

CREG

COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL **2007**

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----------|
| LE MESSAGE DU PRÉSIDENT | 3 |
| PARTIE 1 LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) | 5 |
| 1. Les missions de la CREG | 7 |
| 2. Les organes de la CREG | 7 |
| 2.1. Le Conseil général | 7 |
| 2.2. Le Comité de direction | 10 |
| 3. La note de politique générale | 10 |
| 4. Le règlement d'ordre intérieur de la CREG | 10 |
| 5. Le personnel de la CREG | 11 |
| 6. La collaboration avec d'autres instances | 12 |
| 6.1. La CREG et la Commission européenne | 12 |
| 6.2. La CREG au sein du CEER et de l'ERGEG | 12 |
| 6.3. La CREG et les régulateurs régionaux | 12 |
| 6.4. Le traitement des questions et des plaintes | 12 |
| 7. Les finances de la CREG | 13 |
| 7.1. La cotisation fédérale | 13 |
| 7.1.1. La cotisation fédérale gaz | 13 |
| 7.1.2. La cotisation fédérale électricité | 13 |
| 7.2. Les fonds | 14 |
| 7.2.1. Le fonds CREG | 14 |
| 7.2.2. Le fonds social énergie | 14 |
| 7.2.3. Le fonds dénucléarisation | 14 |
| 7.2.4. Le fonds gaz à effet de serre | 14 |
| 7.2.5. Le fonds clients protégés | 14 |
| 7.2.6. Le fonds de compensation de la perte de revenus des communes | 15 |
| 7.3. Les comptes 2007 | 15 |
| 7.4. Le rapport du reviseur d'entreprises sur l'exercice écoulé au 31 décembre 2007 | 18 |
| PARTIE 2 L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ | 19 |
| 1. Le marché européen de l'électricité | 21 |
| 1.1. Le troisième paquet législatif de la Commission européenne | 21 |
| 1.2. Le European Electricity Regulatory Forum | 21 |
| 2. Le marché belge de l'électricité | 22 |
| 2.1. L'ouverture du marché belge de l'électricité | 22 |
| 2.2. L'énergie électrique appelée | 22 |
| 2.3. La fourniture d'électricité | 22 |
| 2.3.1. L'activité de fourniture d'électricité | 22 |
| 2.3.2. Les prix maximaux | 23 |
| 2.3.3. Les paramètres d'indexation Nc et Ne | 23 |
| 2.4. La liquidité du marché de gros | 24 |
| 2.4.1. La bourse belge d'électricité | 24 |
| 2.4.1.1. Le règlement de marché de Belpex | 24 |
| 2.4.1.2. Le fonctionnement de la bourse belge d'électricité | 24 |
| 2.4.2. Les capacités virtuelles de production | 26 |
| 2.5. La production d'électricité | 27 |
| 2.5.1. L'évolution du marché belge de la production | 27 |
| 2.5.2. L'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité pour la période 2008-2017 | 27 |
| 2.5.3. Les installations de production d'électricité | 27 |
| 2.5.4. Les concessions domaniales | 28 |
| 2.6. Le rapport de la Commission Énergie 2030 | 28 |
| 2.7. Le transport d'électricité | 29 |
| 2.7.1. La gestion du réseau de transport | 29 |
| 2.7.1.1. Le règlement technique | 29 |
| 2.7.1.1.1. Les conditions générales des contrats de responsable d'accès, des contrats d'accès et des contrats de raccordement | 29 |
| 2.7.1.1.2. La puissance de réserve | 29 |
| 2.7.1.1.3. La compensation des déséquilibres quart-heure | 29 |

| | |
|--|-----------|
| 2.7.1.2. L'intégration régionale des marchés de l'électricité | 29 |
| 2.7.1.3. La gestion de la capacité disponible sur les liaisons avec l'étranger | 30 |
| 2.7.1.4. L'évolution du commerce extérieur | 31 |
| 2.7.2. Les tarifs de transport | 31 |
| 2.7.2.1. La méthodologie tarifaire | 31 |
| 2.7.2.2. Les tarifs 2006 | 31 |
| 2.7.2.3. Les tarifs 2007 | 32 |
| 2.7.2.4. Les modifications du cadre réglementaire | 33 |
| 2.7.2.5. Les tarifs 2008-2011 | 34 |
| 2.8. Les tarifs de distribution | 34 |
| 2.8.1. La méthodologie tarifaire | 34 |
| 2.8.2. Les tarifs 2006 | 35 |
| 2.8.3. Les tarifs 2007 | 35 |
| 2.8.4. Les tarifs 2008 | 37 |
| 2.8.5. La jurisprudence | 37 |
| 2.8.6. Les modifications du cadre réglementaire | 38 |
| 2.9. La hausse des prix de l'électricité annoncée par Electrabel | 39 |
| 2.10. Améliorer le fonctionnement et le suivi du marché de l'électricité | 39 |
| | |
| PARTIE 3 L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL | 41 |
| 1. Le marché européen du gaz naturel | 43 |
| 1.1. Le troisième paquet législatif de la Commission européenne | 43 |
| 1.2. Le European Gas Regulatory Forum | 43 |
| 2. Le marché belge du gaz naturel | 43 |
| 2.1. L'ouverture du marché belge du gaz naturel | 43 |
| 2.2. La demande de gaz naturel | 44 |
| 2.3. La fourniture de gaz naturel | 45 |
| 2.3.1. Les entreprises de fourniture de gaz naturel | 45 |
| 2.3.2. Les prix maximaux | 45 |
| 2.3.3. Les paramètres d'indexation G, Iga et Igd | 46 |
| 2.4. L'approvisionnement en gaz naturel | 46 |
| 2.5. Le rapport de la Commission Énergie 2030 | 46 |
| 2.6. Le transport de gaz naturel | 47 |
| 2.6.1. Les autorisations de transport de gaz naturel | 47 |
| 2.6.2. L'accès au réseau de transport et aux installations de stockage | 47 |
| 2.6.3. La gestion du réseau de transport | 47 |
| 2.6.3.1. La désignation des gestionnaires des installations de transport | 47 |
| 2.6.3.2. L'interaction entre le marché belge et le marché du gaz en transit : procédures contre la CREG | 47 |
| 2.6.3.3. Le code de bonne conduite | 48 |
| 2.6.3.4. Le programme indicatif de transport | 48 |
| 2.6.3.5. Le contrat standard de raccordement | 48 |
| 2.6.3.6. L'intégration régionale des marchés du gaz naturel | 48 |
| 2.6.4. Les investissements dans le réseau de transport | 49 |
| 2.6.4.1. La congestion sur le réseau de transport | 49 |
| 2.6.4.2. Le deuxième projet rTr | 49 |
| 2.6.4.3. L'interconnexion Blaregnies / Taisnières | 49 |
| 2.6.4.4. L'open season GNL | 50 |
| 2.6.4.5. L'extension de la capacité de stockage | 50 |
| 2.6.4.6. L'étude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H | 50 |
| 2.6.5. Les tarifs de transport | 50 |
| 2.6.5.1. La méthodologie tarifaire | 50 |
| 2.6.5.2. Les tarifs 2006 | 50 |
| 2.6.5.3. Les tarifs 2007 | 51 |
| 2.6.5.4. Les tarifs 2008-2011 | 54 |
| 2.6.5.5. Les modifications du cadre réglementaire | 55 |
| 2.6.5.6. La jurisprudence | 56 |
| 2.7. Les tarifs de distribution | 56 |
| 2.7.1. La méthodologie tarifaire | 56 |

| | |
|--|-----------|
| 2.7.2. Les tarifs 2006 | 56 |
| 2.7.3. Les tarifs 2007 | 57 |
| 2.7.4. Les tarifs 2008 | 58 |
| 2.7.5. La jurisprudence | 58 |
| 2.7.6. Les modifications du cadre réglementaire | 59 |
| 2.8. La hausse des prix du gaz annoncée par Electrabel | 59 |
| 2.9. Améliorer le fonctionnement et le suivi du marché du gaz naturel | 59 |
| Annexe : La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2007 | 60 |

LISTE DES TABLEAUX

| | |
|--|----|
| 1. Membres du Conseil général au 31 décembre 2007 | 8 |
| 2. Directions et personnel de la CREG au 31 décembre 2007 | 11 |
| 3. Insuffisance constatée en 2007, y compris le complément. | 13 |
| 4. Compte de résultats au 31 décembre 2007. | 16 |
| 5. Bilan au 31 décembre 2007 | 17 |
| 6. Fourniture nette à la clientèle raccordée au réseau dont la tension est supérieure à 70 kV pour les années 2006 et 2007 | 23 |
| 7. Évolution des coûts du transport d'électricité par niveau de tension, hors surcharges et hors T.V.A. | 32 |
| 8. Tarifs de distribution approuvés ou fixés provisoirement par la CREG en 2006 et 2007 | 36 |
| 9. Répartition sectorielle de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2007 | 44 |
| 10. Entreprises de fourniture de gaz naturel en 2007 | 45 |
| 11. Évolution des tarifs d'acheminement entre 2002 et 2007 | 51 |
| 12. Tarifs d'acheminement de gaz naturel à destination du marché national en 2007, hors surcharges et hors T.V.A. | 52 |
| 13. Comparaison européenne des tarifs moyens d'acheminement en 2007 | 53 |
| 14. Évolution des tarifs de stockage de gaz naturel entre 2002 et 2007, hors surcharges et hors T.V.A. | 54 |
| 15. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution en 2006 et 2007 | 57 |

LISTE DES FIGURES

| | |
|--|----|
| 1. Répartition par secteur de la consommation d'électricité en 2006. | 22 |
| 2. Prix moyens sur les bourses Belpex, APX et Powernext en 2007 | 25 |
| 3. Pourcentage moyen exercé par heure et par produit en 2007 | 26 |
| 4. Évolution des moyennes mensuelles de la capacité proposée en J-1 sur l'interconnexion avec la France, en 2006 et 2007. | 30 |
| 5. Évolution des coûts contrôlables de distribution entre 2003 et 2007. | 37 |
| 6. Évolution de la consommation de gaz naturel par secteur durant la période 1990-2007 (1990 = 100), corrigée pour les variations climatiques. | 44 |
| 7. Répartition sectorielle de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2007 | 44 |
| 8. Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2007 | 46 |
| 9. Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique en 2007 | 46 |
| 10. Comparaison européenne des tarifs moyens d'acheminement en 2007 | 53 |
| 11. Évolution des coûts contrôlables de distribution entre 2004 et 2007 | 58 |



COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL **2007**

Le message du Président



L'année 2007 fut importante pour la CREG à plus d'un titre. Outre l'exercice de ses missions légales, la Commission a réalisé, à la demande du Ministre de l'Énergie, plusieurs études sur des sujets stratégiques et d'actualité, comme la hausse des prix de l'électricité et du gaz naturel. Cela témoigne de la préoccupation croissante des autorités à propos du fonctionnement des marchés, complètement libéralisés depuis le 1^{er} janvier 2007.

En parallèle, le nouveau Comité de Direction mis en place par le Gouvernement au début de l'année s'est employé à mettre en œuvre la réorganisation de la CREG voulue par le législateur. La Commission doit désormais déterminer ses objectifs et la manière dont elle souhaite les atteindre dans une note de politique générale qui est soumise à l'approbation du Gouvernement. Un comparatif devra être établi chaque année entre, d'une part, les objectifs formulés et, d'autre part, leur réalisation ressortissant du rapport annuel d'activités de la CREG.

La CREG a également pris des initiatives pour développer la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Ces initiatives ont notamment visé à améliorer la législation, à favoriser l'accès au réseau et à renforcer la sécurité d'approvisionnement. La Commission continue d'ailleurs à collaborer activement en ce sens avec les différentes instances nationales et internationales.

Dans plusieurs de ses actes, la CREG a fait part de la nécessité de se voir confier la mission d'établir un monitoring permanent des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Jusqu'à ce jour, la Commission a contrôlé uniquement les activités régulées de transport et de distribution. En parallèle, il n'y a plus aucun suivi des prix et des pratiques dans les activités ouvertes à la concurrence, à savoir la production/importation et la fourniture, alors qu'il s'agit de monopoles de fait pour ce qui concerne les deux premières activités. Etant donné que la majeure partie de la facture finale des consommateurs est constituée par le facteur énergie, élément sur lequel les autorités n'ont plus aucun contrôle depuis la libéralisation, des moyens permettant une surveillance continue des activités soumises à concurrence sont nécessaires, aussi bien en ce qui concerne la formation des prix que le suivi des pratiques qu'on y rencontre. Malgré certaines dispositions spécifiques, la réalité a démontré que la législation belge n'a pas donné au régulateur les moyens de mettre en œuvre toutes les dispositions prévues par les directives européennes pour suivre de près les activités soumises à la concurrence. Il importe dès lors de préciser et de clarifier les textes existants, ce que le Gouvernement fédéral est sur le point de mettre en œuvre au moment de l'élaboration du présent rapport. Il conviendra toutefois d'évaluer l'ampleur de cette réforme dès qu'elle aura été adoptée par le Parlement.

L'année 2008 constituera une étape importante en matière de libéralisation en Belgique. Elle voit le passage des tarifs annuels à des tarifs d'une validité de quatre ans pour le transport d'électricité et de gaz naturel, ainsi que l'amélioration des règles d'accès aux réseaux électriques et gaziers. Cette année se caractérise également par l'application de la réforme des tarifs sociaux et le renforcement de l'intégration du marché de l'électricité entre l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.

Au niveau international, la Commission européenne a déterminé des priorités qui pourraient constituer les lignes de force de nouvelles directives européennes. Parmi les mesures proposées, il est prévu de renforcer les régulateurs nationaux et de garantir leur indépendance.

La fusion entre Gaz de France et Suez devrait par ailleurs impliquer des changements importants dans le paysage énergétique. Les conditions imposées par la Commission européenne en contrepartie de cette opération sont de nature à accroître la concurrence en

Belgique, principalement sur le marché du gaz naturel. En parallèle, la volonté de voir évoluer plusieurs acteurs de taille significative sur le marché de l'électricité fait son chemin dans la sphère politique belge.

Si ces deux perspectives sont de nature à améliorer le fonctionnement des marchés libéralisés, elles doivent s'envisager en parallèle avec d'autres développements qui devraient encore dépasser les initiatives adoptées jusqu'ici. Il s'agit du renforcement des capacités d'interconnexion disponibles, de l'accroissement de la transparence et de la liquidité des bourses de l'électricité et du gaz naturel, du renforcement des investissements dans les moyens de production d'électricité ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.

Outre la libéralisation, les secteurs de l'électricité et du gaz naturel se trouvent également à l'intersection de plusieurs problématiques importantes : la hausse structurelle du prix des combustibles, la phase II du protocole de Kyoto et la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que la sécurité d'approvisionnement énergétique. Afin de minimiser les conséquences de ces difficultés sur le résultat de l'ouverture à la concurrence, il est essentiel de disposer d'un cadre réglementaire cohérent, stable et uniforme au niveau belge et européen. Il y va du bon approvisionnement des citoyens et des entreprises en électricité et en gaz naturel, qui constituent des biens de première nécessité pour notre société.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Possemiers', written in a cursive style.

François Possemiers
Président du Comité de Direction
Avril 2008



1. La **Commission** de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG)



1. Les missions de la CREG

La CREG est, en vertu de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (loi électricité) et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (loi gaz), investie, d'une part, d'une mission de conseil auprès des autorités publiques

en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et, d'autre part, d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs.

2. Les organes de la CREG

2.1. Le Conseil général

Les compétences du Conseil général ont été profondément modifiées en 2007¹. Il ne dispose ainsi plus de la compétence d'évaluer la manière dont le Comité de direction exécute ses tâches. Le contrôle administratif sur la CREG a en effet été transféré au Conseil des Ministres².

Par ailleurs, le Conseil général doit désormais rendre ses avis sur les questions soumises par le Comité de direction dans les quarante jours de la demande. Ce délai peut même être raccourci sur demande motivée du Comité de direction.

La composition du Conseil général n'a par contre pas été modifiée en 2007. Ses membres, dont le mandat expirait le 20 février 2007, n'ont toutefois pas encore été renouvelés complètement³. Dans l'attente de ce renouvellement, qui devrait intervenir au début de l'année 2008, le Conseil général a continué à fonctionner comme en 2006.

En 2007, la présidence du Conseil général a été assurée par Monsieur Marc LEEMANS.

La participation permanente d'un représentant du Ministre de l'Énergie a en outre permis d'orienter les travaux du Conseil général sur les aspects les plus urgents et d'informer périodiquement le Conseil général sur les préoccupations gouvernementales en matière de gaz naturel et d'électricité.

Le Conseil général a notamment traité les sujets suivants en 2007, détaillés plus loin dans ce rapport :

- le rapport préliminaire de la Commission Énergie 2030⁴ ;
- les tarifs sociaux⁵ ;
- le règlement d'ordre intérieur⁶ ;
- l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H⁷ ;
- l'étude concernant la hausse des prix de l'électricité et du gaz naturel annoncée par Electrabel⁸ ;
- les arrêtés royaux relatifs aux tarifs pluriannuels pour le transport d'électricité et de gaz naturel et à leur indexation⁹ ;
- les conséquences des arrêts de la cour d'appel de Bruxelles pour la compétence d'évaluation *ex ante* et *ex post* des tarifs de transport et de distribution¹⁰ ;
- l'évolution des prix de l'électricité en Belgique sur le marché de gros¹¹.

Lors de sa réunion d'octobre 2007, le Conseil général a en outre approuvé à l'unanimité le projet de budget 2008 de la CREG. Il n'a par contre pas pu s'accorder sur le financement d'une étude relative aux amortissements en distribution d'électricité et de gaz naturel, proposée hors budget par le Comité de direction, en réponse à une demande du Ministre de l'Énergie.

1 Suite à l'entrée en vigueur, le 30 janvier 2007, de l'article 134 de la loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses.

2 Voir point 3, page 10.

3 Un arrêté ministériel du 23 février 2007 portant démission et nomination de certains membres du Conseil général a été publié au Moniteur belge du 2 mars 2007.

4 Point 2.6., page 28.

5 Point 2.3.2., pages 23 et 45.

6 Point 4, page 10.

7 Point 2.6.4.6, page 50.

8 Point 2.9., page 39.

9 Point 2.7.2.4., page 33 et point 2.7.6., page 59.

10 Point 2.8.5., page 37 et point 2.7.5., page 58.

11 Point 2.4., page 24.

Tableau 1 : Membres du Conseil général au 31 décembre 2007

| | MEMBRES EFFECTIFS | MEMBRES SUPPLÉANTS |
|---|--|---|
| Gouvernement fédéral | ROOBROUCK Nele MABILLE Luc FAUCONNIER Marie-Pierre HOUTMAN Eric | - VANLOUBBEECK Michael DAMILOT Julien DEMEYERE Frank |
| Gouvernements de Région | BIESEMAN Wilfried DEVUYST Philippe GLORIEUX Jacques | BALFROID Fabienne TANGHE Martine LEFERE Raphaël |
| Organisations représentatives des travailleurs qui siègent au Conseil National du Travail | LEEMANS Marc DE LEEUW Rudy VERCAMST Jan PANNEELS Anne SKA Marie-Hélène | BERT Nadine VANHEMELEN Valérie DECROP Jehan GALLER Jean-Claude VAN MOL Christiaan |
| Organisations représentatives des travailleurs qui siègent au Conseil de la Consommation | WILLEMS Tom VAN DAELE Daniel | MAES Fre SPIESSENS Eric |
| Organisations ayant comme objectif la promotion et la protection des intérêts généraux des petits consommateurs | LABARRE Vincent SCHOCKAERT Chantal | ADRIAENSSENS Claude LESAGE Olivier |
| Organisations représentatives de l'industrie, du secteur bancaire et du secteur des assurances qui siègent au Conseil Central de l'Économie | VEN Caroline CHAPUT Isabelle AERTS Kristin | VANDERMARLIERE Frank CALOZET Michel VAN DER MAREN Olivier |
| Organisations représentatives de l'artisanat, des petites et moyennes entreprises commerciales et de la petite industrie qui siègent au Conseil Central de l'Économie | ERNOTTE Pascal VANDENABEELE Piet | WERTH Francine VAN GORP Michel |
| Gros consommateurs d'énergie électrique | CLAES Peter | BOSCH Claire |
| Gros consommateurs de gaz naturel | BRAET Luc | EELENS Claire |
| Producteurs appartenant à la Fédération Professionnelle des Producteurs et Distributeurs d'Électricité de Belgique | DE GROOF Christian HEYVAERT Griet | SIMONS Mariane GREGOIRE Claude |
| Producteurs énergies renouvelables | JACQUET Annabelle | VERBRUGGEN Aviel |
| Producteurs cogénération | PEERSMAN Inneke | MARENNE Yves |
| Gestionnaires des réseaux de distribution : • INTERMIXT | DECLERCQ Christine HUJOEL Luc PEETERS Guy DE BLOCK Gert | BURTOMBOY Marc DRAPS Willem VERSCHELDE Martin HOUGARDY Carine |
| • INTER-RÉGIES | | |
| Gestionnaire de réseau de transport | GERKENS Isabelle | AERTSENS Walter |
| Entreprises de gaz, autres que les entreprises de distribution, appartenant à la Fédération de l'Industrie du Gaz | LEBOUT Didier NIEUWLAND Dominique GILLIS Michaël | DEBERDT Dirk LAMMENS Griet LEYEN Ingrid |
| Associations environnementales | CLAEYS Bram PATERNOSTRE Véronique | ANGE Mikaël DELLAERT Peter |
| Intermédiaires | STERCKX Luc | LAMBRECHTS Véronique |
| Fournisseurs | PUTMAN Philippe | DUTORDOIR Sophie |
| Président du Comité de direction de la CREG | POSSEMIERS François | - |

Source : Arrêté ministériel du 23 février 2007 portant démission et nomination de certains membres du Conseil général (Moniteur belge du 2 mars 2007)

LE CONSEIL GÉNÉRAL



Marc Leemans
Président



Caroline Ven
Vice-Présidente

LE COMITÉ DE DIRECTION



François Possemiers
Président



Guido Camps
Directeur



Bernard Lacrosse
Directeur



Dominique Woitrin
Directeur

2.2. Le Comité de direction

Le Comité de direction assure la gestion opérationnelle de la CREG et accomplit tous les actes nécessaires ou utiles à l'exécution des missions visées à l'article 23, §2 de la loi électricité et à l'article 15/14, §2 de la loi gaz. Il est un collège qui délibère selon les règles usuelles des assemblées délibérantes.

Depuis l'entrée en vigueur, le 30 janvier 2007, de la loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses, le Comité de direction est composé d'un président, chargé de la gestion de la CREG, et de trois directeurs, nommés par arrêté royal délibéré en Conseil des ministres pour un terme renouvelable de six ans.

La présidence est assurée par Monsieur François POSSEMIERS¹².

La direction du fonctionnement technique du marché de l'électricité et du gaz naturel est assurée par Monsieur Dominique WOITRIN¹³.

La direction du contrôle des prix et des comptes est assurée par Monsieur Guido CAMPS¹⁴.

La direction administrative est assurée par Monsieur Bernard LACROSSE¹⁵.

Les principes de base relatifs à leur rémunération ont été définis par arrêté ministériel du 26 janvier 2007¹⁶.

3. La note de politique générale

Conformément à la loi électricité, le Comité de direction doit désormais¹⁷ transmettre au Ministre de l'Énergie, avant le 30 octobre de chaque année, une note de politique générale simultanément au projet de budget de la CREG pour l'année suivante.

Cette note doit contenir les finalités stratégiques en exécution de la politique générale du gouvernement, ainsi que les règles et conditions spécifiques selon lesquelles les missions octroyées par le législateur à la CREG seront accomplies¹⁸.

Un comparatif pourra ainsi être établi par le Ministre de l'Énergie entre, d'une part, les objectifs de politique générale et, d'autre part, l'état d'avancement de leur réalisation ressortissant du rapport annuel d'activités de la CREG.

La note de politique générale préparée par le Comité de direction pour l'année 2008 reprend dans un premier temps le

cadre légal dans lequel elle s'inscrit ainsi que les éléments marquants, aux niveaux européen et belge, qui devraient influencer sur le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, mais aussi sur l'action de la CREG. Elle détaille ensuite seize objectifs principaux identifiés par le Comité de direction pour 2008, répartis en cinq domaines d'activités (conseiller les autorités publiques, surveiller et contrôler l'application de la législation, approuver les tarifs d'utilisation des réseaux et suivre les prix sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, permettre le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et gérer, au niveau fédéral, les fonds et obligations de service public).

La note a été transmise au Ministre de l'Énergie le 22 octobre 2007, simultanément avec le projet de budget de la CREG pour l'année 2008.

4. Le règlement d'ordre intérieur de la CREG

Suite à la modification de la composition et du fonctionnement de la CREG par la loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses, et conformément à l'article 24 de la loi électricité, le Comité de direction et le Conseil général

ont établi conjointement un nouveau règlement d'ordre intérieur¹⁹ qui a été soumis, en juillet 2007, à l'approbation du Roi. Aucun arrêté royal n'a cependant été promulgué en 2007.

12 Arrêté royal du 15 janvier 2007 portant nomination du président du Comité de direction de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (Moniteur belge du 31 janvier 2007).

13 Arrêté royal du 15 janvier 2007 portant nomination du directeur de la direction du fonctionnement technique du marché de l'électricité et du gaz de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (Moniteur belge du 31 janvier 2007).

14 Arrêté royal du 15 janvier 2007 portant nomination du directeur de la direction du contrôle des prix et des comptes de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (Moniteur belge du 31 janvier 2007).

15 Arrêté royal du 15 janvier 2007 portant nomination du directeur de la direction administrative de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (Moniteur belge du 31 janvier 2007).

16 Arrêté ministériel du 26 janvier 2007 déterminant les principes relatifs à la rémunération du président et des membres du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz et fixant la rémunération prévue à l'article 2 de l'arrêté royal du 3 mai 1999 fixant les règles applicables au président et aux membres du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en matière d'incompatibilités et de conflits d'intérêts (Moniteur belge du 31 janvier 2007).

17 Suite à l'entrée en vigueur, le 30 janvier 2007, de l'article 135 de la loi du 20 juillet 2006 portant des dispositions diverses.

18 DOC 51 2518/009, Chambre des représentants de Belgique, 9 juin 2006, Projet de loi portant des dispositions diverses.

19 Proposition (C)070702-CDC-698 (disponible sur www.creg.be).

5. Le personnel de la CREG

Au 31 décembre 2007, la CREG comptait soixante et un membres du personnel, hors président et directeurs.

Tableau 2 : Directions et personnel de la CREG au 31 décembre 2007

| Présidence du Comité de Direction | | |
|---|------------------------------|-------------------------------------|
| | POSSEMIERS François | Président du Comité de direction |
| | DEVACHT Christiane | Assistante de direction |
| | FIERS Jan | Secrétaire du Comité de direction |
| | ROMBAUTS Josiane | |
| | VANDEN BORRE Tom | Conseillers en chef |
| | JACQUET Laurent | |
| | LOCQUET Koen | Conseillers principaux |
| Direction du Fonctionnement technique des marchés | | |
| | WOITRIN Dominique | Directeur |
| | GOOVAERTS Wendy | Assistante de direction |
| | GHEURY Jacques | |
| | MARIEN Alain | |
| | MEES Emmeric | |
| | VAN ISTERDAEL Ivo | Conseillers en chef |
| | CLAUWAERT Geert | |
| | CUJJPERS Christian | |
| | DE WAELE Bart | |
| | VAN HAUWERMEIREN Geert | Conseillers principaux |
| | PIERREUX Nicolas | |
| | TIREZ Andreas | Conseillers |
| Direction du Contrôle des prix et des comptes | | |
| | CAMPS Guido | Directeur |
| | FELIX Kim | Assistante de direction |
| | de RUETTE Patrick | |
| | LAERMANS Jan | |
| | WILBERZ Eric | Conseillers en chef |
| | ALLONSIUS Johan | |
| | CORNELIS Natalie | |
| | COURCELLE Christophe | |
| | CUPPENS Wouter | |
| | DEBRIGODE Patricia | |
| | MAES Tom | Conseillers principaux |
| | BARZEELE Elke | |
| | BERTIAUX Hiram | |
| | CLUUDTS Stephan | |
| | DE DONCKER Filip | |
| | DE LEEUW Han | |
| | DUBOIS Frédéric | |
| | HERNOT Kurt | Conseillers |
| Direction administrative | | |
| | LACROSSE Bernard | Directeur |
| | SELLESLAGH Arlette | Assistante de direction |
| Conseil général | | |
| | DELOURME Freddy | Conseiller en chef |
| | HERREZEEL Marianne | Assistante |
| Administration générale | | |
| | DE PEUTER Caroline | Office manager |
| | VAN KELECOM Inge | Secrétaire polyvalente |
| | ESSER Mercédès | |
| | HAESSENDONCK Herman | Traducteurs |
| | LOI Sofia | Coordinatrice |
| | CEUPPENS Chris | |
| | DE DONCKER Nadine | |
| | WYNS Evelyne | Employés polyvalents |
| | JUNCO Daniel | Collaborateur logistique |
| Service IT | | |
| | LAGNEAU Vincent | Informaticien |
| | GORTS-HORLAY Pierre-Emmanuel | Informaticien-adjoint |
| Finances | | |
| | SCIMAR Paul | Responsable du service des finances |
| | LECOCQ Nathalie | Comptable |
| | PINZAN Laurent | Collaborateur administratif |
| Service d'étude, documentation et archives | | |
| | BORN Raphaël | |
| | CHICHAH Chorok | |
| | HEREMANS Barbara | |
| | MARTINET Paul | |
| | PARTSCH Gwendoline | |
| | ROOBROUCK Myriam | |
| | STEELANDT Laurence | Conseillers principaux |
| | SMEDTS Hilde | |
| | ZEGERS Laetitia | Conseillers |
| | HENGESCH Luc | Documentaliste |

6. La collaboration avec d'autres instances

6.1. La CREG et la Commission européenne

En juillet 2007, la CREG a rédigé, en collaboration avec les régulateurs régionaux, un rapport à l'attention de la Commission européenne en vue de la publication de son rapport annuel relatif aux progrès accomplis au niveau de la création d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel²⁰.

Le rapport de la CREG offre un aperçu des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel et examine en particulier les marchés de gros et de détail, les tarifs de réseaux, la sécurité d'approvisionnement et les obligations de service public.

6.2. La CREG au sein du CEER et de l'ERGEG

En 2007, les activités du CEER²¹ et de l'ERGEG²² ont été axées principalement sur la rédaction d'un avis sur le troisième paquet législatif de la Commission européenne²³. Cet avis, rendu sous la forme de six documents distincts, traite de la séparation effective entre les activités de fourniture/production et la gestion des réseaux, du cadre légal et réglementaire pour un système européen de régulation de l'énergie, de la régulation du réseau, de l'ETSO²⁴ plus et du GIE²⁵ plus, des compétences et de l'indépendance des régulateurs nationaux et enfin des exigences de transparence pour l'électricité et le gaz naturel.

L'ERGEG a également élaboré des rapports sur la mise en œuvre de la législation européenne existante et formulé de nouvelles lignes directrices.

En ce qui concerne les initiatives régionales, l'ERGEG a organisé une première conférence sur ce sujet en mars 2007, dans le but d'optimiser la coordination entre les différentes régions. La CREG participe dans ce cadre aux activités de la région Nord-Ouest au sein des *gas regional initiatives*²⁶ et est le *lead regulator* des *electricity regional initiatives* dans la région Centre-Ouest²⁷.

Les travaux du CEER et de l'ERGEG sont disponibles sur leur site Internet²⁸.

6.3. La CREG et les régulateurs régionaux

En 2007, les réunions plénières mensuelles rassemblant la CREG et les trois régulateurs régionaux ont été organisées sous la présidence de la VREG jusqu'en juin et sous celle de BRUGEL jusqu'en décembre.

En avril 2007, les régulateurs ont, pour la troisième fois, diffusé une publication commune concernant le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique²⁹.

Les régulateurs ont principalement traité des sujets suivants en 2007 : l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz naturel à Bruxelles et en Wallonie, la comparaison tarifaire des fournisseurs sur les sites Internet des régulateurs régionaux et la collaboration avec le service de médiation fédéral.

6.4. Le traitement des questions et des plaintes

Depuis sa mise en place en janvier 2000, la CREG a traité, sur une base volontaire, un peu plus de 10.000 questions écrites et orales.

À l'avenir, la plupart de ces questions seront traitées par le service de médiation pour l'énergie créé par la loi du 16 mars 2007³⁰. Ce service est compétent pour la répartition des demandes et des plaintes concernant le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz naturel et pour le traitement de tout différend entre un client final et une société d'électricité ou de gaz naturel concernant les matières relevant de l'autorité fédérale.

Au 31 décembre 2007, le Roi n'a, toutefois, ni nommé les membres du service, ni fixé les dispositions applicables aux conflits d'intérêts et les principes de base de leur rémunération, ni fixé les règles relatives au fonctionnement du service, ni déterminé les modalités du calcul de la redevance de médiation.

Dans l'attente de ces arrêtés royaux, la CREG a invité les consommateurs à adresser leurs questions sur le marché de l'énergie en général au Service d'Information du SPF Économie³¹.

20 Ce rapport est disponible sur <http://energy-regulators.eu>.

21 En 2007, le CEER comptait 29 membres, à savoir les régulateurs des 27 pays membres de l'UE plus la Norvège et l'Islande.

22 L'ERGEG est un organe d'avis officiel de la Commission européenne, créé par décision de la Commission européenne (2003/796/EC) du 11 novembre 2003 (<http://energy-regulators.eu>). Le CEER prépare en grande partie le travail de l'ERGEG.

23 Point 1.1., page 21.

24 European transmission system operators (ETSO).

25 Gas Infrastructure Europe (GIE).

26 Voir point 2.6.3.6., page 48.

27 Voir point 2.7.1.2., page 29.

28 <http://www.energy-regulators.eu>.

29 Disponible sur www.creg.be.

30 Loi du 16 mars 2007 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport des produits gazeux et autres par canalisations et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 26 mars 2007).

31 Ce service est accessible du lundi au vendredi de 8h30 à 17h par téléphone (numéro vert) : 0800 12033 ; fax (numéro vert) : 0800 12057 ; e-mail : info.eco@mineco.fgov.be ; courrier : Rue du Progrès, 50 à B-1210 Bruxelles.

7. Les finances de la CREG

7.1. La cotisation fédérale

La cotisation fédérale est une surcharge appliquée sur la quantité d'énergie consommée. Les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel prélèvent cette cotisation fédérale auprès de leurs clients et alimentent les différents fonds gérés par la CREG.

Les institutions européennes ont reçu l'autorisation du Ministre de l'Énergie d'être exonérées, avec effet rétroactif jusqu'en 2003, de la cotisation fédérale gaz et électricité qui leur avait été réclamée depuis cette année-là. En 2007, seuls le Parlement européen, le Comité économique et social et le Comité des Régions, ont introduit une demande de remboursement des sommes payées (313.504€).

7.1.1. La cotisation fédérale gaz

Comme la CREG facture chaque trimestre un quart des besoins annuels des fonds gaz aux détenteurs d'autorisation de fourniture de gaz naturel, les produits correspondent exactement aux montants attendus. Ces fournisseurs alimentent ainsi directement les fonds CREG, social énergie et clients protégés³².

Les montants attendus en 2007 sont constitués du montant de base de chaque fonds pour l'année 2007 ainsi que, le cas échéant, d'un complément destiné à couvrir le remboursement des institutions européennes.

7.1.2. La cotisation fédérale électricité

Les fournisseurs versent trimestriellement à la CREG dans un fonds unique le montant de la cotisation fédérale qu'ils ont facturé à leurs clients le trimestre précédent. Sur base de leurs attestations³³, la CREG répartit ensuite ces montants entre les fonds CREG, social énergie, dénucléarisation, gaz à effet de serre et clients protégés³⁴. En 2007, afin de compenser les réductions de la cotisation fédérale (dégressivité) accordées conformément à la loi électricité par les fournisseurs d'électricité à certains de leurs clients, l'Administration de la Trésorerie a versé dans le fonds cotisation fédérale 42.168.933€ ainsi que 2.465.105€ correspondant respectivement au montant de la dégressivité pour 2007 et au solde de la dégressivité pour 2006.

En 2006³⁵, la CREG avait constaté que l'alimentation des cinq fonds par le secteur électrique (par le biais de la cotisation directe et de la dégressivité) était inférieure aux montants totaux attendus. Lors du calcul de la cotisation fédérale 2007, la CREG en a tenu compte afin de compenser le manque de produits 2006 pour les différents fonds. Dès lors, les montants attendus pour 2007 sont constitués du montant de base de chaque fonds pour l'année 2007 ainsi que d'un complément destiné à compenser le déficit antérieur et à couvrir le remboursement des institutions européennes.

Au 31 décembre 2007, l'encaisse totale du fonds cotisation fédérale s'élevait à 38.816.253€. Cependant, 1.623.214€ n'ont pu être répartis entre les fonds car ils correspondaient à des montants réservés pour différentes affectations particulières.

La dégressivité attestée pour le dernier trimestre 2007 s'élevait à 10.001.977€ alors que 9.500.000€ avaient été versés forfaitairement par l'Administration de la Trésorerie. Dès lors, un montant supplémentaire de 501.977€ devra encore être réclamé au SPF Finances. Enfin, des fournisseurs sont encore redevables de 565.011€.

C'est sur cette base que 38.260.027€ peuvent encore être répartis entre les cinq fonds.

En 2007, le déficit s'est élevé, en moyenne, à 10,8% pour les différents fonds. Le déficit propre à chacun de ces fonds est reporté au tableau 3.

Tableau 3 : Insuffisance constatée en 2007, y compris le complément (€)

| | |
|----------------------|-----------|
| CREG | 960.240 |
| social énergie | 2.657.320 |
| dénucléarisation | 7.390.116 |
| gaz à effet de serre | 3.735.751 |
| clients protégés | 2.578.452 |

Source : CREG

L'insuffisance constatée en 2007 pour les différents fonds a eu des conséquences diverses sur leur capacité à payer les bénéficiaires.

32 La loi du 27 décembre 2006 portant des dispositions diverses (I) prévoit cependant la création d'un fonds supplémentaire pour le financement de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, qui sera financé par les clients finals du secteur du gaz. Aucun arrêté d'exécution n'a cependant été pris en 2007.

33 Voir rapport annuel 2006, point 5.1., page 57.

34 La loi du 27 décembre 2006 portant des dispositions diverses (I) prévoit cependant la création d'un fonds supplémentaire pour le financement de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en électricité, qui sera financé par les clients finals du secteur de l'électricité. Aucun arrêté d'exécution n'a cependant été pris en 2007.

35 Voir rapport annuel 2006, tableau 15, page 58.

7.2. Les fonds

7.2.1. Le fonds CREG

L'arrêté royal du 8 juin 2007³⁶ a fixé la couverture des frais totaux de fonctionnement de la CREG à 12.342.344€ pour l'année 2007. Ce montant, pris en charge à 69 % par le secteur de l'électricité et à 31 % par le secteur du gaz naturel, se répartit entre le budget de la CREG (12.436.934€) et une mise à niveau de la réserve (- 94.590€). Les 832.054€ destinés à l'installation et au fonctionnement initial du service de médiation sont toujours disponibles. Les comptes 2007 de la CREG sont détaillés au point 7.3.

7.2.2. Le fonds social énergie

Pour l'année 2007, un montant total de 46.714.099€ (27.144.211€ provenant du secteur électrique et 19.569.888€ du secteur du gaz naturel) a été prévu pour aider les C.P.A.S. dans leur mission de guidance et d'aide sociale financière en matière d'énergie. Seuls 26.236.215€ ont finalement été actés en 2007 pour l'électricité. Pour le gaz, seuls 18.128.161€ ont été actés car le trop-perçu antérieurement par le fonds gaz (1.455.183€) était déjà disponible et a été pris en compte. Outre le solde dû aux C.P.A.S. pour 2006 (16.786.670€), l'encaisse a permis de redistribuer en 2007 les 32.079.130€ prévus par le SPP Intégration sociale. La CREG n'a par contre pas été en mesure de libérer les 4.000.000€ supplémentaires nécessaires au financement de la mesure d'achat de convecteurs au gaz³⁷.

Le placement auprès de la Banque Nationale de Belgique des sommes en attente d'utilisation a généré des intérêts s'élevant à 52.512€. Au 31 décembre 2007, le montant globalisé du fonds s'élevait à 14.471.460€, en ce compris les intérêts et les montants du fonds cotisation fédérale restant à répartir.

7.2.3. Le fonds dénucléarisation

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, devait s'élever, pour l'année 2007, à 55.000.000€. Or, outre le paiement du solde de 2006 (18.795.000€), la CREG n'a pu verser à l'O.N.D.R.A.F. que 32.559.000€ sur les 41.250.000€ qui lui sont dus en 2007 pour exercer sa mission de dénucléarisation.

Au 31 décembre 2007, le montant globalisé du fonds s'élevait à 14.755.738€, en ce compris les montants du fonds cotisation fédérale restant à répartir.

7.2.4. Le fonds gaz à effet de serre

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, devait s'élever, pour l'année 2007, à 27.047.702€. Toutefois, seuls 26.695.890€ ont été actés. La quatrième tranche de 2006 (575.000€) ainsi que la totalité du montant prévu pour 2007 (2.300.000€) ont été reversées par la CREG au fonds budgétaire organique du SPF Environnement destiné à financer annuellement la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En outre, à la demande du SPF Environnement, le montant de 2.300.000€ relatif à l'exercice 2008 lui a été versé anticipativement.

Le placement auprès de la Banque Nationale de Belgique des sommes en attente d'utilisation a généré des intérêts s'élevant à 1.380.446€. Au 31 décembre 2007, le montant globalisé du fonds s'élevait à 57.147.038€, en ce compris les intérêts et les montants du fonds cotisation fédérale restant à répartir.

Un montant supplémentaire de 50.000.000€, fixé par arrêté royal³⁸, a été transféré du fonds gaz à effet de serre vers le fonds *Kyoto Joint Implementation/Clean Development Mechanism (JI/CDM)*. Ce transfert complète les moyens existants spécifiquement affectés au financement de projets de réduction d'émissions de gaz à effet de serre à l'étranger, permettant à la Belgique d'acquiescer des quotas d'émission visant à atteindre ses objectifs dans le cadre du protocole de Kyoto. En 2007, le fonds a été sollicité à concurrence de 149.218€.

Pour le fonds Kyoto, le placement auprès de la Banque Nationale de Belgique des sommes en attente d'utilisation a généré des intérêts s'élevant à 2.150.825€. Au 31 décembre 2007, le montant globalisé du fonds s'élevait ainsi à 62.328.804€, intérêts compris.

7.2.5. Le fonds clients protégés

Les besoins de ce fonds devaient s'élever, pour l'année 2007, à 25.520.000€ pour l'électricité et 16.440.000€ pour le gaz naturel³⁹. Finalement, 27.285.157€ ont été actés en 2007 pour l'électricité et 16.451.404€ pour le gaz.

La mise en œuvre des modalités de remboursement des entreprises du secteur, qui ont approvisionné des clients protégés résidentiels aux prix maximaux sociaux, s'est poursuivie en 2007, à concurrence de 11.687.466€ pour les fournisseurs d'électricité et de 4.207.646€ pour les fournisseurs

36 Arrêté royal du 8 juin 2007 fixant les montants destinés au financement des frais de fonctionnement de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz pour l'année 2007 (Moniteur belge du 19 juin 2007).

37 Arrêté royal du 26 juillet 2007 modifiant l'arrêté royal du 14 février 2005 pris en exécution de la loi du 4 septembre 2002 visant à confier aux C.P.A.S. la mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies (Moniteur belge du 10 août 2007).

38 Arrêté royal du 27 décembre 2006 modifiant l'arrêté royal du 28 octobre 2004 fixant les modalités de gestion du fonds pour le financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

39 Les montants publiés pour l'électricité et le gaz naturel à l'arrêté royal du 26 avril 2007 déterminant les montants pour 2007 des fonds destinés au financement du coût réel résultant de l'application de prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels tiennent cependant compte des compléments (Moniteur belge du 13 juin 2007).

de gaz naturel. Des demandes de remboursement supplémentaires, s'élevant à 4.133.506€ pour l'électricité et à 731.635€ pour le gaz naturel, sont encore en attente de validation tandis que d'autres, portant sur les années 2004 à 2007, ne sont pas encore parvenues à la CREG.

Les placements auprès de la Banque Nationale de Belgique des sommes en attente d'utilisation des fonds électricité et gaz ont généré des intérêts s'élevant respectivement à 1.289.333€ et à 676.239€. Au 31 décembre 2007, les montants globalisés s'élevaient à 49.883.438€ pour le fonds électricité et à 29.904.296€ pour le fonds gaz, en ce compris les intérêts et les montants du fonds cotisation fédérale restant à répartir.

72.6. Le fonds de compensation de la perte de revenus des communes

Également géré par la CREG mais indépendant des fonds précédents, ce fonds, dont l'alimentation est assurée par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (GRD), a pour but de compenser la perte de revenus des communes résultant de la libéralisation du marché de l'électricité.

Depuis 2004, la surcharge unitaire s'élevait à 4,91€/MWh mais les régions wallonne⁴⁰ et bruxelloise⁴¹ ont immédiatement décidé d'en exonérer leurs résidents. Depuis le 1^{er} juillet 2007, la surcharge a été réduite à 2,50€/MWh, n'alimentant plus le fonds qu'à concurrence de 143.212.943€. La quatrième avance de 2006 (40.187.092€) et les trois premières avances de 2007 (101.024.918€) ont été versées aux communes flamandes, seules bénéficiaires. La régularisation de l'année 2005 par les GRD (3.982.604€) ainsi que le solde non utilisé des 2.000.000€ réservés en 2006 pour couvrir les frais administratifs des fournisseurs (1.724.901€) ont également été ristournés aux communes.

En 2007, les placements auprès de la Banque Nationale de Belgique des sommes en attente d'utilisation ont généré des intérêts s'élevant à 160.880€. Au 31 décembre 2007, le montant globalisé du fonds s'élevait à 3.222.067€, intérêts compris.

7.3. Les comptes 2007

Les charges totales de la CREG pour l'exercice 2007 s'élevaient à 12.302.328€, ce qui correspond à 98,9% du budget total prévu. Il faut cependant noter que si les frais de personnel sont restés en deçà des limites budgétaires (94,7%), il n'en va pas de même des frais de fonctionnement (111,6%). En effet, les frais d'avocats relatifs aux recours introduits contre des décisions de la CREG représentent à eux seuls 650.546€, ce qui correspond à 20,8% du budget prévu pour les frais de fonctionnement.

Le trop-perçu de surcharges (689.207€) récupérées effectivement en 2006 par les fournisseurs de gaz naturel auprès de leurs clients a été régularisé en 2007. Cette régularisation vient compléter les produits relatifs à la part de la cotisation prévue pour couvrir les frais de fonctionnement de la CREG. Le montant de ces produits dégagés en 2007 par les fournisseurs de gaz naturel n'était cependant pas encore connu au 31 décembre 2007.

La régularisation du trop-perçu constaté en 2006 dans les comptes de la CREG (562.830€) a été effectuée en faveur du secteur du gaz naturel.

Suite au renouvellement en 2007 des membres du Comité de direction, la provision destinée à couvrir leurs indemnités légales au terme de leur mandat a été partiellement utilisée et actualisée⁴².

Du produit dégagé en 2007 par la cotisation fédérale électricité, 159.446€ ont servi à reconstituer en partie la réserve du secteur électrique de laquelle un montant de 321.732€ avait été prélevé en 2006 pour couvrir le déficit du secteur électrique.

Ainsi, pour l'exercice 2007, l'excédent des produits sur les charges réelles de la CREG, qui s'élève à 797.808€, provient exclusivement d'un excédent pour le gaz naturel. Il en sera tenu compte lors du prochain calcul des surcharges et il devra faire l'objet d'une régularisation.

40 Arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2004 portant exonération de la cotisation fédérale destinée à compenser la perte de revenus pour les communes résultant de la libéralisation du marché de l'électricité.

41 Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 16 décembre 2004 portant exonération de la cotisation fédérale destinée à compenser la perte de revenus des communes résultant de la libéralisation du marché de l'électricité. L'exonération est cependant limitée aux années 2004, 2005 et 2006.

42 Arrêté ministériel du 26 janvier 2007 déterminant les principes relatifs à la rémunération du président et des membres du Comité de direction de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz et fixant la rémunération prévue à l'article 2 de l'arrêté royal du 3 mai 1999 fixant les règles applicables au président et aux membres du Comité de direction de Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en matière d'incompatibilité et de conflits d'intérêts (Moniteur belge du 31 janvier 2007).

Tableau 4 : Compte de résultats au 31 décembre 2007 (€)

| RUBRIQUE | DESCRIPTION | 2007 | 2006 |
|-------------------------|---|-------------------|-------------------|
| Frais de personnel | Rémunérations et charges | 9.105.016 | 8.563.516 |
| | Dotation provisions indemnités de départ des membres du Comité de direction | - 701.026 | 454.000 |
| | Dotation provisions pécules de vacances | - 100.647 | - 15.300 |
| | Personnel intérimaire | 20.603 | 7.094 |
| | Frais de recrutement | 36.495 | 99.609 |
| | Formations continues, séminaires | 72.999 | 71.388 |
| | Leasing voitures des membres du personnel | 253.423 | 236.675 |
| | Taxe sur la valeur ajoutée | 60.803 | 68.516 |
| | Sous-total | 8.747.665 | 9.485.497 |
| Instances | Indemnités Conseil général (jetons de présence et cotisations diverses) | 64.482 | 73.779 |
| | Sous-total | 64.482 | 73.779 |
| | Sous-total «Frais de personnel» | 8.812.147 | 9.559.276 |
| Experts extérieurs | Études extérieures | 766.915 | 287.477 |
| | Service de communication | 32.146 | 32.518 |
| | Traducteurs, Reviseur, Secrétariat social | 96.908 | 111.760 |
| | Assistance juridique recours en justice | 650.546 | 405.313 |
| | Sous-total | 1.546.515 | 837.068 |
| Frais de fonctionnement | Loyer locaux et charges communes | 885.791 | 869.182 |
| | Loyer parkings | 61.927 | 63.549 |
| | Entretien locaux et sécurité | 113.251 | 118.844 |
| | Maintenance et entretien du matériel | 34.076 | 34.775 |
| | Documentation | 100.449 | 92.661 |
| | Téléphone, poste, Internet | 46.913 | 54.510 |
| | Fournitures de bureau | 69.525 | 62.543 |
| | Frais de réunions et de représentation | 75.338 | 89.223 |
| | Frais de déplacement (y compris à l'étranger) | 29.881 | 31.275 |
| | Affiliations à des associations | 33.081 | 33.765 |
| | Assurances, taxes et divers | 133.079 | 127.029 |
| | Taxe sur la valeur ajoutée | 245.549 | 157.688 |
| | | Sous-total | 1.828.860 |
| Amortissements | Amortissements sur immobilisations incorporelles et corporelles | 99.227 | 111.446 |
| | Amortissements sur leasing | 11.472 | 12.988 |
| | Sous-total | 110.699 | 124.434 |
| Frais financiers | Charges financières sur leasing et emprunts | 1.940 | 3.258 |
| | Autres | 2.167 | 3.062 |
| | Sous-total | 4.107 | 6.320 |
| | Sous-total «Frais de fonctionnement» | 3.490.181 | 2.702.867 |
| | TOTAL DES CHARGES | 12.302.328 | 12.262.143 |
| Produits | Surcharges frais de fonctionnement | 12.395.059 | 12.104.159 |
| | Régularisation Gaziers exercice n-1 | 689.207 | 272.609 |
| | Régularisation CREG électricité exercice n | - 159.446 | 321.732 |
| | Régularisation CREG gaz exercice n | - 797.808 | - 562.831 |
| | Redevances diverses | 22.599 | 10.078 |
| | Sous-total | 12.149.611 | 12.145.746 |
| Produits financiers | Produits des actifs circulants | 131.460 | 97.270 |
| | Autres produits financiers | 17 | 3 |
| | Sous-total | 131.477 | 97.273 |
| Produits exceptionnels | Autres produits exceptionnels | 21.240 | 19.124 |
| | Sous-total | 21.240 | 19.124 |
| | TOTAL DES PRODUITS | 12.302.328 | 12.262.143 |
| | RÉSULTAT DE L'EXERCICE | 0 | 0 |

Source : CREG

Tableau 5 : Bilan au 31 décembre 2007 (€)

| ACTIF | 2007 | 2006 |
|--|--------------------|--------------------|
| ACTIFS IMMOBILISÉS | | |
| Immobilisations incorporelles et corporelles | 202.040 | 194.240 |
| Matériel informatique et téléphonie | 39.092 | 33.765 |
| Mobilier de bureau et décoration | 12.615 | 40.383 |
| Aménagement bâtiment | 150.333 | 120.091 |
| Location-financement | 23.417 | 44.569 |
| Matériel détenu en leasing | 23.417 | 44.569 |
| Immobilisations financières | 344 | 344 |
| Cautions diverses | 344 | 344 |
| ACTIFS CIRCULANTS | | |
| Créances à un an au plus | 1.087.798 | 6.034.657 |
| Créances commerciales | 2.856 | 816.019 |
| Autres créances | 1.084.942 | 5.218.638 |
| Placements de trésorerie et valeurs disponibles | 236.990.191 | 177.867.544 |
| Fonds cotisation fédérale | 38.816.253 | 28.582.304 |
| Fonds CREG et service de médiation | 4.363.518 | 4.639.343 |
| Fonds social énergie | 7.604.457 | 11.439.563 |
| Fonds gaz à effet de serre | 48.977.417 | 78.485.374 |
| Fonds dénucléarisation | 2.929 | 529 |
| Fonds Kyoto JI/CDM | 61.298.749 | 10.310.820 |
| Fonds clients protégés électricité | 42.518.905 | 26.457.052 |
| Fonds clients protégés gaz | 29.866.784 | 14.508.553 |
| Fonds communes | 3.204.608 | 3.443.147 |
| Contentieux | 335.629 | 0 |
| Caisses | 942 | 859 |
| Comptes de régularisation | 2.035.296 | 962.558 |
| TOTAL ACTIF | 240.339.086 | 185.103.913 |

| PASSIF | 2007 | 2006 |
|---|--------------------|--------------------|
| CAPITAUX PROPRES | | |
| Bénéfice reporté | 1.314.222 | 1.314.222 |
| Provisions | 262.974 | 964.000 |
| Conventions d'emploi des membres du Comité de direction | 262.974 | 964.000 |
| DETTES | | |
| Dettes à plus d'un an | 1.703.304 | 1.591.026 |
| Réserve sectorielle CREG | 1.690.500 | 1.560.364 |
| Dettes de location-financement | 12.804 | 30.661 |
| Dettes à un an au plus | 236.486.624 | 181.230.231 |
| Dettes à plus d'un an échéant dans l'année | 10.613 | 13.908 |
| Dettes commerciales | 1.856.484 | 1.797.810 |
| Dettes fiscales, salariales et sociales | 1.761.127 | 2.024.201 |
| Dettes diverses (fonds social énergie) | 14.471.460 | 18.840.247 |
| Dettes diverses (fonds gaz à effet de serre) | 57.147.038 | 84.320.698 |
| Dettes diverses (fonds dénucléarisation) | 14.755.738 | 11.819.564 |
| Dettes diverses (fonds Kyoto JI/CDM) | 62.328.804 | 10.327.197 |
| Dettes diverses (fonds clients protégés électricité) | 49.883.438 | 32.996.414 |
| Dettes diverses (fonds clients protégés gaz) | 29.904.297 | 14.810.198 |
| Dettes diverses (fonds communes) | 3.222.067 | 3.447.939 |
| Dettes diverses (service de médiation) | 832.054 | 832.054 |
| Dettes Institutions européennes | 313.504 | 0 |
| Comptes de régularisation | 571.961 | 4.434 |
| TOTAL PASSIF | 240.339.086 | 185.103.913 |

Source : CREG

7.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur l'exercice écoulé au 31 décembre 2007

Conformément à la mission de révision qui nous a été confiée par le comité de direction de la Commission, en vertu de l'article 9 §1 de l'arrêté royal du 10 octobre 2001 (approuvant le règlement d'ordre intérieur), nous avons l'honneur de vous faire rapport sur les comptes de l'exercice écoulé. Le rapport inclut notre opinion sur les comptes ainsi que les mentions et informations complémentaires requises.

Attestation sans réserve des comptes

Nous avons procédé au contrôle des comptes de la Commission pour l'exercice clos le 31 décembre 2007, établis sur la base des règles d'évaluation adoptées par le comité de direction. Ces comptes sont synthétisés sous la forme d'une situation active et passive, dont le total s'élève à 240.339.086 EUR, et d'un compte de résultats dont le solde s'établit à 0 EUR, conformément aux arrêtés royaux du 24 mars 2003 relatifs au financement de la Commission, avec un total de produits et de charges de 12.302.328 EUR.

L'établissement des comptes relève de la responsabilité du comité de direction. Cette responsabilité comprend : la conception, la mise en place et le suivi d'un contrôle interne relatif à l'établissement des comptes ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs ; le choix et l'application de règles d'évaluation appropriées ainsi que la détermination d'estimations comptables raisonnables au regard des circonstances.

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces comptes sur la base de notre contrôle. Nous avons effectué notre contrôle selon les normes de révision applicables en Belgique, telles qu'édictées par l'Institut des Réviseurs d'Entreprises. Ces normes de révision requièrent que notre contrôle soit organisé et exécuté de manière à obtenir une assurance raisonnable que les comptes ne comportent pas d'anomalies significatives, qu'elles résultent de fraudes ou d'erreurs.

Conformément aux normes de révision précitées, nous avons tenu compte de l'organisation de la Commission en matière administrative et comptable ainsi que de ses dispositifs de contrôle interne. Nous avons obtenu du comité de direction et des préposés de la Commission les explications et informations requises pour notre contrôle. Nous avons examiné par sondages la justification des montants figurant dans les comptes. Nous avons évalué le bien-fondé des règles d'évaluation et le caractère raisonnable des estimations comptables significatives faites par la Commission. Nous estimons que ces travaux fournissent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

À notre avis, la situation active et passive arrêtée au 31 décembre 2007, de même que le compte de résultats relatif à l'exercice 2007, donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et des résultats de la Commission, compte tenu des règles d'évaluation adoptées par le comité de direction.

Mentions et informations complémentaires

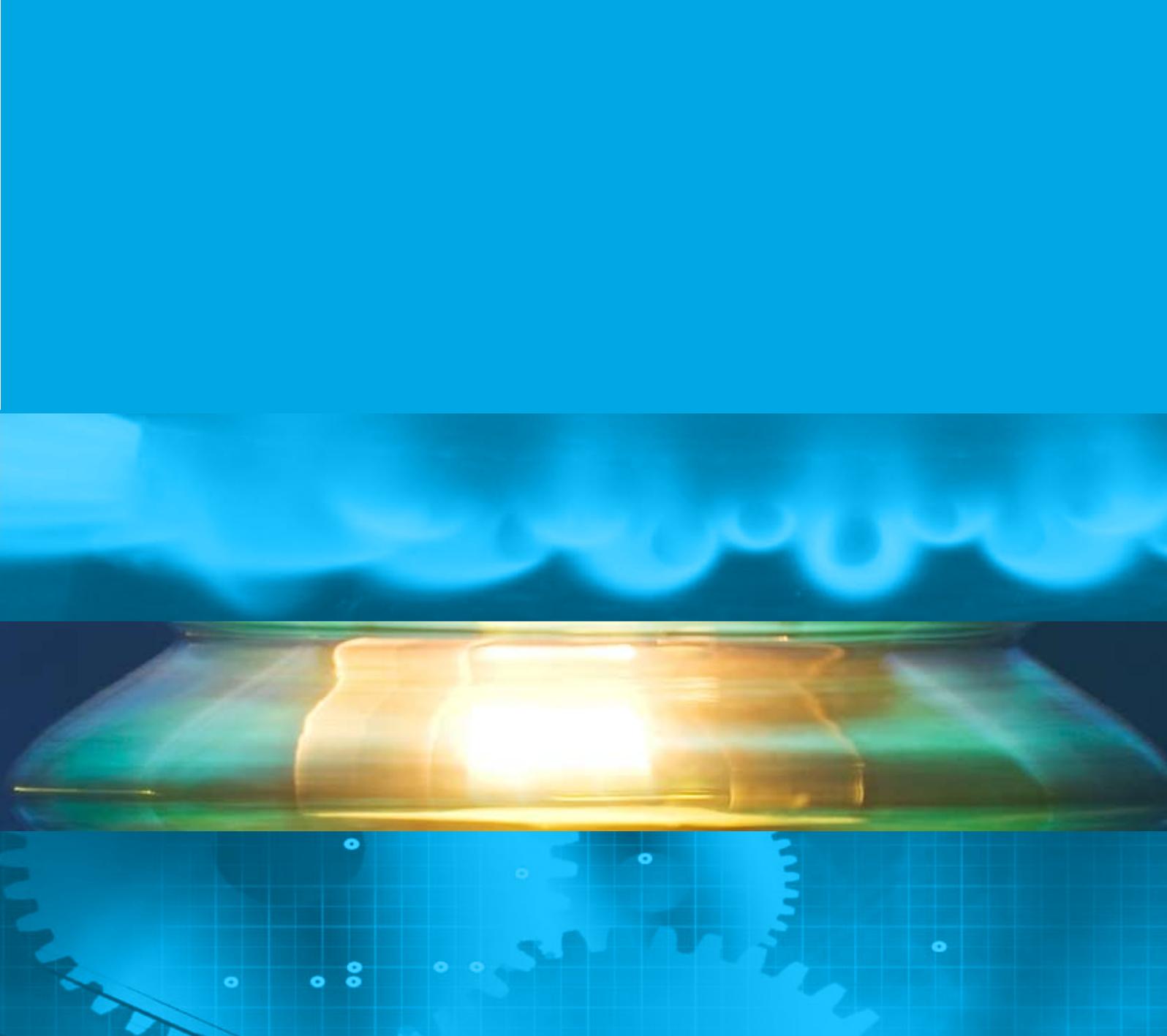
Nous complétons notre rapport par les mentions et informations complémentaires suivantes qui ne sont pas de nature à modifier la portée de l'attestation des comptes :

- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux règles générales de la loi du 17 juillet 1975 relative à la comptabilité des entreprises.
- Ainsi qu'il en est fait mention dans le rapport annuel rédigé par le comité de direction, le montant de la régularisation relative à l'exercice 2007 entre les fournisseurs de gaz et la Commission, à calculer en application de l'article 5 §2 de l'arrêté royal du 24 mars 2003 relatif au financement de la Commission pour le marché du gaz naturel, est inconnu à la date d'arrêté des comptes au 31 décembre 2007 de la Commission et n'a donc pu être intégré. Par contre, la régularisation afférente à l'exercice précédent a été comptabilisée.
- Nous n'avons constaté aucune irrégularité, au regard des lois « électricité » et « gaz » ainsi que de leurs arrêtés d'exécution, quant aux opérations à constater dans les comptes de la Commission.

Battice, le 15 février 2008



André KILESSE
Réviseur d'Entreprises



2. L'évolution du marché de l'électricité

1. Le marché européen de l'électricité

1.1. Le troisième paquet législatif de la Commission européenne

Suite au Livre vert de mars 2006, intitulé 'Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable', la Commission européenne a présenté, en janvier 2007, un troisième paquet législatif⁴³ comportant deux propositions modifiant les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE, deux propositions modifiant les règlements (CE) n° 1228/2003 et 1775/2005 et une nouvelle proposition de règlement instituant une Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie.

Les principales mesures proposées concernent :

- la séparation effective des activités de fourniture et de production, d'une part, et de la gestion des réseaux, d'autre part ;
- le renforcement des compétences et de l'indépendance des régulateurs nationaux de l'énergie ;
- l'établissement d'un mécanisme indépendant pour la coopération entre les régulateurs nationaux ;
- la création d'un mécanisme permettant aux gestionnaires de réseau de transport d'améliorer la coordination de la gestion des réseaux, la sécurité des réseaux, les échanges transfrontaliers et l'exploitation des réseaux ;
- une transparence accrue du fonctionnement des marchés de l'énergie.

1.2. Le *European Electricity Regulatory Forum*

Le Forum de Florence, qui est une plate-forme de concertation visant le développement du marché intérieur de l'électricité, s'est réuni les 24 et 25 septembre 2007⁴⁴.

Le principal thème abordé concernait les nouvelles propositions législatives de la Commission européenne⁴⁵ qu'elle a commentées lors du Forum.

Le Forum a également insisté, d'une part, pour que des mesures soient prises rapidement afin que le règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité soit totalement respecté et, d'autre part, sur la nécessité d'une mise en œuvre rapide et cohérente des obligations existantes en matière de transparence et sur l'importance d'une bonne coordination des initiatives régionales existantes.

⁴³ Tous les documents sont disponibles sur http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm. Le premier paquet législatif se compose des directives électricité et gaz de 1996 et 1998 et le deuxième des directives électricité et gaz de 2003.

⁴⁴ Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site Internet de la Commission européenne : www.ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm.

⁴⁵ Point 1.1. ci-avant.

2. Le marché belge de l'électricité

2.1. L'ouverture du marché belge de l'électricité

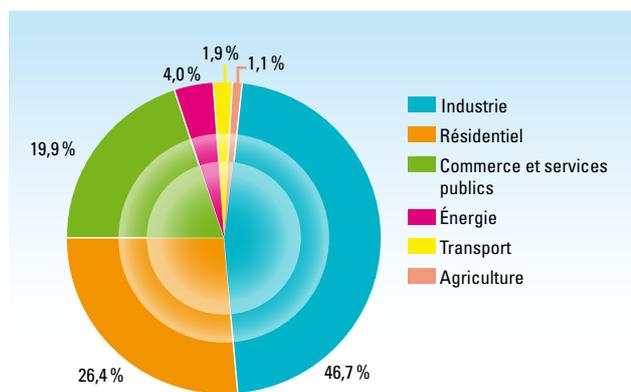
Les clients résidentiels wallons et bruxellois sont désormais également libres de choisir leur fournisseur d'électricité suite à l'ouverture complète du marché belge de l'électricité depuis le 1^{er} janvier 2007. En termes de volume, cette clientèle représente à peu près 10 % du marché belge.

2.2. L'énergie électrique appelée

Il ressort des statistiques mises à la disposition de la CREG⁴⁶ que l'énergie électrique appelée par le réseau d'ELIA, à savoir la consommation nette plus les pertes en réseau⁴⁷, a été estimée à 86.748,9 GWh pour 2007. La pointe de puissance appelée a quant à elle été estimée⁴⁸ à 13.769,7 MW.

La figure 1 illustre la part relative des différents secteurs dans la consommation totale de l'énergie électrique. Cette ventilation a été faite sur la base des données provisoires de 2006. La consommation industrielle représente près de la moitié de la consommation totale d'électricité. La consommation résidentielle représente quant à elle environ 26 % et celles du commerce et des services publics représentent ensemble environ 20 % de la consommation totale d'électricité.

Figure 1 : Répartition par secteur de la consommation d'électricité en 2006⁴⁹



Source : SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie

2.3. La fourniture d'électricité

2.3.1. L'activité de fourniture d'électricité

Le tableau 6 indique les parts de marché d'ELECTRABEL S.A. et des autres fournisseurs en ce qui concerne la fourniture nette d'électricité⁵⁰ aux grands clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral⁵¹ (réseau dont la tension est supérieure à 70 kV et pour lequel le règlement technique⁵² est d'application). Selon une première estimation, la part de marché d'ELECTRABEL S.A. s'élève à environ 87,7 %, ce qui représente une diminution d'environ 2,4 points de pourcentage par rapport à 2006.

Le volume total de l'énergie nette prélevée par les clients finals via le réseau de transport a légèrement diminué, passant de 14.281,1 GWh en 2006 à 14.211,3 GWh en 2007. Aucun point d'accès au réseau de transport fédéral n'a changé de fournisseur en 2007.

Par ailleurs, dans le cadre de sa compétence de proposition d'autorisation en vue de la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de transport, le Comité de direction a reçu fin 2007 une demande d'autorisation introduite par DUFERCO ENERGIA S.R.L. Au 31 décembre 2007, le Comité de direction n'avait pas encore remis sa proposition.

Au 31 décembre 2007, douze fournisseurs disposaient d'une autorisation fédérale pour la fourniture d'électricité : EDF Belgium S.A., ELECTRABEL S.A., ENDESA Energía SAU, ENECO Énergie International B.V., E.ON Sales & Trading GmbH, ESSENT Belgium S.A., ESSENT Energy Trading B.V., GASELYS SAS, NUON Belgium S.A., RWE Key Account GmbH, RWE Solutions AG et SPE S.A.

46 Au moment de la rédaction du présent rapport, la CREG ne disposait pas du total de l'énergie électrique appelée en Belgique. La CREG ne disposait en effet que des données transmises par ELIA, lesquelles ne prennent pas en compte les petites unités locales de production pour lesquelles ELIA ne dispose pas de mesures.

47 Les pertes en réseau représentent les pertes d'énergie électrique active générées par le transport et la distribution d'électricité.

48 Source : ELIA, données provisoires, janvier 2008. Ces valeurs ne tiennent pas compte de la production locale qui n'a pas été mesurée par ELIA (en principe la production locale <25 MW).

49 Les données de 2007 n'étaient pas disponibles au moment de la rédaction du présent rapport.

50 Les chiffres ne tiennent pas compte de la partie directement prélevée au moyen de la production locale.

51 Sur la base des données provisoires fournies par ELIA (janvier 2008).

52 Point 2.7.1.1., pages 29 et s.

Tableau 6 : Fourniture nette à la clientèle raccordée au réseau dont la tension est supérieure à 70 kV pour les années 2006 et 2007

| Fournisseurs | Sites de consommation 1 ^{er} janvier 2007 | Sites de consommation 31 déc. 2007 | Énergie nette prélevée en 2006 (GWh) | Énergie nette prélevée en 2007 (GWh) |
|---------------------|---|---------------------------------------|---|---|
| ELECTRABEL S.A. | 65 | 65 | 12.860,9 (90,1%) | 12.468,6 (87,7%) |
| Autres fournisseurs | 10 | 11 | 1.420,1 (9,9%) | 1.742,7 (12,3%) |
| Total | 71* | 72* | 14.281,1 | 14.211,3 |

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

Source : ELIA (données provisoires, janvier 2008)

2.3.2. Les prix maximaux

Avec l'évolution des prix de vente après l'ouverture des marchés et la baisse des tarifs de distribution, il est apparu que les tarifs d'électricité aux clients protégés basés sur les anciennes formules tarifaires en application sur le marché captif devenaient, dans un certain nombre de cas, moins intéressants que certains tarifs commerciaux proposés sur le marché libéralisé, et ce particulièrement dans les zones aux tarifs de distribution les plus bas.

Un nouvel arrêté ministériel du 30 mars 2007⁵³ a remplacé les anciennes formules tarifaires par des prix sociaux fixés tous les six mois pour les clients bénéficiant d'un tarif normal, d'un tarif bihoraire et d'un tarif exclusif de nuit. Le principe retenu consiste à exprimer ces prix par kWh, sans terme fixe ou redevance, et de les calculer en les alignant sur le prix commercial le plus bas dans la zone de distribution aux tarifs les plus bas. Cet arrêté indique les méthodes de calcul et les clients-type utilisés pour ce calcul. La CREG est chargée du calcul et de la publication sur son site de ces prix maximaux sociaux.

Le projet d'arrêté ministériel qui a débouché sur l'arrêté ministériel du 30 mars 2007 a donné lieu à un avis partagé du Conseil général, reflétant les divergences de vue apparues lors de l'examen de la note préparatoire du Comité de direction de 2005⁵⁴.

La parution tardive de l'arrêté du 30 mars 2007 a rendu impossible la première mise en application du nouveau tarif social, prévue dès le 1^{er} août 2007. Un arrêté ministériel du 27 août 2007⁵⁵ a dès lors prévu la poursuite de l'application des anciens tarifs sociaux de août à octobre 2007 et de nouveaux prix pour les trois mois suivants. Le principe de calcul des prix pour ces trois derniers mois visait à assurer à la clientèle, selon certaines modalités, le même avantage que celui qu'elle aurait obtenu si les nouveaux tarifs définis par l'arrêté du 30 mars 2007 avaient été appliqués dès le 1^{er} août 2007.

La loi-programme du 27 avril 2007, publiée le 31 décembre 2007, prévoit l'application automatique des prix maximaux pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire. L'organisation des échanges des données nécessaires entre fournisseurs, gestionnaires de réseaux de distribution et la Banque Carrefour est confiée au SPF Économie. Au 31 décembre 2007, aucun arrêté d'application n'avait encore été publié. Il est à noter que le Conseil général a soutenu de façon unanime les efforts du gouvernement en vue d'automatiser l'octroi des tarifs sociaux en soulignant la nécessité de prévoir un système simple d'octroi, tant pour les ayants droit que pour les fournisseurs.

2.3.3. Les paramètres d'indexation Nc et Ne

Avec la libéralisation complète au 1^{er} janvier 2007 du marché de l'électricité et la disparition définitive des anciens tarifs sociaux au 1^{er} novembre 2007, l'usage des paramètres d'indexation Nc et Ne (reflétant l'évolution du coût des combustibles utilisés dans les unités de production centralisée et l'évolution des autres composantes du prix de revient de l'électricité : salaires et matériaux) n'est plus imposé. Ils ne sont dès lors plus publiés au Moniteur belge.

Ces paramètres étant toutefois utilisés par de nombreux fournisseurs d'électricité sur le marché basse tension principalement et dans de nombreux contrats existants dans le secteur de l'électricité mais également dans d'autres secteurs industriels, le Comité de direction a décidé de continuer à les calculer en 2007 et à les publier mensuellement sur son site Internet.

53 Arrêté ministériel portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 6 juillet 2007).

54 Rapport annuel 2005, point 2.3.3., page 10.

55 Arrêté ministériel portant publication des prix sociaux maximaux applicables du 1^{er} août 2007 au 31 janvier 2008 pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 30 août 2007).

2.4. La liquidité du marché de gros

2.4.1. La bourse belge d'électricité

2.4.1.1. Le règlement de marché de Belpex

Une première modification au règlement relatif à l'échange de blocs d'énergie (règlement de marché) a été proposée en mars 2007 par Belpex S.A. et concerne l'introduction d'un nouveau type de participation au Belpex DAM⁵⁶, à savoir une participation indirecte limitée par le biais d'un intermédiaire bénéficiant d'un accès total au Belpex DAM. Belpex estime que cette adhésion permet à de plus petits consommateurs, producteurs ou négociants, de participer au Belpex DAM. Selon Belpex, les principales préoccupations de ces plus petits acteurs du marché concernent en effet le droit d'entrée élevé et la complexité opérationnelle des transactions sur le Belpex DAM.

Le Comité de direction salue la création de ce nouveau type d'adhésion pour rendre l'accès à la bourse d'électricité plus attrayant pour les plus petits acteurs du marché. Il a dès lors conseillé⁵⁷ au Ministre de l'Énergie d'approuver la proposition de Belpex, en émettant toutefois la même réserve que celle formulée dans sa décision sur les conditions d'accès à la bourse⁵⁸. Le Comité de direction a en outre émis des doutes sur plusieurs points de la proposition, notamment sur le droit d'entrée annuel relativement élevé pour ce nouveau type d'adhésion.

Le Ministre a finalement approuvé, en date du 21 mai 2007, la modification au règlement du marché proposée par Belpex⁵⁹.

En octobre 2007, Belpex S.A. a proposé une seconde modification du règlement de marché en vue de créer deux marchés, le CoDAM et le CIM.

Le Comité de direction a toutefois conseillé⁶⁰ au Ministre de l'Énergie de rejeter la proposition de modification du règlement de marché de Belpex. En effet, le problème majeur identifié par le Comité de direction dans la proposition de Belpex concernent l'absence de définitions des marchés CoDAM et CIM et la suppression de toute référence explicite au Belpex DAM existant.

Le règlement de marché proposé contenait en outre une série de règles générales sans toutefois préciser sur quel marché elles s'appliquaient. Bien que ces règles puissent bien souvent s'appliquer sur les trois marchés concernés, le Comité de direction n'a pas été en mesure de déterminer

le fonctionnement précis de ces marchés dans la pratique. Il a par ailleurs émis certains doutes concernant plusieurs articles en raison de leur formulation vague ou incomplète.

Après modification du règlement sur les points soulevés par le Comité de direction, le règlement de marché a finalement été approuvé par le Ministre⁶¹.

2.4.1.2. Le fonctionnement de la bourse belge d'électricité

Le couplage des marchés 'DAM' entre la Belgique (Belpex), les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext) a été couronné de succès en 2007 : les trois marchés n'ont en effet que rarement fonctionné de manière isolée. Belpex a affiché les mêmes prix que Powernext et APX pendant respectivement 88 % et 73 % du temps.

En 2007, les prix sur les trois marchés ont donc été relativement proches et peu élevés en moyenne (figure 2). Ainsi, le prix annuel moyen sur le marché Belpex s'est élevé à 41,8 €/MWh en 2007 tandis que le prix mensuel moyen a fluctué entre 26 et 41 €/MWh au cours des neuf premiers mois de 2007, avant de connaître une hausse sensible les trois derniers mois de l'année (jusqu'à 87 €/MWh en novembre). Il est à noter qu'au cours de ces trois derniers mois, les prix mensuels moyens sur le marché APX ont atteint pour la première fois de l'année un niveau inférieur aux prix en vigueur sur les marchés belge et français.

En novembre 2007, le Conseil général a été informé par le Comité de direction de l'évolution des prix et des flux transfrontaliers entre les Pays-Bas, la Belgique et la France. Cet aspect sera examiné en 2008 par le groupe de travail 'fonctionnement de marché' du Conseil général qui a entamé, en 2007, l'examen du fonctionnement de Belpex après quasiment un an de fonctionnement de la bourse d'électricité⁶².

Par rapport au marché Belpex, les volumes de transaction ont été en moyenne environ six fois plus importants sur le marché Powernext et presque trois fois plus importants sur le marché APX.

En 2007, le volume total négocié sur le Belpex DAM⁶³ a atteint 7,6 TWh pour une consommation belge d'électricité estimée à 88,8 TWh⁶⁴. Le volume négocié sur Belpex représente donc environ 8,5 % du marché belge. Le volume total acheté sur Belpex en 2007 a atteint 6,8 TWh tandis que le volume vendu s'est élevé à 4,9 TWh. Cette différence

56 Day Ahead Market.

57 Avis (C)070510-CDC-690 (disponible sur www.creg.be).

58 Décision (B)060825-CDC-552 (disponible sur www.creg.be).

59 Arrêté ministériel du 21 mai 2007 portant approbation des modifications au règlement de marché d'échange de blocs d'énergie (Moniteur belge du 5 juin 2007).

60 Avis (A)071206-CDC-731 (disponible sur www.creg.be).

61 Arrêté ministériel du 20 décembre 2007 portant approbation des modifications au règlement de marché d'échange de blocs d'énergie (Moniteur belge du 15 février 2008).

62 Voir aussi rapport annuel 2006, point 2.4.1., page 31.

63 L'arrêté d'agrément du 11 janvier 2006 (rapport annuel 2006, page 31) autorise Belpex à organiser un marché *day-ahead* pour l'échange de blocs d'énergie en Belgique ('le Belpex DAM').

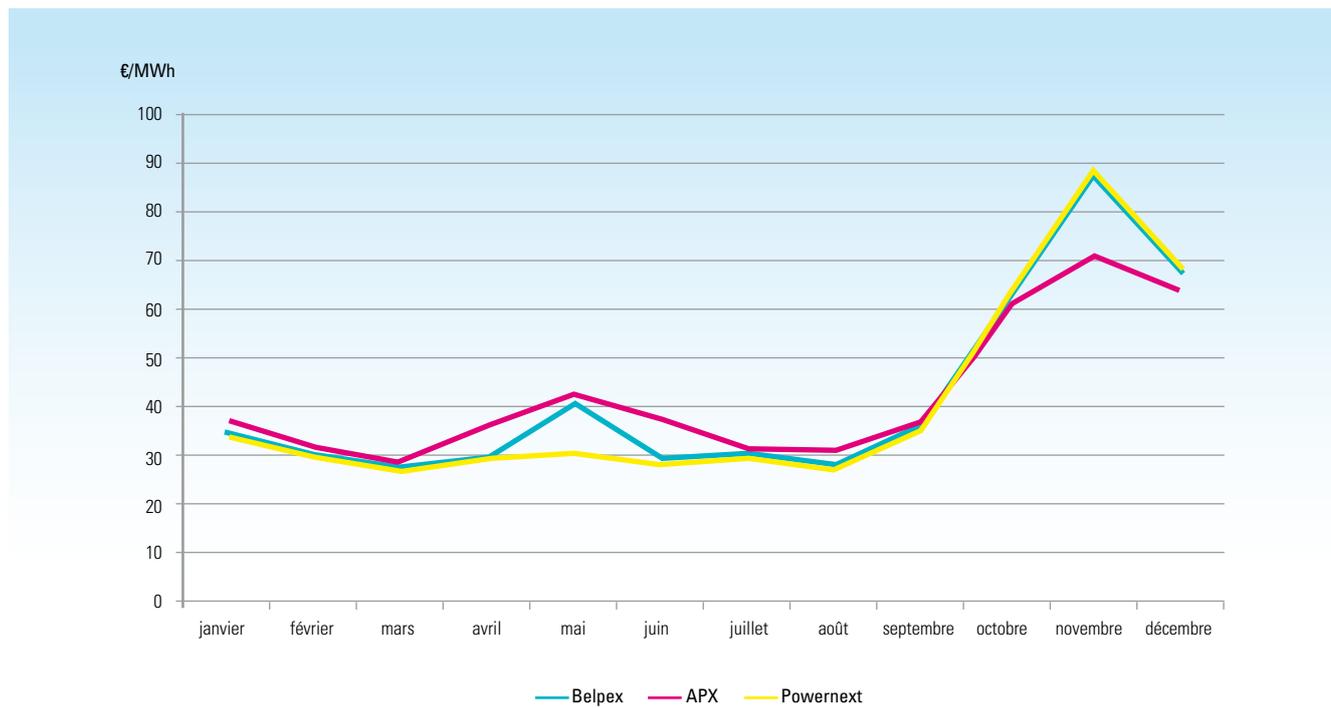
64 Calcul basé sur les chiffres provisoires de consommation d'ELIA.

entre le volume acheté et le volume vendu est précisément due au couplage des marchés et aux flux échangés avec la France et les Pays-Bas.

La saturation d'une interconnexion se manifeste par l'apparition d'une différence de prix entre les deux bourses situées de chaque côté de l'interconnexion, qui génère des rentes de congestion ('congestion rents'). En 2007, le total des rentes de congestion générées lors de l'attribution de la capacité journalière sur les interconnexions a atteint 43 millions d'euros, dont 12 millions sur la frontière sud dans le sens France-Belgique et 2 millions dans le sens Belgique-France, ainsi que 15,6 millions sur la frontière nord dans le sens Pays-Bas-Belgique et 13,4 millions dans le sens Belgique-Pays-Bas⁶⁵.

Les rentes de congestion ont été très volatiles en 2007 avec l'apparition de valeurs très élevées durant certains jours. Ainsi, le 22 mai 2007, une rente de congestion de 6,7 millions d'euros a été mise en évidence sur la frontière sud dans le sens France-Belgique. Sur la frontière nord, dans le sens Pays-Bas-Belgique, des rentes de congestion de 1,9 million et 3,5 millions d'euros ont été relevées respectivement les 12 et 15 novembre 2007. Ces montants élevés résultent d'un pic de prix sur le Belpex DAM, alors que l'autre bourse située de l'autre côté de l'interconnexion, saturée, affichait des prix beaucoup plus faibles. L'interconnexion nord affiche une saturation plus uniforme dans le sens Belgique-Pays-Bas. L'interconnexion sud n'est pratiquement pas saturée dans le sens Belgique-France.

Figure 2 : Prix moyens sur les bourses Belpex, APX et Powernext en 2007



Source : CREG

65 Ces montants ont été répartis entre les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché qui ont revendu cette capacité annuelle ou mensuelle au marché journalier.

2.4.2. Les capacités virtuelles de production

Les capacités virtuelles de production (VPP) sont des options qui donnent à leurs titulaires le droit de prélever du réseau, pendant chaque heure d'une période bien définie, une capacité de production déterminée (de type base⁶⁶ ou pointe⁶⁷) à un prix préalablement déterminé, également appelé prix d'exercice. Ces options ont été vendues dans le cadre de sept enchères dont la première a eu lieu en décembre 2003 et la dernière en mai 2005. Depuis lors, plus aucune enchère n'a été organisée.

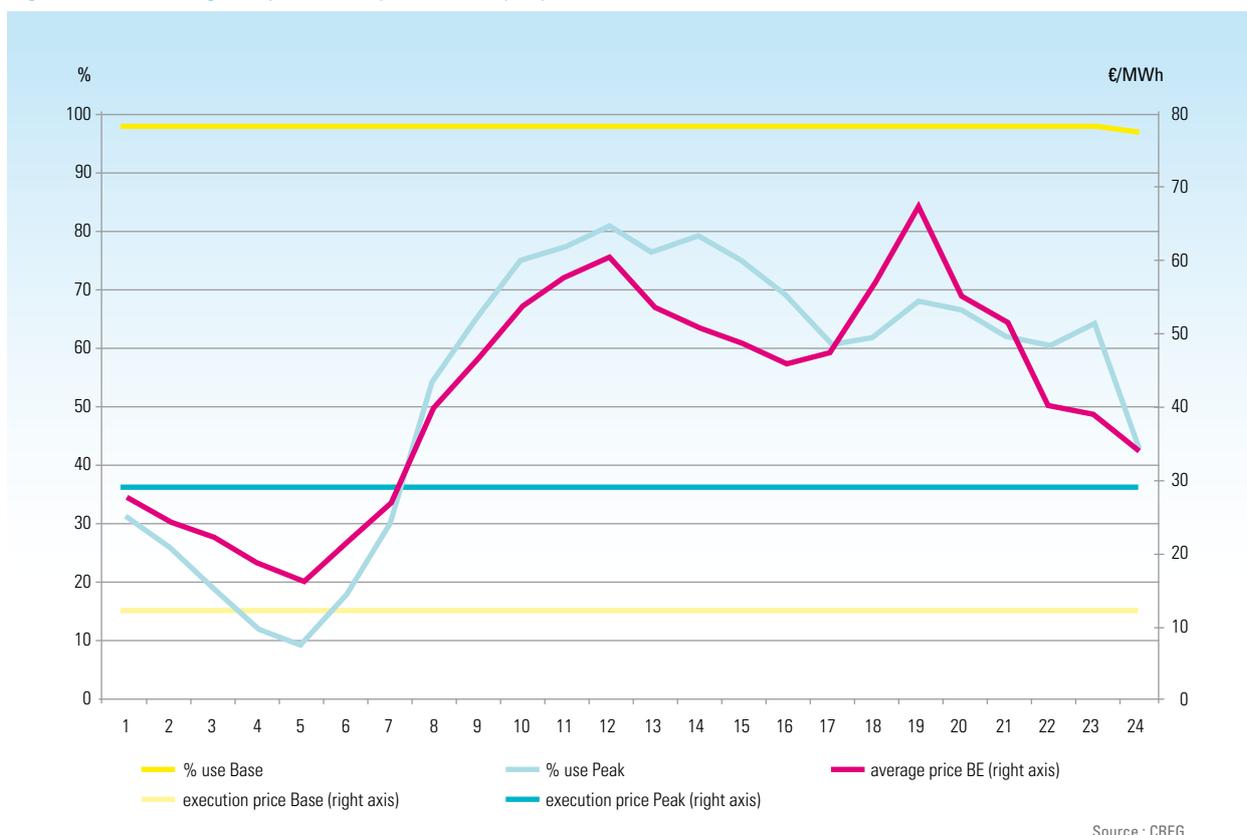
En 2007, un total de 1,7 TWh a été exercé sur un total maximal de 2,03 TWh, soit un pourcentage d'exercice de 84 %, contre 95 % en 2006.

En ce qui concerne les produits de base, 1,37 TWh ont été exercés, soit 97,8 % de la capacité disponible de produits VPP de base, contre 99,8 % en 2006. En ce qui concerne les produits de pointe, 0,34 TWh a été exercé, soit 53,6 % de la capacité disponible de produits VPP de pointe, contre 86 % en 2006.

La figure 3 illustre le pourcentage moyen exercé par heure et par produit (base ou pointe) par rapport au prix d'exercice et au prix de gros dans la zone de réglage belge tel que déterminé sur le Belpex DAM. Les produits de base sont exercés à près de 100 % pendant pratiquement toute la durée, tandis que le pourcentage exercé des produits de pointe affiche une corrélation claire avec le prix de gros.

Début 2007, la capacité VPP maximale s'est élevée à 295 MW (195 MW base, 100 MW pointe). Elle est retombée à 180 MW au dernier trimestre de 2007 (135 MW base, 45 MW pointe). Sans nouvelles enchères de produits VPP, les VPP exerçables totales seront inférieures à 100 MW en 2008 et seront épuisées après le troisième trimestre de 2008.

Figure 3 : Pourcentage moyen exercé par heure et par produit en 2007



Source : CREG

66 Les VPP de base sont des produits qui permettent de nommer de l'énergie à un prix d'exercice de 12 €/MWh.

67 Les VPP de pointe sont des produits qui permettent de nommer de l'énergie à un prix d'exercice de 29 €/MWh.

2.5. La production d'électricité

2.5.1. L'évolution du marché belge de la production

En septembre 2007, le Comité de direction a réalisé de sa propre initiative une étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique⁶⁸. L'étude attire l'attention sur le risque accru dans les années à venir de ne plus pouvoir couvrir en permanence toute la demande belge d'électricité, en raison du manque de capacité de production d'électricité auquel la Belgique risque d'être confrontée. À titre d'exemple, dans le scénario principal, l'étude prévoit pour 2012 un besoin en capacités supplémentaires de production de 2.000 MW en unités de base. L'étude met en évidence, dans ce cadre, les possibles conséquences du manque de capacité et recommande diverses mesures à court et moyen termes.

L'étude a été transmise le 1^{er} octobre 2007 au Ministre de l'Énergie et a par ailleurs été présentée au Conseil général en novembre 2007.

2.5.2. L'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité pour la période 2008-2017

La loi du 1^{er} juin 2005 a remplacé dans la loi électricité le programme indicatif des moyens de production d'électricité, dont l'élaboration était confiée à la CREG, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité (dite étude prospective), à établir par la Direction générale de l'Énergie⁶⁹.

À la demande de cette Direction et dans un souci de continuité par rapport aux programmes indicatifs, la CREG participe au suivi de la première étude prospective électricité 2008-2017 et y contribue de manière plus spécifique pour ce qui concerne les aspects d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité.

Conformément à l'article 3 de la loi électricité, la CREG garde par ailleurs une compétence d'avis sur le projet d'étude prospective.

2.5.3. Les installations de production d'électricité

En janvier 2007, le Comité de direction a rendu une proposition⁷⁰ en vue de l'octroi d'une autorisation individuelle à EXXONMOBIL PETROLEUM & CHEMICAL S.P.R.L. pour la

construction d'une unité de cogénération, laquelle a été suivie d'une autorisation ministérielle en mars 2007⁷¹.

En février 2007, le Comité de direction a rendu une proposition⁷² en vue de l'octroi d'une autorisation individuelle à ELECTRABEL S.A. pour la construction d'une installation de cogénération sur le site de LANXESS-RUBBER S.A. à Zwijndrecht, laquelle a été suivie d'une autorisation ministérielle en mai 2007⁷³.

En mars 2007, le Comité de direction a rendu trois propositions en vue de l'octroi d'autorisations individuelles. La première visait la construction par l'Intercommunale INTRADEL S.C.R.L. d'une unité pour la valorisation de l'énergie issue de la combustion de déchets à Herstal⁷⁴. La deuxième visait la construction par SPE S.A. de deux turbines à gaz à cycle ouvert à Angleur en remplacement d'une ancienne unité de production inutilisée depuis plusieurs années⁷⁵. La troisième, enfin, visait la construction par ELECTRABEL S.A. d'une unité pour la valorisation de l'énergie issue du gaz de processus sur le site industriel de SIDMAR à Gand⁷⁶. Ces trois propositions ont été suivies de trois autorisations ministérielles en mai 2007⁷⁷.

En avril 2007, le Comité de direction a rendu une proposition⁷⁸ en vue de l'octroi d'une autorisation individuelle à MARCINELLE ENERGIE S.A. pour la construction d'une unité TGV et d'une unité pour la valorisation d'énergie issue de gaz de hauts fourneaux sur le site de CARSID S.A. à Marcinelle. Cette demande d'octroi a fait l'objet d'une autorisation ministérielle en mai 2007⁷⁹.

En juin 2007, le Comité de direction a rendu une proposition⁸⁰ en vue de l'octroi d'une autorisation individuelle à ELECTRABEL S.A. visant au remplacement des rotors basse pression de la turbine à vapeur de Doel 4 et entraînant une augmentation de la puissance de l'ordre de 4 %. Cette demande d'octroi a fait l'objet d'une autorisation ministérielle en août 2007⁸¹.

En août 2007, le Comité de direction a rendu une proposition⁸² en vue de l'octroi d'une autorisation individuelle à ELECTRABEL S.A. visant au remplacement des rotors basse pression de la turbine à vapeur de Tihange 3 et entraînant une augmentation de la puissance de l'ordre de 4 %. Cette demande d'octroi a fait l'objet d'une autorisation ministérielle en novembre 2007⁸³.

68 Étude (FJ070927-CDC-715 (disponible sur www.creg.be).

69 Rapport annuel 2005, point 2.5.2., page 16.

70 Proposition (EJ070112-CDC-614).

71 Arrêté ministériel du 7 mars 2007.

72 Proposition (EJ070222-CDC-619).

73 Arrêté ministériel du 16 mai 2007 (Moniteur belge du 7 juin 2007).

74 Proposition (EJ070308-CDC-662).

75 Proposition (EJ070308-CDC-620).

76 Proposition (EJ070315-CDC-665).

77 Arrêté ministériel du 8 mai 2007 (Moniteur belge du 21 mai 2007) et arrêtés ministériels du 14 mai et 16 mai 2007 (Moniteur belge du 7 juin 2007).

78 Proposition (EJ070419-CDC-676).

79 Arrêté ministériel du 16 mai 2007 (Moniteur belge du 29 mai 2007).

80 Proposition (EJ070628-CDC-695).

81 Arrêté ministériel du 17 août 2007 (Moniteur belge du 3 septembre 2007).

82 Proposition (EJ070830-CDC-708).

83 Arrêté ministériel du 13 novembre 2007 (Moniteur belge du 24 janvier 2008).

En octobre 2007, le Comité de direction a rendu une proposition⁸⁴ en vue de l'octroi d'une autorisation individuelle à ELECTRABEL S.A. visant au remplacement des rotors basse pression du générateur de vapeur de Doel 1 et entraînant une augmentation de la puissance de l'ordre de 10 %. Le 31 décembre 2007, le Ministre n'avait pas encore accordé d'autorisation pour cette adaptation.

Au 31 décembre 2007, deux demandes pour une autorisation de production individuelle étaient encore en cours de traitement auprès de la CREG.

Environ 1.200 MW de capacité de production supplémentaire ont ainsi été accordés au total par le Ministre de l'Énergie en 2007 et des 730 MW de capacité de production supplémentaires accordés par le Ministre en 2006, 330 MW étaient déjà réalisés ou en construction le 31 décembre 2007.

2.5.4. Les concessions domaniales

En avril 2007, le Comité de direction a approuvé⁸⁵, en application de l'article 14, §1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002⁸⁶, une proposition de contrat entre ELIA SYSTEM OPERATOR S.A. et C-POWER S.A. concernant l'achat de certificats verts d'électricité produite à partir d'énergie éolienne off-shore.

En mai 2007, le Comité de direction a rendu une proposition d'octroi à BELWIND S.A.⁸⁷, moyennant toutefois certaines conditions, d'une concession domaniale portant sur la construction d'un parc éolien d'une puissance de 330 MW sur le 'Blighbank', à 46 km environ de la côte belge. Le Ministre de l'Énergie a octroyé la concession domaniale par arrêté du 5 juin 2007⁸⁸.

En juin 2007, C-POWER S.A. a annoncé au Comité de direction le début des travaux pour la construction du câble sous-marin et des installations de raccordement du parc éolien off-shore sur le Thorntonbank. Dans ce cadre, conformément à l'article 7, §2 de la loi électricité, le Comité de direction a estimé que les conditions requises par cet article pour le paiement de la première tranche des coûts à prendre en considération pour le financement étaient remplies.⁸⁹

2.6. Le rapport de la Commission Énergie 2030

Une commission pour l'analyse de la politique énergétique belge à l'horizon 2030, dite 'Commission Énergie 2030', a été instituée le 6 décembre 2005 par arrêté royal⁹⁰ avec pour mission d'élaborer un rapport présentant les choix stratégiques de la politique énergétique belge à moyen et à long termes sur la base de scénarios définis par elle, et ce, en concertation avec les services d'études du Bureau fédéral du Plan.

À la demande du Ministre de l'Énergie, la CREG a collaboré, dès septembre 2006, à l'évaluation du rapport préliminaire de la Commission Énergie 2030.

Le 1^{er} mars 2007, le Comité de direction a approuvé son étude⁹¹ relative au rapport précité dans laquelle il formule ses remarques et recommandations en vue de la rédaction du rapport final par la Commission Énergie 2030. Le Comité de direction souligne, entre autres, la nécessité d'une analyse détaillée des aspects socio-économiques et environnementaux des choix de politique énergétique examinés et les hypothèses de travail parfois trop restrictives qui compromettent la portée réaliste de certains résultats. Le Comité de direction est en outre d'avis que les recommandations formulées par la Commission Énergie 2030 doivent être étayées par des analyses quantitatives supplémentaires.

Le Conseil général a pour sa part transmis son avis sur le rapport préliminaire⁹² le 2 mars 2007 au Ministre. L'avis a été préparé par un groupe de travail ad hoc dont l'examen a été précédé de séances de présentation, d'informations et d'auditions d'experts extérieurs, organisées conjointement avec les autres instances appelées à se prononcer (Conseil Central de l'Économie, Conseil fédéral du Développement durable). Le Conseil général a ainsi dressé de manière unanime un certain nombre de constats sur le rapport préliminaire mais est resté partagé sur la philosophie de l'étude, les hypothèses utilisées et les scénarios choisis. Aussi des divergences sont-elles apparues en ce qui concerne les recommandations concrètes relatives à la facturation des hausses de prix aux consommateurs, l'éventualité de garder l'option nucléaire ouverte et, enfin, l'appréciation du potentiel d'énergie renouvelable et l'échange de quotas au niveau européen.

84 Proposition (E)071004-CDC-720.

85 Décision (B)070418-CDC-682.

86 Arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables.

87 Proposition (E)070524-CDC-684. Voir également rapport annuel 2006, point 2.5.4., page 35.

88 Moniteur belge du 21 juin 2007.

89 Rapport annuel 2006, point 2.5.4., page 35.

90 Arrêté royal du 6 décembre 2005 instituant une Commission pour l'analyse de la politique énergétique belge à l'horizon 2030 (Moniteur belge du 19 décembre 2005).

91 Étude (F)070301-CDC-661 (disponible sur www.creg.be).

92 Avis CG070302-036 relatif au Preliminary report, Belgium Energy Challenges towards 2030 (disponible sur www.creg.be).

2.7. Le transport d'électricité

2.7.1. La gestion du réseau de transport

2.7.1.1. Le règlement technique

2.7.1.1.1. Les conditions générales des contrats de responsable d'accès, des contrats d'accès et des contrats de raccordement

En 2007, le Comité de direction a rendu trois décisions relatives à des modifications proposées par ELIA aux conditions générales des contrats de responsable d'accès. Les principales modifications concernaient la question du règlement des inconsistances des transferts d'énergie dans le cas où l'un des responsables d'accès est le gestionnaire de marché. Après avoir refusé d'approuver les modifications proposées par ELIA en raison de leur caractère jugé discriminatoire et inéquitable vis-à-vis du participant du marché⁹³, le Comité de direction a finalement pu accepter une proposition d'ELIA en émettant toutefois une réserve quant à son application⁹⁴.

En 2007, le Comité de direction a également adopté deux décisions relatives à des modifications proposées par ELIA aux conditions générales des contrats d'accès. Les principales modifications avaient pour but de limiter dans le temps la désignation des responsables d'accès et des détenteurs d'accès. Dans une première décision⁹⁵, le Comité de direction a approuvé les modifications proposées, à l'exception de deux articles qu'il a demandé à ELIA de réviser. ELIA a dès lors introduit auprès de la CREG une demande de révision d'un de ces deux articles, ce qui a débouché sur l'adoption d'une décision d'approbation du Comité de direction⁹⁶.

En novembre 2007, le Comité de direction a par ailleurs lancé, sur son site Internet, une consultation sur les conditions générales des contrats de raccordement proposés aux utilisateurs du réseau par ELIA. Celle-ci s'est clôturée à la mi-décembre 2007. Sur la base de son analyse et des réactions reçues, le Comité de direction publiera sa décision d'approbation ou d'adaptation des conditions générales telles qu'elles seront proposées par ELIA dans le courant de l'année 2008.

2.7.1.1.2. La puissance de réserve

Le gestionnaire du réseau de transport, 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. Il est tenu de communiquer, pour approbation à la CREG, sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

En septembre 2007, le Comité de direction a approuvé⁹⁷ la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2008, ainsi que le résultat de son application.

2.7.1.1.3. La compensation des déséquilibres quart-horaire

Le gestionnaire du réseau de transport, ELIA, surveille, maintient et, le cas échéant, rétablit à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, notamment à la suite d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès.

Conformément au règlement technique, ELIA doit soumettre à la CREG, pour approbation, une proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaire. Fin 2007, le Comité de direction a approuvé⁹⁸ la proposition d'ELIA pour 2008, moyennant un renforcement du monitoring mis en place par celle-ci en 2007. Le mécanisme proposé est destiné à être mis en oeuvre à partir du 1^{er} janvier 2008.

2.7.1.2. L'intégration régionale des marchés de l'électricité

En février 2007, les cinq régulateurs de la région Centre-Ouest européenne qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas ont publié leur plan d'action pour la période 2007-2009, visant à accélérer l'intégration régionale des marchés électriques⁹⁹. Ce plan énumère plusieurs domaines de priorités qui nécessitent une intervention et identifie des actions spécifiques assorties d'un calendrier de mise en oeuvre approprié. Ces domaines prioritaires sont : l'harmonisation et l'amélioration des mécanismes d'enchères explicites, la mise en oeuvre d'un couplage de marchés organisés basé sur les flux, la mise en oeuvre d'échanges transfrontaliers infra-journaliers et d'ajustement, la mise en place d'une méthode commune de calcul des capacités d'interconnexion, la maximisation des capacités d'interconnexion, l'élaboration d'un plan régional d'investissement dans le réseau de transport, la transparence et la surveillance régionale des marchés.

Dans ce cadre, les régulateurs concernés ont publié leur position commune relative à ces règles d'enchères¹⁰⁰, après avoir consulté les organisations régionales représentatives des acteurs du marché et s'être concertés avec les gestionnaires de réseau de transport à propos des conditions générales des règles pour les enchères de la capacité transfrontalière sur base mensuelle et annuelle.

93 Décisions (B)070633-CDC-668 et (B)070920-CDC-713 (disponibles sur www.creg.be).

94 Décision (B)071025-CDC-726 (disponible sur www.creg.be).

95 Décision (B)071025-CDC-724 (disponible sur www.creg.be).

96 Décision (B)071219-CDC-738.

97 Décision (B)070927-CDC-703 (disponible sur www.creg.be).

98 Décision (B)071213-CDC-732 (disponible sur www.creg.be).

99 Disponible sur www.creg.be.

100 <http://energy-regulators.eu>.

Dans ce même contexte, et afin de permettre la mise en œuvre dans la région Centre-Ouest européenne des nouvelles lignes directrices relatives à la gestion des congestions (annexées au règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité), les cinq régulateurs ont publié leur rapport précisant les modalités relatives à la mise en œuvre du volet transparence de ces lignes directrices¹⁰¹. Une large consultation des acteurs du marché a précédé ce rapport.

Enfin, la CREG participe activement au forum pentalatéral de l'énergie constitué en 2007, qui regroupe les gouvernements, les régulateurs, les gestionnaires de réseau de transport et les bourses de l'électricité de la région Centre-Ouest européenne. Les réunions qui ont eu lieu dans ce cadre ont conduit à la signature, le 6 juin 2007, d'un mémoire d'entente visant, d'une part, à la mise en œuvre d'un couplage de marchés basé sur les flux et, d'autre part, à l'amélioration des conditions relatives à la sécurité d'alimentation.

2.7.1.3. La gestion de la capacité disponible sur les liaisons avec l'étranger

En ce qui concerne l'interconnexion Belgique-France, le Comité de direction, bien que favorable à la maximisation des capacités allouées sur les périodes les plus longues possible, a autorisé¹⁰² le réaménagement de la répartition des capacités allouées sur les différentes périodes de temps au profit de la capacité journalière, comme proposé par ELIA.

En avril 2007, le Comité de direction a adopté une décision¹⁰³ autorisant la mise en place d'un mécanisme d'allocation infra-journalier sur l'interconnexion Belgique-France, tel que proposé par ELIA.

En décembre 2007, le Comité de direction a adopté une décision de refus¹⁰⁴ de la proposition d'ELIA de modification des règles pour les enchères mensuelles et annuelles de la capacité disponible, au motif qu'elle ne constituait pas une amélioration par rapport à la version précédente des règles d'enchères.

En ce qui concerne le volume des capacités allouées sur l'interconnexion Belgique-France, la figure 4 illustre l'évolution de la moyenne mensuelle des capacités proposées en J-1 dans le sens France-Belgique pour les années 2006 et 2007. Les moyennes annuelles qui en résultent sont presque équivalentes, malgré le renforcement de l'interconnexion en janvier 2007 consécutif à la transformation de la ligne Chooz (F) Monceau en 220 kV sur l'ensemble de sa longueur et à l'installation d'un transformateur déphaseur au poste de Monceau.

En ce qui concerne l'interconnexion Belgique-Pays-Bas, le Comité de direction a adopté, en septembre 2007, une décision¹⁰⁵ autorisant la mise en œuvre de la proposition d'ELIA de modification des règles pour les enchères mensuelles et annuelles de la capacité disponible.

Figure 4 : Évolution des moyennes mensuelles de la capacité proposée en J-1 sur l'interconnexion avec la France, 2006 et 2007



101 Disponible sur www.creg.be.

102 Décisions (B)070412-CDC-677 et (B)071122-CDC-729 (disponibles sur www.creg.be)

103 Décision (B)070412-CDC-678 (disponible sur www.creg.be).

104 Décision (B)071211-CDC-733 (disponible sur www.creg.be).

105 Décision (B)070913-CDC-711 (disponible sur www.creg.be).

2.7.1.4. L'évolution du commerce extérieur

En Belgique, les importations physiques nettes d'énergie électrique se sont élevées à environ 6,6 TWh en 2007¹⁰⁶, soit une baisse de quelque 3,4 TWh par rapport à 2006. Cette évolution ramène les importations physiques nettes à un niveau comparable à 2005 (6,2 TWh). En 2007, les importations physiques brutes se sont élevées à environ 15,7 TWh contre 18,7 TWh en 2006. Les exportations physiques brutes se sont élevées quant à elles à 9,0 TWh en 2007 contre 8,6 TWh en 2006.

Une part importante des flux d'énergie physiques provient des transits transfrontaliers d'électricité sur le réseau belge. Selon ELIA, les transits physiques ont représenté environ 7,2 TWh¹⁰⁷ en 2007, soit une augmentation de 0,2 TWh par rapport à 2006.

En 2007, les flux non nominés ont été principalement orientés du nord vers le sud de janvier à avril et de septembre à décembre. En février, les flux non nominés ont même été totalement orientés du nord vers le sud. Les flux non nominés maximaux du nord vers le sud se sont élevés à environ 2.700 MW. Dans l'autre direction, le maximum était d'environ 1.400 MW.

En mai 2007, le mécanisme intraday pour la capacité d'interconnexion a été activé à la frontière sud. Par ce mécanisme, 70,6 GWh ont été importés de France et 89,8 GWh exportés vers la France en 2007.

En ce qui concerne les principales extensions du réseau de transport en 2007, ELIA a procédé à la mise en service de la liaison 150 kV entre Monceau et Thy-le-Château. Des travaux préparatoires ont par ailleurs été réalisés en vue de la mise en service des transformateurs déphaseurs à la frontière nord.

2.7.2. Les tarifs de transport

2.7.2.1. La méthodologie tarifaire

La régulation actuelle vise toujours essentiellement un accès régulé aux réseaux de transport d'électricité, sur la base de tarifs non discriminatoires et publiés à l'avance. Les tarifs d'accès au réseau constituent, de ce fait, un facteur important.

2007 fut la dernière année d'un régime régulateur où les tarifs d'accès étaient fixés sur une base dite '*cost plus*' selon laquelle les tarifs doivent permettre au gestionnaire du réseau de transport (ELIA) de couvrir ses coûts ainsi qu'une marge équitable en rémunération du capital investi dans le

réseau. Il doit nécessairement s'agir de coûts réels (et donc pas évalués forfaitairement) et raisonnables. Ces coûts doivent notamment soutenir la comparaison avec les coûts de gestionnaires de réseau similaires, être fixés dans le respect du principe *at arm's length* et justifiés par l'existence de contre-prestations claires dans le chef des fournisseurs du gestionnaire de réseau.

Le Comité de direction évalue les tarifs d'accès proposés par le gestionnaire de réseau via un contrôle *ex ante* de leur caractère raisonnable, de la marge bénéficiaire équitable et des volumes pris en compte.

Un contrôle *ex post* est également prévu. Le Comité de direction vérifie dans ce cadre si les tarifs d'accès appliqués au cours d'une année d'exploitation déterminée ont donné lieu ou non à un bonus ou à un malus. Le montant d'un tel bonus ou malus est accordé, en règle générale, pour moitié au gestionnaire de réseau et est repris, pour l'autre moitié, dans la base de coûts pour les tarifs d'accès de l'exercice d'exploitation suivant celui au cours duquel le Comité de direction a fixé ce bonus ou malus.

Le bénéfice ou le déficit d'exploitation est à son tour transféré aux tarifs de cet exercice d'exploitation. Il y a bénéfice ou déficit lorsque le résultat du gestionnaire du réseau est supérieur ou inférieur à la marge bénéficiaire équitable fixée sur la base des lignes directrices¹⁰⁸ de la CREG.

Ces principes généraux ont été largement redéfinis et adaptés dans le courant des années 2005, 2006 et 2007 en vue de leur application à dater du 1^{er} janvier 2008. Ce nouveau système régulateur est traité au point 2.7.2.4. ci-dessous.

2.7.2.2. Les tarifs 2006

En mars 2007, conformément à l'arrêté royal du 4 avril 2001, le Comité de direction a transmis au Ministre de l'Énergie et au gestionnaire du réseau de transport, son rapport sur les tarifs appliqués par ce dernier en 2006¹⁰⁹.

Ce rapport constate que l'évaluation critique permanente par le Comité de direction du caractère raisonnable des coûts et du caractère équitable de la rémunération des capitaux investis dans le réseau a généré depuis 2002 une baisse continue des tarifs de transport pour les utilisateurs. Pour les clients types représentatifs, cette baisse a été estimée en moyenne à 47 % par rapport aux neuf premiers mois de l'année 2002.

À la lumière du contrôle des tarifs de l'année 2006, le Comité de direction a par ailleurs examiné les rapports annuels relatifs aux comptes de résultats du réseau de transport de

106 Source : ELIA (données provisoires, janvier 2008).

107 Méthode de calcul ETSO.

108 Lignes directrices (R)030618-CDC-218 relatives à la marge bénéficiaire équitable applicable aux gestionnaires du réseau de transport et de distribution d'électricité actifs sur le territoire belge, 18 juin 2003.

109 Rapport TE2006-1 (disponible sur www.creg.be).

l'année d'exploitation 2006, tels que transmis par ELIA en février 2007. Outre une analyse des écarts entre les comptes 2006 et les budgets introduits en 2006, le Comité de direction a examiné le respect des lignes directrices concernant la marge bénéficiaire équitable.

À l'issue de cet examen, le Comité de direction a décidé¹¹⁰ de majorer, au profit des futurs tarifs, l'excédent d'exploitation constaté pour ELIA à concurrence de 20.760.932,81 €. Ce montant sera déduit des coûts qui seront à la base de la proposition tarifaire 2008-2011.

2.7.2.3. Les tarifs 2007

Comme souligné au point 2.7.2.1. ci-avant, une bonne tarification est d'une importance cruciale pour l'organisation de l'accès au réseau de transport : l'imposition de tarifs d'accès inadéquats peut en effet être une source de distorsion de la concurrence.

En 2006¹¹¹, le Comité de direction a imposé des tarifs de réseau de transport provisoires pour une période de trois mois à dater du 1^{er} janvier 2007. À défaut de nouvelles propositions transmises par ELIA, le Comité de direction a renouvelé ces tarifs provisoires pour des périodes de trois

mois, à dater respectivement du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre 2007¹¹².

Par rapport à 2006, les tarifs de transport (hors surcharges et hors T.V.A.) ont entraîné une nouvelle baisse importante des coûts pour les utilisateurs du réseau variant entre 9,53 % et 12,15 % selon le niveau de tension considéré. Cette réduction des coûts a été continue depuis 2002, variant entre 52,43 % et 54,35 %, comme l'illustre le tableau 7.

Le 14 septembre 2007, la cour d'appel de Bruxelles s'est prononcée sur le recours en appel d'ELIA contre la décision du Comité de direction d'imposer des tarifs du réseau de transport provisoires à partir de janvier 2007. Elle a jugé fondés plusieurs moyens invoqués par la société de transport et a annulé la décision contestée en demandant au Comité de direction de se reprononcer sur la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2007. Dans ce même arrêt, la cour d'appel a également annulé, pour les mêmes motifs, une décision prise par le Comité de direction en 2006 relative au bonus résultant des tarifs appliqués pendant l'exercice d'exploitation 2005, demandant au Comité de direction de prendre une nouvelle décision en la matière.¹¹³

Tableau 7 : Évolution des coûts du transport d'électricité par niveau de tension, hors surcharges et hors T.V.A.

| Durée d'utilisation (h/an) | Client type 1 Prélèvements dans les réseaux 380/220/150 kV | | Client type 2 Prélèvement à la transformation vers 70/36/30 kV | | Client type 3 Prélèvements dans les réseaux 70/36/30 kV | | Client type 4 Prélèvement à la transformation vers moyenne tension | |
|---|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---|---------------------------------------|--|---------------------------------------|
| | €/MWh | % par rapport à la période précédente | €/MWh | % par rapport à la période précédente | €/MWh | % par rapport à la période précédente | €/MWh | % par rapport à la période précédente |
| 7.000 | | | | | | | | |
| 6.500 | | | | | | | | |
| 6.000 | | | | | | | | |
| 5.500 | | | | | | | | |
| 2002 janvier - septembre (1) | 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% | 11,5320 | -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% |
| Baisse tarifaire globale 2007 par rapport à (1) | | -52,77% | | -54,35% | | -52,43% | | -53,37% |

Note 1 : Les montants figurant dans ce tableau sont exprimés en fonction de l'énergie prélevée, à savoir en €/MWh prélevé par heure.

Note 2 : Pour chacun des quatre niveaux de tension, il a été tenu compte d'une durée d'utilisation représentative du prélèvement pour les clients directement raccordés au réseau de transport qui ne disposent pas d'une production locale.

Source : CREG

110 Décisions (B)070614-CDC-658E/03 et (B)070705-CDC-658E/04.

111 Rapport annuel 2006, point 2.7.3.4., page 40.

112 Décisions (B)070315-CDC-658E/01, (B)070614-CDC-658E/02 et (B)070913-CDC-658E/05.

113 Un tableau reprenant toute la jurisprudence relative à la CREG est disponible sur www.creg.be.

2.7.2.4. Les modifications du cadre réglementaire

La loi du 16 mars 2007¹¹⁴, qui modifie notamment l'article 12^{quater} de la loi électricité, contient une nouvelle procédure visant à garantir le caractère raisonnable des prix offerts au gestionnaire de réseau de transport pour la fourniture des services auxiliaires.

Par ailleurs¹¹⁵, la loi du 20 juillet 2006 a introduit plusieurs modifications importantes sur le plan tarifaire. Elle détermine notamment le calendrier pour l'application des tarifs pluriannuels qui, pour le transport, seront d'application à partir de l'exercice d'exploitation 2008 et, pour la distribution, à partir de l'exercice d'exploitation 2009. Dans ce cadre, l'arrêté royal du 8 juin 2007 a été adopté¹¹⁶ sur proposition¹¹⁷ du Comité de direction. Il fixe les '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'. Outre des définitions et des mesures transitoires, cet arrêté royal contient des dispositions relatives (i) au revenu total et à la marge équitable du gestionnaire de réseau de transport ; (ii) à la structure tarifaire générale ; (iii) aux procédures à appliquer ; (iv) aux rapports annuels, aux données et à l'information que le gestionnaire du réseau doit fournir à la CREG en vue du contrôle des tarifs par celle-ci ; et (v) à la maîtrise des coûts.

Le nouveau régime fixé par cet arrêté garantit au gestionnaire de réseau de transport, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses tâches 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 de réseau exerce un contrôle direct, et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal précité du 8 juin 2007.

Le revenu total est généré par l'application d'un certain nombre de règles d'évolution appliquées au revenu de la première année utilisé comme référence pour en déduire le revenu de la deuxième, troisième et quatrième année. En divisant le revenu total des quatre années ainsi obtenu par les volumes totaux à transporter, on obtient des tarifs unitaires constants valables pour toute la période régulatoire, sauf circonstances exceptionnelles ou adaptation de la fourniture de service.

La différence la plus remarquable par rapport à l'ancienne régulation 'cost plus' réside dans l'incitant offert au gestionnaire

de réseau qui dope la rentabilité via le solde des coûts généraux : chaque année, la différence entre les coûts réels généraux et budgétés est octroyée au gestionnaire du réseau. Ce système plutôt classique de régulation 'incentive based' est également appliqué dans d'autres pays : la réduction de coût engrangée par le gestionnaire de réseau doit en effet, à terme, entraîner également des diminutions tarifaires pour les utilisateurs du réseau. Il convient particulièrement de noter la règle d'évolution applicable aux coûts généraux : un mécanisme d'indexation est prévu à cet effet, incluant à la fois un calcul *ex ante* et *ex post*. Le Comité de direction a rendu un avis en la matière en mars 2007¹¹⁸.

L'arrêté royal du 8 juin 2007 comporte aussi toutes les dispositions relatives à la marge équitable. Cette dernière est le résultat de l'application d'un pourcentage de rendement évoluant chaque année sur des actifs régulés évoluant également chaque année. Le calcul du pourcentage de rendement reste basé sur le 'Capital Asset Pricing Model' qui repose sur le taux d'intérêt sans risque (rendement OLO à 10 ans) majoré de la prime de risque de marché belge (désormais 3,50 %) pondérée par un facteur *Bêta* propre au gestionnaire de réseau. Le calcul des actifs régulés reste basé sur la valeur économique amortie du réseau de transport, mais désormais majorée du besoin en fonds de roulement du gestionnaire de réseau (au lieu, comme auparavant, du fonds de roulement nominal). Il est par ailleurs important de signaler qu'un incitant d'accroissement des investissements a été intégré. En effet, à compter du 1^{er} 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 partant, restent dans l'entreprise et puissent être utilisés comme source d'autofinancement.

Le rapport au Roi de l'arrêté royal du 8 juin 2007 précité stipule ce qui suit à propos de la marge équitable : « *L'ensemble des adaptations (besoin en fonds de roulement, facteur S, formule modifiée d'impôt sur les sociétés, utilisation maximale de la cotation des actions du gestionnaire de réseau lui-même, et modalités de calcul du bêta) aboutit à une marge équilibrée globale, objectif que la Commission poursuivait également lors de la formulation de ses Directives, sur la base de ses compétences discrétionnaires* ». Ceci corrobore les lignes directrices de la CREG relatives à la marge bénéficiaire et appliquées jusqu'en 2007.

L'arrêté royal impose par ailleurs au gestionnaire de réseau de transport l'utilisation d'un facteur d'amélioration de son efficacité et de sa productivité, dont la valeur est définie

114 Loi modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport des produits gazeux et autres par canalisations et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 26 mars 2007).

115 Rapport annuel 2006, point 2.7.3.5., page 41.

116 Moniteur belge du 29 juin 2007.

117 Rapport annuel 2006, point 2.7.3.5., page 41.

118 Avis (A)070315-CDC-663.

par arrêté royal sur proposition de la CREG en concertation avec le Conseil des Ministres. Dans ce cadre, le Comité de direction a chargé le bureau d'études spécialisé SUMICSID de calculer, pour la période régulatoire 2008-2011, un facteur réalisable pour ELIA visant à améliorer sa productivité et son efficacité. Après consultation d'ELIA, le Comité de direction a transmis sa proposition¹¹⁹ au Ministre de l'Énergie en octobre 2007.

Fin 2007, sur proposition d'ELIA, le Comité de direction a également rendu un avis au Ministre de l'Énergie¹²⁰ déterminant le coefficient de réduction sur le tarif pour la puissance souscrite applicable à la charge mobile. L'arrêté ministériel du 7 décembre 2007¹²¹ a finalement fixé la valeur du coefficient à 7 %.

Le Conseil général a, pour sa part, regretté que le gouvernement ait adopté les arrêtés royaux relatifs à la formule d'indexation des tarifs de transport pluriannuels sans attendre son avis, pourtant demandé par le Ministre de l'Énergie. Il a également déploré de n'avoir pu prendre connaissance des arrêtés royaux relatifs aux tarifs de transport pluriannuels proprement dits qu'après leurs publications au Moniteur belge.

2.7.2.5. Les tarifs 2008-2011

En juin 2007, en exécution de l'arrêté royal du 8 juin 2007 précité, le Comité de direction a communiqué à ELIA les normes et critères à prendre en compte pour évaluer le caractère raisonnable des éléments du revenu de la proposition tarifaire 2008-2011.

En septembre 2007, comme stipulé au point 2.7.1.1.2. ci-dessus, le Comité de direction a approuvé la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2008, ainsi que le résultat de son application. Le 6 juillet 2007, ELIA a informé le Comité de direction et le Ministre de l'Énergie des problèmes qui se sont posés quant à l'acquisition des capacités de réserve primaires et secondaires nécessaires. Dans ce cadre, le Comité de direction a remis au Ministre de l'Énergie, fin octobre 2007, un avis¹²² sur les services auxiliaires. Sur l'initiative du Ministre de l'Énergie, de plus amples discussions entre l'ensemble des acteurs du marché concernés ont permis d'aboutir à des accords satisfaisants au cours du mois de décembre 2007.

Le 29 juin 2007, ELIA a soumis, dans le délai légal, une proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période

régulatoire 2008-2011. Le Comité de direction a toutefois décidé de la rejeter¹²³ et a énuméré une série de conditions auxquelles une proposition tarifaire adaptée devait satisfaire pour être approuvée. Etant donné qu'ELIA, dans sa proposition tarifaire adaptée, soumise le 26 novembre 2007, satisfaisait aux conditions imposées par le Comité de direction, ce dernier a approuvé¹²⁴, le 13 décembre 2007, les tarifs de réseau repris par ELIA dans sa proposition tarifaire adaptée. Sauf circonstances exceptionnelles, introduction de nouveaux services ou adaptation des services existants, ces tarifs demeurent nominalement en vigueur tels quels à dater du 1^{er} janvier 2008 et ce durant la période régulatoire complète, laquelle prend fin le 31 décembre 2011.

Fin juin 2007, INTER-ENERGA, dont les réseaux d'une tension nominale de 30 kV à 70 kV ont été identifiés dans le passé comme ayant une fonction de transport, a soumis, dans le délai légal, une proposition tarifaire accompagnée du budget pour les réseaux ayant une fonction de transport. Etant donné qu'INTER-ENERGA n'a pas respecté ses obligations dans les délais, des tarifs provisoires sont d'application¹²⁵.

2.8. Les tarifs de distribution

2.8.1. La méthodologie tarifaire

Contrairement au transport d'électricité¹²⁶, la méthodologie d'approbation des tarifs de distribution n'a pas été modifiée en 2007.

Une modification majeure est cependant survenue en 2007 en ce qui concerne la méthode de détermination du bonus / malus. En effet, au cours des exercices précédents, la CREG distinguait, d'une part, les écarts entre les chiffres budgétés et les chiffres réels pouvant être démontrés comme étant le résultat de la maîtrise (ou de l'absence de maîtrise) des coûts, qualifiés de bonus (malus) et, d'autre part, ceux inhérents à la budgétisation (erreurs de budget, non réalisation de projets budgétés, écarts sur les estimations de volumes, etc.), qualifiés de résultat d'exploitation. La CREG appliquait le principe selon lequel le bonus (malus) était imputé pour moitié au gestionnaire de réseau de distribution et pour moitié au consommateur final. Dans des arrêts du 27 février 2007, la cour d'appel de Bruxelles a jugé que la CREG ne pouvait être suivie là où elle établissait une distinction entre un résultat d'exploitation et un bonus (malus). Selon la cour d'appel, la totalité de ces deux montants constitue le bonus / malus et doit par conséquent être pour

119 Proposition (C)071011-CDC-693.

120 Avis (A)071122-CDC-728.

121 Arrêté ministériel du 7 décembre 2007 fixant le coefficient de réduction pour la charge mobile (Moniteur belge du 12 décembre 2007).

122 Avis (A)071025-CDC-727.

123 Décision (B)071025-CDC-658E/06.

124 Décision (B)071213-CDC-658E/09.

125 Décision (B)071025-CDC-629E/06.

126 Point 2.7.2.1. ci-dessus.

moitié imputé au gestionnaire de réseau de distribution et au consommateur final. La cour a en outre jugé que ce bonus / malus devait s'établir par la différence entre le résultat réel découlant de l'application des tarifs approuvés par la CREG et le résultat budgété (marge bénéficiaire équitable) couvert par ces tarifs, interdisant ainsi un recalcul *ex-post* de la marge bénéficiaire équitable sur la base de l'évolution réelle des capitaux investis, comme le faisait la CREG dans les exercices précédents.

La CREG s'est conformée à l'arrêt et a par conséquent appliqué ces principes pour la détermination des bonus / malus résultant de l'application des tarifs en 2006¹²⁷. La CREG est cependant d'avis que cette méthode supprime tout incitant à la diminution des coûts dans le chef des gestionnaires de réseaux de distribution qui, au contraire, sont incités à surestimer leurs tarifs budgétés et en particulier la marge bénéficiaire budgétée. En outre, la définition du bonus / malus défendue par la cour d'appel réduit significativement le pouvoir d'appréciation du caractère raisonnable des coûts lors de l'examen des rapports annuels (voir point 2.8.5. ci-dessous).

Ces arrêts auront inévitablement pour conséquence des hausses tarifaires qui s'amorceront dès l'année 2008¹²⁸.

2.8.2. Les tarifs 2006

En mars 2007, conformément à l'arrêté royal du 11 juillet 2002, le Comité de direction a transmis au Ministre de l'Énergie et aux gestionnaires de réseaux de distribution concernés son rapport sur les tarifs de distribution appliqués en 2006¹²⁹. Ce rapport offre un aperçu du déroulement de la procédure qui a conduit à l'approbation des tarifs (provisaires) des gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année 2006. Il précise par ailleurs les points sur lesquels le Comité de direction a fait adapter les propositions tarifaires pour que celles-ci puissent mieux remplir les critères fixés par la loi électricité et l'arrêté royal du 11 juillet 2002. Le rapport reprend enfin tous les tarifs appliqués et examine l'impact chiffré de ces tarifs sur les clients, calculé sur la base de profils de clients types.

En ce qui concerne l'examen, en vue de la constatation d'un bonus / malus, des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution relatifs à l'année d'exploitation 2006, celui-ci a été renforcé, à l'instar des exercices précédents,

par des contrôles sur place des comptes et de l'organisation comptable des gestionnaires concernés.

La méthodologie de constatation du bonus / malus a par ailleurs été modifiée pour donner suite aux arrêts de la cour d'appel de Bruxelles du 27 février 2007¹³⁰. L'examen du Comité de direction et la mise en œuvre de cette nouvelle méthodologie ont donné lieu à l'attribution, d'une part, d'un bonus à neuf gestionnaires de réseaux de distribution pour un montant total de 9.214.454,86€, à imputer pour moitié à ces derniers et pour moitié aux tarifs de distribution de 2008 et, d'autre part, d'un malus pour dix-sept autres gestionnaires de réseaux pour un montant total de 37.025.706,89€, à imputer pour moitié à ces derniers et pour moitié aux tarifs de distribution de 2008. Au total, les tarifs de distribution (hors surcharges) de 2008 seront donc augmentés de 13.905.626,02€. Il est à noter que pour les exercices précédents, la CREG avait déterminé un excédent global porté en diminution des tarifs. À titre d'exemple, pour les exercices 2004 et 2005, un excédent total de respectivement 127.221.716,19€ et 52.933.820,18€ avait été déterminé, permettant ainsi de réduire les tarifs de 2006 et 2007 de ces montants respectifs.

2.8.3. Les tarifs 2007

Le Comité de direction a approuvé en 2006 les tarifs de cinq gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année 2007 et a imposé, pour les vingt-et-un autres, des tarifs provisoires de trois mois. Les tarifs de ces derniers ont été renouvelés pour chacun des trois derniers trimestres de l'année 2007.

127 Point 2.8.2. ci-dessous.

128 Point 2.8.5. ci-dessous.

129 Rapport TE2006-2 (disponible sur www.creg.be).

130 Point 2.8.1. ci-dessus.

Tableau 8 : Tarifs de distribution approuvés ou fixés provisoirement par la CREG en 2006 et 2007 (€/kWh)

| €/kWh | Résidentiel basse tension 3,500 kWh/an (1) | | | Industriel moyenne tension 30,000 kWh/an ; 30 kW | | | Industriel moyenne tension 1,250,000 kWh/an ; 500 kW | | |
|---------------------|---|----------|-------------|---|----------|-------------|---|----------|-------------|
| | 2006 (2) | 2007 (2) | Δ 2007/2006 | 2006 (2) | 2007 (2) | Δ 2007/2006 | 2006 (2) | 2007 (2) | Δ 2007/2006 |
| AGEM | 0,0425 | 0,0452 | 6,4% | 0,0445 | 0,0498 | 11,7% | 0,0170 | 0,0192 | 12,7% |
| AIEG | 0,0376 | 0,0391 | 4,0% | 0,0712 | 0,0492 | -30,9% | 0,0169 | 0,0166 | -2,3% |
| AIESH | 0,0565 | 0,0560 | -1,0% | 0,0507 | 0,0452 | -10,8% | 0,0213 | 0,0187 | -12,5% |
| ALE | 0,0502 | 0,0428 | -14,8% | 0,0562 | 0,0503 | -10,4% | 0,0206 | 0,0173 | -16,1% |
| DNB BA | non applicable (3) | | | 0,0755 | 0,0583 | -22,8% | 0,0280 | 0,0216 | -22,8% |
| EV/GHA | 0,0869 | 0,0873 | 0,4% | 0,0663 | 0,0625 | -5,8% | 0,0157 | 0,0147 | -6,5% |
| GASELWEST | 0,0438 | 0,0443 | 1,1% | 0,0331 | 0,0406 | 22,5% | 0,0118 | 0,0139 | 18,0% |
| GASELWEST Wallonie | 0,0449 | 0,0468 | 4,1% | 0,0350 | 0,0422 | 20,7% | 0,0137 | 0,0161 | 17,7% |
| IDEG | 0,0525 | 0,0550 | 4,7% | 0,0409 | 0,0354 | -13,5% | 0,0169 | 0,0158 | -6,8% |
| IEH | 0,0462 | 0,0486 | 5,3% | 0,0470 | 0,0392 | -16,5% | 0,0188 | 0,0169 | -10,2% |
| IMEA | 0,0371 | 0,0401 | 8,2% | 0,0237 | 0,0349 | 47,0% | 0,0096 | 0,0135 | 40,6% |
| IMEWO | 0,0326 | 0,0366 | 12,1% | 0,0211 | 0,0333 | 58,2% | 0,0083 | 0,0128 | 54,0% |
| INTERENERGA | 0,0492 | 0,0471 | -4,3% | 0,0322 | 0,0274 | -14,9% | 0,0103 | 0,0094 | -8,6% |
| INTEREST | 0,0624 | 0,0596 | -4,6% | 0,0453 | 0,0410 | -9,5% | 0,0182 | 0,0174 | -4,6% |
| INTERGEM | 0,0353 | 0,0403 | 14,2% | 0,0228 | 0,0329 | 44,2% | 0,0085 | 0,0123 | 44,9% |
| INTERLUX | 0,0646 | 0,0633 | -1,9% | 0,0529 | 0,0416 | -21,3% | 0,0206 | 0,0174 | -15,8% |
| INTERMOSANE | 0,0536 | 0,0548 | 2,2% | 0,0501 | 0,0469 | -6,4% | 0,0201 | 0,0195 | -2,7% |
| INTERMOSANE Flandre | 0,0541 | 0,0690 | 27,7% | 0,0486 | 0,0453 | -6,6% | 0,0185 | 0,0179 | -3,1% |
| IVEG | 0,0475 | 0,0475 | 0,0% | 0,0313 | 0,0375 | 19,7% | 0,0113 | 0,0130 | 15,0% |
| IVEKA | 0,0336 | 0,0344 | 2,3% | 0,0228 | 0,0303 | 33,0% | 0,0085 | 0,0112 | 32,0% |
| IVERLEK | 0,0357 | 0,0401 | 12,4% | 0,0210 | 0,0318 | 51,4% | 0,0083 | 0,0122 | 47,4% |
| PBE | 0,0484 | 0,0487 | 0,5% | 0,0292 | 0,0292 | -0,2% | 0,0119 | 0,0114 | -3,9% |
| PBE Wallonie | 0,0416 | 0,0416 | -0,2% | 0,0294 | 0,0290 | -1,3% | 0,0131 | 0,0125 | -4,6% |
| SEDILEC | 0,0441 | 0,0489 | 10,9% | 0,0387 | 0,0342 | -11,5% | 0,0155 | 0,0148 | -4,1% |
| SIBELGA | 0,0410 | 0,0465 | 13,2% | 0,0489 | 0,0526 | 7,4% | 0,0205 | 0,0205 | -0,1% |
| SIBELGAS NOORD | 0,0402 | 0,0246 | -38,8% | 0,0331 | 0,0231 | -30,1% | 0,0130 | 0,0096 | -25,9% |
| SIMOGEL | 0,0378 | 0,0401 | 6,2% | 0,0425 | 0,0418 | -1,8% | 0,0158 | 0,0162 | 2,4% |
| WAVRE | 0,0269 | 0,0250 | -6,8% | 0,0420 | 0,0351 | -16,4% | 0,0206 | 0,0181 | -12,4% |
| WVEM | 0,0470 | 0,0505 | 7,5% | 0,0211 | 0,0360 | 70,3% | 0,0119 | 0,0128 | 7,5% |
| Moyenne | 0,0462 | 0,0473 | 2,31% | 0,0406 | 0,0399 | -1,8% | 0,0154 | 0,0153 | -0,5% |

(1) Consommation en heures creuses de 1.300 kWh en 2006 étendue à 1.900 kWh en 2007 suite à l'extension des heures creuses aux week-ends ; kWh gratuits en Flandre non déduits des tarifs ;

(2) Tarifs incluant la redevance d'occupation du domaine public en Région wallonne et de Bruxelles-Capitale ;

(3) DNB BA ne dessert aucun client résidentiel.

Source : CREG

Des différences tarifaires considérables peuvent être observées entre gestionnaires de réseaux de distribution, lesquelles se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'étendue des obligations de service public et la prise en compte ou non de la redevance d'occupation du domaine public dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que les reports de soldes des années antérieures (bonus / malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

En comparaison à 2006, les tarifs appliqués en 2007 se sont avérés en moyenne supérieurs de 2,31 % pour les clients domestiques (3.500 kWh). Les clients industriels bénéficient en revanche d'une légère baisse de leurs tarifs de l'ordre de 0,5 % pour une consommation de 1.250 MWh par an et de 1,8 % pour une consommation de 30 MWh par an.

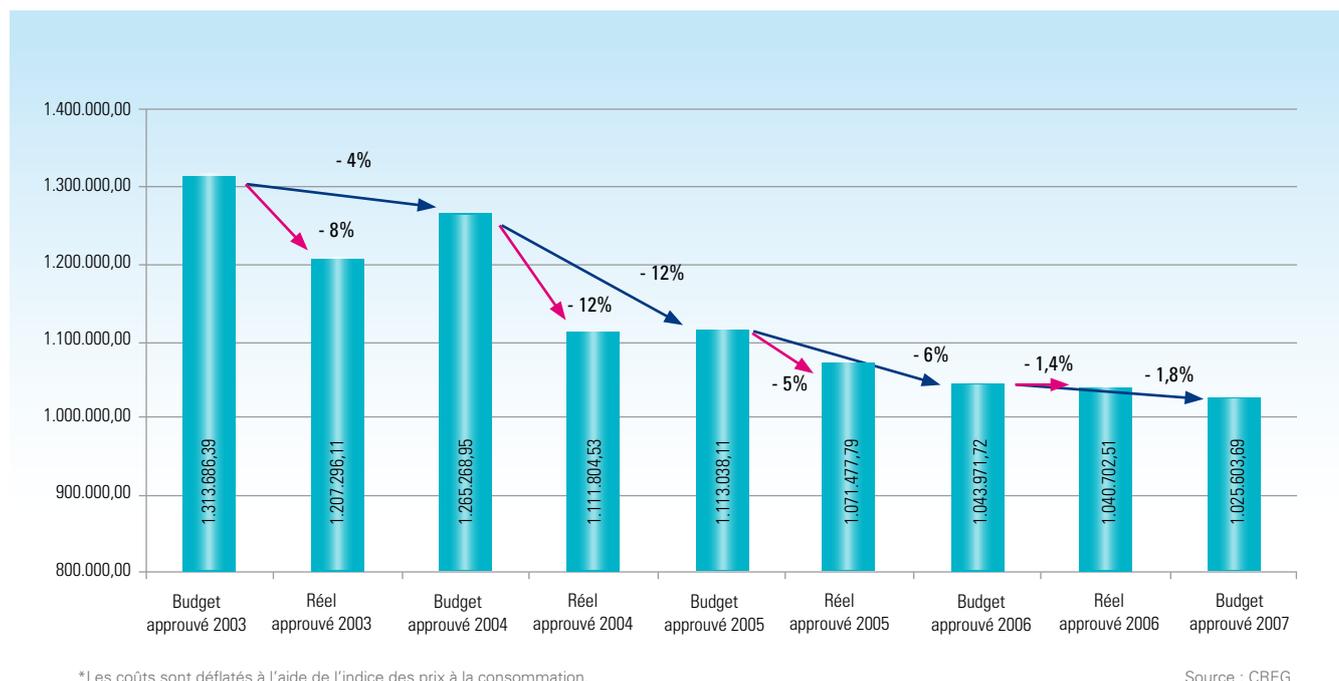
Les tarifs de distribution demeurent en outre en moyenne sensiblement inférieurs à leur niveau de 2003, année depuis laquelle la CREG est compétente pour les approuver. Depuis 2003, la CREG a en effet systématiquement rejeté d'importants montants de coûts, ce qui a entraîné, année après année, une diminution des tarifs du réseau de distribution au profit du consommateur.

La figure 5 illustre l'évolution des coûts contrôlables¹³¹ budgétés et réels tels qu'approuvés par le Comité de direction. Entre 2003 et 2007, les coûts contrôlables budgétés ont baissé d'environ 22 %, soit une baisse annuelle moyenne d'environ 6 %. Les coûts contrôlables réels ont diminué dans une même proportion, à savoir 14 % entre 2003 et 2006, soit une baisse annuelle moyenne de l'ordre de 5 %.

131 Les coûts contrôlables sont définis comme le coût total diminué (1) des impôts et surcharges (y compris redevance de voirie), (2) des coûts liés aux obligations de service public, (3) des coûts de transport (y compris, le cas échéant, sur les réseaux

de distribution en amont de celui du gestionnaire de réseau de distribution), (4) le cas échéant, des coûts liés aux réseaux d'éclairage public, (5) des coûts des pertes de réseaux, (6) des coûts de l'activité de mesurage et de comptage.

Figure 5 : Évolution des coûts contrôlables de distribution entre 2003 et 2007 (en k€ constant de 2003*)



2.8.4. Les tarifs 2008

Durant le dernier trimestre de l'année 2007, le Comité de direction a examiné les propositions tarifaires des gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année d'exploitation 2008. Celles-ci ont d'abord donné lieu à des décisions de refus d'approbation mentionnant les points de la proposition à adapter. Les propositions tarifaires adaptées qui ont ensuite été introduites ont donné lieu à dix-huit décisions d'approbation des tarifs pour l'année 2008 et à l'instauration de tarifs provisoires pour une période de trois mois à compter du 1^{er} janvier 2008 pour les huit autres.

L'examen des propositions tarifaires révèle que l'année 2008 sera marquée par une hausse inéluctable et significative des tarifs de distribution de la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution, et ce notamment à la suite de différents arrêts de la cour d'appel de Bruxelles¹³². Parmi les autres facteurs explicatifs de cette hausse, il convient également de noter les prix élevés de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes de réseaux ainsi que la hausse des taux d'intérêt augmentant la rémunération des capitaux investis.

2.8.5. La jurisprudence

Les effets des arrêts de la cour d'appel de Bruxelles sur les tarifs sont de différents types.

Les conséquences de la modification de la méthode de détermination du bonus / malus 2006 qui découlent des arrêts du 27 février 2007 seront perceptibles dès l'exercice d'exploitation 2008 par des reports moins importants que les autres années (voir point 2.8.1. ci-dessus) et l'attribution, à certains gestionnaires de réseaux de distribution, de boni qui ne sont pas l'unique résultat de la maîtrise des coûts.

La cour d'appel de Bruxelles s'est également montrée très sévère à l'égard de certaines compétences discrétionnaires du Comité de direction. Celui-ci craint même de ne plus pouvoir remplir correctement ses tâches légales.

Ainsi, selon la cour, le Comité de direction ne dispose pas de pouvoir réglementaire en matière de fixation de règles d'amortissement ; est restreint dans sa compétence de détermination de la marge bénéficiaire ; doit accepter la

132 Point 2.8.5. ci-contre.

comptabilité comme pierre angulaire de la tarification ; ne dispose que d'un pouvoir d'appréciation limité du caractère raisonnable des coûts ; et, en ce qui concerne la distribution de gaz, ne peut plus évaluer le caractère raisonnable des coûts imposés par une autre autorité compétente. Pour ces différents motifs, la cour d'appel de Bruxelles a décidé d'annuler les décisions contestées.

En conséquence, en 2007, le Comité de direction a dû revoir les décisions de quatre gestionnaires de réseaux de distribution relatives à l'exercice d'exploitation 2006. Pour rendre effectives ces corrections, le Comité de direction a décidé de ne pas recalculer des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2006, ce qui aurait impliqué une régularisation des factures de 2006, mais d'imputer les corrections engendrées par les arrêts sur les tarifs 2008.

Dans un arrêt du 4 septembre 2007, la cour a encore déclaré que l'arrêté tarifaire du 11 juillet 2002, qui sert de fondement aux décisions tarifaires du Comité de direction en matière de distribution d'électricité, était illégal. Selon la cour, les motifs invoqués pour justifier l'urgence lors de la consultation de la section de législation du Conseil d'Etat n'étaient pas pertinents.

Enfin, dans ses arrêts des 12 novembre et 11 décembre 2007, la cour a décidé que le rejet par la CREG du coût des pertes de réseau en raison de leur caractère déraisonnable ne pouvait se baser uniquement sur la comparaison de ce prix avec l'évolution des paramètres N_c et N_e . D'après la cour, la CREG devait aussi s'appuyer sur une comparaison des coûts proposés avec les coûts correspondants d'entreprises similaires performantes. Par conséquent, la CREG ne peut décider d'autorité du caractère raisonnable du prix d'un coût sans avoir égard au marché.¹³³

Face à cette situation, le Comité de direction a proposé, de sa propre initiative, une modification des arrêtés royaux du 11 juillet 2002¹³⁴ et du 29 février 2004¹³⁵. Ces modifications tendent à valider les compétences de la CREG et à permettre une uniformisation de la politique tarifaire appliquée à la distribution du gaz naturel et de l'électricité. En raison de la fin de la législature, cette proposition n'a pas abouti. Le Comité de direction a cependant l'intention de la soumettre au nouveau Ministre de l'Énergie. Entre-temps, dans la loi portant des dispositions diverses (I) du 21 décembre 2007¹³⁶, le législateur a validé les deux arrêtés précités.

Par ailleurs et en vue de préserver les baisses de coûts obtenues au cours de la période 2003-2006, le Comité de direction s'est également montré proactif et a recherché, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution, une solution afin de mettre fin de commun accord aux recours à l'encontre de ses décisions. Une transaction a pu être conclue avec les gestionnaires des réseaux de distribution du secteur mixte, mettant fin à tous les litiges en cours avec ceux-ci.

Le Conseil général a, pour sa part, insisté sur la nécessité de mettre en place un cadre réglementaire prévisible et stable en adaptant la législation en la matière. La législation en matière de tarifs de gaz et d'électricité est en effet sujette à interprétation. Dans ce cadre, il a demandé au Comité de direction d'élaborer un tableau synthétique reprenant, par catégories de gestionnaires de réseaux de distribution, l'ensemble des boni / mali constatés. Il a également souhaité obtenir de ce dernier des données sur l'importance de la réévaluation des investissements, ainsi qu'une comparaison entre la situation tarifaire résultant des conditions imposées par les différents arrêts de la cour d'appel et celle qui aurait pu être mise en œuvre par le Comité de direction disposant de ses pouvoirs antérieurs.

2.8.6. Les modifications du cadre réglementaire

Les principes tarifaires généraux ont été redéfinis en 2005¹³⁷ et en 2006¹³⁸ mais la plupart des modifications ne sont pas encore d'application pour la distribution d'électricité. La tarification pluriannuelle, applicable pour le transport d'électricité à partir du 1^{er} janvier 2008¹³⁹, n'a en effet pas encore été étendue à la distribution d'électricité, pour laquelle la tarification annuelle sous le régime '*cost-plus*' reste d'application.

133 Un tableau reprenant toute la jurisprudence relative à la CREG est disponible sur www.creg.be.

134 Proposition (C)070403-CDC-673.

135 Proposition (C)070403-CDC-674.

136 Moniteur belge du 31 décembre 2007.

137 Loi du 1^{er} juin 2005, voir rapport annuel 2005, point 2.6.3.5., page 24.

138 Loi du 20 juillet 2006, voir rapport annuel 2006, point 2.7.3.5., page 41.

139 Point 2.7.2.5. ci-dessus.

2.9. La hausse des prix de l'électricité annoncée par Electrabel

Le 15 juin 2007, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS S.A. annonçait, pour le 1^{er} septembre 2007, une augmentation de ses prix de gaz naturel pour l'ensemble de sa clientèle résidentielle et professionnelle, arguant de la nette augmentation des prix d'importation. Elle annonçait également une augmentation de ses prix d'électricité aux clients professionnels sur la base des prix pratiqués sur les marchés de gros.

À la demande du Ministre de l'Énergie, le Comité de direction a étudié¹⁴⁰ les causes et les conséquences de la hausse des prix annoncée et a proposé des mesures pour y remédier.

Le Comité de direction regrette qu'à ce jour, ni la CREG, ni d'autres instances, ne disposent des moyens légaux permettant de s'opposer aux majorations de prix annoncées, bien que le Conseil de la concurrence dispose par ailleurs d'une compétence d'intervention en matière d'entraves à la libre concurrence (telles que le *predatory pricing*).

Le Conseil général a, pour sa part, regretté de n'avoir pu disposer que de la version publique de l'étude du Comité de direction pour mener ses travaux, et ce en raison des oppositions émanant des sociétés concernées par l'étude. Avant de reprendre ses travaux, le Conseil général a convenu d'attendre la décision du Conseil de la concurrence, lui-même saisi de la question à la demande du Ministre de l'Énergie.

2.10. Améliorer le fonctionnement et le suivi du marché de l'électricité

Faisant suite à une décision du Gouvernement fédéral de mai 2006 de doter la CREG, dès l'installation du nouveau Comité de direction¹⁴¹, des instruments légaux pour remplir pleinement sa mission, ce dernier a réalisé, en mars 2007, une étude¹⁴² proposant des modifications à la législation existante. Celles-ci doivent permettre à la CREG de suivre les activités soumises à la concurrence qui ne font plus l'objet d'un contrôle de la part des autorités, à savoir la production/importation et la fourniture. En effet, malgré certaines dispositions spécifiques, la réalité a démontré que la législation belge actuelle ne donnait pas au régulateur les moyens de mettre en oeuvre toutes les dispositions prévues par les directives européennes pour confier à l'instance de régulation, au minimum, la mission d'assurer

une concurrence effective et le fonctionnement efficace des marchés de l'électricité et du gaz naturel, en surveillant de manière continue les activités soumises à concurrence, aussi bien sur le plan de leur fonctionnement que sur le plan de la formation des prix.

L'étude propose également des amendements aux lois gaz et électricité en ce qui concerne notamment la publication des actes de la CREG, l'application par les acteurs du marché des tarifs de transport et de distribution approuvés par la CREG, la détermination des amortissements et du bonus / malus à répercuter dans les tarifs de distribution, les grands investissements dans le secteur gazier, le contrat de raccordement au réseau de transport de gaz naturel, les recours contre les décisions de la CREG et la 'corporate governance'.

Dans le prolongement de cette étude, le Comité de direction a par ailleurs, comme en 2003, adressé, en juillet 2007, un Mémoire au Formateur¹⁴³ dans le cadre de la formation gouvernementale et rédigé des fiches techniques proposant des modifications à la législation existante et destinées au nouveau Ministre de l'Énergie.

Ces textes contiennent des pistes de réflexion et des propositions concrètes pour le prochain gouvernement sur des points que le Comité de direction estime importants pour permettre une optimisation des marchés existants de l'électricité et du gaz naturel et remédier aux problèmes actuels ou potentiels sur le marché libéralisé. Les points soulevés sont basés, d'une part, sur des constats et l'expérience acquise et, d'autre part, sur des positions récentes de l'Union européenne telles que le rapport d'avancement de la Commission européenne du 10 janvier 2007 sur la création d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz .

Dans ce cadre, lors de sa séance du 23 novembre 2007, le Conseil des ministres a pris connaissance d'une communication du Ministre de l'Énergie sur les modifications possibles des lois électricité et gaz en vue de renforcer le rôle de la CREG¹⁴⁴.

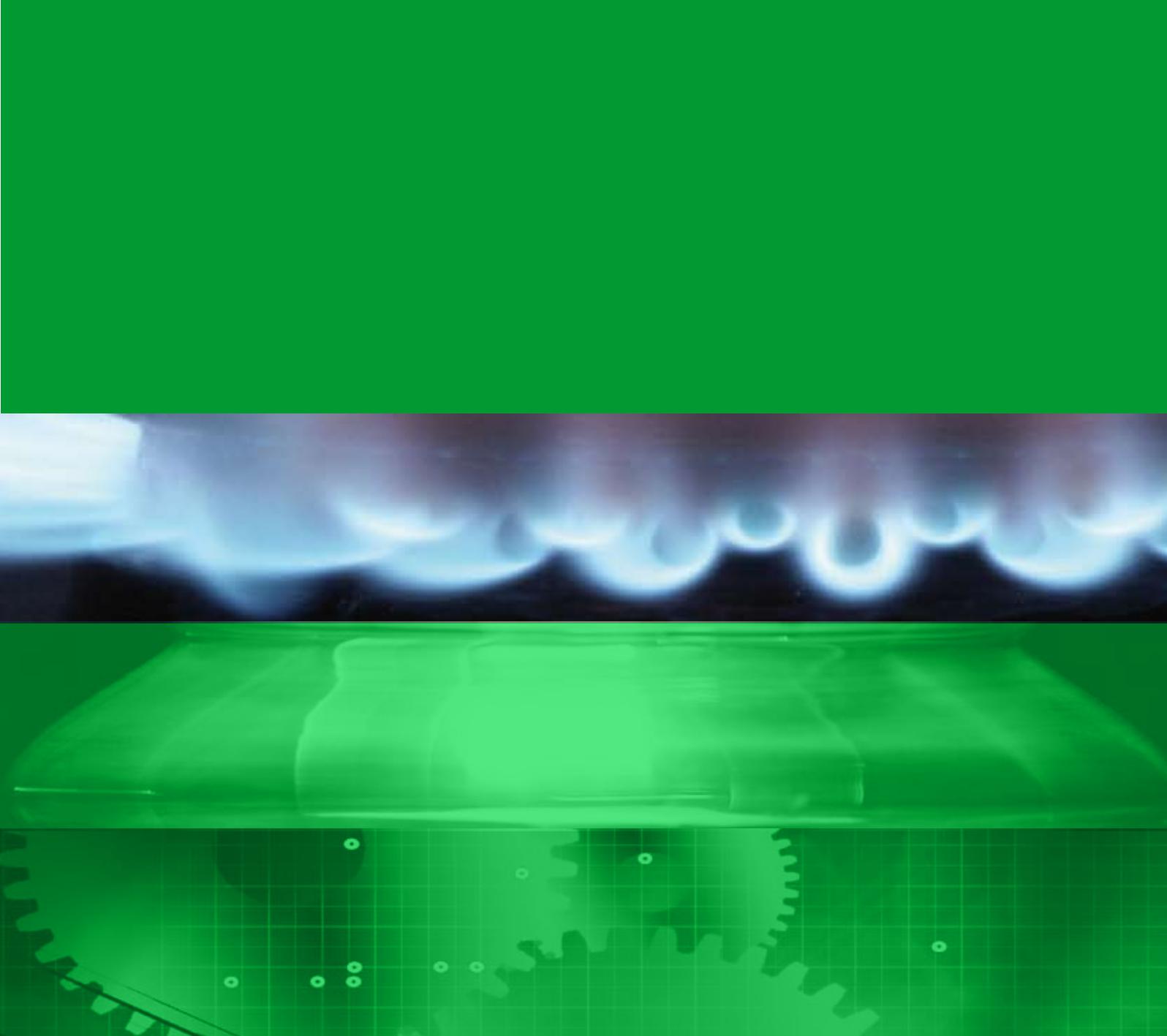
140 Étude (FJ070727-CDC-704 (disponible sur www.creg.be). Un communiqué de presse n°56 résumant l'étude est également disponible sur <http://www.creg.be/pdf/Presse/2007/compress01082007fr.pdf>.

141 Voir point 2.2. page 10.

142 Étude (FJ070315-CDC-666).

143 'Memorandum pour le formateur pour un meilleur fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz'.

144 Source : <http://presscenter.org/archive/20071123/77566848dc2a31fe894ccb3365f51f9b/?lang=fr>



3. L'évolution du marché du gaz naturel

1. Le marché européen du gaz naturel

1.1. Le troisième paquet législatif de la Commission européenne

Le lecteur est invité à se référer au point 1.1. à la page 21 du présent rapport.

1.2. Le *European Gas Regulatory Forum*

Le Forum de Madrid, plate-forme de concertation visant le développement du marché intérieur du gaz naturel, s'est réuni à deux reprises en 2007¹⁴⁵.

Lors de sa réunion de février, le Forum a principalement abordé le règlement (CE) n° 1775/2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Le Forum a notamment débattu du rapport intermédiaire de l'ERGEG portant sur le contrôle du respect des exigences de transparence fixées par ledit règlement. Pour sa part, la Commission européenne a présenté un projet de note explicative sur les obligations de transparence fixées par ce même règlement.

Le Forum s'est également réuni en octobre, consacrant une part importante de la discussion au troisième paquet législatif de la Commission européenne et a invité dans ce cadre le Parlement et le Conseil européens à s'accorder rapidement sur ces propositions.

En ce qui concerne la problématique de l'exonération de nouveaux investissements (article 22 de la directive gaz 2003/55/CE), la Commission européenne a présenté des indications sur la façon d'appliquer les critères requis pour l'exonération. Le Forum a en tout cas souligné la nécessité d'un cadre réglementaire correct encourageant les investissements.

Le Forum a également abordé les sujets suivants en 2007 : l'interopérabilité, les initiatives régionales, les lignes directrices pour une bonne pratique en matière d'*open seasons* et d'équilibrage et la plate-forme standardisée en matière de publications de données par GTE¹⁴⁶.

2. Le marché belge du gaz naturel

2.1. L'ouverture du marché belge du gaz naturel

Les clients résidentiels wallons et bruxellois sont désormais également libres de choisir leur fournisseur de gaz naturel suite à l'ouverture complète du marché belge du gaz naturel depuis le 1^{er} janvier 2007. En termes de volume,

cette clientèle représente à peu près 10 % du marché belge. Les chiffres de l'année 2007 repris ci-après sont donc les premiers à s'appliquer au marché belge du gaz naturel entièrement libéralisé.

¹⁴⁵ Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site Internet de la Commission européenne : www.ec.europa.eu/energy/gas/madrid/index_en.htm.

¹⁴⁶ Gas Transmission Europe représente les gestionnaires de réseaux de transport.

2.2. La demande de gaz naturel

La consommation de gaz naturel a très légèrement diminué en 2007 (-0,6%), passant de 190,4 TWh en 2006 à 189,3 TWh en 2007, sous l'effet du moindre prélèvement de la distribution publique mais, surtout, des températures particulièrement douces observées durant l'hiver et le printemps 2007.

L'analyse sectorielle de la demande de gaz naturel révèle une forte augmentation de la consommation dans le secteur de la production d'électricité (+9,3%) et des évolutions contraires pour les secteurs de la distribution (-6,5%) et de l'industrie (-0,4%).

La part relative du gaz L dans le prélèvement total de gaz naturel a par ailleurs continué à chuter en 2007. En 2006, la part du gaz L représentait 28,1% de l'approvisionnement total en gaz naturel. En 2007, elle redescend à 27,0%.

Figure 7 : Répartition sectorielle de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2007 (en TWh)

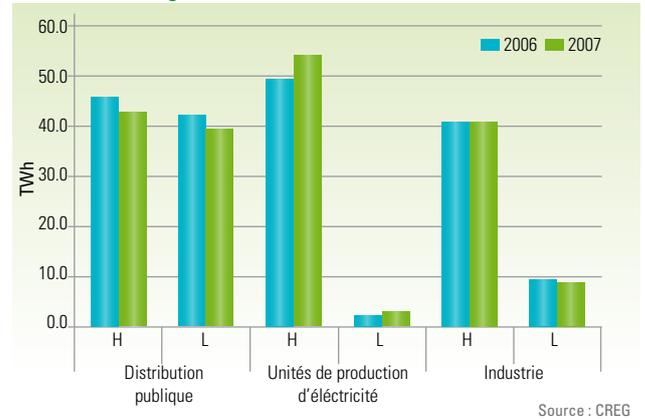
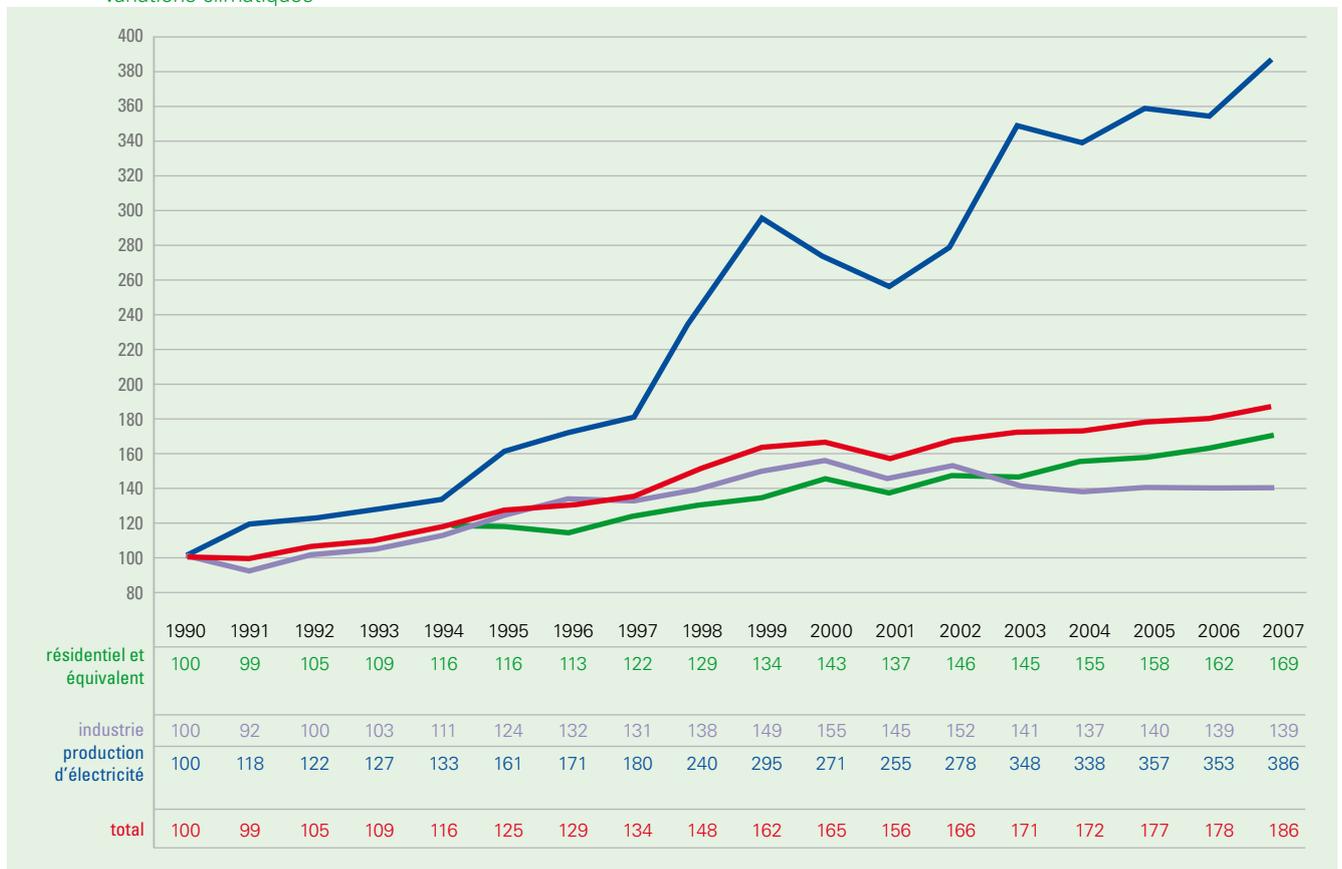


Tableau 9 : Répartition sectorielle de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2007 (en TWh)

| Secteurs | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | Δ 2007/2006 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| Distribution | 81,1 | 78,3 | 83,1 | 88,3 | 87,0 | 88,3 | 82,6 | -6,5% |
| Industrie (clients directs) | 52,2 | 54,7 | 50,7 | 49,3 | 50,4 | 50,2 | 50,0 | -0,4% |
| Production d'électricité (parc centralisé) | 37,5 | 40,9 | 51,1 | 49,7 | 52,5 | 51,9 | 56,7 | +9,3% |
| Total | 170,8 | 173,9 | 184,9 | 187,3 | 189,9 | 190,4 | 189,3 | -0,6% |

Source : CREG

Figure 6 : Évolution de la consommation de gaz naturel par secteur durant la période 1990-2007 (1990 = 100), corrigée pour les variations climatiques



2.3. La fourniture de gaz naturel

2.3.1. Les entreprises de fourniture de gaz naturel

En 2007, la CREG a reçu treize demandes en vue de l'obtention d'une autorisation de fourniture pour le gaz naturel.

Parmi ces demandes, quatre concernaient des nouvelles autorisations et émanaient des sociétés ENECO ENERGIE INTERNATIONAL B.V., E.ON BELGIUM S.A., DELTA ENERGY B.V. et AIR LIQUIDE TECHNISCHE GASSEN B.V. Six autres émanaient de six des sept titulaires d'une autorisation de fourniture dont l'autorisation expirait en 2007 et une émanait d'un titulaire dont l'autorisation expirait en janvier 2008. Toutes ces demandes ont reçu un avis positif du Comité de direction¹⁴⁷. Deux demandes étaient toujours en cours de traitement au 31 décembre 2007.

Au total, en 2007, le Ministre de l'Énergie a délivré une autorisation de fourniture pour le gaz naturel aux onze entreprises de fourniture suivantes : DISTRIGAZ S.A., E.ON RUHRGAS AG, GAZ de FRANCE S.A., TOTAL GAS & POWER Ltd., WINGAS GmbH, ESSENT ENERGY TRADING B.V., ENECO ENERGIE INTERNATIONAL B.V., E.ON BELGIUM S.A.,

DELTA ENERGY B.V., AIR LIQUIDE TECHNISCHE GASSEN B.V. et NORSK HYDRO ENERGIE AS.

Comme l'indique le tableau 10, en 2007, des vingt-quatre titulaires d'une autorisation de fourniture, six ont été actifs en 2007, en ce compris le nouvel entrant ESSENT ENERGY TRADING B.V. La part de DISTRIGAZ S.A. continue de diminuer en 2007 par rapport à 2006, même si cette diminution n'est pas spectaculaire (- 2,4 %). La perte est surtout rattrapée par GAZ de FRANCE S.A. (+1,7 %) grâce aux nouvelles fournitures aux centrales électriques et à des fournitures additionnelles aux clients industriels. La part du groupe SUEZ-GDF se trouve, de ce fait, à peine modifiée : elle est passée de 93,9 % en 2006 à 93,4 % en 2007. En 2007, le groupe dispose toujours d'un monopole de fait en Belgique.

2.3.2. Les prix maximaux

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2. à la page 23 du présent rapport, lequel s'applique *mutatis mutandis* au gaz naturel. Toutefois, pour ce qui concerne le gaz naturel, l'arrêté ministériel du 30 mars 2007¹⁴⁸ remplace les anciens tarifs sociaux A, B et C par un tarif social unique.

Tableau 10 : Entreprises de fourniture de gaz naturel en 2007

| Entreprises | Marché domestique | Date d'autorisation | Volume des ventes en 2007 (TWh) | | | | Part de marché Belgique** |
|--|-------------------|---------------------|---------------------------------|-----------|----------|-------|---------------------------|
| | | | Marché domestique | Belgique* | Ailleurs | Total | |
| RUHRGAS A.G. | Allemagne | 30.03.07 | 530,9 | 0 | 180,3 | 711,2 | 0 |
| DISTRIGAZ S.A. | Belgique | 30.03.07 | | 148,0 | 36,2 | 184,2 | 78,2 % |
| GAZ de FRANCE NÉGOCE | France | 04.05.07 | 469,9 | 28,8 | n.d. | n.d. | 15,2 % |
| TOTAL GAS & POWER NORTH EUROPE S.A. | Belgique | 13.06.07 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| WINGAS GmbH | Allemagne | 03.09.07 | 150,2 | 11,3 | n.d. | n.d. | 6,0 % |
| ESSENT ENERGY TRADING B.V. | Pays-Bas | 02.11.07 | 90,5 | 1,0 | 1,8 | 93,4 | 0,5 % |
| GASELYS SAS | France | 24.01.03 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NUON BELGIUM S.A. | Belgique | 16.06.03 | n.d. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NUON ENERGY TRADE & WHOLESALE S.A. | Pays-Bas | 16.06.03 | n.d. | 0 | n.d. | n.d. | 0 |
| ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS S.A. | Belgique | 18.09.03 | n.d. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ACCORD ENERGY Ltd. | Royaume-Uni | 18.09.03 | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 0 |
| SPE S.A. | Belgique | 18.09.03 | | 0,000031 | | | 0 % |
| RWE GAS VERKOOPMAATSCHAPPIJ B.V. | Pays-Bas | 08.01.04 | 22,5 | n.d. | n.d. | n.d. | 0 |
| ELECTRABEL S.A. | Belgique | 16.03.04 | n.d. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ENI (UK) Ltd. | Royaume-Uni | 07.07.04 | 108,3 | 0 | 26,9 | 135,2 | 0 |
| EDF S.A. | France | 29.11.05 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EDF BELGIUM S.A. | Belgique | 29.11.05 | 23,5 | 0,178 | 9,29 | 33,0 | 0,1 % |
| ESSENT BELGIUM S.A. | Belgique | 29.11.05 | | | | | 0 |
| MERRIL LYNCH COMMODITIES (EUROPE) Ltd. | Royaume-Uni | 09.06.06 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NORSK HYDRO ENERGIE AS | Norvège | 02.02.07 | 0 | 0 | n.d. | n.d. | 0 |
| ENECO ENERGIE INTERNATIONAL B.V. | Pays-Bas | 16.07.07 | n.d. | 0 | n.d. | n.d. | 0 |
| E.ON BELGIUM S.A. | Belgique | 03.09.07 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DELTA ENERGY B.V. | Pays-Bas | 02.11.07 | 6,418 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| AIR LIQUIDE TECHNISCHE GASSEN B.V. | Pays-Bas | 20.12.07 | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 0 |

* Ces chiffres concernent uniquement le marché du transport : fournitures faites à des clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Source : CREG
Le lecteur trouvera des statistiques distinctes concernant la fourniture sur les marchés du transport et de la distribution dans la publication conjointe des quatre régulateurs de l'énergie disponible sur le site Internet de la CREG.

** Concerne les parts de marché respectives des détenteurs d'une autorisation de fourniture pour l'accès au réseau de transport, sur la base des chiffres de la colonne «Belgique». Ces parts de marché sont des valeurs moyennes pour l'année 2007 et ne reflètent pas nécessairement la situation au 31 décembre.

147 Avis (A)070510-CDC-687, (A)070719-CDC-701, (A)070913-CDC-710, (A)071025-CDC-722; et Avis (A)070222-CDC-623 (E.ON Ruhrgas AG), (A)070222-CDC-624 (DISTRIGAZ S.A.), (A)070503-CDC-685 (TOTAL GAS & POWER Ltd.), (A)070327-CDC-669 (GAZ de FRANCE S.A.), (A)070719-CDC-702 (WINGAS GmbH), (A)071004-CDC-716 (ESSENT ENERGY TRADING B.V.) et (A)071206-CDC-730 (GASELYS S.A.S.). BP ENERGY MARKETING B.V. n'a pas introduit de nouvelle demande.

148 Arrêté ministériel portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 19 juin 2007).

2.3.3. Les paramètres d'indexation G, Iga et Igd

Avec la libéralisation complète du marché du gaz naturel au 1^{er} janvier 2007 et la disparition définitive des anciens tarifs sociaux au 1^{er} novembre 2007, l'usage des paramètres d'indexation G, Iga et Igd (reflétant l'évolution des coûts des combustibles, au travers du prix d'achat du gaz naturel à la frontière belge et l'évolution des autres composants du prix de revient du gaz : salaires et matériaux) n'est plus imposé. Ils ne sont dès lors plus publiés au Moniteur belge.

Les paramètres Igd et G étant utilisés dans de nombreux contrats existants dans le secteur du gaz naturel mais également dans d'autres secteurs industriels, le Comité de direction a toutefois décidé de continuer à les calculer en 2007 et à les publier mensuellement sur son site Internet.

Basée essentiellement sur des indices pétroliers¹⁴⁹, la formule du paramètre G ne présente cependant plus, à l'heure actuelle, de corrélation suffisante¹⁵⁰ avec le prix d'approvisionnement en gaz. Depuis la fin du contrat algérien et son remplacement par un contrat avec le Qatar intervenu au début de l'année 2007, la plupart des fournisseurs ont en effet des contrats basés en partie sur un paramètre gazier, le hub de Zeebrugge. Chaque fournisseur sur le marché du gaz a donc son propre paramètre énergie, ne facilitant pas ainsi une comparaison entre les différentes offres.

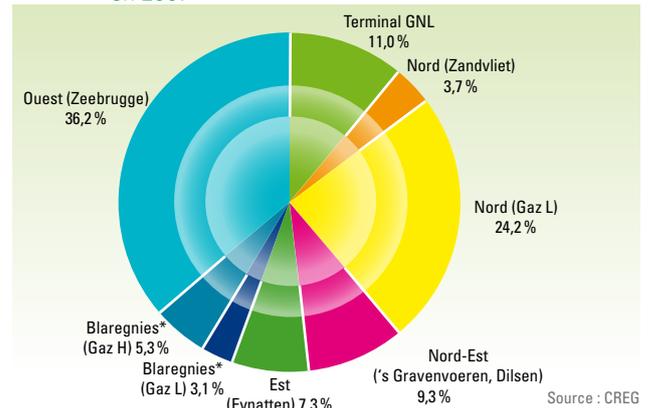
2.4. L'approvisionnement en gaz naturel

Les fournisseurs de gaz naturel peuvent choisir parmi différents points d'entrée en vue de l'approvisionnement de leurs clients belges en gaz H. Les consommateurs de gaz L sont pour leur part approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France.

Le gaz naturel est principalement importé depuis la zone d'entrée de Zeebrugge, où se situe également le hub de gaz naturel pour les activités de trading à court terme. Si l'on tient compte de l'importation de GNL, 47,2 % de la demande belge de gaz naturel est ainsi satisfaite via Zeebrugge.

L'importance relative du GNL dans l'approvisionnement belge a considérablement diminué en 2007 (11,0 % en 2007 contre 22,7 % en 2006), sous l'effet combiné de l'arrivée à échéance du contrat d'approvisionnement historique conclu avec l'Algérie, du nouveau contrat d'approvisionnement, relativement moins important, conclu avec le Qatar et de l'évolution des prix internationaux. L'approvisionnement depuis les zones d'entrée situées à l'est est quant à lui passé de 13,3 % en 2006 à 16,6 % en 2007 et devrait, compte tenu des signaux du marché, continuer à évoluer à la hausse.

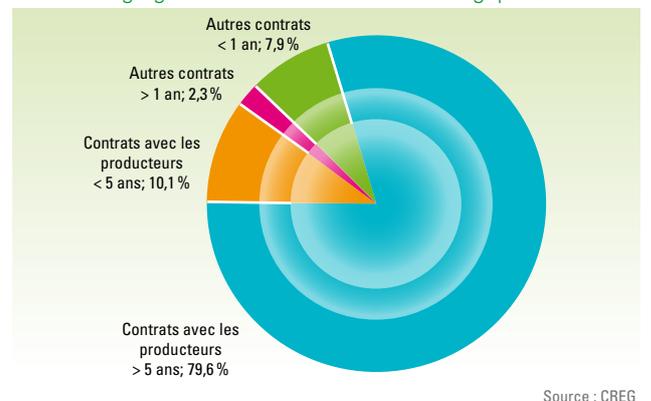
Figure 8 : Répartition de l'approvisionnement par zone d'entrée en 2007



* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à rebours » des flux physiques, en profitant des flux de transit dominants à ces points-là.

Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié au sein duquel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément principal. En 2007, l'importance relative du gaz issu de la négociation avec d'autres fournisseurs dans le portefeuille d'approvisionnement de la Belgique a particulièrement diminué (10,2 % en 2007 contre 16,2 % en 2006), en raison de l'arrivée de nouveaux fournisseurs pouvant faire appel à leur propre portefeuille d'approvisionnement international.

Figure 9 : Composition du portefeuille d'approvisionnement agrégé des fournisseurs actifs en Belgique 2007



2.5. Le rapport de la Commission Énergie 2030

Le lecteur est invité à se référer au point 2.6. à la page 28 du présent rapport.

149 Voir avis (F)061116-CDC-601 relatif à la nouvelle définition du paramètre G (disponible sur www.creg.be).

150 Le paramètre Iga, découlant du paramètre G, rencontre le même problème de corrélation.

2.6. Le transport de gaz naturel

2.6.1. Les autorisations de transport de gaz naturel

En 2007, conformément à l'arrêté royal du 14 mai 2002, le Comité de direction a rendu vingt-neuf avis sur des demandes d'octroi d'autorisation de transport, parmi lesquels six avis (positifs) portaient sur des demandes d'octroi d'autorisation de transport introduites en 2006 et vingt-trois, dont deux négatifs, sur des demandes introduites en 2007.

Le premier avis négatif portait sur la construction par FLUXYS S.A. d'une station de détente à la demande de la distribution publique. Bien que le Comité de direction ait toujours admis l'intérêt d'une politique volontariste de développement des réseaux de distribution, il a estimé que ce développement ne pouvait se faire en dépit de considérations économiques, tant au niveau du réseau de transport que des réseaux de distribution. N'ayant pas reçu l'information requise permettant d'assurer que l'investissement était conforme à l'intérêt public, le Comité de direction a dès lors émis un avis négatif.

Le second avis négatif portait sur la pose par FLUXYS S.A. d'une canalisation exploitée à 4 bars. Ce niveau de pression relevant typiquement de la distribution publique et non du transport de gaz naturel, le Comité de direction a estimé préférable, pour des raisons de transparence et de respect des rôles dévolus à chacun des gestionnaires de réseaux, que ce soit le gestionnaire du réseau de distribution et non FLUXYS S.A. qui réalise l'extension projetée.

En juin 2007, le Comité de direction a également reçu une demande d'avis pour la cession partielle d'une autorisation de transport par FLUXYS LNG S.A. à FLUXYS S.A. Cette cession ne pouvait cependant être accordée que si la désignation de FLUXYS S.A. s'avérait acceptable puisque FLUXYS LNG S.A. avait couplé cette cession avec la désignation de FLUXYS S.A. comme gestionnaire du terminal de GNL de Zeebrugge. Le Comité de direction ayant remis un avis négatif sur la désignation de FLUXYS S.A. comme gestionnaire de l'installation de GNL¹⁵¹, il a également rendu un avis négatif sur la demande de cession partielle par FLUXYS LNG S.A.

2.6.2. L'accès au réseau de transport et aux installations de stockage

À la demande du Ministre de l'Énergie, le Comité de direction a rendu, en avril 2007, un avis négatif¹⁵² relatif à la demande de POEDERLEE GAS STORAGE S.A. (PGS) visant à obtenir une dérogation relative à la méthodologie tarifaire et au droit d'accès à un site de stockage souterrain en aquifère situé à Poederlee¹⁵³. Dans sa demande, PGS, filiale à 25 % de FLUXYS S.A. et à 75 % de GAZPROM, demandait

d'allouer la totalité de la capacité de stockage à GAZPROM pour une période de 25 ans.

Le Comité de direction a considéré, sur la base du dossier introduit par PGS, que des incertitudes demeuraient quant au respect par PGS des critères légaux à satisfaire pour bénéficier d'une dérogation. Le Comité de direction a par ailleurs estimé que FLUXYS S.A. n'avait pas mis en œuvre tous les moyens mis à sa disposition pour permettre le développement du stockage de Poederlee sans avoir recours à la dérogation demandée.

Dans son avis, le Comité de direction a en outre souligné l'important déficit du marché belge en capacité de stockage et a rappelé que l'autorisation d'exploration et d'exploitation du site de Poederlee a été accordée dans le passé à des fins d'utilité publique.

2.6.3. La gestion du réseau de transport

2.6.3.1. La désignation des gestionnaires des installations de transport

Le 21 février 2007, en exécution de l'article 8, §2 de la loi gaz, le Ministre de l'Énergie a publié un avis invitant tout titulaire d'une ou plusieurs autorisations de transport de gaz naturel, de stockage de gaz naturel ou d'installation de GNL, à introduire sa candidature, pour être désigné, selon le cas, gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel ou gestionnaire d'installation de GNL.

En mai 2007, le Comité de direction a été prié, à la demande du Ministre de l'Énergie, de se prononcer sur les candidatures de FLUXYS S.A. aux trois fonctions susmentionnées.

Suite à son examen, le Comité de direction a donné un avis défavorable en ce qui concerne la désignation de FLUXYS S.A. comme gestionnaire de l'installation de GNL. Il a par contre donné un avis favorable, sous certaines conditions, en ce qui concerne la désignation de FLUXYS S.A. comme gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel¹⁵⁴.

2.6.3.2. L'interaction entre le marché belge et le marché du gaz en transit : procédures contre la CREG

En novembre 2006, différents recours ont été introduits par FLUXYS, DISTRIGAZ et DISTRIGAZ&C°, d'une part, contre la décision de la CREG de mettre FLUXYS et DISTRIGAZ&C° en demeure de transférer les activités de transit de DISTRIGAZ&C° vers FLUXYS et, d'autre part, contre l'étude de la CREG relative à la valorisation de ce transfert¹⁵⁵.

151 Point 2.6.3.1. ci-contre.

152 Avis (A)070419-CDC-683.

153 Ce futur site possible de stockage est situé à côté du site existant de stockage de gaz naturel souterrain de Loenhout.

154 Avis (A)070628-CDC-697 (disponible sur www.creg.be).

155 Rapport annuel 2006, point 2.7.2.2., page 16.

Le 5 mars 2007, le Conseil d'Etat a rejeté le recours en suspension introduit par DISTRIGAZ&C° et DISTRIGAZ contre la décision et l'étude précitées au motif respectivement que la décision de mise en demeure n'est qu'une décision préparatoire qui n'est pas susceptible d'un recours auprès du Conseil d'Etat et que l'étude constitue encore moins une décision administrative au sens de l'article 14 des lois coordonnées sur le Conseil d'Etat. Malgré cet arrêt, DISTRIGAZ et DISTRIGAZ&C° d'une part et FLUXYS d'autre part ont décidé de maintenir leur recours en annulation introduit en parallèle devant le Conseil d'Etat.

DISTRIGAZ&C° a par ailleurs fait appel de la décision du Président du Tribunal de Première Instance de Bruxelles du 27 février 2007 qui a estimé comme non fondée, pour cause d'absence d'urgence, la demande de DISTRIGAZ&C° d'interdire la publication de la décision et de l'étude de la CREG visées ci-dessus. Le 11 décembre 2007, la cour d'appel de Bruxelles a annulé la décision du Président du Tribunal de Première Instance et a interdit à la CREG de publier la décision et l'étude précitées.

2.6.3.3. Le code de bonne conduite

Fin 2006, le Comité de direction a organisé une consultation publique portant sur l'élaboration d'une proposition d'un nouveau code de bonne conduite¹⁵⁶.

Sur la base de la note d'orientation soumise à consultation, du rapport de consultation et des discussions régulières avec FLUXYS S.A., le Comité de direction a élaboré un projet de code en plusieurs phases. Ce projet a été transmis à FLUXYS S.A. et FLUXYS LNG S.A. en janvier 2008 afin de leur permettre de communiquer de manière formelle leurs remarques, suggestions et commentaires.

Le Comité de direction envisage d'organiser, dans le courant de l'année 2008, une seconde consultation publique sur le nouveau projet de code de bonne conduite et de transmettre, sur cette base, une proposition d'arrêté royal au Ministre de l'Énergie.

2.6.3.4. Le programme indicatif de transport

Le 29 juin 2007, FLUXYS S.A. et FLUXYS LNG S.A. ont introduit leurs propositions de programme indicatif de transport pour la période 2008-2009, relatives respectivement aux activités d'acheminement et de stockage et à l'activité de terminalling à Zeebrugge. Suite, notamment, aux discussions entamées avec les services de la CREG, ces propositions ont été remplacées par de nouvelles propositions le 26 novembre 2007, elles-mêmes amendées le 7 décembre 2007.

En ce qui concerne la proposition relative à l'activité d'acheminement, toutes les remarques et propositions de la CREG ont été prises en compte par FLUXYS S.A. dans la proposition finale. En ce qui concerne la proposition relative à l'activité de stockage, bien que certaines pierres d'achoppement subsistent, le Comité de direction est d'avis que la proposition introduite par FLUXYS S.A. répond aux préoccupations fondamentales du Comité de direction.

Sur cette base, ce dernier a décidé d'approuver les propositions de FLUXYS S.A.¹⁵⁷ et FLUXYS LNG S.A.¹⁵⁸.

Le Comité de direction a invité les deux sociétés à introduire, pour le 30 juin 2008 au plus tard, leurs propositions de programme indicatif de transport pour la période 2009-2010, en tenant compte des remarques formulées dans ses précédentes décisions.

2.6.3.5. Le contrat standard de raccordement

Après une première consultation publique, clôturée fin septembre 2006, sur le projet de contrat de raccordement de FLUXYS S.A. et suite à l'introduction de la définition du terme 'principales conditions' à l'article 1.51° de la loi gaz par la loi du 27 décembre 2006 portant des dispositions diverses (I), le Comité de direction a demandé à FLUXYS S.A. de lui transmettre, pour approbation, une proposition de contrat standard d'accès de l'utilisateur final au réseau de transport de gaz naturel (appelé le contrat standard de raccordement) tenant compte des remarques recueillies auprès des acteurs du marché.

La proposition de contrat standard de raccordement introduite par FLUXYS S.A. a été publiée en octobre 2007 sur le site Internet de la CREG. Dans ce cadre, les parties concernées ont été réinvitées à communiquer leurs remarques, suggestions et commentaires à la CREG qui, après les avoir examinés, a organisé plusieurs réunions de concertation avec FLUXYS S.A. dans le courant du mois de novembre 2007.

Sur la base de son analyse complémentaire et des réactions reçues, le Comité de direction prendra une décision d'approbation ou d'adaptation de la proposition du contrat standard de raccordement de FLUXYS S.A. au cours de l'année 2008 et la publiera sur son site Internet.

2.6.3.6. L'intégration régionale des marchés du gaz naturel

Fondées au printemps 2006 au sein de l'ERGEG, les trois régions gazières ont poursuivi leurs activités en 2007, sous la direction des régulateurs, en supprimant les barrières au

¹⁵⁶ Rapport annuel 2006, point 2.7.2.3., page 16.

¹⁵⁷ Décisions (B)071213-CDC-734 et (B)071213-CDC-736 (disponibles sur www.creg.be).

¹⁵⁸ Décision (B)071213-CDC-735 (disponible sur www.creg.be). Il est à noter que pour FLUXYS LNG, il s'agit du premier programme indicatif de transport approuvé par la CREG.

commerce et à la concurrence en vue d'accélérer l'intégration régionale des marchés gaziers.

En octobre 2007, les membres du groupe de la région Nord / Nord-Ouest européenne, qui regroupe les Pays-Bas, le Luxembourg, la France, l'Allemagne, la Grande-Bretagne, l'Irlande du Nord, l'Irlande, le Danemark, la Belgique et la Suède¹⁵⁹, ont scellé leur collaboration par la signature d'un *Memorandum of Understanding (MoU)*. Bien que légalement non contraignant, ce *MoU* devrait également déboucher sur une mise en œuvre plus efficace, plus cohérente et plus coordonnée des décisions et processus des régulateurs concernés. À cet égard, en 2007, l'accent a été mis sur des sujets tels que la transparence, les règles d'ajustement, l'accessibilité des hubs et la capacité primaire et secondaire transfrontalière avec, comme priorité pour la CREG, la coordination, en collaboration avec le régulateur français, du double processus d'*open season* et l'harmonisation de services de transport autour de l'interconnexion France-Belgique de Taisnières/Blaregnies. Ce dernier aspect a d'ores et déjà débouché sur un doublement du nombre de fournisseurs actifs à ce point d'injection du marché français.

Sur la base de cette initiative régionale de l'ERGEG, un soutien a également été apporté à une nouvelle initiative, la Plate-forme gazière, qui, par analogie avec le Forum pentalatéral de l'Énergie pour les marchés de l'électricité, réunit les pouvoirs publics, les régulateurs et les gestionnaires de réseau de cinq pays, à savoir les Pays-Bas, le Luxembourg, la France, l'Allemagne et la Belgique. Dans ce cadre, le fonctionnement du marché régional et la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel occupent une place prioritaire dans l'agenda.

2.6.4. Les investissements dans le réseau de transport

2.6.4.1. La congestion sur le réseau de transport

Bien que les *open seasons* aient donné des résultats positifs et que plusieurs initiatives d'investissements soient dans les starting-blocks, FLUXYS S.A. parvient difficilement à proposer, en temps voulu, de nouvelles capacités de transport. Les retards et révisions d'importants projets d'investissement ont pour conséquence que les affréteurs ne sont pas toujours en mesure de souscrire des capacités d'entrée supplémentaires. Cette situation de congestion contractuelle vaut tant pour le marché national que pour les activités de transit. Ainsi, l'approvisionnement en gaz naturel supplémentaire à Eynatten en provenance d'Allemagne constituera, tant que le projet de deuxième conduite rTr n'aura pas été réalisé, une entrave à l'accès sur le marché belge du gaz naturel. Sur la base des développements actuels, la capacité disponible devrait à nouveau être suffisante

en 2012. D'ici là, une politique de congestion adaptée devra être mise en œuvre. La CREG a reproché à de multiples reprises à FLUXYS S.A. de tarder à réaliser ces investissements et à mettre en œuvre une politique de congestion adaptée. Ces exhortations n'ont toutefois pas donné les résultats escomptés, du moins pas à court terme.

2.6.4.2. Le deuxième projet rTr

L'*open season* internationale, clôturée en septembre 2006 et portant sur une capacité de transport supplémentaire via Eynatten et Zelzate en passant par le réseau gazier belge, a permis de dégager la perspective d'une forte demande de capacité supplémentaire. Aujourd'hui, la réalisation de la station de compression à Zelzate se trouve dans sa phase finale, mais la pose d'une conduite supplémentaire au départ d'Eynatten se fait attendre. Ce renforcement est important pour les activités de transit belges, mais est aussi nécessaire pour garantir l'approvisionnement national en gaz naturel à l'avenir. L'approvisionnement par les réseaux de transport allemands revêt une importance croissante pour le fonctionnement du marché belge du gaz naturel.

2.6.4.3. L'interconnexion Blaregnies /Taisnières

En mars 2007, la CREG a décidé de créer un groupe de travail commun avec le régulateur français (CRE), en collaboration avec les transporteurs de gaz belge (FLUXYS) et français (GRTgaz). Ce groupe de travail vise à améliorer l'accès vers la France via la Belgique. L'attention s'est portée, en première instance, sur la transparence des conditions d'accès pour le transit vers la France via la Belgique et la capacité d'entrée en France à Taisnières. Encouragés par les deux régulateurs concernés, FLUXYS et GRTgaz ont, dans ce cadre, organisé une consultation coordonnée de marché (*open season*) afin d'augmenter la capacité de transport vers la France via la Belgique. Près de quarante transporteurs ont confirmé leur intérêt pour cette opération. Hormis une perspective de capacité de transport supplémentaire, FLUXYS propose également des services stimulant l'utilisation du réseau de transport.

Ces mesures ont eu pour conséquence qu'au 1^{er} décembre 2007, douze transporteurs avaient souscrit de la capacité d'accès à Taisnières, alors qu'ils n'étaient que six au 1^{er} décembre 2006.

FLUXYS a par ailleurs lancé de nouveaux services en 2007 afin de faciliter le développement du marché secondaire, et ainsi optimiser l'utilisation de la capacité de transit.

159 La Pologne et la Norvège y sont également représentées, en qualité d'observateurs.

2.6.4.4. L'open season GNL

La construction d'une quatrième cuve de stockage GNL et d'installations de regazéification supplémentaires au terminal GNL de Zeebrugge est dans sa phase finale. Cette extension permettra de doubler la capacité de stockage en 2008 et de la faire passer de 4,5 à 9 milliards de m³. Cette extension est le résultat d'une *open season* réalisée en 2003-2004. La capacité totale est d'ores et déjà sous-crite pour plusieurs années par trois affréteurs, à savoir QATAR PETROLEUM/EXXON MOBIL, DISTRIGAZ et SUEZ LNG TRADING. La mise en service de la nouvelle capacité est prévue dans le courant de l'année 2008. En décembre 2007, FLUXYS LNG a lancé une nouvelle *open season* portant sur une extension de la capacité de terminalling GNL. En fonction du résultat de cette *open season*, une capacité supplémentaire pourra être mise à disposition à partir de 2015-2016.

2.6.4.5. L'extension de la capacité de stockage

Les investissements d'extension du stockage souterrain de Loenhout ont débuté afin d'accroître la capacité de stockage de 15 % pour la porter à un volume utile de 700 millions de m³ et d'étendre la capacité d'injection et d'émission. La mise en service de cette capacité supplémentaire est prévue pour le printemps 2010. Par ailleurs, en mai 2007, des études sismiques ont été réalisées afin d'envisager la possibilité d'un nouveau stockage souterrain à Poederlee. En fonction de leurs résultats, une décision interviendra en 2008 quant à la construction éventuelle d'un deuxième site de stockage souterrain.

2.6.4.6. L'étude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H

En septembre 2007, la CREG a réalisé, en collaboration avec FLUXYS S.A., une étude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H¹⁶⁰, qui trouve son origine dans la proposition de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel 2004-2014¹⁶¹. Cette proposition prévoyait déjà un déficit en hausse de la capacité de pointe au sein du réseau de transport de gaz L à partir de l'hiver 2008-2009. La CREG recommandait dès lors, à titre de solution, d'obtenir de la capacité supplémentaire en réalisant une conversion rentable des clients finals.

L'étude développe cette recommandation de conversion sur le plan technique. Elle annonce dans ce cadre une étude globale au sein du marché du gaz L qui sera réalisée en plusieurs phases. La première, intégrée à l'étude, examine

le potentiel, les modalités et les coûts d'une conversion des clients du gaz L au gaz H.

Ce plan par étape vise à informer les acteurs du marché des zones qui, selon le gestionnaire du réseau de transport, sont susceptibles d'être les premières à être converties au gaz H.

L'étude ne se prononce pas sur la conversion totale au gaz H étant donné que cette question doit être traitée dans l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel qui sera établie par l'Administration de l'Énergie d'ici mars 2008.

Il est à noter que cette étude, du Comité de direction à l'origine, a suscité un large intérêt de la part du Conseil général. Un groupe de travail constitué en son sein a d'ailleurs été chargé de suivre cette problématique.

2.6.5. Les tarifs de transport

2.6.5.1. La méthodologie tarifaire

L'accès aux réseaux de transport de gaz est régi par les mêmes principes tarifaires généraux que ceux applicables en électricité¹⁶², à l'exception de la détermination du bonus / malus. Pour ce faire, le résultat de l'exercice est déterminé par la différence entre les produits réels et les coûts réels. Il sera question d'un excédent ou d'un déficit d'exploitation lorsque le résultat est respectivement supérieur ou inférieur à la marge bénéficiaire équitable, calculée conformément aux lignes directrices du 18 juin 2003. Cet excédent ou déficit d'exploitation sera répercuté sur les tarifs de l'année suivante.

Les principes tarifaires généraux ont été redéfinis en 2005, en 2006 et en 2007 en vue de leur application à compter du 1^{er} janvier 2008. Ce nouveau système réglementaire est traité au point 2.6.5.5. ci-dessous.

2.6.5.2. Les tarifs 2006

En mars 2007, conformément à l'arrêté royal du 15 avril 2002, le Comité de direction a transmis au Ministre de l'Énergie et aux S.A. FLUXYS et FLUXYS LNG son rapport sur les tarifs d'acheminement, de stockage et d'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge, que ces deux sociétés ont appliqués en 2006¹⁶³.

Ce rapport constate notamment que la baisse continue des tarifs, depuis 2002 pour l'acheminement et depuis 2004

160 Étude (F)070913-CREG-691 (disponible sur www.creg.be). Le gaz L est un gaz à bas pouvoir calorifique tandis que le gaz H est un gaz à haut pouvoir calorifique.

161 Proposition (F)040923-CREG-360 (disponible sur www.creg.be). Voir également rapport annuel 2004, point 2.9. page 21 et point 3.3., page 27.

162 Point 2.7.2.1., page 31.

163 Rapport TG 2006 (disponible sur www.creg.be).

pour le stockage et le terminalling GNL, s'est poursuivie en 2006 avec, en parallèle, l'amélioration croissante de l'offre de services aux utilisateurs du réseau.

À la lumière du contrôle des tarifs de l'année 2006, le Comité de direction a par ailleurs examiné les rapports annuels relatifs aux comptes de résultats du réseau de transport de l'année d'exploitation 2006 tels que transmis par les S.A. FLUXYS et FLUXYS LNG en février 2007. Outre une analyse des écarts entre les comptes 2006 et les budgets introduits en 2004, le Comité de direction a examiné l'application des dispositions légales relatives aux comptes séparés et l'absence de subsides croisés entre chaque catégorie d'activités, ainsi que le respect des lignes directrices concernant la marge bénéficiaire équitable. Les coûts relatifs au centre de frais « *Regulatory Affairs* », aux différences de comptage et à l'activité d'HUBERATOR, ont par ailleurs fait l'objet d'un examen plus approfondi.

À l'issue de cet examen, le Comité de direction a décidé¹⁶⁴ de majorer, au profit des futurs tarifs, l'excédent d'exploitation constaté pour FLUXYS S.A., à concurrence de 4,7 millions d'euros pour les activités d'acheminement et de 1 million d'euros pour les activités de stockage. Pour ce qui concerne FLUXYS LNG S.A., le Comité de direction a décidé de majorer le montant à reporter de 0,6 million d'euros. Ces montants seront déduits des coûts qui seront à la base de la proposition tarifaire 2008-2011.

2.6.5.3. Les tarifs 2007

Les tarifs d'acheminement de gaz naturel

Depuis le 1^{er} avril 2004, le système d'acheminement *entry / exit*¹⁶⁵ constitue la base de la structure tarifaire pour l'activité d'acheminement du gaz naturel, dans le respect du principe de la péréquation tarifaire. Les tarifs régulés pour l'année 2007 sous-jacents à ce système sont repris au tableau 11.

Les tarifs d'acheminement se stabilisent après cinq ans de baisse continue et enregistrent en 2007, par rapport à 2006, une hausse proche de l'inflation (2 %). Cette augmentation reste toutefois modérée au regard des investissements importants réalisés pour renforcer la prévention et la sécurité sur le réseau, couvrir la demande croissante de gaz naturel et offrir de nouveaux services aux utilisateurs. Les investissements prévus dans le plan indicatif de transport de FLUXYS S.A. connaissent néanmoins un important retard (voir point 2.6.4. ci-dessus).

Tableau 11 : Évolution des tarifs d'acheminement entre 2002 et 2007

| en €/m ³ /h/an | Tarifs 2002 | Tarifs 2003 | Tarifs 2004* | Tarifs 2005* | Tarifs 2006* | Tarifs 2007* | Δ 2007/2006 | Δ 2007/2002 |
|------------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| Haute pression (HP) | | | | | | | | |
| Capacité ferme | 33,4 | 31,4 | 30,5 | 30,1 | 29,8 | 30,4 | 2,0% | -9,0% |
| Capacité ferme - SLP | 33,4 | 31,4 | 32,4 | 30,1 | 29,8 | 30,4 | 2,0% | -9,0% |
| Moyenne pression (MP) | | | | | | | | |
| Capacité ferme | 11,7 | 10,7 | 10,6 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 0,0% | -10,3% |
| Entry | | | | | | | | |
| Capacité ferme (HP) | | | 8 | 7,8 | 7,6 | 7,8 | 2,6% | |
| Exit | | | | | | | | |
| Capacité ferme (HP) | | | 22,5 | 22,3 | 22,2 | 22,6 | 1,8% | |
| Capacité ferme - SLP (HP) | | | 24,4 | 22,3 | 22,2 | 22,6 | 1,8% | |
| Capacité ferme (MP) | | | 10,6 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 0,0% | |
| Capacité ferme - SLP (MP) | | | 10,6 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 0,0% | |

*Tarif *entry / exit* : total du tarif d'entrée et du tarif de re-livraison.

Source : CREG

164 Décisions (B)070913-CDC-656G/01 et 657G/01 et décisions (B)071025-CDC-656G/02 et 657G/02.

165 Pour une description détaillée du système *entry / exit*, voir rapport annuel 2004, point 3.5.1.1., page 30.

Tableau 12 : Tarifs d'acheminement de gaz naturel à destination du marché national en 2007, hors surcharges et hors T.V.A.

| ACHEMINEMENT | TARIFS 2007 | |
|---|-------------------------------|----------------------------------|
| | Entrée | Re-livraison |
| Entrée (Entry) | | |
| Capacité ferme | 7,8 €/m ³ (n)/h/an | |
| Capacité conditionnelle | 7,0 €/m ³ (n)/h/an | |
| Capacité interruptible niveau 1 | 6,2 €/m ³ (n)/h/an | |
| Capacité interruptible niveau 2 | 4,7 €/m ³ (n)/h/an | |
| Capacité interruptible opérationnelle | 4,7 €/m ³ (n)/h/an | |
| Re-livraison (Exit) | | |
| HP | | |
| Capacité ferme SLP | | 22,6 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité ferme non SLP | | 22,6 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité conditionnelle | | 20,4 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité ferme injection Loenhout (annuelle) | | 18,2 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité interruptible injection Loenhout (annuelle) | | 10,9 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité interruptible opérationnelle injection Loenhout (annuelle) | | 10,9 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité Switch H/L | | 24,7 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité conditionnelle HUB | | 16,3 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité NDM | | 27,7 €/m ³ (n)/h/an |
| MBT tranche 1 | | 17,0 €/m ³ (n)/h/an |
| MBT tranche 2 | | 13,6 €/m ³ (n)/h/an |
| MBT tranche 3 | | 10,2 €/m ³ (n)/h/an |
| MBT tranche 4 | | 6,8 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité conduite directe terme fixe | | 3,5 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité conduite directe terme variable | | 0,3 €/m ³ (n)/h/km/an |
| MP | | |
| Capacité ferme SLP | | 10,5 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité ferme non SLP | | 10,5 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité interruptible | | 6,3 €/m ³ (n)/h/an |
| Capacité conditionnelle | | 9,5 €/m ³ (n)/h/an |
| Flexibilité | | |
| <i>Rate Flexibility</i> | | |
| RF complémentaire | | 13,0 €/m ³ (n)/h/an |
| <i>CIT</i> | | |
| CIT complémentaire SLP | | 2,4 €/m ³ (n)/an |
| CIT complémentaire non-SLP | | 2,4 €/m ³ (n)/an |
| <i>DIT</i> | | |
| DIT complémentaire | | 5,0 €/m ³ (n)/an |
| Odorisation | | |
| Variable | | 0,86 €/1.000 m ³ (n) |
| Dedicated PRS | | 7,2 €/m ³ (n)/h/an |
| Transformateur de gaz H en gaz L | | |
| Fixe | | 13,6 €/m ³ (n)/h/an |
| Variable | | 20,5 €/1000 m ³ (n) |
| Démarrage additionnel | | 12.000 €/démarrage |
| Prolongation période opérationnelle en mars | | 47.300 €/an |
| Service Linject | | 12 €/m ³ (n)/h/an |
| Raccordement | | 2.000 €/raccordement |
| Déconnexion | | 2.000 €/déconnexion |
| Connection Agreement fee* | | 0,1 €/m ³ (n)/h/an |
| Suppression de capacité | | 5.000 €/suppression |
| Transfert de capacité et/ou de flexibilité | | |
| Transfert** | | 200 €/transaction |
| Inscription au système électronique de réservation automatique | | 1.000 €/an |

* Un forfait de 1000 €/an est applicable pour toute capacité souscrite inférieure à 10.000 m³(n)/h

** Le montant est à payer par chacune des deux parties

Source : CREG

Tarif saisonnier* (élément capacité)** : = tarif annuel de la capacité considérée multipliée par un coefficient variant de mois en mois (voir tableau ci-dessous) et par le nombre de jours par mois

| | | | | | |
|---------|---------|-----------|---------|----------|----------|
| Janvier | Février | Mars | Avril | Mai | Juin |
| 4,2 | 4,2 | 2,4 | 1,8 | 1,1 | 1,1 |
| Juillet | Août | Septembre | Octobre | Novembre | Décembre |
| 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 2,4 | 3,6 |

Tarif court terme* (élément capacité)** : = tarif journalier de la capacité considérée multipliée par un coefficient variant de mois en mois (voir tableau ci-dessus), multipliée par un facteur 1,2 et par le nombre de jours par mois

| | | |
|-----------------|------------------|-----|
| + commodity fee | 0,2% à la sortie | 0.0 |
|-----------------|------------------|-----|

Source : CREG

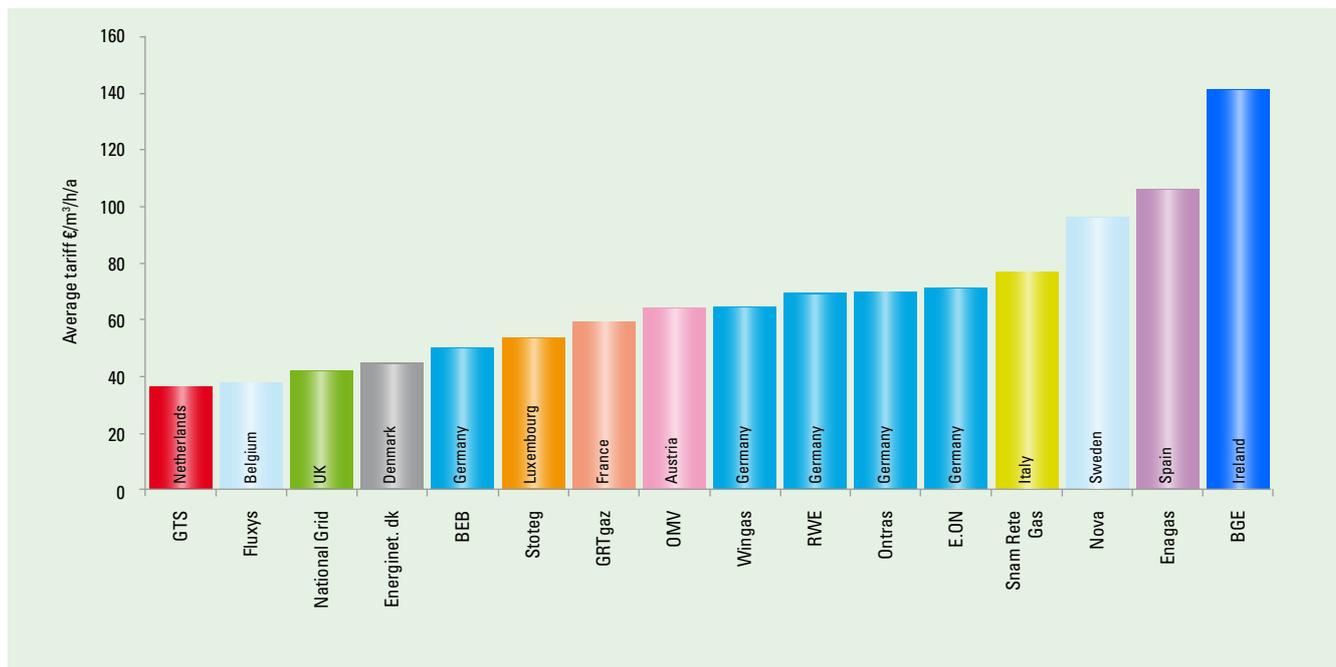
*** Seulement applicable pour le tarif de re-livraison.

Au niveau international, une étude comparative externe (figure 10) révèle que les tarifs d'acheminement de FLUXYS S.A. restent inférieurs à la moyenne de certaines autres entreprises européennes de transport. Une étude comparative de ERGEG¹⁶⁶ (tableau 13) tempère néanmoins ce constat dans la mesure où :

- sur une distance de 60 km, FLUXYS S.A. est en moyenne 40 % plus chère pour tous les profils que la moyenne de GTS, GRTgaz et TIGF et même 72 % plus chère que GTS;

- les coûts de déséquilibre supportés par les utilisateurs du réseau de FLUXYS S.A. sont les plus élevés de tous les profils repris dans l'échantillon et la différence de coûts sur le réseau de FLUXYS S.A. et d'autres opérateurs est la plus importante pour les petits déséquilibres.

Figure 10 : Comparaison européenne des tarifs moyens d'acheminement en 2007



Source : Arthur D. Little, Consultant externe pour GTS, juillet 2007

Tableau 13 : Comparaison européenne des tarifs moyens d'acheminement en 2007

| Country | France | France | Belgium | Denmark | Hungary | Netherlands |
|---------------------------|--------|--------|---------|--------------|---------|-------------|
| TSO | GRTgaz | TIGF | Fluxys | Energinet.dk | MOL | GTS |
| Average tariff, Avg. =100 | 86 | 73 | 96 | 149 | 125 | 76 |
| Spread | 78-95 | 66-81 | 90-105 | 129-163 | 105-139 | 54-115 |

Source : ERGEG, juillet 2007

166 'Gas Transmission Tariffs. An ERGEG benchmarking report', 18 juillet 2007.

Tableau 14 : Évolution des tarifs de stockage de gaz naturel entre 2002 et 2007, hors surcharges et hors T.V.A.

| | | Tarifs 2004 | Tarifs 2005 | Tarifs 2006 | Tarifs 2007 | Δ 2007/2006 | Δ 2007/2004 |
|----------------------|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Loenhout | | | | | | | |
| Unité standard | €/unité standard | 108,7 | 107,7 | 101,5 | 112,3 | 10,64% | 3,31% |
| Capacité d'injection | €/m ³ (n)/h/an | | 33,5 | 34,8 | 42,1 | 20,98% | |
| Volume de stockage | €/m ³ (n)/an | | 0,017 | 0,017 | 0,017 | 0,00% | |
| Capacité d'émission | €/m ³ (n)/h/an | | 19,5 | 20,7 | 24,3 | 17,39% | |
| Dudzele | | | | | | | |
| Unité standard | €/unité standard | 28,5 | 26,7 | 26,5 | 24,1 | -9,06% | -15,44% |

Source : CREG

Les tarifs de stockage de gaz naturel

Les services de stockage de FLUXYS S.A. couvrent l'injection de gaz naturel dans le stockage, le maintien du volume de gaz naturel stocké et sa réémission dans le réseau de transport à partir de deux installations de stockage actuellement disponibles, à savoir le réservoir en nappe aquifère de Loenhout et le stockage de GNL du *Peak-Shaving* de Dudzele.

Après cinq ans de baisse continue, le tarif de stockage sous forme liquide baisse encore de 9 % entre 2006 et 2007. En revanche, le tarif de stockage de gaz en aquifère augmente de 11 % en raison des investissements dans l'extension du stockage de Loenhout visant à augmenter le volume stocké (+ 17 %) et la capacité d'émission (+ 25 %), et en raison des frais d'exploitation du projet de stockage à Poederlee.

Les tarifs de terminalling GNL

Le terminal méthanier de Zeebrugge, exploité par FLUXYS LNG S.A., permet la réception et le déchargement d'un méthanier, le stockage tampon du GNL et son émission dans le réseau de transport après regazéification. Outre ces services standards, il est possible de souscrire du stockage de flexibilité et de la capacité d'émission interruptible.

Au premier trimestre de 2007, les tarifs appliqués en 2006 restaient toujours d'application. À partir du 1^{er} avril 2007, de nouveaux tarifs à long terme ont été appliqués dans le cadre de l'extension du terminal GNL de Zeebrugge. Ces tarifs représentent des tarifs plafonds valables pour 20 ans : 750.443 € par slot¹⁶⁷, 1,95 €/kWh/h/an pour l'émission additionnelle et 96,39 €/m³/an pour le stockage additionnel.

Comme l'extension du terminal n'a pas été mise en service dans l'année qui a suivi l'approbation de la proposition pluriannuelle¹⁶⁸, FLUXYS LNG S.A. a soumis une proposition tarifaire actualisée à la CREG en application de l'article 22, §3 de l'arrêté royal du 15 décembre 2003 relatif à 'la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des entreprises de transport de gaz naturel actives sur le territoire belge pour

leurs nouvelles infrastructures de transport reconnues comme d'intérêt national ou européen et nécessaires pour permettre le développement à long terme de celles-ci'. Considérant que la proposition actualisée ne contenait pas encore le montant définitif des investissements et que les hypothèses concernant le taux de rendement n'étaient pas actualisées, le Comité de direction a décidé de refuser¹⁶⁹ la proposition tarifaire pluriannuelle actualisée et a invité FLUXYS LNG S.A. à lui présenter une nouvelle proposition tarifaire dès que les montants définitifs des investissements réalisés seront connus. Cette nouvelle proposition tarifaire doit en outre tenir compte de la déduction des intérêts notionnels et d'une estimation plus précise des taux de rendement pour les années postérieures à 2007.

2.6.5.4. Les tarifs 2008-2011

Le 29 juin 2007, FLUXYS S.A. a introduit deux propositions tarifaires accompagnées du budget pour la période régulatoire 2008-2011, la première pour le transit de gaz naturel et la seconde pour l'acheminement et le stockage de gaz naturel. Ces deux propositions ont été rejetées par le Comité de direction, de même que les propositions tarifaires adaptées introduites en conséquence¹⁷⁰. En ce qui concerne le transit, le Comité de direction a prié FLUXYS S.A. de transmettre l'ensemble des informations dans la forme légale prévue à cet effet tandis que pour l'acheminement et le stockage, il a imposé des tarifs provisoires basés sur les tarifs 2007 tels qu'ils ont été approuvés le 21 décembre 2006 et que FLUXYS S.A. doit appliquer à partir du 1^{er} janvier 2008 jusqu'à ce que, soit toutes les objections soient épuisées, soit que le Comité de direction et FLUXYS S.A. aient trouvé un accord sur les points litigieux.

En 2007, FLUXYS S.A. a également introduit une demande d'approbation de proposition tarifaire dérogatoire pour l'extension des installations de stockage de Loenhout. Cette demande a été refusée¹⁷¹ par le Comité de direction en raison notamment du niveau de la marge équitable destinée à la rémunération des capitaux investis et du détail insuffisant des coûts opérationnels et des coûts des capitaux. Le Comité de direction a dès lors demandé à FLUXYS S.A.

167 Slot = déchargement, stockage et regazéification sur 10,35 jours pour un méthanier de 140.000 m³ de GNL (110 slots) par an.

168 Décision (B)040930-CDC-354.

169 Décision (B)070405-CDC-660.

170 Décisions (B)071025-CDC-656G/03 et 656G/04 et décisions (B)071219-CDC-656G/05 et 656G/06.

171 Décision (B)070129-CDC-616.

d'introduire un budget comportant une proposition tarifaire remaniée respectant les procédures prescrites, ce qu'elle n'avait pas encore fait au moment de la rédaction du présent rapport.

Enfin, en octobre 2007, le Comité de direction a transmis au Ministre de l'Énergie sa proposition d'arrêté royal 'relatif à la valeur du facteur d'amélioration de la productivité et de l'efficacité à appliquer par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire de l'installation de stockage pour le gaz naturel et le gestionnaire de l'installation de GNL durant la période régulatoire 2008-2011'¹⁷². Le Comité de direction propose un facteur de 4 % par an en termes réels pour le gestionnaire du réseau et de l'installation de stockage, et un facteur de 0 % pour le gestionnaire de l'installation de GNL.

2.6.5.5. Les modifications du cadre réglementaire

Comme exposé dans le rapport annuel 2006¹⁷³, la loi du 20 juillet 2006 a introduit plusieurs modifications importantes sur le plan tarifaire. Elle détermine notamment le calendrier pour l'application des tarifs pluriannuels qui, pour le transport, seront d'application à partir de l'exercice d'exploitation 2008 et, pour la distribution, à partir de l'exercice d'exploitation 2009. Dans ce cadre, l'arrêté royal du 8 juin 2007 'relatif à la méthodologie pour déterminer le revenu total comprenant la marge équitable, à la structure tarifaire générale, aux principes de base en matière de tarifs, aux procédures, à la publication des tarifs, aux rapports annuels, à la comptabilité, à la maîtrise des coûts, aux écarts de revenu des gestionnaires et à la formule objective d'indexation visés par la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisation' a été adopté¹⁷⁴ sur proposition¹⁷⁵ du Comité de direction.

Pour une discussion générale du contenu de l'arrêté royal du 8 juin 2007 précité¹⁷⁶, le lecteur est invité à se référer au point 2.7.2.4. à la page 33 du présent rapport, lequel s'applique *mutatis mutandis* au gaz naturel, à l'exception des points suivants :

- le calcul de la marge bénéficiaire équitable prévoit deux primes de risque différentes, à savoir 3,50 % pour le transport de gaz naturel et 4,30 % pour le stockage de gaz naturel et pour l'installation de GNL. Le facteur de pondération pour la prime de risque est fixe et s'élève à 0,65. Il n'est pas prévu de limitation à 33 % de l'actif régulé financé par des fonds propres dans la formule du pourcentage de rendement ;
- les obligations comptables du gestionnaire du réseau sont mentionnées explicitement et stipulent, entre autres, que l'exercice comptable doit équivaloir à l'année calendrier et que le gestionnaire du réseau est obligé de tenir une comptabilité analytique, laquelle est soumise à l'approbation de la CREG ;
- en ce qui concerne la régulation du transit de gaz naturel, l'arrêté royal n'établit pas de distinction entre l'acheminement et le transit ; pour ces deux activités, il est, de ce fait, question de tarifs basés sur les coûts réels majorés d'une marge bénéficiaire équitable. Il est en outre stipulé qu'en ce qui concerne le transit, des tarifs tenant compte de la distance parcourue sont possibles et que la demande d'approbation des tarifs de transit doit comporter des tarifs applicables à l'ensemble de toutes les installations de transit situées en Belgique.

Il y a également lieu de relever que l'arrêté royal du 15 décembre 2003¹⁷⁷ a été abrogé et remplacé par un arrêté royal du 8 juin 2007¹⁷⁸ traitant des tarifs pour les nouvelles installations ou des extensions d'installations pour des activités de stockage, de GNL et de transit de gaz naturel, lesquelles peuvent bénéficier de dérogations quant à la durée d'application des tarifs et au niveau de la marge équitable. Les principes¹⁷⁹ restent toutefois les mêmes en tenant compte cependant du champ d'application plus restreint défini dans la loi gaz. Le nouvel arrêté insiste sur l'application d'un tarif unique pour l'utilisation, d'une part, d'une nouvelle installation ou de l'extension d'une installation et, d'autre part, d'installations existantes permettant d'offrir le même service.

172 Proposition (C)071025-CDC-694.

173 Point 2.7.6.5., page 22.

174 Moniteur belge du 29 juin 2007.

175 Rapport annuel 2006, point 2.7.6.5., page 22.

176 Moniteur belge du 29 juin 2007.

177 Arrêté royal du 15 décembre 2003 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des entreprises de transport de gaz naturel actives sur le territoire belge pour leurs nouvelles infrastructures de transport reconnues comme d'intérêt national ou européen et nécessaires pour permettre le développement à long terme de celles-ci.

178 Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires visés à la loi du 12 avril 1965 et actifs sur le territoire belge, pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour le stockage de gaz naturel et leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel de GNL, ainsi que pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour la capacité destinée au transit et nécessaires pour permettre le développement à long terme de ces installations (Moniteur belge du 19 juin 2007).

179 Rapport annuel 2003, point 1.2.2.1. (a), page 45.

Enfin, en avril 2007, le Comité de direction a remis un avis favorable¹⁸⁰ au Ministre de l'Énergie sur le projet d'arrêté royal relatif à la formule d'indexation visée à l'article 15/5^{quater}, §3, 1°, de la loi gaz, moyennant toutefois quelques correctifs et la prise en compte de sa remarque relative au champ d'application.

2.6.5.6. La jurisprudence

Dans sa décision du 19 octobre 2006, le Comité de direction avait décidé de majorer le bonus constaté par FLUXYS S.A. au profit des futurs tarifs, respectivement de 1,7 million d'euros et de 0,2 million d'euros pour les activités d'acheminement et de stockage¹⁸¹. FLUXYS S.A. a introduit un recours en annulation contre cette décision auprès de la cour d'appel de Bruxelles. Par son arrêt du 4 septembre 2007¹⁸², la cour a déclaré le recours non fondé. Elle considère notamment que le Comité de direction pouvait valablement invoquer le principe de la continuité du service public pour statuer sur le bonus ou malus d'exploitation, et ce notwithstanding l'expiration du terme fixé pour l'exercice des mandats de certains membres du Comité de direction. La cour estime en outre que le Comité de direction n'a pas commis d'erreur manifeste d'appréciation et n'a violé aucune des dispositions concernées de la loi gaz et de l'arrêté tarifaire du 15 avril 2002. La cour juge même que le Comité de direction a veillé à ce que les tarifs soient fixés en fonction des coûts et à ce que l'absence de subsides croisés entre les activités d'acheminement et de transit soit respectée.¹⁸³

2.7. Les tarifs de distribution

2.7.1. La méthodologie tarifaire

La méthodologie d'approbation des tarifs de distribution n'a pas été modifiée en 2007, à l'inverse de celle applicable au transport de gaz naturel¹⁸⁴.

Contrairement à l'électricité, en raison d'un arrêté tarifaire différent, l'entièreté du bonus ou du malus en gaz est affectée aux tarifs, ce qui avait par ailleurs déjà été réalisé pour les exercices précédents. Une modification majeure est cependant survenue en 2007 en ce qui concerne le traitement de la marge bénéficiaire équitable dans le calcul du bonus / malus. La définition de la notion de bonus / malus étant identique dans les arrêtés tarifaires gaz et électricité, la CREG s'est alignée, en ce qui concerne la distribution de gaz naturel, sur la définition retenue par la cour d'appel dans ses arrêts du 27 février 2007, à savoir que le bonus / malus s'établit par la différence entre le résultat réel et le résultat budgété, sans que ce dernier puisse être recalculé pour

tenir compte de l'évolution réelle de l'actif régulé (voir point 2.8.1., page 34).

2.7.2. Les tarifs 2006

En mars 2007, conformément à l'arrêté royal du 29 février 2004, le Comité de direction a transmis au Ministre de l'Énergie et aux gestionnaires de réseaux de distribution concernés son rapport sur les tarifs de distribution appliqués en 2006¹⁸⁵. Ce rapport rappelle que des tarifs provisoires pour une période renouvelable de trois mois ont été imposés à tous les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes en 2006 tandis que les gestionnaires de réseaux de distribution purs ont, pour leur part, pu appliquer des tarifs approuvés par le Comité de direction pour toute l'année 2006. Ce rapport précise en outre que le Comité de direction continuera d'assujettir les gestionnaires de réseaux de distribution à un exercice de benchmarking de type DEA¹⁸⁶ afin de les inciter à une meilleure maîtrise des coûts et une gestion plus efficace.

En ce qui concerne l'examen, en vue de la constatation d'un bonus / malus, des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution relatifs à l'année d'exploitation 2006, celui-ci a été renforcé, à l'instar des exercices précédents, par des contrôles sur place des comptes et de l'organisation comptable des gestionnaires concernés.

La méthodologie de constatation du bonus / malus a par ailleurs été modifiée pour donner suite aux arrêts de la cour d'appel de Bruxelles du 27 février 2007¹⁸⁷. L'examen du Comité de direction et la mise en œuvre de cette nouvelle méthodologie se sont accompagnés de l'attribution, d'une part, d'un bonus à sept gestionnaires de réseaux de distribution pour un montant total de 7,9 millions d'euros à imputer entièrement en diminution des tarifs de distribution de 2008 et, d'autre part, d'un malus pour les onze autres gestionnaires de réseaux pour un montant total de 22,7 millions d'euros à imputer en augmentation des tarifs de distribution de 2008. Au total, les tarifs de distribution (hors surcharges) de 2008 seront donc augmentés de 14,8 millions d'euros. Il est à noter que pour les exercices précédents, la CREG avait déterminé un excédent global porté en diminution des tarifs. À titre d'exemple, pour les exercices 2004 et 2005, un excédent total de, respectivement, 43,5 millions d'euros et 35,1 millions d'euros avait été déterminé, permettant ainsi de réduire les tarifs de 2006 et 2007 de ces montants respectifs.

180 Avis (A)070416-CDC-681.

181 Décision (B)061019-CDC-531/1. Voir rapport annuel 2006, point 2.7.6.2., page 18.

182 R.G. 2006/AR/3139, R. n° 2007/6160, n° 2037.

183 Un tableau reprenant toute la jurisprudence relative à la CREG est disponible sur www.creg.be.

184 Point 2.6.5.1. ci-dessus.

185 Rapport TG 2006 (disponible sur www.creg.be).

186 Pour plus de détails sur le modèle DEA (*Data Envelopment Analysis*), voir Rapport annuel 2004, point 3.5.2., page 56.

187 Point 2.7.1. ci-contre.

2.7.3. Les tarifs 2007

Le Comité de direction a approuvé les tarifs de quatre gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année 2007 et a imposé, pour les quatorze autres, des tarifs provisoires de trois mois. Les tarifs de ces derniers ont été renouvelés pour chacun des trois derniers trimestres de l'année 2007.

Des différences tarifaires considérables peuvent être observées entre gestionnaires de réseaux de distribution, lesquelles se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'étendue des obligations de service public et la prise en compte ou non de la redevance d'occupation du domaine public dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que les reports de soldes des années antérieures (bonus / malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

En comparaison avec 2006, les tarifs appliqués en 2007 se sont avérés en moyenne inférieurs de 3 % pour les clients domestiques (22 MWh/an) et de 9 % pour les clients industriels (36.000 MWh et 12 MW en pointe). Les clients professionnels (2.300 MWh/an) subissent, en revanche, une hausse moyenne de 3 %.

En ce qui concerne particulièrement les clients domestiques, les tarifs de distribution demeurent en outre en moyenne sensiblement inférieurs à leur niveau de 2004, année depuis laquelle la CREG est compétente pour les approuver. Depuis 2004, la CREG a en effet rejeté d'importants montants de coûts, ce qui a entraîné, année après année, une diminution des tarifs du réseau de distribution au profit du consommateur.

Tableau 15 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution en 2006 et 2007 (€/MWh)

| €/MWh | Client résidentiel chauffage 22 MWh/an | | | Client professionnel 2.300 MWh/an | | | Client industriel 36.000 MWh/an - pointe 12.000 kW | | |
|--------------|--|-------|-------------|-----------------------------------|------|-------------|--|------|-------------|
| | 2006 | 2007 | Δ 2007/2006 | 2006 | 2007 | Δ 2007/2006 | 2006 | 2007 | Δ 2007/2006 |
| ALG | 11,00 | 10,53 | -4,3% | 2,35 | 2,19 | -7,0% | 0,37 | 0,42 | 13,3% |
| GASELWEST | 10,62 | 9,73 | -8,4% | 2,80 | 2,67 | -4,6% | 0,47 | 0,44 | -6,9% |
| IDEG | 11,95 | 10,87 | -9,0% | 2,54 | 2,99 | 17,9% | 0,91 | 0,66 | -28,0% |
| IGAO | 7,28 | 7,58 | 4,2% | 1,37 | 1,43 | 3,8% | 0,23 | 0,23 | 0,6% |
| IGH | 11,40 | 10,78 | -5,5% | 2,63 | 2,92 | 11,0% | 0,63 | 0,48 | -23,9% |
| IMEWO | 8,46 | 9,58 | 13,2% | 1,96 | 2,20 | 12,3% | 0,47 | 0,52 | 12,4% |
| INTERGAS | 8,02 | 7,99 | -0,3% | | | | | | |
| INTERGEM | 9,33 | 8,82 | -5,5% | 2,23 | 2,09 | -6,1% | 0,44 | 0,40 | -9,1% |
| INTERLUX | 21,71 | 12,55 | -42,2% | 3,95 | 4,69 | 18,7% | 1,63 | 1,04 | -36,6% |
| IVEG | 8,73 | 9,51 | 9,0% | 1,73 | 1,99 | 15,0% | 1,18 | 1,22 | 4,0% |
| IVEKA | 7,94 | 8,86 | 11,6% | 1,85 | 2,03 | 9,7% | 0,48 | 0,51 | 7,8% |
| IVERLEK | 8,70 | 9,03 | 3,8% | 2,00 | 2,04 | 1,8% | 0,21 | 0,22 | 8,4% |
| INTER-ENERGA | 11,20 | 11,55 | 3,1% | 2,66 | 2,70 | 1,5% | 1,22 | 1,28 | 4,8% |
| SEDILEC | 9,99 | 10,77 | 7,8% | 2,33 | 2,94 | 26,0% | 0,78 | 0,65 | -16,7% |
| SIBELGA | 12,20 | 12,20 | 0,0% | 4,00 | 3,74 | -6,5% | 2,19 | 1,96 | -10,7% |
| SIBELGAS | 9,50 | 8,78 | -7,6% | 2,60 | 2,34 | -10,0% | 0,58 | 0,53 | -8,9% |
| SIMOGEL | 13,88 | 9,74 | -29,9% | 2,57 | 1,84 | -28,5% | 1,23 | 1,10 | -10,3% |
| WVEM | 10,30 | 10,66 | 3,5% | 1,94 | 2,00 | 3,2% | 0,93 | 1,03 | 11,4% |
| Moyenne | 10,68 | 9,97 | -3,1% | 2,44 | 2,52 | 3,1% | 0,82 | 0,75 | -8,9% |

Source : CREG

Figure 11 : Évolution des coûts contrôlables de distribution entre 2004 et 2007



Source : CREG

La figure 11 illustre l'évolution des coûts contrôlables¹⁸⁸ budgétés et réels tels qu'approuvés par le Comité de direction. Entre 2004 et 2007, les coûts contrôlables budgétés ont baissé d'environ 3 %, soit une baisse annuelle moyenne d'environ 1 %. Les coûts réels contrôlables ont diminué quant à eux d'environ 1,5 % entre 2004 et 2006, soit une baisse annuelle moyenne de l'ordre de 0,75 %. Au contraire du réseau d'électricité, le réseau gazier est encore en expansion, ce qui explique que les coûts n'ont pas diminué dans la même proportion.

2.7.4. Les tarifs 2008

Durant le dernier trimestre de l'année 2007, le Comité de direction a examiné les propositions tarifaires des gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année d'exploitation 2008. Celles-ci ont d'abord donné lieu à des décisions de refus d'approbation mentionnant les points de la proposition à adapter. Les propositions tarifaires adaptées qui ont ensuite été introduites ont donné lieu à quatorze décisions d'approbation des tarifs pour l'année 2008 et à l'instauration

de tarifs provisoires pour une période de trois mois à compter du 1^{er} janvier 2008 pour les quatre autres.

L'examen des propositions tarifaires révèle que l'année 2008 sera marquée par une hausse inéluctable et significative des tarifs de distribution de la plupart des gestionnaires de réseaux et ce notamment à la suite de différents arrêts de la cour d'appel de Bruxelles¹⁸⁹. Parmi les facteurs explicatifs de cette hausse, il convient également de noter la hausse des taux d'intérêt augmentant la rémunération des capitaux investis et l'imputation d'un déficit global relatif à l'année 2006¹⁹⁰.

2.7.5. La jurisprudence

Le lecteur est invité à se référer au point 2.8.5. aux pages 37 et 38 du présent rapport en ce qui concerne les conséquences des arrêts de la cour d'appel de Bruxelles, la proposition du Comité de direction de modification de l'arrêté royal du 29 février 2004¹⁹¹ et l'accord entre le Comité de direction et les gestionnaires de réseaux de distribution.

188 Les coûts contrôlables sont définis comme le coût total diminué des impôts et surcharges (y compris redevance de voirie), des coûts liés aux obligations de service public, des coûts de raccordements et des reports des années antérieures.

189 Voir point 2.7.5. ci-dessous.

190 Les années 2004 et 2005 avaient par contre permis de dégager un surplus global permettant de baisser les tarifs des années 2006 et 2007 (voir point 2.7.2. ci-dessus).

191 Proposition (C)070403-CDC-674.

2.7.6. Les modifications du cadre réglementaire

Les principes tarifaires généraux ont été redéfinis en 2005¹⁹² et en 2006¹⁹³ mais la plupart des modifications ne sont pas encore d'application pour la distribution de gaz naturel. La tarification pluriannuelle applicable pour le transport de gaz naturel à partir du 1^{er} janvier 2008 n'a en effet pas encore été étendue à la distribution de gaz naturel, pour laquelle la tarification annuelle sous le régime '*cost-plus*' reste d'application.

2.8. La hausse des prix du gaz annoncée par Electrabel

Le lecteur est invité à se référer au point 2.9. à la page 39 du présent rapport.

2.9. Améliorer le fonctionnement et le suivi du marché du gaz naturel

Le lecteur est invité à se référer au point 2.10. à la page 39 du présent rapport.

192 Loi du 1er juin 2005, voir rapport annuel 2005, point 2.6.3.5., page 24.

193 Loi du 20 juillet 2006, voir rapport annuel 2006, point 2.7.6.5., page 22.

Annexe : La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2007

| | |
|---|--|
| TE2006-1 15.03.2007 | Rapport sur les tarifs du réseau de transport visés à l'article 12, §1 ^{er} , de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2006 |
| TE2006-2 15.03.2007 | Rapport relatif aux tarifs du réseau de distribution, visés à l'article 12, §1 ^{er} , de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2006 |
| TG2006 22.03.2007 | Rapport relatif aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel et des réseaux de distribution ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires, appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2006 |
| (E)070112-CDC-614 12.01.2007 | • Voorstel betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een WKK-eenheid van 127 MW door de B.V.B.A. EXXONMOBIL Petroleum & Chemical te Antwerpen |
| (A)070118-CDC-615 18.01.2007 | • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'une autorisation de transport pour le remplacement et le déplacement d'une station de détente et de comptage à Anderlues |
| (B)070129-CDC-616 29.01.2007 | • Décision relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire dérogatoire de la SA FLUXYS pour l'extension des installations de stockage de Loenhout |
| (A)070201-CDC-617 01.02.2007 | • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport pour la construction d'un barrage 66,2 bar / 63,5 bar et la construction d'un nœud de vannes DN400 au poste existant à Verlainne |
| (A)070208-CDC-618 08.02.2007 | • Advies over de aanvraag van de N.V. FLUXYS voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Antwerpen (ESSO) Station |
| (E)070222-CDC-619 22.02.2007 | • Voorstel betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een installatie voor de productie van elektriciteit door de N.V. Electrabel op de site van de N.V. Lanxess Rubber te Zwijndrecht |
| (E)070308-CDC-620 08.03.2007 | • Proposition relative à l'octroi d'autorisations individuelles couvrant l'établissement de deux installations sur le site de la centrale d'Angleur par SPE S.A. |
| (A)070215-CDC-621 15.02.2007 | • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallaties DN400 HD Antwerpen (Lillo Scheldelaan – Zandvliet RG Station), DN300 HD Antwerpen (Scheldelaan – BASF 3) |
| (A)070215-CDC-622 15.02.2007 | • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport pour la suppression du passage aérien de la canalisation DN250 BP Ghlin dans le Pont du Belvédère à Ghlin |
| (A)070222-CDC-623 22.02.2007 | • Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à E.ON Ruhrgas AG |
| (A)070222-CDC-624 22.02.2007 | • Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à DISTRIGAZ S.A. |
| (B)625E/01 à (B)625E/03 30.08.2007 → 19.12.2007 | • AGEM : beslissingen over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008 |
| (B)626E/01 à (B)626E/07 22.03.2007 → 19.12.2007 | • DNB BRUSSELS AIRPORT : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008 |
| (B)627E/01 à (B)627E/06 22.03.2007 → 19.12.2007 | • EV/GHA : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008 |

• Confidentiel

- (B)628E/01 à (B)628E/08** • INTER-ENERGA : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

27.03.2007 → 19.12.2007
- (B)628G/01 à (B)628G/07** • INTER-ENERGA : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

27.03.2007 → 19.12.2007
- (B)629E/01 à (B)629E/06** • INTER-ENERGA : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de transmissie-infrastructuur met een spanningsniveau tussen 30 en 70 kV voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast voor de netten met een transmissiefunctie tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor de netten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2008-2011

27.03.2007 → 25.10.2007
- (B)630G/01 à (B)630G/03** • INTERGAS ÉNERGIE : beslissingen over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)631E/01 à (B)631E/08** • IVEG : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

27.03.2007 → 19.12.2007
- (B)631G/03 à (B)631G/07** • IVEG : beslissingen over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)632E/01 à (B)632E/08** • PBE : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

27.03.2007 → 19.12.2007
- (B)633E/01 à (B)633E/08** • WVEM : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

27.03.2007 → 19.12.2007
- (B)633G/03 à (B)633G/07** • WVEM : beslissingen over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2006, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)634E/01 à (B)634E/07** • GASELWEST : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)634G/01 à (B)634G/07** • GASELWEST : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

22.03.2007 → 19.12.2007

• Confidentiel

- (B)641G/01 à (B)641G/07** • SIBELGAS NOORD : beslissingen over de goedkeuring van de voorlopige tarieven voor de periode van 1 april tot en met 30 juni, van 1 juli tot en met 30 september en van 1 oktober tot en met 31 december 2007, over de vaststelling van een bonus of malus resulterend uit de tarieven toegepast tijdens het exploitatiejaar 2006 en over de vraag tot goedkeuring van het tariefvoorstel en het aangepaste tariefvoorstel met budget voor het exploitatiejaar 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)642E/01 à (B)642E/04** • AIEG : décisions relatives à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire adaptée, accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)643E/01 à (B)643E/04** • AIESH : décisions relatives à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire adaptée, accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)644E/01 à (B)644E/04** • ALE : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus et à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006

15.03.2007 → 20.09.2007
- (B)644E/06 à (B)644E/07** • TECTEO : décisions relatives à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire adaptée, accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.11.2007 → 19.12.2007
- (B)645G/01 à (B)645G/06** • ALG : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire remaniée, accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)646E/01 à (B)646E/04** • RÉGIE DE L'ÉLECTRICITÉ DE LA VILLE DE WAVRE : décisions relatives à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)647E/01 à (B)647E/07** • IDEG : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)647G/01 à (B)647G/07** • IDEG : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)648E/01 à (B)648E/07** • IEH : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)649G/01 à (B)649G/07** • IGH : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la détermination de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)650E/01 à (B)650E/07** • INTEREST : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués au cours l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007

• Confidentiel

- (B)651E/01 à (B)651E/07** • INTERLUX : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués au cours l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)651G/01 à (B)651G/07** • INTERLUX : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la détermination de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)652E/01 à (B)652E/07** • INTERMOSANE : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)653E/01 à (B)653E/07** • SEDILEC : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)653G/01 à (B)653G/07** • SEDILEC : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la détermination de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)654E/01 à (B)654E/07** • SIMOGEL : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)654G/01 à (B)654G/07** • SIMOGEL : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin inclus, du 1^{er} juillet au 30 septembre inclus et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la détermination de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

22.03.2007 → 19.12.2007
- (B)655E/01 à (B)655E/04** • SIBELGA : décisions relatives à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire adaptée, accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)655G/01 à (B)655G/04** • SIBELGA : décisions relatives à la constatation de l'existence d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués pour l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire adaptée, accompagnées du budget pour l'exercice d'exploitation 2008

30.08.2007 → 19.12.2007
- (B)656G/01 à (B)656G/06** • FLUXYS : décisions relatives à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2006, à la demande d'approbation et à la proposition tarifaire remaniée relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services auxiliaires pour les années 2008-2011 et à la demande d'approbation relative aux tarifs de transit sur le réseau de transport pour les années 2008-2011

13.09.2007 → 19.12.2007
- (B)657G/01 à (B)657G/02** • FLUXYS LNG : décisions relatives à la constatation d'un bonus ou d'un malus résultant des tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2006

13.09.2007 → 25.10.2007
- (B)658E/01 à (B)658E/09** • ELIA SYSTEM OPERATOR : décisions relatives au renouvellement des tarifs provisoires pour la période allant du 1^{er} avril au 30 juin, du 1^{er} juillet au 30 septembre et du 1^{er} octobre au 31 décembre 2007 inclus, à la constatation d'un boni ou d'un mali résultant des tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2006 et à la demande d'approbation de la proposition tarifaire et de la proposition tarifaire adaptée, accompagnées du budget pour la période réglementaire 2008-2011

15.03.2007 → 13.12.2007

• Confidentiel

| | |
|--|--|
| (B)070405-CDC-660 05.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Décision relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire pluriannuelle actualisée de la SA FLUXYS LNG pour l'utilisation des capacités du terminal GNL de Zeebrugge à partir du 1^{er} avril 2007 |
| (F)070301-CDC-661 01.03.2007 | Étude relative au rapport préliminaire de la Commission Énergie 2030, intitulé 'Belgium's Energy Challenges Towards 2030' |
| (E)070308-CDC-662 08.03.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Proposition relative à l'octroi d'une autorisation individuelle couvrant l'établissement d'une unité de production d'électricité associée au renouvellement d'une usine de valorisation énergétique des déchets à Herstal |
| (A)070315-CDC-663 15.03.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over het ontwerp van koninklijk besluit betreffende de indexeringsformule bedoeld in artikel 12 quater, §1, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt |
| (A)070201-CDC-664 01.02.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Voeren (Moelingen) – station |
| (E)070315-CDC-665 15.03.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Voorstel betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de bouw van een productie-eenheid van 304,8 MW door de N.V. ELECTRABEL te Gent |
| (F)070315-CDC-666 15.03.2007 | Étude relative aux modifications nécessaires à la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et à la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations en vue d'améliorer le fonctionnement et le suivi des marchés de l'électricité et du gaz |
| (A)070322-CDC-667 22.03.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. FLUXYS voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Liedekerke – ontspanning |
| (B)070322-CDC-668 22.03.2007 | Décision relative à la modification des conditions générales des contrats de responsable d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau |
| (A)070327-CDC-669 27.03.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à GAZ DE FRANCE S.A. |
| (A)070327-CDC-670 27.03.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Turnhout – Station |
| (A)070405-CDC-671 05.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Voeren ('s Gravenvoeren Telling) – station |
| (A)070405-CDC-672 05.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie DN250 HD Tienen - Raffinaderij |
| (C)070403-CDC-673 03.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Proposition d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité |
| (C)070403-CDC-674 03.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Proposition d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 29 février 2004 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel actifs sur le territoire belge |
| (A)070405-CDC-675 05.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'une autorisation de transport pour une station de détente et de comptage 66,2/14,7 bar à Neufchâteau (Tournay) Station |
| (E)070419-CDC-676 19.04.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Proposition relative à l'octroi d'autorisations individuelles couvrant l'établissement de deux installations de production d'électricité sur le site de Carsid par Marcinelle Énergie S.A. |
| (B)070412-CDC-677 12.04.2007 | Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique |
| (B)070412-CDC-678 12.04.2007 | Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique |

• Confidentiel

- (A)070419-CDC-679**
19.04.2007
- Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport relative à la canalisation DN250 HP Mons (Obourg – Nimy) suite au détournement de la canalisation DN150 HP Mons - CBR Obourg
- (A)070419-CDC-680**
19.04.2007
- Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Tessenderlo (Haven) – station
- (A)070416-CDC-681**
16.04.2007
- Avis sur le projet d'arrêté royal relatif à la formule d'indexation visée à l'article 15/5quater, § 3, 1°, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations
- (B)070418-CDC-682**
18.04.2007
- Beslissing betreffende de vraag tot goedkeuring van het voorstel van contract voor het aankopen van groenestroomcertificaten tussen de N.V. ELIA SYSTEM OPERATOR en de N.V. C-POWER
- (A)070419-CDC-683**
19.04.2007
- Avis relatif à la demande de la S.A. en constitution Poederlee Gas Storage pour une dérogation à la méthodologie tarifaire et au droit d'accès
- (E)070524-CDC-684**
24.05.2007
- Voorstel betreffende de aanvraag door de naamloze vennootschap BELWIND van een domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van een offshore windmolenpark in de Noordzee
- (A)070503-CDC-685**
03.05.2007
- Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Total Gas &Power Limited
- (A)070503-CDC-686**
03.05.2007
- Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallaties DN400 HD 's Gravenvoeren – Fexhe-le-Haut-Clocher en Voeren ('s Gravenvoeren) Station Dam Telling
- (A)070510-CDC-687**
10.05.2007
- Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan ENECO Énergie International BV
- (A)070510-CDC-688**
10.05.2007
- Advies over de aanvraag van de N.V. FLUXYS voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Kampenhout - ontspanning
- (A)070510-CDC-689**
10.05.2007
- Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport pour l'aménagement de la station de détente à Engis (Awirs)
- (A)070510-CDC-690**
10.05.2007
- Avis relatif à la demande d'approbation des modifications proposées par Belpex concernant le règlement de marché de Belpex
- (F)070913-CREG-691**
13.09.2007
- Étude relative à l'arrêt des investissements sur le marché du gaz L et la conversion au gaz H
- (C)071011-CDC-693**
11.10.2007
- Proposition d'arrêté royal relatif à la valeur du facteur d'amélioration de la productivité et de l'efficacité applicable pendant la période régulatoire 2008-2011 par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité
- (C)071025-CDC-694**
25.10.2007
- Proposition d'arrêté royal relatif à la valeur du facteur en vue d'une amélioration de la productivité et de l'efficacité applicable pendant la période régulatoire 2008-2011 par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire de l'installation de stockage de gaz naturel et le gestionnaire de l'installation de GNL
- (E)070628-CDC-695**
28.06.2007
- Voorstel betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de aanpassing van de installatie voor de productie van elektriciteit Doel 4
- (A)070628-CDC-696**
28.06.2007
- Advies over de aanvraag van de N.V. FLUXYS LNG tot gedeeltelijke overdracht van de vervoersvergunning A322-1355
- (A)070628-CDC-697**
28.06.2007
- Avis relatif aux candidatures de la S.A. FLUXYS à la fonction de gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, de gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et de gestionnaire d'installation de GNL
- (C)070702-CDC-698**
02.07.2007
- Proposition de modification du règlement d'ordre intérieur de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
- (A)070712-CDC-699**
12.07.2007
- Avis relatif à la demande de la S.A. Fluxys pour l'octroi d'une autorisation de transport pour la canalisation DN150 HP Couvin (Frasnes) – IDEG

- Confidentiel

| | |
|--|--|
| (A)070712-CDC-700 12.07.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. Fluxys pour l'octroi d'une autorisation de transport pour la canalisation DN250 HP Messancy (Habergy) – Arlon (Weyer) |
| (A)070719-CDC-701 19.07.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan E.ON Belgium N.V. |
| (A)070719-CDC-702 19.07.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à WINGAS GmbH |
| (B)070927-CDC-703 27.09.2007 | Décision sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2008 |
| (F)070727-CDC-704 27.07.2007 | Étude relative à la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité annoncée par Electrabel |
| (A)070719-CDC-705 19.07.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. Fluxys pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport pour la canalisation DN100 Nivelles – Arjo-Wiggings |
| (A)070719-CDC-706 19.07.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. Fluxys pour l'octroi d'une autorisation de transport pour la canalisation DN150 HP Wanze |
| (A)070830-CDC-707 30.08.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Zelzate (Rosteyne) – Gent (Moervaart) |
| (C)070830-CDC-708 30.08.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Proposition relative à l'octroi d'une autorisation individuelle couvrant l'augmentation de puissance de l'unité 3 de la centrale nucléaire de Tihange |
| (A)070906-CDC-709 06.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'une autorisation de transport pour la canalisation DN250 BP Neufchâteau (Tournay – Chaussée de Bertrix) |
| (A)070913-CDC-710 13.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan DELTA Energy B.V. |
| (B)070913-CDC-711 13.09.2007 | Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion Belgique Pays-Bas |
| (A)070920-CDC-712 20.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Beveren (Kallo Koestraat) – Station Ontspanning |
| (A)070927-CDC-713 27.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie Brugge (Zeebrugge) Station (LNG Terminal) |
| (B)070920-CDC-714 20.09.2007 | Décision relative à la modification des conditions générales des contrats de responsable d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau |
| (F)070927-CDC-715 27.09.2007 | Étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique |
| (A)071004-CDC-716 04.10.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan ESSENT Energy Trading BV |
| (A)070927-CDC-717 27.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'une autorisation de transport pour la canalisation DN250 HP Charleroi (Roux – Centrale électrique Amercoeur Repowering) |
| (A)070927-CDC-718 27.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'une autorisation de transport pour la canalisation DN250 HP La Louvière (Houdeng-Goegnies Station – Duferco 2) |
| (Z)070920-CDC-719 20.09.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Note de politique générale pour l'année 2008 |
| (E)071004-CDC-720 04.10.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Voorstel betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de aanpassing van de installatie voor de productie van elektriciteit Doel 1 |
| (A)071018-CDC-721 18.10.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallaties DN 250 HD Heers – Tongeren (Lauw) en Tongeren (Lauw) Station |
| (A)071025-CDC-722 25.10.2007 | <ul style="list-style-type: none"> • Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Air Liquide Technische Gassen B.V. |

• Confidentiel

(B)070830-CDC-723

30.08.2007

- Décision relative au plan comptable analytique déposé par la SA Fluxys

(B)071025-CDC-724

25.10.2007

Décision relative à la modification des conditions générales des contrats d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau

(A)071025-CDC-725

25.10.2007

- Avis relatif à la demande de la S.A. FLUXYS pour l'octroi d'un avenant à l'autorisation de transport pour la station de détente Liège (Jupille)

(B)071025-CDC-726

25.10.2007

Décision relative à la modification des conditions générales des contrats de responsable d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau

(A)071025-CDC-727

25.10.2007

- Avis relatif à l'indisponibilité menaçante de plusieurs services auxiliaires pour Elia, les éléments à l'origine de l'impossibilité de pouvoir disposer, à un prix raisonnable, pour l'année d'exploitation 2008, des services auxiliaires nécessaires, et les pistes ou les recommandations en vue d'y remédier

(A)071122-CDC-728

22.11.2007

- Avis relatif à la proposition d'Elia System Operator S.A. en vue de déterminer un coefficient de réduction sur le tarif pour la puissance souscrite applicable à la charge mobile

(B)071122-CDC-729

22.11.2007

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique

(A)071206-CDC-730

06.12.2007

- Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à GASELYS S.A.S.

(A)071206-CDC-731

06.12.2007

Advies over de aanvraag tot goedkeuring van de door Belpex voorgestelde wijzigingen aan het Belpex marktreglement

(B)071213-CDC-732

13.12.2007

Décision concernant la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires

(B)071211-CDC-733

11.12.2007

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique

(B)071213-CDC-734

13.12.2007

Décision relative à la demande d'approbation du programme indicatif de transport de la S.A. Fluxys, relatif à ses activités de stockage, pour la période 2008-2009

(B)071213-CDC-735

13.12.2007

Décision relative à la demande d'approbation du programme indicatif de transport 2008-2009 de la S.A. Fluxys LNG

(B)071213-CDC-736

13.12.2007

Décision relative à la demande d'approbation du programme indicatif de transport de la S.A. Fluxys relatif à ses activités d'acheminement pour la période 2008-2009

- Confidentiel

Éditeur responsable

Bernard LACROSSE
Rue de l'Industrie, 26-38
1040 Bruxelles

Conception graphique et mise en page

www.inextremis.be



CREG

Rue de l'Industrie, 26-38 • 1040 Bruxelles
Tél. +32 (0)2 289.76.11 • Fax +32 (0)2 289.76.09
E-mail: info@creg.be • www.creg.be