique, offre l'occasion la plus évidente de mettre cette collaboration en pratique. Les procédés inadéquats mettant en œuvre une diminution unilatérale de la capacité disponible sans tenir compte des effets transfrontaliers pourront difficilement continuer à être défendus sur le plan juridique lorsque les besoins des marchés sous-jacents auront, en contrepartie, été clairement mis en évidence, et que des alternatives ne seront pas disponibles, même si celles-ci relèvent d'un autre État membre.

b) Au niveau régional

Toute mesure à cet égard, sauf en réaction à une plainte déposée au SRME (Région wallonne), relève du Conseil de la Concurrence et est donc matière fédérale.

5. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

5.1. Electricité

5.1.1 Demande

L'énergie électrique demandée, c'est-à-dire la consommation nette plus l'énergie pompée et les pertes de réseau, a atteint 90,1 TWh en 2007, 90,2 TWh en 2008, 85,9 TWh en 2009 et 90,2 TWh en 2010, soit une augmentation de 4,9 % entre 2009 et 2010. La demande de pointe reste quasi inchangée entre 2009 et 2010. Le tableau ci-dessous donne un aperçu de l'énergie demandée et de la puissance de pointe appelée sur les réseaux des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution au cours de la période 2007-2010.

Tableau 16 : Énergie demandée et puissance de pointe appelée en Belgique au cours de la période 2007-2010

	2007	2008	2009	2010
Énergie demandée ¹²² (GWh)	90.109	90.202	85.946	90.200
Puissance de pointe appelée (MW) sur les réseaux des GRT/GRD	14.040	13.524	14.139	14.200

Source: Synergrid - Flux d'électricité en Belgique (2010 : données provisoires)

5.1.2 Production

a) Capacité installée et énergie produite

La composition du parc de production belge raccordé au réseau Elia s'est vue plusieurs fois modifiée en 2010 : 545 MW de capacité de production ont été mis hors service et 704 MW de capacité de production supplémentaire ont été mis en service. Outre une série de nouvelles unités de cogénération ainsi que le lancement de la centrale Knippegroen, une augmentation de puissance a été réalisée sur deux unités nucléaires à Doel. En outre, Belwind a mis en service 55 éoliennes *offshore* au second semestre de 2010, chacune offrant une puissance de 3 MW, portant la capacité *offshore* totale installée à 195,9 MW.

Tableau 17 : Répartition de la capacité installée par type de centrale connectée au réseau d'Elia au 31 décembre 2010

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Nucléaire	5.926	37,5
TGV et turbines à gaz	4.300	24,6
Centrales classiques dont multi-combustibles	2.355	2,6
Cogénération	795	14,9
Incinérateurs	187	5,0
Moteurs diesel	88	1,2
Turbojets	236	0,6
Hydro hors pompage	95	1,5
Pompage	1.388	8,8
Éoliennes <i>onshore</i>	118	0,7
Éoliennes <i>offshore</i>	196	1,2
Biomasse	117	0,7
Total	15.802	100,0

Source : Elia

En ce qui concerne les volumes d'électricité produite, la production nette d'électricité s'est élevée à 85.800 GWh en 2010 alors qu'elle s'était élevée à 84.724 GWh en 2009. La ventilation par type d'énergie primaire de l'énergie électrique produite à partir des installations connectées au réseau Elia (y compris une estimation de l'autoproduction autoconsommée) est pour sa part illustrée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 18 : Répartition de l'énergie produite par type d'énergie primaire en 2010

Énergie primaire	Énergie produite	
	MWh	%
Nucléaire ²	45.723.502	53,3
Gaz naturel ²	25.816.355	30,1
Charbon ²	5.350.522	6,2
Fuel ²	65.180	0,1
Autre autoproduction autoconsommée ¹	5.073.887	5,9
Hydro et pompage ²	1.635.125	1,9
Autres ²	2.135.430	2,5
Total ¹	85.800.000	100,0

¹ Source : Synergrid, données provisoires

² Source : Elia, données provisoires

b) Projets d'investissement dans le parc de production centralisé

Au 31 décembre 2010, les projets d'investissement en unités de production étaient les suivants :

- Projets planifiés (pour lesquels une demande d'autorisation ou de concession domaniale est toujours en cours de traitement) : 2.502 MW (seulement *onshore*) ;
- Projets autorisés mais dont la construction n'a pas encore commencé : 4.567 MW, dont 1.112 MW d'éolien *offshore* ;
- Projets en cours de construction : 1.406 MW, dont 460 MW d'éolien *offshore*.

c) Compétences légales et évolution de la législation

Le régulateur fédéral joue un rôle non négligeable en matière de sécurité d'approvisionnement, mais n'est pas le seul acteur à intervenir dans ce domaine, compte tenu du paysage institutionnel belge, d'une part, et de la répartition des attributions entre le régulateur et l'administration de l'énergie, d'autre part. Si les régions sont compétentes pour régler « les aspects régionaux de l'énergie », l'autorité fédérale reste compétente pour « les matières dont l'indivisibilité technique et économique requiert une mise en œuvre homogène sur le plan national » dans les cas énumérés, à savoir le plan national d'équipement du secteur de l'électricité, le cycle du combustible nucléaire, les grandes infrastructures de stockage, le transport et la production de l'énergie et les tarifs. En outre, l'autorité fédérale peut régler tout ce qui relève des compétences résiduelles, ce qui implique que lorsqu'une matière ne peut être rattachée à l'une des compétences attribuées aux régions, cette matière relève de la sphère d'attribution de l'autorité fédérale. Ainsi, les sources nouvelles d'énergie sont, en principe, du ressort des régions. Cependant, l'autorité fédérale reste compétente en Mer du Nord et notamment pour les éoliennes qui y sont construites, en raison de la limitation de la compétence territoriale des régions au territoire de la région.

Pour 2010, aucune évolution dans la répartition des compétences et/ou évolution de la législation est à noter.

5.1.3 Infrastructures du réseau de transport

a) Investissements

➤ Le plan de développement

Le gestionnaire du réseau de transport doit établir un nouveau plan de développement du réseau de transport d'électricité en collaboration avec la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan. Le projet de plan de développement doit être soumis pour avis à la CREG. Ce plan couvre une période de dix ans et doit être actualisé tous les quatre ans. Il contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport. En outre, le plan de développement définit le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau de transport doit réaliser et tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens. La CREG a rendu dans ce cadre un avis sur le projet de plan de développement 2010-2020 d'Elia. Dans cet avis, il souligne plusieurs manquements du plan, notamment le fait qu'il ne traite pas d'investissements de remplacement, ne mentionne quasiment pas de frais d'investissement estimé ou ne traite pas d'alternatives, ne contient pas de plan en étapes concret et chiffré pour réaliser un réseau *offshore* et ne contient pas suffisamment d'investissements pour pouvoir raccorder tous les projets connus de nouvelles installations de production en même temps.

➤ **Les principaux investissements dans le réseau de transport**

RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, et Elia ont installé en 2010 le deuxième terre aérien 225 kV sur une ligne électrique existante d'une longueur de 15 km qui relie Moulaine (France) et Aubange (Belgique). Grâce à l'utilisation d'un nouveau type de conducteur électrique, la puissance transportée par terre peut être augmentée de plus de 20 %. Ce nouveau type de conducteur a été utilisé pour le nouveau jeu de câbles, mais aussi pour l'existant. Selon Elia, cet investissement augmente la capacité d'échange entre la France et la Belgique de quelque 10 à 15 %.

En outre, un nouveau câble souterrain 150 kV a été installé entre les sous-stations Blauwe Toren et Brugge, dans le cadre de l'augmentation de la capacité entre le littoral et l'intérieur du pays.

b) Sécurité du réseau

Une part importante des flux physiques d'énergie provient des transits transfrontaliers d'électricité passant à travers le réseau belge. Les transits physiques ont représenté, selon Elia, environ 8,0 TWh en 2010, soit une augmentation de 1,8 TWh par rapport à 2009. Comme les années précédentes, la tendance des flux non nominés présente une sensibilité aux saisons. En 2010, on note une tendance de ces flux à se déplacer du nord vers le sud entre janvier et mai et également entre octobre et décembre. Pendant la période estivale (juin-septembre), la tendance allait du sud vers le nord. Le maximum de ces flux a atteint environ 2.442 MW dans la direction nord-sud et environ 2.059 MW dans la direction sud-nord. En règle générale, les flux non identifiés peuvent à présent être limités par les transformateurs-déphaseurs dont toutes les interconnexions sur la frontière nord sont pourvues depuis fin 2008. Les pics observés découlent généralement de l'indisponibilité d'un transformateur-déphaseur ou de restrictions dans les réseaux environnants. Par exemple, le 6 juin 2010, le transformateur-déphaseur de Zandvliet était hors service dans le cadre du projet « BRABO » (développement du réseau dans le port d'Anvers). Ce jour-là, les flux non nominés se sont déplacés du sud vers le nord, jusqu'à plus de 2.000 MW. Ces situations illustrent le fait que les solutions préventives pour faire face aux flux non identifiés sont de plus en plus complexes et que la robustesse du réseau s'affaiblit dans ces cas-là. Certains incidents possibles entraînent en effet des problèmes potentiels jamais observés jusqu'ici. Les situations évoluent constamment d'une heure à l'autre et sont fonction d'une série de paramètres qui varient autant : programmes d'échanges, flux non identifiés liés entre autres à la production éolienne, parc de production, etc. Pour faire face à ces situations, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins apparaît à nouveau comme indispensable. Seules des solutions étudiées et appliquées conjointement permettent de garder la sécurité du réseau sous contrôle. De même, la modification des capacités de transfert n'a un réel impact que si elle est coordonnée à l'échelle internationale (une modification Belgique-Pays-Bas a peu d'impact s'il n'y a pas de modification Pays-Bas-Allemagne). Coreso, le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs gestionnaires de réseaux de transport, a été créé le 19 décembre 2008 par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité français et belge, RTE et Elia. Ses activités, qui ont débuté début 2009 à Bruxelles, contribueront au renforcement de la

sécurité électrique en Europe. National Grid (UK) est devenu membre de Coreso mi-2009 et Terna (Italie) et 50 Hertz (nord et est de l'Allemagne) le sont devenus fin 2010. Le territoire surveillé par Coreso s'est donc considérablement élargi.

5.2. Gaz naturel

5.2.1 Demande

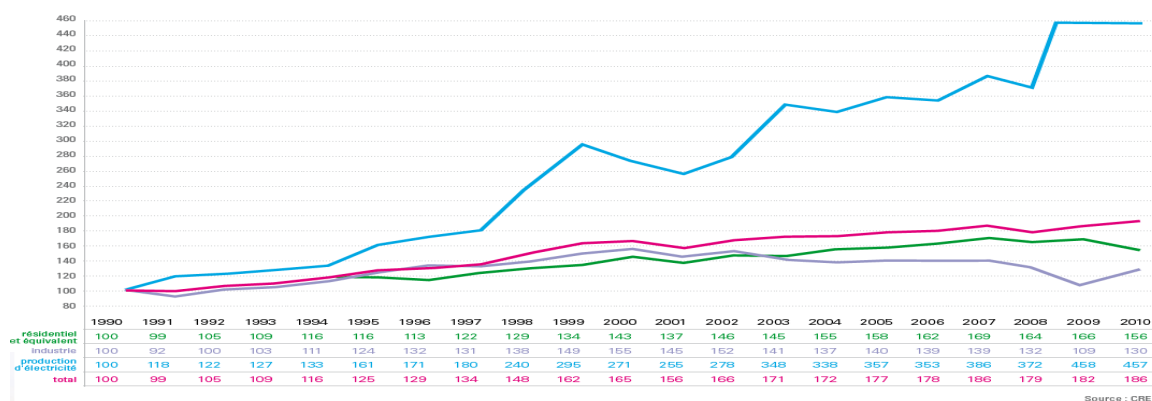
En 2010, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 215,3 TWh, soit une hausse considérable (+ 10,9 %) par rapport à la consommation en 2009 (194,2 TWh). Cette augmentation est entièrement due à une forte reprise de la demande industrielle de gaz naturel (+ 19,7 %), qui atteint presque le niveau de consommation de 2008, et à une augmentation considérable de la consommation sur les réseaux de distribution (+ 15,5 %). L'explication de la pointe de consommation de gaz naturel chez les petits consommateurs s'explique par l'hiver très rude qui s'est fait sentir tant au début qu'à la fin de l'année 2010, résultant en une augmentation des estimations des besoins de chauffage de 22 %.

Tableau 19 : Répartition par secteur de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2010 (en TWh)

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2010/2009
Distribution	81,1	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	+ 15,5%
Industrie (clients directs)	52,2	54,7	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	+ 19,7%
Production d'électricité (parc centralisé)	37,5	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	- 0,3%
Total	170,8	173,9	184,9	187,3	189,9	190,4	189,3	190,9	194,2	215,3	+ 10,9%

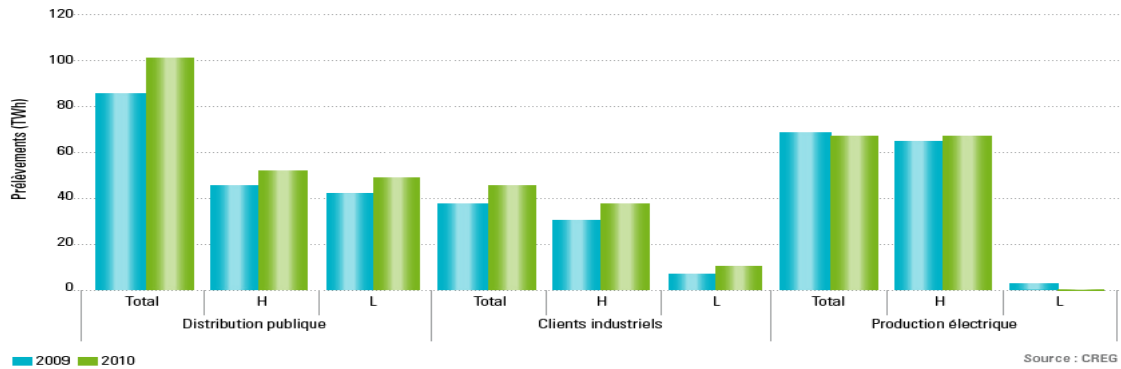
Source : CREG

Figure 30 : Évolution de la consommation de gaz naturel par secteur au cours de la période 1990-2010 (1990=100), adaptée en fonction des changements climatiques



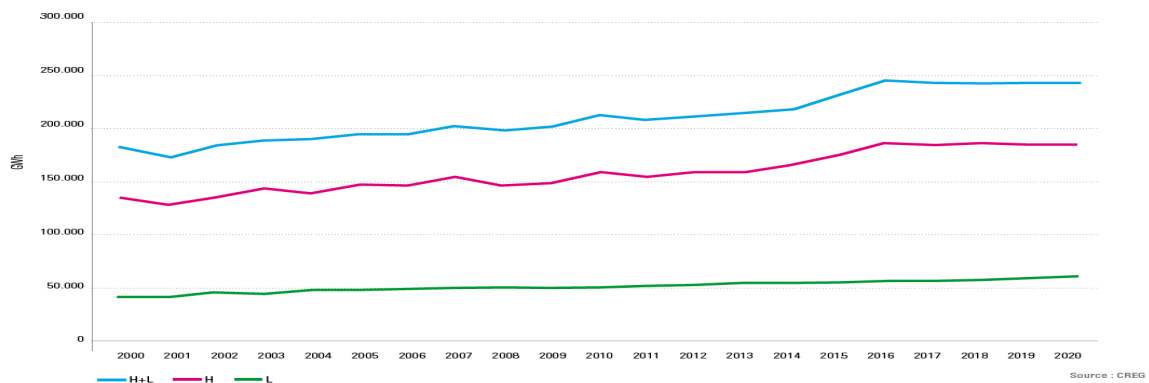
En 2010, on constate que la part exprimée en pourcentage du gaz naturel H a légèrement diminué jusqu'à 73,6 % (73,8 % en 2009), le solde (26,4 %) étant couvert par le gaz naturel L. Cette évolution résulte du développement des marchés sectoriels, comme l'illustre la figure ci-dessous : une forte hausse de la consommation sur les réseaux de distribution (+ 15,5 %) en combinaison avec la consommation quasi stable de gaz naturel utilisé pour la production d'électricité (- 0,3 %).

Figure 31 : Répartition sectorielle de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2009 et 2010



Les prévisions de la demande finale de gaz naturel totale belge sont représentées dans la figure 32. Ces prévisions sont obtenues en établissant la somme de la demande finale dans le secteur résidentiel, le secteur tertiaire, l'industrie et de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Cela concerne par conséquent les évolutions normalisées pour la température. Selon le scénario de planification, la demande de gaz naturel en Belgique passera à 243.174 GWh en 2020. Dans l'intervalle, les prévisions indiquent que la demande de gaz naturel en Belgique atteindra en 2013 un niveau de 213.180 GWh. Les prévisions sont basées sur les « zones d'irrigation » de gaz naturel H et de gaz naturel L telles qu'elles se présentaient en 2008, et sans intervention pour ce qui concerne la conversion de clients du gaz naturel L au gaz naturel H. Selon le scénario de planification, la demande en Belgique passera à 183.516 GWh en 2020 pour le gaz naturel H et à 59.659 GWh pour le gaz naturel L. Dans l'intervalle, les prévisions indiquent que la demande en Belgique atteindra en 2013 un niveau de 158.972 GWh pour le gaz naturel H et un niveau de 54.208 GWh pour le gaz naturel L.

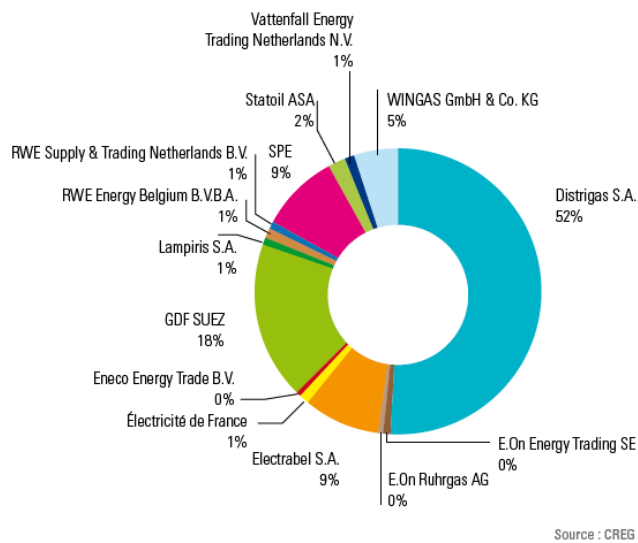
Figure 32 : Prévisions de la demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2020 (GWh, °C normalisée, H+L)



5.2.2 Offre

En 2010, quatorze entreprises de fourniture au total étaient actives sur le marché belge. La consommation totale de gaz naturel est passée à 215,3 TWh, ce qui représente une augmentation de 10,9 % par rapport à la consommation de 2009 (194,2 TWh). La fusion entre GdF et Suez et l'exécution des conditions imposées par la Commission européenne suite à l'approbation de la fusion en 2008 ont eu une profonde influence sur l'évolution du marché en 2010 et en particulier sur les parts de marché de Distrigas et du groupe GdF Suez sur le marché du transport de gaz naturel. Avec 52,1 % de parts de marché, Distrigas restait cependant toujours l'acteur dominant en 2010.

Figure 33 : Parts de marché sur le réseau de transport en 2010



5.2.3 Mesures en cas de situation d'urgence

a) *Marché du gaz naturel à haut pouvoir calorifique*

➤ **Gaz naturel de réserve**

Le plan d'investissements du gestionnaire du réseau de transport prévoit qu'en 2010 une partie de la création de capacité du rTr2 soit reprise par l'augmentation du *linepack* de réserve pour la gestion d'incidents de 1.150 k.m³(n) à 1.750 k.m³(n). Le *linepack* de réserve permet de surmonter la chute du flux d'approvisionnement le plus important, par exemple, un *shutdown* technique de 2 à 2,5 heures en période de pointe extrême. C'est une durée minimale où l'on suppose que tous les moyens de flexibilité pour l'équilibrage de réseau normal ont déjà été utilisés et ne peuvent donc plus être utilisés pour la gestion d'incidents. En dehors des périodes de pointe, la période de transition augmente et une partie des moyens de flexibilité normaux peuvent être dédiés à la gestion d'incidents. Du point de vue de la gestion d'incidents, il est souhaitable qu'un incident (en partant ici du pire scénario, c'est-à-dire le flux d'approvisionnement le plus important) puisse être traité pendant minimum 6 heures pour donner au marché un minimum de temps pour réorganiser les portefeuilles d'approvisionnement propre et de livraisons. Le marché peut difficilement se réorganiser dans un laps de temps plus court en raison des délais minimums pour de nouvelles nominations et renomination. Cela signifie que le gestionnaire du réseau de transport devrait prévoir des moyens d'incidents pour un volume de minimum 4.800 k.m³(n). Pour ce faire, il est souhaitable que le gestionnaire du réseau tienne compte d'un *linepack* (gaz naturel en conduite) supplémentaire dans son plan d'investissements. Une législation spécifique européenne pour la gestion d'incidents est désormais en vigueur et devra être prise en compte dans le plan d'investissements. Ce règlement européen n° 994/2010 comporte une modification importante dans la mesure où des normes spécifiques sont imposées tant au niveau de la disponibilité du gaz naturel que de l'infrastructure.

➤ Capacité de réserve

À partir de 2012, la capacité d'entrée sera suffisante selon le principe de précaution « n-1 ». En 2012, la capacité d'entrée prévue se montera à 5.810 k.m³(n)/h alors que le besoin total en capacité d'entrée pour le gaz naturel H (y compris l'approvisionnement des installations de conversion L/H) s'élèvera à 4.067 k.m³(n)/h. La différence de 1.743 k.m³(n)/h est plus que suffisante pour traiter un *shutdown* du point d'entrée le plus important, le terminal GNL. Il est recommandé que l'application des normes d'infrastructure imposées par le règlement européen n° 994/2010 soit identifiable de manière explicite dans le plan d'investissements.

b) *Marché du gaz naturel à bas pouvoir calorifique*

La gestion d'incidents sur le marché du gaz naturel pour le gaz naturel L est problématique à cause de l'approvisionnement via une seule route, des possibilités de *buffer* limitées dans les conduites, des possibilités limitées de conversion de gaz naturel H en gaz naturel L par l'injection d'azote et du manque de stockage de gaz naturel L sur le territoire belge. Une forme de gestion d'incidents est pourtant nécessaire vu la taille et la nature du marché belge pour le gaz naturel L. La Région Bruxelles-Capitale et la ville d'Anvers sont par exemple totalement dépendantes du gaz naturel L. Il est recommandé qu'une politique d'incidents spécifique soit développée pour le marché du gaz naturel L. De nouveau, les modalités d'utilisation de la capacité de stockage souterrain de gaz naturel L en France doivent être examinées de plus près en concertation avec tous les *stakeholders* concernés. Le tableau suivant offre une évaluation générale des moyens existants en cas de situation d'urgence.

Tableau 20 : Moyens existants en cas de situation d'urgence

	Marché du gaz naturel à haut pouvoir calorifique	Marché du gaz naturel à faible pouvoir calorifique
Gestion d'incidents	Capacité de réserve insuffisante selon le principe « n-1 » jusque fin 2011. À partir de 2012, capacité de réserve suffisante. Gaz naturel de réserve du GRT insuffisant pour surmonter un incident important pendant 6 heures. Une alternative est de compter sur l'assistance via le transit/hub de Zeebrugge. Besoin de procédure opérationnelle et de réglementation pour la gestion d'incidents.	Problématique parce qu'une route et une source. Incident technique sur la ligne d'importation mène directement en période de pointe à une situation de crise avec l'activation d'un plan de crise : déconnexion de clients. Besoin de procédure opérationnelle pour la gestion d'incidents. Examen de l'utilisation du site de stockage de gaz L en France et importation à partir de la France.

Source : CREG

c) *Nouveau règlement européen*

Un nouveau règlement européen aborde la question de la sécurité d'approvisionnement. Ce règlement, entré en vigueur le 2 décembre 2010, impose des normes spécifiques pour la disponibilité de gaz naturel et celle des infrastructures. En ce qui concerne le gaz naturel L, pour une bonne application du règlement, une approche régionale est nécessaire. Une collaboration avec les Pays-Bas et éventuellement les autres pays consommateurs de gaz naturel L (France et Allemagne) sera nécessaire pour une gestion adéquate des incidents.

5.2.4 Investissements

a) Extension de la capacité de stockage

Dans le cadre de l'extension progressive de la capacité de stockage souterrain de Loenhout, le volume de stockage utile a été majoré de 650 millions de mètres cubes de gaz naturel en 2009 à 675 millions de mètres cubes en 2010. La dernière phase provisoire sera réalisée en 2011, élevant le volume de stockage utile à 700 millions de mètres cubes de gaz naturel. L'utilisation de la capacité de stockage a été assouplie en augmentant la capacité d'émission et la capacité d'injection.

b) Renforcement Limbourg septentrional

En 2010, une extension importante de la canalisation de gaz naturel H existante a été réalisée du point d'entrée de Dilsen à Lommel, dans un territoire majoritairement approvisionné en gaz naturel L néerlandais. Cette canalisation de gaz naturel H va de Lommel jusqu'à Tessenderlo via Ham. Cette connexion approvisionnera la nouvelle centrale électrique TGV sur le terrain de Tessenderlo Chemie. En outre, elle permettra aux clients de passer du gaz naturel L au gaz naturel H dans la région croisée, en premier lieu pour les clients industriels le long du canal Albert. Pour continuer à garantir la sécurité d'approvisionnement, la canalisation du point d'entrée de Dilsen a été renforcée localement.

c) rTr2

La pose de la canalisation rTr2 parallèlement à la canalisation rTr1 bidirectionnelle existante sur un trajet de près de 170 km entre Eynatten et Opwijk constitue la principale réalisation de 2010. Cette canalisation vient répondre à la demande du marché d'une capacité supplémentaire de plus de 10 milliards de mètres cubes pour les transactions transfrontalières entre les interconnexions Eynatten, Zeebrugge et Zelzate. L'accès au hub de Zeebrugge reçoit par conséquent une nouvelle impulsion et le marché belge pourra être approvisionné plus facilement depuis l'est. À cet égard, il est également possible depuis le 1er octobre 2010 d'exporter physiquement du gaz naturel, mais aussi d'en importer par le biais de l'interconnexion existante avec les Pays-Bas à Zelzate. Il s'agit d'une réalisation importante pour la sécurité d'approvisionnement. Elle est par ailleurs entièrement conforme au Règlement européen n° 994/2010 entré en vigueur en décembre 2010 et visant la mise en place d'interconnexions bidirectionnelles d'ici le 2 décembre 2013. Ces réalisations s'inscrivent parfaitement dans le plan visant à faire de la Belgique le carrefour du gaz naturel dans le nord-ouest de l'Europe.

d) Renforcement axe nord/sud

Le projet nord/sud est le résultat d'une consultation du marché coordonnée de Fluxys et du gestionnaire du réseau français GRTgaz naturel au cours de la période 2007-2008 sous la supervision de la CREG et du régulateur français CRE. Cette *Open Season* sondait l'intérêt du marché pour de nouvelles capacités de transport de frontière à frontière traversant la Belgique vers la France. Dans ce cadre, quatorze utilisateurs du réseau ont conclu des contrats d'au moins dix ans avec Fluxys pour de nouvelles capacités depuis Zeebrugge, Fouron-le-Comte ou Eynatten, vers Blaregnies. Au total, les nouvelles capacités portent sur 10 milliards de m³ par an. La capacité de compression supplémentaire nécessaire pour ce projet nord/sud est prévue à Winksele et Berneau. La compression complémentaire à Berneau est prévue d'ici fin 2011 et permettra de transporter des flux de gaz naturel complémentaires des Pays-Bas vers

Blaregnies. La compression complémentaire à Winksele sur la canalisation rTr est prévue d'ici fin 2012 et permettra notamment de passer de trois zones d'équilibrage à un seul point national d'équilibrage pour le marché du gaz naturel H. Il sera éventuellement nécessaire de poser une nouvelle canalisation d'environ 125 km entre Winksele et Blaregnies, mais de possibles réaménagements dans le portefeuille de contrats de frontière à frontière d'utilisateurs de réseau pourraient rendre inutile la décision d'aménager une nouvelle canalisation d'ici fin 2013.

e) *Open Season relative à la capacité de transport de la France vers la Belgique*

La première phase non contraignante d'une consultation du marché qui sonde l'intérêt du marché pour de la capacité de transport de la France vers la Belgique s'est clôturée en 2010. Cette consultation a été lancée à la suite de la construction possible d'un terminal méthanier à Dunkerque par lequel les utilisateurs visent principalement le commerce international à Zeebrugge et le marché belge. Cette consultation du marché a révélé un intérêt suffisant pour la pose d'une nouvelle canalisation de Dunkerque à Zeebrugge par le biais d'un nouveau point d'interconnexion dans la région de Furnes. La phase contraignante ne pourra toutefois pas commencer avant que l'initiateur EDF n'ait décidé de construire un nouveau terminal méthanier à Dunkerque. Au 31 décembre 2010, après de multiples reports, une décision était toujours attendue. La nouvelle connexion pourrait entraîner une croissance de liquidité sur le marché en couplant le hub de Zeebrugge avec le marché *spot* français PEG Nord, sans compter les synergies avec le terminal méthanier de Zeebrugge. La CREG a consacré une étude à ce projet (Étude (F)100211-CREG-945).

f) *Open Season relative à la capacité de transport vers le Grand-Duché de Luxembourg*

Au second trimestre 2009, Fluxys a lancé une *Open Season* pour la capacité entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg. Cette *Open Season* a été clôturée fin février 2010 avec comme résultat que la somme des demandes engageantes atteint un total de 172.000 m³/h pour la période 2015-2025. Les capacités réservées à partir de 2015 sont en ligne avec les attentes et donneront lieu à des investissements limités. Un problème d'allocation de capacité à destination du Grand-Duché de Luxembourg est survenu pour la période 2010-2015. Suite à l'implication de la CREG dans ce dossier, des discussions ont eu lieu entre les *shippers* concernés et le problème d'allocation de capacités a pu être résolu sur une base négociée entre les *shippers*.

5.2.5 Normes de sécurité de l'approvisionnement

a) *Service de stockage virtuel*

Par le passé, la CREG a exprimé à plusieurs reprises son inquiétude quant à l'offre limitée de services de flexibilité pour le stockage en général et quant au manque de services de stockage à court terme en particulier. Afin de respecter son engagement à ce sujet, le gestionnaire du réseau de transport a élaboré une proposition pour les services à court terme, basée sur le concept de stockage virtuel (*Virtual Storage*). La CREG a demandé à Fluxys d'adapter légèrement les règles d'allocation proposées afin qu'elles répondent mieux aux besoins des utilisateurs du réseau dont la part de marché est limitée et des éventuels nouveaux arrivants sur le marché. Le nouveau concept de stockage virtuel, à l'exception de l'élaboration détaillée relative aux règles d'allocation, a

été expliqué aux utilisateurs du réseau (actifs en non actifs) lors d'une réunion de *shippers* le 8 mai 2009. La poursuite de l'optimisation des règles d'allocation a été effectuée par le biais de la concertation de groupe de travail entre des représentants de la CREG et Fluxys. Le droit initial auquel l'utilisateur du *Virtual Storage* peut prétendre est calculé sur la base de droits MTSR sur le réseau du gaz naturel H que cet utilisateur a souscrit. La formule de calcul du droit alloué tient compte de la préoccupation de la CREG de faciliter l'accès au réseau pour de nouveaux et petits acteurs. Le service de stockage virtuel a été repris dans le Programme indicatif pour les services de stockage pour 2010-2011.

b) Installation d'écrêtement des pointes de Dudzele

Le 1er juillet 2010, l'installation d'écrêtement des pointes de Dudzele a interrompu ses activités en raison du trop faible intérêt du marché, même à moyen terme. L'installation offrait une capacité de stockage de pointe de 59 millions de mètres cubes de gaz naturel et permettait au marché de souscrire une capacité d'émission de 360 m³(n)/h. Il existerait visiblement suffisamment d'alternatives intéressantes pour le marché pour acheter de la flexibilité ou exploiter de la capacité de stockage de pointe à l'étranger.

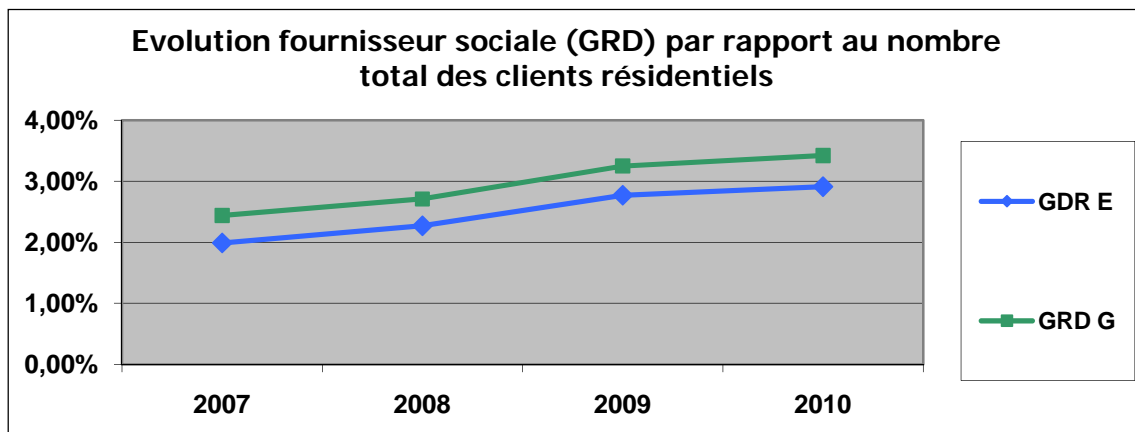
c) Terminal GNL

Dans le courant de 2010, sept méthaniers de type Q-Flex ont été déchargés à Zeebrugge et des contrats de chargement de camions ont été conclus. Par ailleurs, Fluxys LNG a procédé au chargement de petits méthaniers. Les services de *ship-loading* et de *truck-loading* qui étaient relativement peu développés prennent donc de l'ampleur.

6 OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

a) Région flamande

En Flandre, il existe un système de protection qui est d'application pour les consommateurs d'électricité et de gaz naturel. Quand un consommateur a des problèmes de payer ses factures et que suite à cela le contrat de fourniture est rompu, le consommateur continuera à être fourni par le GRD dans son rôle de fournisseur social. Si ce même problème persiste auprès du GRD, un système d'avance par le placement d'un compteur à budget est mis en place. Seulement après tout une procédure où des services sociaux interviennent, une déconnection peut se faire. Du 1 décembre au 1 mars, avec une possibilité de prolonger la durée, il existe une interdiction de déconnection pour le gaz naturel.



Des obligations sont imposées aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau. Ce sont les "obligations de service public" (ODV), qui ont pour but de protéger le consommateur dans le marché du gaz naturel et de l'électricité par la mise en place de certaines règles à respecter par les acteurs du marché.

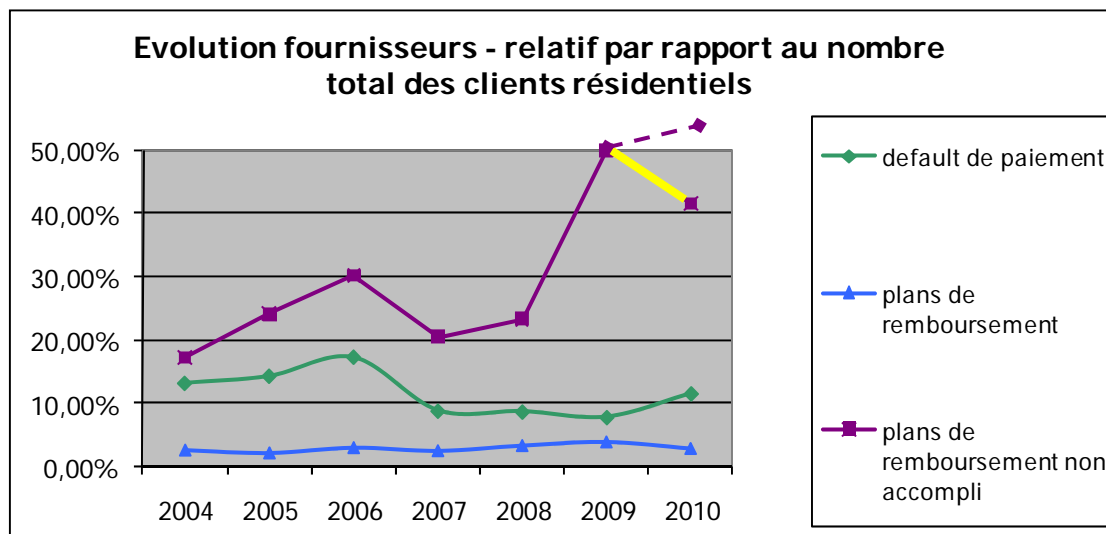
Le nombre de clients bénéficiant d'un tarif social (maximal) en 2010 a connu une augmentation par rapport à 2009. Tandis qu'en 2009 le nombre était de 5,55%, en 2010 le nombre de clients pour l'électricité s'élève déjà à 7,05%, pour le gaz naturel on arrive à 6,63%. Cette hausse est principalement due à une attribution automatique qui a commencé mi 2009.

Le 12 novembre 2010, la législation concernant les "obligations de service public" a été modifiée. En particulier les modifications ont rapport au :

- Méthode de réduction de la dette pour les clients en défaut de paiement auprès du GRD
- Remboursement minimale automatique dans le compteur à budget
- Liste de travail pour les services sociaux à fin d'éviter que des clients avec un compteur à budget pour le gaz naturel se coupent de facto au moment que le budget est épuisé. Introduction de l'approvisionnement minimum pour le gaz.
- Modification de la définition « client protégé » pour aligner avec les clients qui sont bénéficiaire du tarif social.

Lorsqu'un client rencontre des difficultés de paiement auprès de son fournisseur, les mesures mises en place en Région Flamand ne prévoient pas comme en Wallonie que ce client se verra placer un compteur à budget. Le tableau ci-dessous montre l'évolution

du nombre de clients déclarés en défaut de paiement en gaz naturel et en électricité et l'évolution des plans de remboursement.



* L'année précédente on analysait le nombre de plans de remboursement non-accompli par rapport au nombre total de plans raccordés par les fournisseurs. Pour 2010, on vérifie par rapport au nombre de plans ou il y avait effectivement au moins un remboursement.

En Flandre le nombre de coupures de la fourniture d'électricité en 2010 était 5.211. Ce nombre contient non pas seulement les clients qui ont suivi toute la procédure (marché commercial – default de paiement – plan de remboursement – drop du marché commercial – fournisseur sociale GRD – default de paiement – compteur à budget – plan de remboursement – conseil service sociale – coupure de fourniture) mais également les point d'accès ou il n'y a plus un contrat de fourniture (p.ex. suite à un déménagement) et donc aussi une coupure de fourniture.

b) Région wallonne

En Région wallonne, les dispositions qui assurent :

- l'implémentation de la détermination des sources d'énergie primaire;
- l'implémentation des critères de l'annexe A de la Directive ;
- le traitement approprié des consommateurs vulnérables,

sont essentiellement contenues dans deux Arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité/ du gaz naturel (« AGW OSP » électricité/gaz naturel).

Les Arrêtés susmentionnés imposent diverses mentions obligatoires dans le contrat. Les informations visées doivent être fournies au client avant la conclusion du contrat. Parmi les mentions obligatoires figure « *la description précise du ou des produits faisant l'objet du contrat, à savoir la quantité d'électricité vendue ou offerte à la vente composée d'un pourcentage garanti d'électricité produite à partir de sources déterminées d'énergies primaires; lorsque ce pourcentage garanti provient de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération à haut rendement, il est validé exclusivement à partir de labels de*

garantie d'origine visés par l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ».

Le même texte stipule que le contrat contient :

- la raison sociale et le siège social du fournisseur;
- l'identité et l'adresse du gestionnaire de réseau auquel le client final est raccordé;
- le numéro EAN identifiant le point d'accès concerné;
- les services fournis ainsi que, le cas échéant, les niveaux de qualité des services offerts et le délai nécessaire au raccordement initial;
- la date d'entrée en vigueur du contrat;
- la durée du contrat, les conditions de renouvellement et de dénonciation du contrat;
- les prix unitaires, à la date d'entrée en vigueur du contrat, du ou des produits composant la fourniture et faisant l'objet de la facture. Le coût lié aux certificats verts est identifié spécifiquement et ne peut en aucun cas être compris dans le poste relatif aux taxes et redevances;
- l'éventuelle formule d'indexation du prix du kWh qui sera applicable pendant la durée du contrat et la valeur des paramètres d'indexation lors de son entrée en vigueur;
- les moyens par lesquels les informations actualisées sur les paramètres d'indexation, les tarifs applicables et les redevances, cotisations et surcharges peuvent être obtenues;
- les compensations et les formules de remboursement éventuellement applicables dans les cas où les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints;
- les modalités de paiement des factures;
- les dispositions applicables en cas de défaut de paiement;
- la procédure de règlement des litiges;

Dans le cadre des activités du Service régional de médiation, la CWaPE a constaté que certains plaignants relevaient une éventuelle infraction à ces dispositions. Toutefois, aucun dossier n'a été ouvert en 2010 à propos de cette thématique. Dans les cas où ce grief a été soulevé, un premier examen de la plainte a en effet dans chaque hypothèse conduit à la conclusion que toutes les mentions obligatoires figuraient bien sur le document litigieux. Ceci laisse supposer que, globalement, cette obligation légale est bien respectée par les fournisseurs.

À la fin de l'année 2010, la CWaPE a mis en place un groupe de réflexion « REDI » (Réseaux électriques durables et intelligents) regroupant tous les acteurs concernés en vue de rechercher les solutions les plus efficaces en termes de rapidité d'implémentation et de coût.

Des obligations sont imposées aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau. Ce sont les "obligations de service public" (OSP), qui ont pour but de protéger le consommateur dans le marché du gaz naturel et de l'électricité par la mise en place de certaines règles à respecter par les acteurs du marché. Lorsqu'un client répond à certaines conditions, il peut bénéficier du statut de client protégé. Ce statut est destiné aux consommateurs les plus précarisés et leur octroie des protections supplémentaires par rapport aux autres types de clientèle du marché. L'avantage principal du statut de client protégé est la facturation de ses consommations au tarif social. Il faut noter à cet égard qu'aussi bien les autorités fédérales que régionales ont défini des catégories de clients protégés. Il en résulte que certains clients protégés répondent à la définition "fédérale" tandis que d'autres s'inscrivent dans la définition "régionale". La conséquence pour ces derniers est

que le tarif social ne leur sera appliqué que s'ils sont alimentés par leur GRD. Les tableaux ci-dessous montrent l'évolution du nombre de clients protégés et du nombre de clients bénéficiant du tarif social depuis la libéralisation.

Tableau 1. Clients électricité bénéficiant du statut de client protégé et du tarif social

<i>Électricité</i>	2007	2008	2009	2010
Clients protégés	80.275	84.946	95.114	129.257
Clients bénéficiant du tarif social	74.106	81.677	78.986	116.392

Tableau 2. Clients gaz naturel bénéficiant du statut de client protégé et du tarif social

<i>Gaz naturel</i>	2007	2008	2009	2010
Clients protégés	38.915	40.167	43.780	64.051
Clients bénéficiant du tarif social	34.068	37.991	35.830	55.578

Comme le montrent les tableaux 1 et 2, le nombre de clients protégés continue de croître en 2010, davantage encore qu'en 2009. Ainsi, le nombre de clients protégés alimentés en électricité progresse de 26% en 2010, tandis que cette augmentation était de 10% en 2009 par rapport à 2008. En gaz naturel, la même tendance est observée avec une augmentation de 31% des clients protégés par rapport à 2009, tandis que cette augmentation était de 8% en 2009 par rapport à 2008. Contrairement à l'année précédente, où un retrait était enregistré, le nombre de clients bénéficiant du tarif social a fortement augmenté (plus de 30%) ; cette augmentation étant davantage remarquée chez les fournisseurs. En électricité, l'écart entre le nombre de clients protégés et le nombre de clients alimentés au tarif social a sensiblement diminué comparativement à 2009. Cette croissance importante parmi la clientèle protégée s'explique par l'entrée en vigueur, au niveau fédéral, de l'arrêté royal du 28 juin 2009²² relatif à l'application automatique du tarif social aux clients protégés fédéraux. Cet arrêté a permis d'octroyer le tarif social de manière automatique aux clients protégés fédéraux. Ainsi, et même si le système n'a pas encore atteint son rythme de croisière, un nombre important de clients se sont retrouvés dans le fichier de l'application automatique du tarif social alors qu'un certain nombre d'entre eux n'avaient jusque-là pas fait les démarches par méconnaissance de leur droit au tarif social.

Lorsqu'un client rencontre des difficultés de paiement auprès de son fournisseur, les mesures mises en place en Région wallonne prévoient que ce client se verra placer – au terme d'une procédure prévue légalement – un compteur à budget. Le tableau ci-dessous montre l'évolution du nombre de clients déclarés en défaut de paiement en gaz naturel et en électricité :

²² Arrêté royal relatif à l'application automatique de prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire

Tableau 3. Nombre de clients déclarés en défaut de paiement

	2007	2008	2009	2010
Électricité	48.500	72.300	70.653	60.022
Gaz naturel	25.000	40.100	38.580	30.864

Tableau 4. Nombre de compteurs à budget placés et dette moyenne lors du placement du compteur à budget

	Électricité		Gaz naturel	
	<i>Nombre de compteurs à budget placés</i>	<i>Dette moyenne</i>	<i>Nombre de compteurs à budget placés</i>	<i>Dette moyenne</i>
2007	4.112	588,68 €	ND	604,60 €*
2008	10.242	479,38 €	1.944	621,66 €
2009	13.697	528,00 €	9.542	641,00 €
2010	13.855	320,11 €	9.278	613,07 €

* Il s'agit du montant de la dette moyenne au moment de la demande de coupure étant donné que les compteurs à budget gaz naturel n'étaient pas encore disponibles en 2007.

La procédure de défaut de paiement prévoit que, dans le cas où le client "refuse" (soit explicitement, soit parce qu'il est absent lors du passage du GRD) le placement du compteur à budget, sa fourniture de gaz naturel/d'électricité peut être coupée. Le tableau ci-dessous reprend le nombre de coupures qui font suite à un refus de placement du compteur à budget. Rappelons que les compteurs à budget gaz naturel n'ont été disponibles qu'à partir de la seconde moitié de l'année 2008 (ce qui explique également un nombre peu élevé – par rapport aux autres années – de coupures de gaz naturel pour l'année 2008).

Tableau 5. Nombre de coupures de la fourniture de gaz naturel et d'électricité
En 2007, année de la libéralisation, 493 coupures pour refus de compteur à budget ont été effectuées en électricité, et 2989 coupures pour défaut de paiement ont été réalisées en gaz naturel.

	Électricité		Gaz naturel	
	<i>En hiver*</i>	<i>Hors hiver</i>	<i>En hiver*</i>	<i>Hors hiver</i>
2008	942	2.239	476	2
2009	1.914	3.815	370	1.745
2010	2.666	3.851	950	2.582

*La période d'hiver est définie par les décrets wallons comme la période qui s'étend du 1^{er} novembre au 15 mars.

La "Commission Locale pour l'Energie" (CLE) se réunit dans certaines situations liées à une difficulté rencontrée par un client protégé. Le compteur à budget en électricité placé chez un client protégé est équipé d'une fonction "limiteur de puissance" qui va permettre au client de bénéficier d'une fourniture minimale de 10 ampères dans le cas où il ne sait pas recharger la carte de son compteur à budget. La CLE relative à la fourniture minimale garantie se réunit lorsque le client a bénéficié de la fourniture minimale garantie pendant 6 mois et n'a pas effectué de paiements relatifs à cette consommation. La CLE statue alors sur la poursuite de la fourniture minimale garantie ou sur son retrait ainsi que sur les modalités de remboursement de l'énergie consommée.

Tableau 6. Nombre de CLE relatives à la fourniture minimale garantie en électricité et décisions prises

	2008	2009	2010
Nombre de saisines de CLE	4	116	87
Maintien de la fourniture minimale garantie	1	26	13
Retrait de la fourniture minimale garantie	3	90	74

En gaz naturel, dès lors que le client protégé n'est plus en mesure de recharger la carte de son compteur à budget en période d'hiver (soit du 1^{er} novembre au 15 mars), il peut solliciter une alimentation de gaz naturel auprès de son GRD. Ce dernier saisira alors la CLE qui statuera sur l'octroi éventuel de cartes d'alimentation (montant mensuel) jusqu'à la fin de la période hivernale ainsi que sur les modalités de remboursement de cette aide, dont 70% sont pris en charge par le Fonds Energie wallon dans le cas d'une décision positive de la CLE.

Tableau 7. Nombre de CLE relatives à l'octroi de cartes d'alimentation de gaz naturel en hiver et décisions prises

	2008	2009	2010
Nombre de saisines de CLE	2	13	262
Octroi de cartes d'alimentation	1	12	165
Montant mensuel moyen octroyé	200 €	197 €	201,89 €
Refus d'octroi d'une alimentation	1	1	85

En 2010, dans le cadre de la lutte contre la précarité énergétique, le Ministre ayant l'énergie dans ses attributions a sollicité de la CWaPE une évaluation approfondie des mesures sociales mises en place en Région wallonne, évaluation basée sur le retour d'expérience et les constatations de terrain des associations sociales, fournisseurs, GRD et utilisateurs d'un compteur à budget. L'étude d'évaluation « CD-10j13-CWaPE » a été publiée par la CWaPE le 13 octobre 2010. Au travers de cette étude et sur base du retour des différents acteurs, la CWaPE a tenté de mettre en évidence les principales carences et les principaux avantages du système actuellement mis en place en Région wallonne. Elle a ensuite proposé d'agir selon deux axes : le renforcement des mécanismes de protection de la clientèle précarisée et l'amélioration de la procédure de défaut de paiement, et ce en regard des objectifs de garantie d'accès à l'énergie des clients résidentiels, de maîtrise de la consommation, de lutte contre l'endettement, de

marché concurrentiel et de maîtrise des coûts des obligations de service public. La CWaPE a ainsi proposé d'améliorer la protection de la clientèle fragilisée, notamment par un élargissement de la clientèle protégée, en définissant une catégorie supplémentaire qui tiendrait compte du critère de revenus du client. Rappelons en effet que le placement d'un compteur à budget permet de conserver le raccordement du client en défaut de paiement, et donc son accès à l'énergie. Le client passe en mode "prépaiement" : les coupures qui interviendront par suite d'un manque de crédit seront automatiques, sans intervention du gestionnaire de réseau ni frais de coupure, et l'alimentation sera automatiquement rétablie dès que le crédit revient en positif, à nouveau sans intervention ni frais de rétablissement, ce qui n'est pas le cas d'une coupure et/ou un rétablissement du raccordement pour un mécanisme qui n'utiliserait pas de compteurs à budget. Pour les clients protégés, le mécanisme prévoit en outre un "filet de sécurité" en prévoyant une fourniture minimale garantie qui se concrétise, pour l'électricité, par la programmation d'une fourniture minimale de 10 ampères au moment où le crédit du client protégé est épuisé, et, pour le gaz naturel, par l'octroi de cartes d'alimentation de gaz naturel d'un montant approprié aux besoins du client protégé.

c) Région Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, en cas de défaut de paiement d'un client résidentiel, les fournisseurs commerciaux peuvent faire placer un limiteur de puissance électrique de 1.380 W et doivent informer les C.P.A.S. de la situation. Pour le gaz naturel, il n'y a pas de limitation de puissance. Si la situation l'exige, les C.P.A.S. peuvent demander une augmentation de la limitation de puissance et faire remplacer le limiteur de puissance 1.380 W par un limiteur de puissance 4.600 W. En cas de dette pour l'électricité, le limiteur de puissance doit être maintenu pendant une durée de 60 jours. Après ce délai, les fournisseurs peuvent demander la résiliation du contrat résidentiel auprès d'un juge de paix. Pour le gaz naturel, le fournisseur doit garantir une alimentation ininterrompue pendant 60 jours avant d'introduire une demande de résiliation devant le juge de paix. Seules les coupures autorisées sur décision des juges de paix sont effectuées, en dehors de force majeure ou de fraude.

Pour les clients en difficulté de paiement, il est possible, sous certaines conditions, d'être protégé contre la coupure d'énergie grâce à l'obtention du statut de client protégé de La Région Bruxelles-Capitale. Les ménages bénéficiant de ce statut ont leur(s) contrat(s) de fourniture commercial suspendu(s) pendant la durée de la protection. La fourniture d'énergie est assurée par le GRD en tant que fournisseur de dernier ressort. La fourniture d'énergie par le fournisseur de dernier ressort se fait au tarif social spécifique.

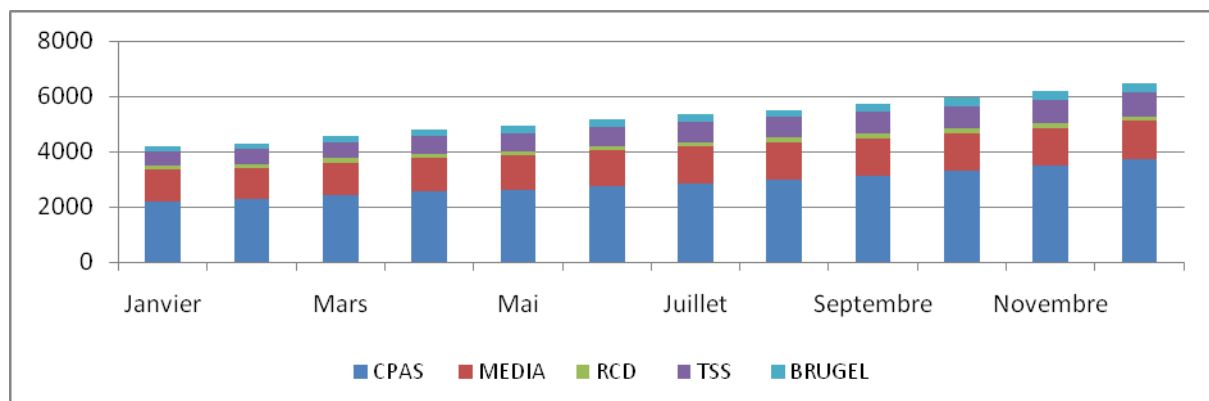
Les ménages peuvent obtenir le statut de client protégé de La Région Bruxelles-Capitale s'ils respectent l'une des conditions suivantes :

- Bénéficier du statut de client protégé fédéral ;
- Être en processus de médiation de dettes ou règlement collectif de dettes ;
- Obtenir le statut via une demande au C.P.A.S. de sa commune (sur base d'une enquête sociale) ;
- Obtenir le statut via une demande chez BRUGEL (critères de revenus et de composition de ménage).

En période hivernale (1 octobre au 31 mars), les coupures d'énergie peuvent être interdites par les juges de paix.

En cas d'absence d'alimentation d'énergie pendant la période hivernale, Les C.P.A.S. peuvent obliger le fournisseur de dernier ressort à fournir du gaz naturel et/ou de l'électricité. L'alimentation est à charge des consommateurs.

Répartition des clients protégés en gaz et électricité en Région de Bruxelles-Capitale en fonction de leur catégorie en 2010



	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sep- tembre	Octo- bre	Novem- bre	Décem- bre
CPAS	2200	2268	2419	2545	2615	2752	2849	2985	3102	3299	3473	3732
Médiation de dettes	1129	1123	1184	1206	1242	1278	1323	1350	1375	1379	1390	1382
Règlement collectif de dettes	142	143	153	155	159	161	163	160	162	166	168	168
Tarif social spécifique (TSS)	540	550	585	633	655	693	738	750	788	811	820	847
BRUGEL	169	210	244	260	278	277	277	267	278	296	319	356
TOTAL	4180	4294	4585	4799	4949	5161	5350	5512	5705	5951	6170	6485

Nombre de rappels, mises en demeure, plans de paiement en 2010 pour l'électricité en RBC

