

# RAPPORT ANNUEL 2013



COMMISSION DE RÉGULATION  
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

# SOMMAIRE

<b>1. AVANT-PROPOS</b>	<b>3</b>
<b>2. LES PRINCIPALES ÉVOLUTIONS LÉGISLATIVES NATIONALES</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Modification du cadre relatif à la production d'électricité offshore</b>	<b>6</b>
<b>2.2. Filet de sécurité</b>	<b>6</b>
<b>2.3. Sortie du nucléaire.</b>	<b>7</b>
<b>2.4. Loi portant des dispositions diverses en matière d'énergie</b>	<b>7</b>
<b>2.5. Procédure d'appel d'offres</b>	<b>8</b>
<b>2.6. Transfert de la compétence en matière de tarifs de distribution</b>	<b>9</b>
<b>3. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>11</b>
<b>3.1. Régulation</b>	<b>12</b>
<b>3.1.1. La production d'électricité</b>	<b>12</b>
3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité	12
3.1.1.2. La production d'énergie éolienne offshore	12
A. Les concessions domaniales pour l'énergie éolienne offshore	12
B. Les certificats verts et les garanties d'origine	13
C. Les mesures de soutien en faveur de l'énergie verte	15
D. Le <i>Belgian Offshore Grid</i> (BOG)	16
<b>3.1.2. La fourniture d'électricité</b>	<b>16</b>
3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport	16
3.1.2.2. Les prix maximaux	17
3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité	17
<b>3.1.3. La régulation du transport et de la distribution.</b>	<b>17</b>
3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport et le gouvernement d'entreprise	17
A. La dissociation du gestionnaire du réseau de transport	17
B. La certification du gestionnaire du réseau de transport	17
C. Le gouvernement d'entreprise	18
3.1.3.2. Les réseaux fermés de distribution	18
3.1.3.3. Le fonctionnement technique	18
A. Le raccordement et l'accès	18
B. Les services auxiliaires et d'équilibrage	19
C. Les règles relatives à la sécurité et la fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture	21
D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et réparations (> 70 kV)	21
E. La collaboration technique entre les gestionnaires de réseau de transport européens et ceux des pays tiers	21
F. Les mesures de sauvegarde	22
3.1.3.4. Les tarifs de réseau	22
A. Le réseau de transport	22
B. Les réseaux de distribution	26
3.1.4. Questions transfrontalières	31
3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières.	31
3.1.4.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne	33
3.1.4.3. La collaboration de la CREG (y compris les procédures d'allocation de la capacité et la gestion des congestions) avec les autres régulateurs et l'ACER	33
<b>3.2. Concurrence</b>	<b>34</b>
<b>3.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail.</b>	<b>34</b>
3.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2013	34
3.2.1.2. Filet de sécurité	36
<b>3.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché.</b>	<b>39</b>
3.2.2.1. L'énergie électrique appelée	39
3.2.2.2. La part de marché de la production de gros	40
3.2.2.3. L'échange d'énergie	41
3.2.2.4. Le règlement REMIT	43
3.2.2.5. La charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz	44
<b>3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture.</b>	<b>44</b>
<b>3.2.4. L'exécution d'enquêtes et l'imposition de mesures pour promouvoir une concurrence effective</b>	<b>45</b>
<b>3.3. Protection des consommateurs</b>	<b>45</b>
<b>3.4. Sécurité d'approvisionnement.</b>	<b>46</b>
<b>3.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande</b>	<b>46</b>
<b>3.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire du réseau de transport</b>	<b>47</b>
<b>3.4.3. Sécurité opérationnelle du réseau</b>	<b>47</b>
<b>3.4.4. Investissements dans les interconnexions transfrontalières</b>	<b>48</b>
<b>3.4.5. Prévisions de l'offre et de la demande futures</b>	<b>49</b>
<b>3.4.6. Mesures pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement</b>	<b>49</b>
<b>3.5. Jurisprudence</b>	<b>50</b>
<b>4. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL.</b>	<b>51</b>
<b>4.1. Régulation</b>	<b>52</b>
<b>4.1.1. La fourniture de gaz naturel</b>	<b>52</b>
4.1.1.1. Les autorisations fédérales de fourniture de gaz naturel	52
4.1.1.2. Les prix maximaux	54
4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel	54

<b>4.1.2. La régulation du transport et de la distribution.</b>	<b>54</b>
4.1.2.1. La dissociation et la certification des gestionnaires de réseau et le gouvernement d'entreprise	54
A. La dissociation des gestionnaires de réseau	54
B. La certification des gestionnaires de réseau	54
C. Le gouvernement d'entreprise	55
4.1.2.2. Les réseaux fermés de distribution	55
4.1.2.3. Le fonctionnement technique	55
A. Les autorisations de transport de gaz naturel	55
B. Le modèle d'équilibrage	55
C. Les règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture	57
D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et les réparations	57
E. Le code de bonne conduite	57
F. Les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement	62
4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL	62
A. Le réseau de transport, le stockage et le GNL	62
B. Les réseaux de distribution	63
<b>4.1.3. Questions transfrontalières</b>	<b>66</b>
4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières	66
4.1.3.2. L'analyse de plan d'investissement du gestionnaire du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne	68
4.1.3.3. La collaboration de la CREG sur les questions transfrontalières avec les autres régulateurs et l'ACER	68
<b>4.2. Concurrence</b>	<b>69</b>
<b>4.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail</b>	<b>69</b>
4.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2013.	69
4.2.1.2. Filet de sécurité	70
<b>4.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché</b>	<b>71</b>
<b>4.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture</b>	<b>71</b>
<b>4.3. Protection des consommateurs</b>	<b>71</b>
<b>4.4. Sécurité d'approvisionnement</b>	<b>71</b>
<b>4.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande</b>	<b>71</b>
A. La demande de gaz naturel	71
B. L'approvisionnement en gaz naturel	72
<b>4.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport</b>	<b>75</b>
<b>4.4.3. Prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire</b>	<b>76</b>
<b>4.4.4. Couverture des prélèvements de pointe</b>	<b>77</b>
<b>4.5. Jurisprudence</b>	<b>77</b>
<b>5. LA CREG</b>	<b>79</b>
<b>5.1. Le comité de direction et le personnel</b>	<b>81</b>
<b>5.2. Le conseil général</b>	<b>83</b>
<b>5.3. La note de politique générale et le rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG</b>	<b>86</b>
<b>5.4. Le traitement des questions et plaintes</b>	<b>86</b>
<b>5.5. Le site internet de la CREG</b>	<b>86</b>
<b>5.6. La participation des membres de la CREG en tant qu'orateurs à des séminaires</b>	<b>87</b>
<b>5.7. La collaboration de la CREG avec d'autres instances</b>	<b>88</b>
<b>5.7.1. La CREG et la Commission européenne</b>	<b>88</b>
<b>5.7.2. La CREG au sein de l'ACER</b>	<b>88</b>
<b>5.7.3. La CREG au sein du CEER</b>	<b>91</b>
<b>5.7.4. Le Forum de Madrid</b>	<b>93</b>
<b>5.7.5. Le Forum de Florence</b>	<b>93</b>
<b>5.7.6. Le Forum de Londres</b>	<b>94</b>
<b>5.7.7. La CREG et les régulateurs régionaux</b>	<b>97</b>
<b>5.7.8. La CREG et les autorités de la concurrence</b>	<b>97</b>
<b>5.8. Les finances de la CREG</b>	<b>99</b>
<b>5.8.1. La cotisation fédérale</b>	<b>99</b>
A. La cotisation fédérale gaz naturel	99
B. La cotisation fédérale électricité	99
C. La surcharge offshore	100
<b>5.8.2. Les fonds</b>	<b>100</b>
A. Le fonds CREG	100
B. Le fonds social énergie	100
C. Le fonds dénucléarisation	101
D. Le fonds gaz à effet de serre	101
E. Les deux fonds clients protégés	101
F. Le fonds réductions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel et à l'électricité	102
G. Le fonds de compensation de la perte de revenus des communes	102
<b>5.8.3. Les comptes 2013</b>	<b>102</b>
<b>5.8.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur l'exercice clôturé au 31 décembre 2013</b>	<b>105</b>
<b>5.9. La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2013</b>	<b>106</b>

## LISTE DES TABLEAUX

1. Aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2013	14
2. Energie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2013	16
3. Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2013	21
4. Charge tarifaire des utilisateurs du réseau de transport sur les périodes 2008-2011 et 2012-2015	24
5. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA	27
6. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA	28
7. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA	29
8. Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination moyenne par année	32
9. Rentes de congestion annuelles et mensuelles	32
10. Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité	40
11. Parts de marché de gros dans l'énergie produite	40
12. Energie échangée et prix moyen sur la bourse <i>intraday</i>	43
13. Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2013	46
14. Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2013	46
15. Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2013 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia	47
16. Entreprises actives en 2013 sur le marché belge sur le plan du <i>shipping</i> de gaz naturel - Evolution par rapport à 2012	53
17. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA	64
18. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA	64
19. Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA	65
20. Répartition par segment de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2013	72
21. Les directions et le personnel de la CREG au 31 décembre 2013	82
22. Les membres du conseil général au 31 décembre 2013	85
23. Aperçu des présentations données par la CREG en 2013	87
24. Compte de résultats au 31 décembre 2013	103
25. Bilan au 31 décembre 2013	104

## LISTE DES FIGURES

1. Evolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore entre 2010 et 2013	14
2. Production nette d'électricité verte sur une base mensuelle en 2013	15
3. Tarif moyen (non pondéré) de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2013	21
4. Les coûts de réseau totaux par client type	24
5. Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)	30
6. Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)	30
7. Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)	30
8. Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2013	32
9. Rentes de congestion journalière du couplage des marchés	33
10. Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Dc) (01/2007-05/2013)	35
11. Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Ic1) (01/2007-05/2013)	36
12. Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2013 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergie)	38
13. Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2013 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergie)	38
14. Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2007 à 2013	39
15. Prix moyens mensuels sur les bourses Belpex, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2013	42
16. Robustesse moyenne mensuelle du marché de Belpex entre 2007 et 2013	42
17. Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme	43
18. Evolution entre 2007 et 2013 de la charge physique maximale des interconnecteurs avec la France et les Pays-Bas	48
19. Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an	65
20. Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an	65
21. Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an	65
22. Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T2) (01/2007-05/2013)	69
23. Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T4) (01/2007-05/2013)	70
24. Répartition par segment de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2012 et 2013	72
25. Evolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2013 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques	72
26. Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2013	73
27. Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2013	73
28. Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel en 2000-2013	74
29. Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2013	74
30. Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2023	76
31. Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2013	77
32. Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2013	77



COMMISSION DE RÉGULATION  
DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

RAPPORT ANNUEL **2013**



# 1. Avant-propos



L'énergie est un facteur essentiel de développement de nos sociétés, tant sur le plan de l'amélioration de la qualité de vie que sur le plan du déploiement d'activités économiques compétitives et de la cohésion économique et sociale du pays.

Il est du devoir du régulateur, fort de ses compétences et de son rôle central au sein des marchés de l'énergie, d'évaluer et de réaliser, dans un esprit de dialogue permanent, sans préjudice à son indépendance, les arbitrages nécessaires entre les intérêts individuels et collectifs, des opérateurs de grande taille et de plus petite taille, et, plus globalement, entre les différentes parties prenantes au processus.

Le nouveau Comité de direction, en place depuis septembre 2013, soutenu par une équipe de collaborateurs engagés, a à cœur de relever ces défis et de se poser en tant que facilitateur quand il le peut et de gendarme quand il le faut.

Ces défis d'avenir s'inscriront dans la ferme volonté du nouveau Comité de direction de consolider et renforcer les avancées observées en 2013, dans le seul intérêt des consommateurs, toutes tailles confondues.

En matière de monitoring des prix de détail, la CREG a pris, en 2013, des mesures en vue de rendre les marchés de l'énergie plus accessibles et plus simples du point de vue du consommateur final. Parmi ces mesures, figurent entre autres l'élaboration de la charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz naturel, visant à garantir un service de qualité aux consommateurs, et la poursuite des publications mensuelles de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz en Belgique et par rapport aux pays voisins. La CREG a également apporté son concours à la mise en œuvre du mécanisme du filet de sécurité, destiné à limiter la volatilité des prix de la composante énergie, et au sein duquel elle continuera à jouer un rôle de premier plan en matière de transparence et de représentativité des prix de l'énergie applicables aux consommateurs belges. L'année 2013 aura à ce titre mis un terme aux prix belges les plus élevés pour les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises.

En ce qui concerne le monitoring des prix de gros, la CREG a réalisé, au courant de 2013, plusieurs études relatives aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels qui auront abouti à la modification des conditions générales de trois fournisseurs, afin de respecter les règles du droit de la concurrence et la loi électricité. La CREG a également élaboré l'étude sur la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2012, au terme de laquelle des prix de transferts élevés entre un groupe et sa filiale belge ont été constatés. La CREG continuera de suivre de près les mécanismes de formation et de fixation des prix de gros et à prendre les mesures et initiatives nécessaires en cas d'anomalie observée sur le marché. Elle réservera également une attention particulière aux répercussions des évolutions des marchés de gros sur les marchés de détail.

Dans le même esprit, et dans le cadre de ses compétences de monitoring du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, la CREG poursuivra les efforts accomplis en 2013 dans le cadre des initiatives de couplage des marchés et suivra de près toute autre initiative visant la réalisation du marché intérieur de l'énergie. En 2013, la CREG est également intervenue en tant que facilitateur du marché dans le cadre de différents projets, liés notamment à la régulation du modèle « *Entry/Exit* » pour le gaz, aux règles d'équilibrage (*balancing*), aux réserves d'électricité et au développement et fonctionnement du système de production de l'électricité.

En matière de développement des sources d'énergies renouvelables, l'année 2013 aura été marquée par des modifications législatives importantes en ce qui concerne notamment le mécanisme de soutien à la production d'électricité à partir des éoliennes en mer du Nord. Le rôle de la CREG en cette matière portera sur une évaluation systématique de l'évolution des coûts de production des parcs offshore. De même, un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la surcharge offshore au bénéfice des gros consommateurs a été mis en place, permettant à Elia de compenser le coût de rachat des certificats verts offshore. Dans ce cadre, la CREG s'est vu confier, depuis 2013, la mission de rembourser le montant de la dégressivité aux entreprises d'électricité. La CREG a également reçu la nouvelle compétence d'attribuer des garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables offshore.

En matière de tarifs de transport, l'adoption de nouveaux tarifs et la révision des méthodes de calcul ont marqué l'actualité tarifaire en 2013. Ces différents éléments serviront de base à l'élaboration de la méthodologie tarifaire définitive.

En ce qui concerne l'activité de distribution, dans le cadre du transfert de la compétence de fixer les tarifs de distribution d'électricité et de gaz d'ici fin 2014, la CREG a poursuivi en 2013 sa collaboration avec les régulateurs régionaux.

Durant l'année écoulée, dans le cadre du prolongement de la durée de vie de la centrale nucléaire de Tihange 1, la CREG se sera également vu attribuer le contrôle des revenus et des charges servant à calculer le montant de la redevance annuelle que devront verser les propriétaires de la centrale. Cette importante mission est le témoin de la confiance donnée à l'expertise de la CREG.

Au niveau européen, la CREG a également renforcé, en 2013, sa participation et collaboration au sein des différentes instances européennes compétentes. Elle a particulièrement joué un rôle actif dans le cadre de l'élaboration des orientations-cadres (« *Framework Guidelines* ») et des codes de réseaux (« *Network Codes* ») pour l'électricité et le gaz naturel. La CREG est pleinement consciente des répercussions importantes qu'entraîne le cadre réglementaire européen sur les marchés belges de l'électricité et du gaz naturel. A cet égard, elle veillera particulièrement à ce que les développements actuels et futurs s'opèrent au bénéfice de tous les consommateurs.

Plusieurs autres études, avis et propositions ont été élaborés par la CREG durant l'année 2013. L'ensemble des actes posés par la CREG en 2013 et durant les années à venir constitue un pas supplémentaire vers des marchés de l'électricité et du gaz toujours plus efficaces et efficients, avec comme finalité première la recherche permanente de l'intérêt du consommateur. A cet égard, la CREG veillera particulièrement, à l'avenir, à prendre les mesures et initiatives nécessaires en vue de veiller à un arbitrage adéquat entre une participation active des consommateurs sur les marchés de l'énergie et une protection appropriée des intérêts des consommateurs.



**Marie-Pierre Fauconnier**

Présidente du Comité de direction

Mars 2014





# 2

Les principales évolutions  
législatives nationales

## 2.1. Modification du cadre relatif à la production d'électricité offshore

Durant l'année 2013, de nombreuses modifications législatives et réglementaires ont concerné le cadre réglementaire visant à soutenir la production d'électricité depuis les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international (ci-après : la production offshore).

La loi-programme du 28 juin 2013 (Moniteur belge du 1<sup>er</sup> juillet 2013) a, en son article 115, instauré, pour les consommations entre le 1<sup>er</sup> juillet 2013 et le 31 décembre 2013, un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la surcharge offshore au bénéfice des gros consommateurs professionnels. Le produit de cette surcharge permet au gestionnaire de réseau de transport d'électricité, Elia, de compenser le coût du rachat des certificats verts offshore, imposé par l'article 7, § 1<sup>er</sup>, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité).

Le nouveau mécanisme de dégressivité et de plafonnement est pratiquement similaire à ce qui existe pour la cotisation fédérale électricité : le montant de la dégressivité dépend de la quantité d'électricité prélevée par un site de consommation, et le montant de la surcharge dû pour un site de consommation ne peut excéder (pour le second trimestre 2013) 125.000 euros. Le mécanisme de dégressivité n'est applicable qu'aux clients ayant conclu un accord de branche ou « convenant », lorsqu'un tel accord existe. C'est la CREG qui est chargée de rembourser aux entreprises d'électricité le montant résultant de l'application de la dégressivité ; le coût de cette mesure est financé par le Budget des voies et moyens.

La loi-programme (I) du 26 décembre 2013 (Moniteur belge du 31 décembre 2013) a prolongé le mécanisme de dégressivité de la surcharge offshore pour l'année 2014 en relevant le plafond de la surcharge à 250.000 euros sur l'ensemble de l'année.

L'article 115 de la loi-programme du 28 juin 2013 précitée a été exécuté par un arrêté royal du 17 août 2013 modifiant l'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 (Moniteur belge du 17 août 2013). Cet arrêté royal a été pris sur proposition de la CREG, formulée le 4 juillet 2013. Cet arrêté royal détermine les modalités de calcul et de remboursement de la dégressivité ; il adapte également l'arrêté royal du 16 juillet 2002 pour tenir compte de la compétence exclusive de la CREG en matière tarifaire ; il modifie enfin la base sur laquelle la surcharge offshore est calculée, à savoir non plus l'énergie brute limitée prélevée, mais bien l'électricité nette consommée.

Il convient également de mentionner un arrêté royal du 30 juillet 2013 relatif à l'établissement d'un système d'octroi de garanties d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (Moniteur belge du 8 août 2013). Cet arrêté royal a été pris sur la base d'une proposition formulée par la CREG le 29 mars 2012 ; il transpose l'article 15 de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion et à l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE. Au sens dudit arrêté royal du 30 juillet 2013, les garanties d'origine sont des documents électroniques dont l'objectif exclusif est de prouver au client final qu'une certaine quantité d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables. C'est la CREG qui est chargée de l'octroi des garanties d'origine pour la production offshore et de la tenue de la banque de données rassemblant les garanties d'origine octroyées. L'arrêté royal fixe également les mentions devant figurer sur les garanties d'origine, leur durée de validité et les conditions de reconnaissance des garanties d'origine émises par les régions ou les autres Etats membres.

## 2.2. Filet de sécurité

Comme mentionné dans le rapport annuel 2012, la loi du 8 janvier 2012 a introduit dans la loi électricité ainsi que dans la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz) le mécanisme du « filet de sécurité », destiné à limiter la volatilité des prix de la composante énergie appliqués par les fournisseurs aux clients résidentiels et aux PME.

Dans ce cadre, la loi du 29 mars 2012 portant des dispositions diverses (I) (Moniteur belge du 30 mars 2012) a, d'une part, établi une mesure de gel du prix variable de l'électricité et du gaz naturel entre le 1<sup>er</sup> avril 2012 et le 31 décembre 2012 et, d'autre part, chargé le Roi d'établir, sur proposition de la CREG, une liste de critères d'indexation admis.

Ces arrêtés royaux ont été promulgués le 21 décembre 2012 (Moniteur belge du 15 janvier 2013) et sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2013.

Les critères d'indexation admis sont largement comparables pour l'électricité et pour le gaz. Ainsi est-il prescrit que les paramètres d'indexation des fournisseurs doivent :

- évoluer uniquement en fonction des coûts réels d'approvisionnement du fournisseur ;
- avoir un intitulé reflétant de manière explicite la base sur laquelle ces paramètres sont calculés ;
- être calculés uniquement sur la base de cotations boursières du marché Central Ouest Européen (CWE) de l'électricité ou du gaz ;
- se baser sur des données ou cotations transparentes objectives et vérifiables publiées par des bourses ou des

organismes de cotation reconnus en ce qui concerne les prix de la zone CWE.

Toutefois, pour ce qui concerne le gaz, l'indexation sur la base de l'indice pétrole a été tolérée jusqu'au 31 décembre 2014, à condition que le fournisseur apporte à la CREG la preuve que son approvisionnement réel est composé de gaz dont l'indexation se fait au moins partiellement sur la base de cet indice ; le poids de l'indexation sur la base de l'indice pétrole est limité à 50 % en 2013 et à 35 % en 2014. En outre, la partie du prix indexée sur le pétrole doit être indiquée de manière claire et distincte des autres composantes.

Le lecteur est également invité à se référer aux points 3.2.1.2 et 4.2.1.2 du présent rapport, lesquels détaillent les tâches réalisées par la CREG en la matière.

### 2.3. Sortie du nucléaire

La loi du 18 décembre 2013 a notamment modifié la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité (Moniteur belge du 24 décembre 2013). Cette loi a pour effet de prolonger la durée de vie de la centrale de Tihange 1 jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2025, alors que son arrêt était programmé initialement pour le 1<sup>er</sup> octobre 2015<sup>1</sup>.

Une telle prolongation se fait moyennant le versement par les propriétaires de la centrale, chacun pour sa part indivise et sans solidarité, d'une redevance annuelle. Cette redevance est fixée à 70 % de la différence entre le produit de la vente de l'électricité de la centrale, et, d'une part, l'ensemble des charges réelles d'exploitation et, d'autre part, une rémunération forfaitaire de 9,3 % des investissements de jouvence, couvrant le coût du capital mobilisé par ces investissements et les risques spécifiques du projet. Si le résultat de cette différence est négatif, le montant est porté en déduction du produit des ventes des périodes suivantes. L'établissement de cette redevance annuelle exclut toutes autres charges en faveur de l'Etat qui seraient liées à la propriété ou à l'exploitation de la centrale nucléaire Tihange 1, à l'exclusion des impôts d'application générale.

La loi du 18 décembre 2013 charge la CREG « d'une mission spéciale de vérification des revenus et des charges » utilisés pour calculer le montant de la redevance annuelle. Les propriétaires de la centrale nucléaire Tihange 1 doivent

à cet effet communiquer à la CREG toutes les données dont celle-ci a besoin aux fins de cette vérification.

Il convient encore de mentionner que cette loi abroge l'article 9 de la loi du 31 janvier 2003 qui habilitait le Roi à prendre, par arrêté délibéré en Conseil des ministres et après avis de la CREG, les mesures nécessaires en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité.

### 2.4. Loi portant des dispositions diverses en matière d'énergie

La loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 31 décembre 2013) contient de nombreuses modifications des lois gaz et électricité. Elle vise notamment à rectifier la transposition du troisième paquet énergie européen opérée par la loi du 8 janvier 2012 et à tirer les enseignements des arrêts n<sup>os</sup> 98/2013 du 9 juillet 2013 et 117/2013 du 7 août 2013 ; des modifications ponctuelles sont opérées en ce sens dans les lois électricité et gaz (par exemple : correction d' « erreurs de plume » ; confirmation de l'exclusivité des compétences de la CREG en matière de nouvelles infrastructures gazières ; suppression de l'habilitation au Roi d'imposer des obligations de service public en matière d'environnement, de sources d'énergie renouvelables et de climat, etc.).

La loi du 26 décembre 2013 contient également des mesures plus substantielles. Une première série de modifications a trait aux réseaux fermés industriels d'électricité et au réseau de traction ferroviaire.


La loi consacre ainsi le fait que la législation fédérale ne s'applique à un réseau fermé que dans la mesure où sa tension nominale est supérieure à 70 kV, et non à tous les réseaux fermés raccordés au réseau de transport. La loi rend également obligatoire la déclaration du propriétaire du réseau ou de son exploitant en vue de la reconnaissance de la qualité de réseau fermé industriel et de gestionnaire de ce réseau, que le réseau fermé soit déjà en service ou non ; elle établit une procédure de déclaration en précisant les documents que cette déclaration doit contenir, et permet notamment aux autorités régionales concernées de remettre un avis préalablement à la reconnaissance du réseau en tant que réseau fermé industriel. S'agissant du réseau de traction ferroviaire, la loi du 26 décembre 2013 définit le gestionnaire

1. L'article 4, § 1<sup>er</sup>, modifié, de la loi du 31 janvier 2003 prévoit ainsi que : « Les centrales nucléaires destinées à la production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires, sont désactivées aux dates suivantes et ne peuvent plus produire d'électricité dès cet instant :

- Doel 1 : 15 février 2015;
- Doel 2 : 1<sup>er</sup> décembre 2015;
- Doel 3 : 1<sup>er</sup> octobre 2022;
- Tihange 2 : 1<sup>er</sup> février 2023;
- Doel 4 : 1<sup>er</sup> juillet 2025;
- Tihange 3 : 1<sup>er</sup> septembre 2025;
- Tihange 1 : 1<sup>er</sup> octobre 2025.».



## 2. Les principales évolutions législatives



de réseau de traction ferroviaire et prévoit que son propriétaire ou la personne disposant d'un droit d'usage sur ce réseau doit se voir conférer cette qualité par le ministre ; elle précise encore que les clients en aval du réseau de traction ferroviaire (par exemple, toutes les activités commerciales exercées à l'intérieur des gares) n'appartiennent pas à ce réseau.

Des modifications sont également apportées à la procédure de certification : d'abord, la loi électricité prévoit désormais, comme la loi gaz, que c'est à la CREG qu'il appartient, le cas échéant, d'abandonner une procédure de certification entamée, à la lumière des rectifications apportées par le gestionnaire du réseau ; ensuite, si la procédure de certification a été initiée par la Commission européenne, la CREG doit la tenir informée d'une éventuelle caducité de la procédure ; enfin, pour les certifications concernant des pays tiers, le gestionnaire de réseau concerné doit notifier à la CREG toute situation pouvant avoir pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un pays tiers acquière le contrôle du réseau de transport ou de son gestionnaire. La certification est également abordée sous les points 3.1.3.1 et 4.1.2.1 du présent rapport.

En matière tarifaire, les lignes directrices que la CREG doit suivre dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire sont modifiées sur un point : il est précisé qu'en cas de fusion de gestionnaires de réseau de distribution, des tarifs différents peuvent continuer à être appliqués dans les différentes zones géographiques fusionnées ; mais en tout état de cause, une structure tarifaire uniforme doit régir tous les tarifs appliqués sur le territoire du gestionnaire de réseau.

Des modifications sont également apportées aux cotisations fédérales : d'une part, il est prévu qu'une partie de la cotisation servira au financement partiel du coût du démantèlement du réacteur nucléaire BR3, qui a servi à la formation du personnel d'exploitation des centrales nucléaires ; un nouveau fonds est créé à cet égard. D'autre part, la loi du 26 décembre 2013 supprime le principe du financement, par la cotisation fédérale, des études prospectives, qui n'avait d'ailleurs jamais été mis en œuvre ; la loi du 27 décembre 1990 créant des fonds budgétaires est également modifiée en ce sens. Enfin, la loi charge la CREG de remettre chaque trimestre aux ministres de l'Énergie, du Budget et des Finances un aperçu de l'évolution de l'ensemble des fonds alimentés par la cotisation fédérale, à l'exception du fond destiné au financement de la CREG.

La loi portant des dispositions diverses en matière d'énergie apporte encore de légères modifications à la loi gaz en prévoyant la possibilité, pour le Roi, d'adopter les mesures d'exécution nécessaires à la mise en œuvre par l'autorité fédérale pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, du règlement (UE) n° 994/2010 du 20 octobre 2010

concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE.

La loi du 26 décembre 2013 confirme enfin certains arrêtés royaux adoptés en exécution de dispositions des lois gaz et électricité.

### 2.5. Procédure d'appel d'offres

Le Moniteur belge du 23 décembre 2013 publie encore un arrêté royal du 8 décembre 2013 « concernant les modalités de la procédure d'appel d'offres en application de l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ».

Conformément à la loi électricité, c'est la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie qui est chargée de la rédaction du cahier des charges de l'appel d'offres, de la mise sur pied de l'appel d'offres, de l'analyse des offres et du contrôle de l'exécution du marché. L'arrêté royal définit les mentions minimales que doit contenir le cahier des charges et établit les règles générales de la procédure d'appel d'offres.

Quelques dispositions retiennent l'attention. D'abord, l'arrêté royal mentionne que l'appel d'offres peut viser plusieurs types d'unités de production si les besoins du système électrique l'exigent. La DG Énergie établit une première liste d'offres déclarées recevables (en fonction des critères de recevabilité définis dans le cahier des charges), puis établit, dans le cadre d'un avis motivé à l'attention du ministre en charge de l'Énergie, un classement des offres sur la base des critères de sélection contenus dans le cahier des charges.

L'arrêté royal prévoit à ce propos que la DG Énergie peut établir des classements distincts, s'il a été décidé de viser plusieurs types d'unités de production et qu'il s'avère qu'une mise en concurrence de ces divers types d'unités de production n'est pas pertinente pour des raisons technico-économiques.

En outre, l'avis motivé doit contenir la meilleure combinaison d'offres permettant d'atteindre l'objectif de mégawatts mentionné dans l'appel d'offres ; cette combinaison ne peut s'écarter du classement individuel de chaque offre qu'à la condition de se baser sur des considérations technico-économiques justifiées.

Le ou les lauréats sont désignés par le ministre.

A la demande du secrétaire d'État à l'Énergie, la CREG a rendu un avis<sup>2</sup>, le 3 mai 2013, sur l'avant-projet d'arrêté

2. Avis (F)130503-CDC-1243 sur les modalités de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

royal relatif aux modalités d'une procédure d'appel d'offres conformément à l'article 5, § 4, de la loi électricité. Dans son avis, la CREG a émis des objections fondamentales au principe de l'appel d'offres, formulé des remarques relatives aux modalités du mécanisme et proposé des solutions alternatives plus en phase avec le fonctionnement du marché et moins coûteuses pour le consommateur final.

Il faut encore mentionner que, par un arrêté ministériel du 18 novembre 2013<sup>3</sup> (Moniteur belge du 2 décembre 2013), le ministre a constaté la nécessité de recourir à la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays.

## 2.6. Transfert de la compétence en matière de tarifs de distribution

Enfin, il convient déjà de mentionner qu'une loi spéciale du 6 janvier 2014 a modifié la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles. Cette loi spéciale transfère aux régions, notamment, la compétence en matière de tarifs des réseaux de distribution d'électricité et de distribution publique du gaz ; demeure néanmoins dans le giron fédéral

la compétence tarifaire pour les réseaux de gaz ou d'électricité ayant une fonction de transport et qui sont opérés par le même gestionnaire que le réseau de transport ; sont ainsi visés notamment les réseaux de transport local et régional.

Les travaux préparatoires de la loi spéciale exposent que, par ce transfert de compétence, « les décisions relatives aux actions, aux projets et aux obligations de service public, d'une part, et la prise en compte des coûts qui y correspondent dans les tarifs, d'autre part, pourront être mieux alignées »<sup>4</sup>.

Pour le reste, la compétence fédérale en matière de « tarifs » est confirmée, et même précisée, puisque le législateur spécial a cru bon d'indiquer que cette compétence comprend également la politique (sociale) des prix. « Ceci ne porte préjudice, selon les travaux préparatoires, ni aux compétences des régions d'imposer des obligations de service public liées à leurs compétences, ni à leur compétence en matière de tarifs de distribution. »<sup>5</sup>.

Dans le cadre du transfert de la compétence tarifaire, la CREG a poursuivi en 2013 sa collaboration entamée en 2012 avec les régulateurs régionaux BRUGEL, CWaPE et VREG.

3. Arrêté ministériel « portant sur le recours à la procédure d'appel d'offres en application de l'article 5, § 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ».

4. Sénat, *doc. Parl.*, sess. 2012-2013, n° 5-2232/1, p. 101.

5. *Ibidem* note 4, page 103.





# 3

Le marché de l'électricité



## 3.1. Régulation

### 3.1.1. La production d'électricité

#### 3.1.1.1. Les autorisations de production d'électricité

##### Le cadre réglementaire

Suite à l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi électricité, l'arrêté royal du 11 octobre 2000 relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité doit être revu. Dans l'attente, la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie instruit les nouveaux dossiers de demande et la CREG formule des avis sur la base de l'arrêté royal du 11 octobre 2000 en vigueur.

##### Les demandes introduites auprès de la CREG

En 2013, la CREG a rendu deux avis dans le cadre de deux demandes d'augmentation de puissance d'installations disposant déjà d'une autorisation de production.

Le premier avis<sup>6</sup> de la CREG portait sur la demande d'augmentation de la puissance développable nette de 40 MW de la centrale TGV de la SA T-Power à Tessengerlo. L'augmentation a été attribuée par arrêté ministériel du 28 mars 2013<sup>7</sup> (Moniteur belge du 9 avril 2013).

Le second avis<sup>8</sup> de la CREG concernait la demande d'octroi de la SA WindVision WindFarm Estinnes d'une autorisation individuelle couvrant l'extension jusqu'à onze éoliennes d'une puissance totale de 81 MWe d'une installation de production d'électricité existante (parc éolien) à Estinnes. L'extension demandée a été attribuée par arrêté ministériel du 22 avril 2013 (Moniteur belge du 6 mai 2013).

Deux demandes d'avis dans le cadre de demandes d'octroi d'autorisation de production d'électricité étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2013.

Il n'y a pas eu en 2013 de notification de changement de contrôle de l'actionariat de titulaires d'autorisations de production.

Une autorisation individuelle pour l'établissement d'une installation de production d'électricité a été également

octroyée par arrêté ministériel du 8 avril 2013 à la SA EDF Luminus pour l'établissement d'un parc éolien d'une puissance électrique nette développable de 44,2 MWe situé sur le territoire des communes de Thuin et Ham-sur-Heure-Nalinnes (Moniteur belge du 24 avril 2013 et errata au Moniteur belge du 3 mai 2013). La CREG avait remis un avis dans ce dossier le 20 septembre 2012<sup>9</sup>.

#### 3.1.1.2. La production d'énergie éolienne offshore

##### A. Les concessions domaniales pour l'énergie éolienne offshore

##### Le cadre réglementaire

Conformément à l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique veut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer (ci-après : l'arrêté royal du 20 décembre 2000), les demandes d'octroi, de prolongation, de modification, d'extension, de cession ou de renonciation d'une concession domaniale pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens en mer du Nord sont accordées par le ministre de l'Energie.

En ce qui concerne en particulier les demandes d'octroi, le délégué du ministre transmet, après avoir consulté la CREG, les administrations concernées et le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, sa proposition d'octroi ou de refus au ministre de l'Energie. En 2013, la CREG n'a cependant reçu aucune demande d'avis pour des demandes d'octroi. La CREG a par contre rendu trois avis dans le cadre de demandes d'avis relatives à un prolongement et à des modifications de concessions domaniales déjà octroyées (voir ci-après sous le titre « Les demandes introduites auprès de la CREG »).

Dans le cadre de sa mission de conseil auprès des autorités publiques, la CREG a par ailleurs rendu deux avis sur des projets d'arrêtés royaux transmis par le secrétaire d'Etat à l'Energie.

Le 4 juillet 2013, la CREG a ainsi rendu un avis<sup>10</sup>, à la demande du secrétaire d'Etat à l'Energie, sur la modification

6. Avis (A)130123-CDC-1228 relatif à la révision de l'autorisation de production individuelle de la centrale TGV de la SA T-Power à Tessengerlo pour l'augmentation de la puissance nette développable de 40 MW.

7. Arrêté ministériel du 28 mars 2013 portant modification de l'arrêté ministériel du 25 avril 2006 portant octroi à la société anonyme T-Power, d'une autorisation individuelle pour l'établissement d'une centrale TGV de 400 MW à Tessengerlo sur le site de Tessengerlo Chemie en vue d'une augmentation de la puissance de cette installation de 40 MWe (Moniteur belge du 9 avril 2013).

8. Avis (A)130123-CDC-1229 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'extension d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Estinnes par la SA WindVision WindFarm Estinnes.

9. Avis (A)120920-CDC-1191 relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'établissement d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Thuin et Ham-sur-Heure par la SA EDF Luminus.

10. Avis (A)130704-CDC-1266 relatif au projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique veut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.



de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 précité. Le projet d'arrêté royal visait à (i) déterminer deux zones pour permettre la mise en place d'installations de stockage d'énergie dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction et (ii) à adapter la zone destinée à l'implantation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents. S'agissant du premier point, la CREG a estimé qu'il était pertinent de réserver une zone destinée au stockage d'énergie dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction. S'agissant du deuxième point, la CREG a constaté que la zone actuelle destinée à l'implantation de parcs éoliens était restreinte à sa base par l'excision d'un triangle. La disparition de ce triangle a déjà été anticipée par la publication de la suspension de la procédure d'octroi de la concession domaniale située au sud du Thorntonbank, adjacente à la zone de concession domaniale octroyée à la SA Norther (publication au Moniteur belge du 18 avril 2013) ; en outre, la CREG a constaté un conflit entre une concession domaniale déjà allouée et la zone modifiée destinée à l'implantation de parcs éoliens offshore.

Le 17 octobre 2013, la CREG a rendu un avis<sup>11</sup> à la demande du secrétaire d'Etat à l'Energie relatif à une série de dispositions concernant l'électricité et le gaz naturel contenues dans le projet d'arrêté royal relatif à l'établissement du plan d'aménagement des espaces marins : (i) la confirmation de la zone de concession éolienne au sein des espaces marins belges, (ii) l'aménagement de deux nouvelles zones de concessions pour la construction et l'exploitation d'un atoll énergétique, (iii) l'aménagement d'une zone de « prise de courant en mer » et (iv) la définition d'un « corridor » pour les câbles et pipelines. S'agissant des deux premiers points, la CREG avait déjà rendu un avis le 4 juillet 2013 (voir ci-avant) et s'agissant du dernier point, la CREG a conseillé, entre autres, d'élargir le « corridor » à un certain endroit afin de créer de la place pour un éventuel futur pipeline.

#### Les demandes introduites auprès de la CREG

Le 14 mars 2013, la CREG a rendu un avis favorable<sup>12</sup> à l'Administration de l'Energie sur la demande de prolongation de la concession domaniale attribuée à la SA C-Power. Par arrêté ministériel du 6 mai 2013, la concession domaniale,

octroyée par l'arrêté ministériel EB-2002-0006-A du 27 juin 2003 à la SA C-Power pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins (Thorntonbank), a été prolongée jusqu'au 31 décembre 2034<sup>13</sup>.

Le 11 juillet 2013 et le 5 décembre 2013, la CREG a rendu des avis<sup>14</sup> défavorables à l'Administration Energie sur la demande de modification de la concession domaniale attribuée respectivement à la SA Rentel et à la THV Seastar. La CREG a estimé que les demandes n'avaient pas été introduites dans les formes.

#### B. Les certificats verts et les garanties d'origine

##### Le cadre réglementaire

Le lecteur est invité à se référer au point 2.1 du présent rapport relatif à la modification du cadre relatif à la production d'électricité offshore.

##### Les demandes introduites auprès de la CREG

En juillet 2013, C-Power a achevé la construction du parc éolien offshore d'une capacité totale de 326,1 MW. En janvier 2013, la dernière éolienne de la deuxième phase a été mise en service et au cours du premier semestre de 2013, la troisième (et dernière) phase a été achevée. C-Power a introduit plusieurs demandes d'octroi de certificats verts en vue de l'obtention de certificats verts pour l'électricité produite par les dix-neuf éoliennes supplémentaires. La CREG a pris cinq décisions<sup>15</sup> positives à ce sujet en 2013.

En novembre 2013, la CREG a approuvé<sup>16</sup> une proposition d'adaptation du contrat conclu entre Elia et Northwind sa pour l'achat de certificats verts pour l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne offshore.

##### Evolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore et de l'électricité verte produite

En 2013, par rapport à 2012, la puissance installée totale en éoliennes offshore a augmenté de 185,7 MW pour atteindre un total de 566,1 MW.

11. Avis (A)131017-CDC-1287 relatif à une série de dispositions concernant l'électricité et le gaz naturel contenues dans le projet d'arrêté royal relatif à l'établissement du plan d'aménagement des espaces marins.

12. Avis (A)130314-CDC-1237 relatif à la demande de prolongation de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations pour la production d'électricité produite à partir des vents dans les espaces marins (Thorntonbank) octroyée à la SA C-POWER par arrêté ministériel du 27 juin 2003 et modifiée par arrêté ministériel du 3 février 2010.

13. Moniteur belge du 21 mai 2013.

14. Avis (A)130711-CDC-1267 relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations pour la production d'électricité produite à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la société momentanée RENTEL par arrêté ministériel du 4 juin 2009 et transférée à la SA RENTEL le 22 juin 2012 ; Avis (A)131205-CDC-1297 relatif à la demande de modification de la concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations pour la production d'électricité produite à partir des vents dans les espaces marins octroyée à la société momentanée SEASTAR par arrêté ministériel du 1<sup>er</sup> juin 2012.

15. Décision finale (B)130228-CDC-1231 relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par l'éolienne F2 sur le Thorntonbank ; Décision finale (B)130704-CDC-1251 relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B1 et C1 sur le Thorntonbank ; Décision finale (B)130711-CDC-1262 relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes A1, A2 et A3 sur le Thorntonbank ; Décision finale (B)130926-CDC-1272 relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B3, B4, B5, B6 et C7 sur le Thorntonbank ; Décision finale (B)131003-CDC-1273 relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B7, C3, C4, C5, C6, D0, D7 et D8 sur le Thorntonbank.

16. Décision finale (B)131114-CDC-1279 relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre la SA Elia System Operator et la SA Northwind.

### 3. Le marché de l'électricité

Cette hausse est due, d'une part, à la réalisation de la dernière phase du parc éolien de C-Power (dix-huit éoliennes de 6,15 MW chacune représentant une hausse de 110,7 MW). D'autre part, depuis novembre 2013, Northwind a mis en service les premières vingt-cinq éoliennes du troisième parc éolien offshore belge. Fin 2013, une capacité de 75 MW était déjà mise en service. Enfin, une turbine de démonstration d'Alstom (Haliade 150 de 6 MW) a été installée fin 2013 au sein de la concession domaniale de Belwind mais celle-ci n'a pas encore été mise en service.

Le tableau ci-dessous dresse un aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction.

En 2013, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 1.497.400 MWh dans le réseau de transport onshore. La production nette (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élève à 1.540.827 MWh (chiffres provisoires).

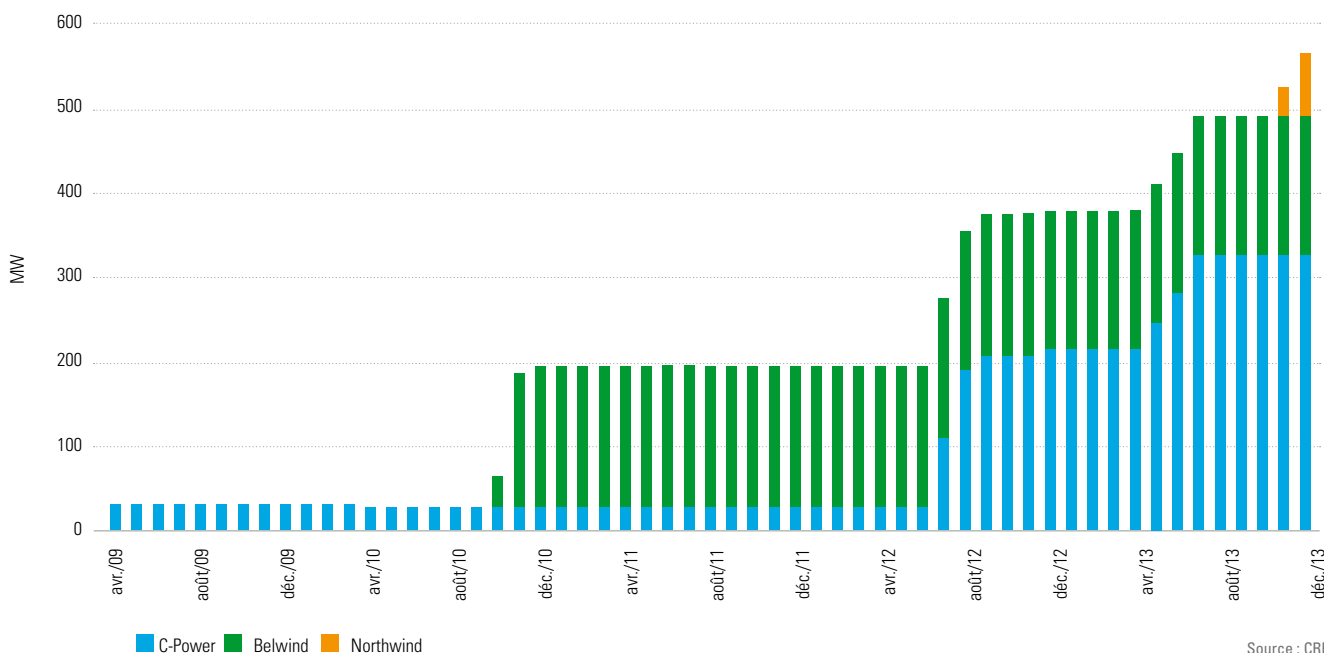
La figure 2 fournit une illustration de l'énergie nette produite par titulaire de concession domaniale et du nombre de certificats verts délivrés pour la production concernée entre février 2013 et décembre 2013.

Tableau 1 : Aperçu de la puissance nominale des parcs éoliens offshore existants et en construction en 2013

Nom du parc	Capacité début 2013	Capacité fin 2013	Capacité parc total
Belwind	165 MW	165 MW	330 MW
C-Power	215,4 MW	326,1 MW	326,1 MW
Northwind	0 MW	75,0 MW	216 MW
<b>Total</b>	<b>380,4 MW</b>	<b>566,1 MW</b>	<b>878,1 MW</b>

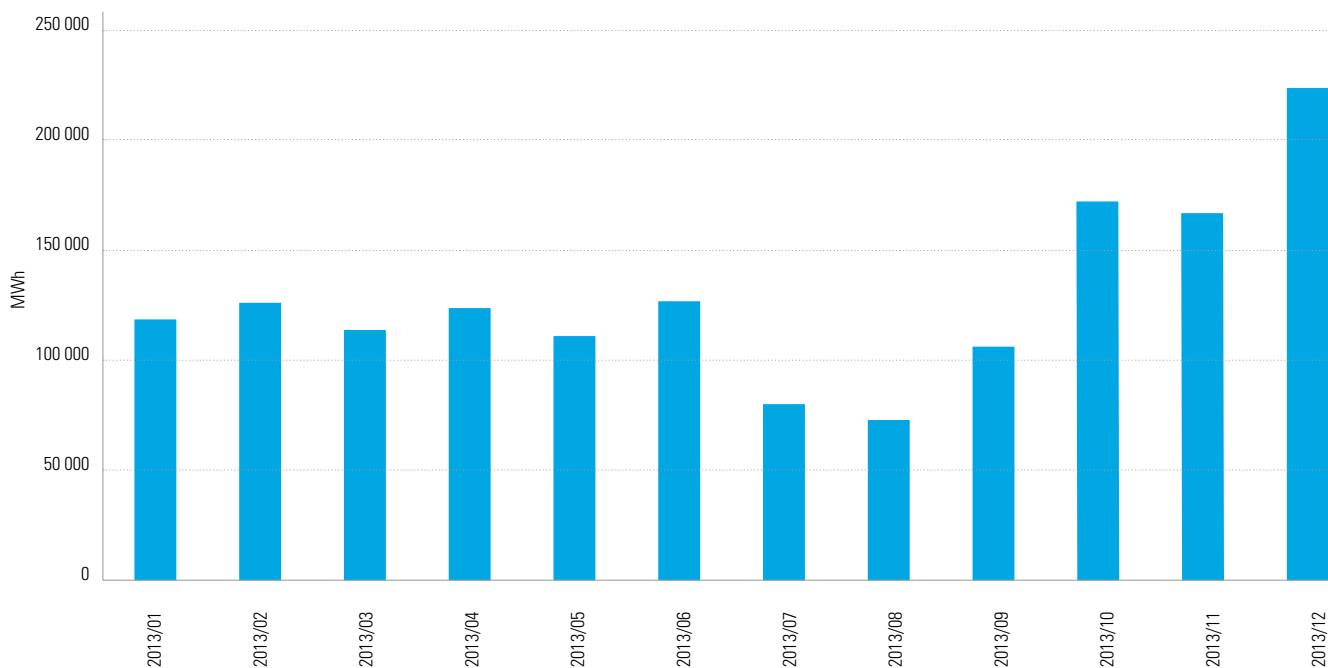
Source : CREG

Figure 1 : Evolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore entre avril 2009 et 2013



Source : CREG

Figure 2 : Production nette d'électricité verte sur une base mensuelle en 2013



Source : CREG

### C. Les mesures de soutien en faveur de l'énergie verte

Le système actuel de soutien fédéral à l'énergie éolienne offshore<sup>17</sup> est perçu comme étant trop généreux par certains. Ce point de vue n'étant pas partagé par les investisseurs dans ces parcs éoliens, la FEB a demandé à l'expert Erik Dralans d'exécuter une mission de médiation. Elle consistait à proposer un mécanisme de soutien alternatif à l'offshore qui pourrait contenter tous les investisseurs, les gros utilisateurs (qui participent au financement des certificats verts offshore) ainsi que le secteur de l'électricité. Le résultat de cette mission de médiation a été condensé en mars 2012 dans le document « Système alternatif de support à l'offshore : proposition du groupe Dralans » (ci-après : la note Dralans).

En juin 2013, à la demande du secrétaire d'Etat à l'Energie, la CREG a examiné<sup>18</sup> ce document et l'analyse qu'en ont fait le cabinet du secrétaire d'Etat à l'Energie et le SPF Economie.

La CREG constate que le but de la réforme du mécanisme de soutien à l'énergie éolienne offshore est de réaliser des économies significatives en introduisant un lien entre le prix de l'électricité et le soutien et la baisse du *LCOE* (*Levelised Cost of Energy*) par les progrès technologiques. La CREG

estime cependant que des économies significatives à court terme sont impossibles. D'abord parce que le prix actuel de l'électricité est très bas. Un soutien variable basé sur le prix de l'électricité se révélera à court terme plus onéreux que les mécanismes actuels de soutien. En outre, la CREG estime qu'une forte diminution du *LCOE* due aux progrès technologiques est également impossible à court terme.

La CREG constate qu'en 2013, le soutien actuel est représentatif des coûts du secteur et qu'il n'y a donc pas de subventionnement excessif. Il existe toutefois quelques évolutions auxquelles le mécanisme de soutien actuel doit s'adapter. Par exemple, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia, installera une « prise de courant en mer ». Les coûts du câble à haute tension, du raccordement terrestre et des stations de transformation ne seraient ainsi plus supportés par les quatre dernières concessions domaniales, mais bien par Elia. La CREG évalue l'impact du *BOG* (*Belgian Offshore Grid*) à 12 euros/MWh, à condition de supprimer le subside de 25 millions d'euros pour le câble. Le mécanisme de soutien actuel doit y être adapté en conséquence.

En outre, la CREG constate que les différentes parties se prononcent en faveur de l'introduction d'un lien entre le soutien et le prix de l'électricité. La note Dralans est basée sur

17. L'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 prévoit les prix d'achat minimum suivants pour les certificats verts pour l'énergie éolienne offshore :

- 107 euros/MWh pour l'électricité produite par des installations faisant l'objet d'une concession domaniale pour la production découlant des 216 premiers MW de capacité installée;
- 90 euros/MWh pour l'électricité produite par des installations faisant partie de la même concession domaniale pour la production découlant d'une capacité installée excédant les 216 premiers MW.

18. Etude (F)130626-CDC-1258 relative à la réforme du soutien à l'énergie éolienne offshore, incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore.

### 3. Le marché de l'électricité

ce concept. Les gros consommateurs veulent une diminution du soutien en cas d'augmentation des prix de l'électricité, tandis que les investisseurs en éolien offshore veulent la sécurité en cas de prix bas de l'électricité.

La CREG a appliqué les principes précités et calculé un LCOE ayant comme valeur :

- 145,70 euros/MWh pour l'électricité produite par des installations faisant l'objet d'une concession domaniale pour la production découlant des 216 premiers MW installés ;
- 128,70 euros/MWh pour l'électricité produite par des installations faisant partie de la même concession domaniale pour la production découlant d'une capacité installée excédant les 216 premiers MW.

#### D. Le Belgian Offshore Grid (BOG)

Jusqu'à présent, les premières concessions domaniales (C-Power, Belwind et Northwind) ont assuré elles-mêmes le raccordement de leurs parcs éoliens aux postes 150 kV de Slijkens et de Zeebrugge.

Elia a contribué partiellement au financement du câble sous-marin, à hauteur de 25 millions d'euros par concession. Il se peut qu'un tel mode de raccordement individuel (également appelé scénario spaghetti) ne soit pas optimal à long terme sur le plan technico-économique et environnemental. Pour le raccordement des quatre dernières concessions domaniales (Norther, Rentel, Seastar et Mermaid), une approche commune est donc à l'étude.

L'accord de gouvernement du 1<sup>er</sup> décembre 2011 mentionnait qu'il serait demandé à Elia d'installer une prise de courant pour les parcs éoliens en mer. La prise de courant en mer (également appelée *Belgian Offshore Grid*) constitue

un réseau dit maillé. Les différents parcs éoliens en mer sont raccordés aux deux plates-formes Alpha et Béta qui seront elles-mêmes raccordées l'une à l'autre, ainsi qu'au poste haute tension de Stevin sur le continent.

En 2013, la CREG a entamé des discussions avec Elia au sujet du cadre tarifaire du *Belgian Offshore Grid*. Ces discussions se poursuivront en 2014 dans le cadre de la détermination des méthodes définitives de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport. La méthode tarifaire pour le BOG sera dès lors soumise à consultation en 2014.

Le lecteur est également invité à se référer au point 3.4.4 du présent rapport.

### 3.1.2. La fourniture d'électricité

#### 3.1.2.1. La fourniture aux clients raccordés au réseau de transport

Le tableau ci-dessous reprend la part de marché, d'Electrabel et des autres fournisseurs, relative à la fourniture d'électricité nette<sup>19</sup> aux gros clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (tension supérieure à 70 kV).

Selon une première estimation, la part de marché d'Electrabel ne s'élève plus qu'à environ 57,6 % en 2013, en baisse de 9,3 % par rapport à 2012 et ce, après avoir connu, pour la période considérée, une pointe à 90,2 % de part de marché en 2011. Par rapport à 2012, le volume total d'énergie prélevée en 2013 par les clients finals du réseau de transport a augmenté de 5,6 % (688 GWh), dépassant ainsi l'année 2011, volume encore 8,5 % plus bas que le niveau atteint en 2007.

Tableau 2 : Energie prélevée par les clients raccordés au réseau de transport fédéral pour les années 2007 à 2013

Fournisseurs		Electrabel SA		Autres fournisseurs		Total
Points d'accès au	1/01/2013	53		38		<b>86*</b>
	31/12/2013	54		36		<b>85*</b>
Energie prélevée (GWh)	2007	12.469	(87,7%)	1.743	(12,3%)	<b>14.211</b>
	2008	11.470	(84,0%)	2.183	(16,0%)	<b>13.654</b>
	2009	10.807	(87,6%)	1.526	(12,4%)	<b>12.333</b>
	2010	12.163	(88,7%)	1.551	(11,3%)	<b>13.714</b>
	2011	11.693	(90,2%)	1.265	(9,8%)	<b>12.958</b>
	2012	8.247	(67,0%)	4.069	(33,0%)	<b>12.316</b>
	2013	7.484	(57,6%)	5.519	(42,4%)	<b>13.004</b>

\* Etant donné que cinq points d'accès ont été alimentés en même temps, pendant l'année 2013, par deux fournisseurs, le nombre de points d'accès total est globalement plus bas de cinq unités que le nombre total de points d'accès de l'ensemble des fournisseurs.

Sources : Elia, CREG

19. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale ni des clients situés au Grand-Duché de Luxembourg.

Les autorisations de fourniture d'électricité fédérales, visant à approvisionner les clients raccordés directement au réseau de transport, sont octroyées par le Ministre de l'Énergie sur proposition de la CREG pour une période de cinq ans.

En 2013, la CREG a reçu une demande d'autorisation émanant de GETEC Energie A.G. qui a abouti à une proposition<sup>20</sup> positive de la CREG. La demande de Lampiris SA, introduite en 2012, a également abouti à une proposition<sup>21</sup> positive.

Au cours de l'année 2013, le secrétaire d'État à l'Énergie a délivré une autorisation individuelle de fourniture d'électricité à Lampiris SA.

### 3.1.2.2. Les prix maximaux

#### Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié

Les prix maximaux applicables par les gestionnaires de réseau de distribution aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (également appelés « clients drop-pés ») sont calculés comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. Il incombe à la CREG de fixer les modalités de calcul de la marge.

De façon à rendre le tarif moins pénalisant pour les clients concernés, la CREG a revu<sup>22</sup> en mai 2013 les modalités de calcul de la marge. Il n'est plus basé sur la moyenne pondérée des formules tarifaires les plus élevées des fournisseurs de la zone, mais sur la formule tarifaire la plus souscrite. De cette façon, le tarif applicable aux clients droppés se situe dans la moyenne des tarifs.

#### Pour les clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire

Conformément à la législation en vigueur, la CREG a calculé et publié les tarifs sociaux et de référence applicables du 1<sup>er</sup> février 2013 au 31 juillet 2013 et du 1<sup>er</sup> août 2013 au 31 janvier 2014 pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire.

La CREG a également procédé à l'évaluation du montant nécessaire à l'alimentation du fonds clients protégés électricité qui est à la base du calcul de la composante clients protégés de la cotisation fédérale (voir le point 5.8.2.E du présent rapport).

### 3.1.2.3. L'évolution et les fondamentaux du prix de l'électricité

La CREG a continué en 2013 la publication mensuelle qu'elle a lancée en septembre 2012 et qui se présente sous la forme d'un tableau de bord. Cette publication a pour but d'informer tous les acteurs concernés des évolutions importantes des facteurs influençant le marché de l'électricité.

En ce qui concerne le marché de gros, la CREG suit l'évolution d'un certain nombre de paramètres fondamentaux dans la formation du prix de l'électricité.

En ce qui concerne le marché de détail, le tableau de bord se concentre surtout sur l'évolution du prix de l'électricité en Belgique pour les clients résidentiels et les PME. Une comparaison est aussi réalisée avec les prix de l'électricité dans les pays voisins.

Pour un aperçu de l'évolution des différentes composantes du prix de l'électricité entre janvier 2007 et mai 2013, le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

### 3.1.3. La régulation du transport et de la distribution

#### 3.1.3.1. La dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport et le gouvernement d'entreprise

##### A. La dissociation du gestionnaire du réseau de transport

En 2013, aucune modification de loi n'a eu lieu en ce qui concerne les règles relatives à la dissociation du gestionnaire du réseau de transport, telles qu'elles ont été insérées dans la loi électricité par la loi de transposition du 8 janvier 2012. Elles ont toutefois fait l'objet, sur un nombre limité de points, d'une annulation partielle (cf. art. 9, § 1<sup>er</sup>, de la loi électricité), ou d'une réserve interprétative formulée par la Cour constitutionnelle dans son arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013 (en ce qui concerne l'art. 10, § 2*bis* et l'art. 10, § 2*quater* de la loi électricité).

##### B. La certification du gestionnaire du réseau de transport

La CREG a pris une décision finale positive le 6 décembre 2012 concernant la demande de certification initiale d'Elia System Operator à condition qu'une série d'engagements énoncés dans cette décision soient respectés et effectivement mis en œuvre (voir rapport annuel 2012, pages 43-44).

20. Proposition (E)131212-CDC-1298 relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à GETEC Energie A.G.

21. Proposition (E)130228-CDC-1233 relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à Lampiris SA.

22. Décision (B)130516-CDC-1239 relative aux règles complémentaires pour le calcul de la marge à calculer afin de définir les prix maximaux d'électricité à appliquer aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié.

### 3. Le marché de l'électricité

Lors de leurs assemblées générales extraordinaires du 21 mai 2013, tant Elia System Operator SA (ESO) qu'Elia Asset SA ont adapté leurs statuts respectifs afin qu'ils soient conformes aux conditions imposées par la CREG dans sa décision du 6 décembre 2012. Des adaptations ont également été apportées à une série de documents de société d'ESO et d'Elia Asset, de même qu'à une convention conclue entre les deux sociétés afin de les rendre conformes aux conditions imposées par la CREG dans la décision de certification précitée.

Enfin, des modifications ont été apportées à la procédure de certification par la loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 31 décembre 2013). D'abord, la loi électricité prévoit désormais, comme la loi gaz, que c'est à la CREG qu'il appartient, le cas échéant, d'abandonner une procédure de certification entamée, à la lumière des rectifications apportées par le gestionnaire du réseau ; ensuite, si la procédure de certification a été initiée par la Commission européenne, la CREG doit la tenir informée d'une éventuelle caducité de la procédure ; enfin, pour les certifications concernant des pays tiers, le gestionnaire de réseau concerné doit notifier à la CREG toute situation pouvant avoir pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un pays tiers acquière le contrôle du réseau de transport ou de son gestionnaire.

#### C. Le gouvernement d'entreprise

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités du comité de gouvernement d'entreprise d'Elia pour l'année 2012 (contrôle de l'application des articles 9 et 9<sup>ter</sup> de la loi électricité et évaluation de leur efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport).

La CREG a en outre pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les membres du personnel d'Elia en 2012. Le programme d'engagements veille à garantir que tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou des catégories d'utilisateurs du réseau soit exclu. La CREG a constaté qu'Elia a pris des initiatives en 2012 afin d'éviter tout traitement discriminatoire et a fourni des efforts importants afin de mettre davantage de données et aperçus à la disposition des acteurs du marché via son site internet. La CREG a encouragé Elia à dégager les moyens nécessaires pour permettre une mise à jour rapide des données et assurer l'exactitude des données.

#### 3.1.3.2. Les réseaux fermés de distribution

Pour acquérir la qualité de gestionnaire d'un réseau fermé industriel, la loi électricité fait une distinction entre les réseaux fermés industriels qui existaient déjà avant l'entrée en vigueur de la loi de transposition<sup>23</sup> (c'est-à-dire avant le 21 janvier 2012) et les nouveaux réseaux fermés industriels.

Outre les dix-huit réseaux fermés existants ayant été déclarés en 2012, aucun réseau fermé n'a été déclaré à la CREG en 2013.

Comme mentionné à la page 45 du rapport annuel de 2012, le secrétaire d'Etat à l'Energie a signalé à la CREG, en novembre 2012, que la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie avait rédigé une proposition de modification de loi en ce qui concerne les réseaux fermés industriels, élaborée après concertation au sein du CONCERE (groupe de concertation entre l'Etat et les régions en matière d'énergie). La loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 31 décembre 2013) a modifié les dispositions de la loi électricité relatives aux réseaux fermés industriels (voir le point 2.4 du présent rapport).

En 2013, la CREG n'a pas reçu de questions ou plaintes liées aux tarifs de la part d'utilisateurs de réseaux fermés.

#### 3.1.3.3. Le fonctionnement technique

##### A. Le raccordement et l'accès

Le 28 mars 2013, la CREG a pris une décision<sup>24</sup> relative aux modifications des conditions générales du contrat d'accès proposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, Elia. Ces modifications ont pour objectif de permettre l'introduction de raccordements à accès flexible au niveau contractuel. L'adaptation approuvée du contrat d'accès constitue l'aboutissement d'un long processus entamé suite à un certain nombre de demandes de raccordement d'unités de production décentralisées auxquelles Elia a dû donner une réponse négative.

Le 24 octobre 2013, la CREG a approuvé<sup>25</sup> les demandes d'Elia d'adapter les dispositions des contrats de responsables d'accès et celles du contrat d'accès au réseau. Elia a scindé les modifications proposées en quatre « *drivers* » : Tarifs, Equilibrage, Operations et Cross border. Ces modifications résultent principalement de la décision tarifaire de la CREG sur la proposition tarifaire rectifiée d'Elia pour la période réglementaire 2012-2015 (voir le point 3.1.3.4 du présent

23. Loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 11 janvier 2012).

24. Décision (B)130328-CDC-1241 relative aux modifications des conditions générales du contrat d'accès proposées par la SA Elia System Operator.

25. Décision (B)131024-CDC-1290 relative à la modification des conditions générales des contrats d'accès et des conditions générales des contrats de responsables d'accès, proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau.



rapport) et d'un certain nombre de modifications apportées aux règles de *balancing* (voir le point B ci-après).

## B. Les services auxiliaires et d'équilibrage

### La puissance de réserve

Elia doit évaluer et déterminer la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage. Elle est tenue de communiquer pour approbation à la CREG sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

En mai 2013, la CREG a soumis à consultation un projet de décision d'approbation de la proposition d'Elia portant sur la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire, et sur le résultat de son application pour 2014. En juin 2013, la CREG a approuvé<sup>26</sup> cette proposition d'Elia.

La CREG a toutefois assorti sa décision de considérations portant notamment sur une évolution du rapport annuel de monitoring de la disponibilité et de l'utilisation des puissances de réserve, sur le monitoring de la réserve inter-TSO, sur l'importance de mobiliser toute la flexibilité, notamment celle disponible auprès de la demande et des petits producteurs, directement ou par l'intermédiaire des agrégateurs, sur la participation des unités nucléaires aux réserves, et sur la réalisation par Elia d'une étude sur la position structurellement longue des responsables d'accès et les mesures permettant de retourner vers une position structurellement en équilibre.

### Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

Afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, Elia doit pouvoir disposer en permanence d'un certain nombre de services auxiliaires dont les modalités figurent dans le règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

L'acquisition d'un certain nombre de ces services s'avère difficile depuis le début de la régulation, en particulier l'acquisition à un prix raisonnable d'un volume suffisant de puissances de réserve nécessaires pour assurer le réglage primaire et secondaire, dès lors qu'il n'y a qu'un seul acheteur en Belgique (Elia) et un nombre très limité de vendeurs. La promulgation d'un arrêté royal imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2013

du réglage primaire et du réglage secondaire s'est donc avérée nécessaire (voir rapport annuel 2012, page 46).

Sous l'impulsion de la CREG notamment, Elia a fourni d'importants efforts afin de développer le marché des services auxiliaires, en particulier pour les puissances de réserve, de manière à en réduire les prix, en permettant, entre autres, à davantage d'acteurs du marché de participer aux procédures d'enchères.

La principale modification pour 2014 consiste en un déplacement partiel des horizons de l'offre et du contrat : à titre d'essai, 100 % des volumes ne pourront plus être contractés à l'avance pour une année complète mais un volume de 20 à 30 % de la puissance de réserve primaire (R1) et secondaire (R2) pourra être proposé sur une base mensuelle.

L'article 12quinquies de la loi électricité exige, afin justement de maintenir ces hausses de coûts à un niveau raisonnable, qu'Elia rédige un rapport à l'attention de la CREG sur les prix qui lui sont proposés et que la CREG indique et motive dans un rapport si les prix proposés sont manifestement déraisonnables ou non. A cet effet, la CREG applique six critères, parmi lesquels, le respect du budget et la compensation équitable du manque à gagner des producteurs s'avèrent décisifs.

Conformément à cette procédure, la CREG a reçu le rapport d'Elia le 1<sup>er</sup> juillet 2013 et a établi son propre rapport<sup>27</sup> le 10 septembre 2013 sur le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia pour la fourniture des produits annuels de réserve primaire (R1), de réserve secondaire (R2) et de réserve tertiaire production (R3 *Production*) pour l'exercice d'exploitation 2014. L'ensemble des critères d'évaluation étant respecté par la combinaison d'offres sélectionnée par Elia, la CREG a conclu que les prix proposés pour 2014 pour cette combinaison n'étaient pas manifestement déraisonnables.

Une seconde évolution du marché des services auxiliaires pour 2014 a trait à un nouveau produit pour la réserve tertiaire, la R3 *Dynamic Profile*, qui permet aux clients finaux et aux agrégateurs<sup>28</sup> de fournir de la réserve tertiaire à partir de ressources raccordées aussi bien au réseau d'Elia qu'aux réseaux de distribution. Ce nouveau produit a connu un important succès auprès des acteurs de marché. Le volume maximal autorisé pour 2014 (50 MW) a été réservé, permettant une réduction du coût de la R3 dans son ensemble de 1,5 million d'euros.

Sur la base du second rapport d'Elia du 9 octobre 2013 concernant les prix offerts pour les produits R3 *Dynamic*

26. Décision finale (B)130626-CDC-1248 sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014.

27. Rapport (RA)130910-CDC-1274 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2014.

28. Acteurs de marché qui mettent en commun (agrègent) différents points d'accès (injection et/ou prélèvement) afin de bénéficier d'un effet de foisonnement nécessaire à leur participation à certains marchés, notamment ceux de l'énergie (commodity), des réserves ou de la flexibilité.

### 3. Le marché de l'électricité

*Profile* et R3 ICH (effacement de consommation), la CREG a établi, le 17 octobre 2013, un rapport<sup>29</sup> dans lequel il est démontré que les prix proposés pour 2014 ne sont pas manifestement déraisonnables.

Suite à l'introduction de la contractualisation à court terme pour une partie des réserves primaire et secondaire pour l'année 2014, une première session d'enchères a été organisée par Elia en décembre 2013, pour des produits mensuels de réserve primaire (R1) et de réserve secondaire (R2) relatifs au mois de janvier 2014. Les enchères à court terme pour 2014 portent sur des volumes de 26 MW de R1 et de 20 MW de R2. Cette session d'enchères s'est déroulée en deux tours et Elia a publié sur son site les principaux résultats de l'enchère.

#### Le *balancing*

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

En 2013, Elia a introduit une proposition de modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, pour application à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2013 et intégralement le 1<sup>er</sup> janvier 2014. Cette proposition d'Elia a été faite après une large consultation des acteurs du marché dans le cadre du *Users' Group* d'Elia. Elle consiste à modifier les règles jusqu'alors en vigueur dans quatre directions : l'introduction de la contractualisation à court terme pour une partie des réserves primaire et secondaire pour l'année 2014, les modalités relatives à la réserve tertiaire sur les unités de production à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014, l'introduction de la contractualisation possible de la réserve tertiaire sur les services d'ajustement de profil, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014, et la prolongation de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC (*International Grid Control Cooperation*) au-delà de la période de test se terminant le 30 septembre 2013, pour application à partir du 30 septembre 2013.

La CREG a approuvé cette proposition d'Elia par décision du 4 juillet 2013<sup>30</sup>.

#### Les volumes activés et la concentration des offres

En 2013, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont diminué de 11,2 % par

rapport à 2012, pour s'élever à 1.113 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 54,8 % en 2013, contre 56,9 % en 2012 et 67,3 % en 2011. Cette diminution est principalement due à l'augmentation sensible de la compensation des déséquilibres dans le cadre de l'IGCC, qui a augmenté de 195,6 % (176 GWh) pour toute l'année 2013 par rapport à 2012 (59 GWh) où elle ne portait que sur les mois d'octobre à décembre. (source : données Elia).

En 2013, l'activation des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité a représenté pour Elia 0,3 % de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage<sup>31</sup>, contre 1,9 % en 2012. Cela représente, en terme de volume, une diminution de 86,4 % par rapport à 2012. (source : données Elia).

L'indice HHI relatif aux offres de réserves secondaires et tertiaires sur les unités de production s'est élevé à 3.266 en 2013 contre 2.974 en 2012. Les activations relatives à ces ressources ont représenté 99,6 % de l'énergie totale qui a été activée en 2013 en compensation des déséquilibres de la zone de réglage, alors qu'elles représentaient 98,0 % en 2012 contre 97,3 % en 2011. L'augmentation de l'indice HHI s'explique par l'augmentation de la participation relative d'Electrabel et d'EDF Luminus, et donc par la diminution relative des participations des autres acteurs sur le marché des réserves de production.

#### Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

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

Le tableau 3 offre un aperçu de l'évolution du tarif moyen (non pondéré) des déséquilibres positifs (injection > prélèvement) et des déséquilibres négatifs (injection < prélèvement) des responsables d'accès pour la période 2007-2013.

La figure 3 permet de comparer ces tarifs moyens avec l'évolution des tarifs moyens du marché *day ahead* de Belpex sur la même période. On peut observer un passage d'un tarif à double prix (en anglais, *dual pricing*) jusque 2011 à un tarif à simple prix (en anglais, *single pricing*) en 2012 et 2013, avec une petite différence entre le tarif du déséquilibre négatif et celui du déséquilibre positif, conçue comme un incitant destiné à décourager le *gaming*. Ces deux prix, très proches, se situent en moyenne à un niveau supérieur au prix moyen du Belpex DAM, mais la différence avec le prix Belpex DAM a diminué de 2012 à 2013.

29. Rapport (RA)131017-CDC-1274/2 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires, en l'occurrence, les produits de réglage tertiaire des services d'ajustement de profil et de réglage tertiaire via des prélèvements interruptibles pour l'exercice d'exploitation 2014.

30. Décision (B)130704-CDC-1252 concernant la proposition de la SA Elia System Operator concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur en partie le 1<sup>er</sup> octobre 2013 et intégralement le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

31. En incluant fictivement dans le total des activations la compensation dans le cadre de l'IGCC.

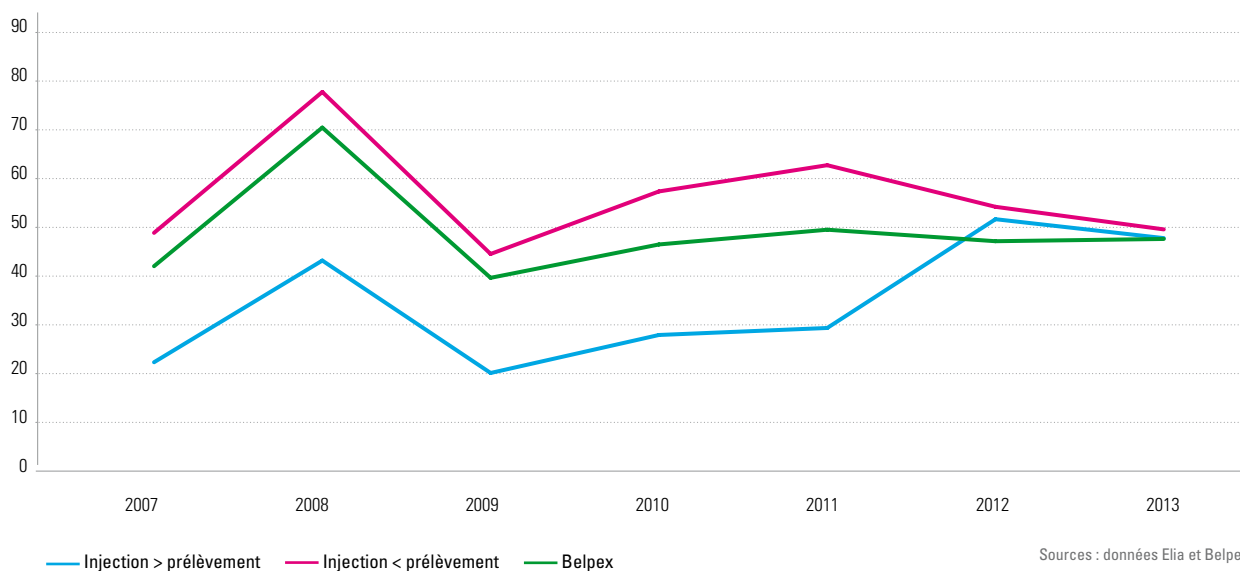


Tableau 3 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2013

euros/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Injection > prélèvement	22,09	43,24	19,86	27,76	29,22	51,84	47,91
Injection < prélèvement	48,64	77,92	44,25	57,24	62,70	54,05	49,36

Source: données Elia

Figure 3 : Tarif moyen (non pondéré) de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2013 (euros/MWh)



Sources : données Elia et Belpex

### C. Les règles relatives à la sécurité et la fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

Au cours de l'année 2013, la CREG a pris des initiatives concernant la sécurité et la fiabilité du réseau électrique.

Suite à l'intervention de la CREG, un test de *Black-Start* Coo-Tihange avec réalimentation des auxiliaires de Tihange à partir de l'énergie produite à Coo a ainsi été réalisé avec succès par Elia et Electrabel en janvier 2013. Cet essai n'avait plus été réalisé depuis 2007. La mobilisation des différentes équipes techniques, réparties sur plusieurs sites de production et de transport, pour réaliser cette procédure inhabituelle permet d'augmenter le niveau de préparation du personnel et les chances de réussite en situation d'urgence réelle.

### D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et réparations (> 70 kV)

En 2013, onze clients du gestionnaire de réseau de transport Elia ont été interrompus lors de neuf incidents distincts pour une durée totale cumulée de 7,06 heures. Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (*Average Interruption Time*) a été de 2 minutes 45 secondes, et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 19 minutes 48 secondes.

Il y a eu 61 incidents en 2013 sur le réseau de transport. Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure de client. Dans 48 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives automatiques de réenclenchement ont été fructueuses dans 100 % des cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 65 % des cas sur le réseau 150 kV.

Dans quatre cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 25 heures et 404 heures.

### E. La collaboration technique entre les gestionnaires de réseau de transport européens et ceux des pays tiers

Le 6 novembre 2013, EPEX SPOT<sup>32</sup> et Swissgrid, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité suisse, ont convenu de collaborer dans le couplage de marché *day ahead* aux frontières suisses.

En 2013, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité norvégien Statnett SF est resté actif dans la région NWE (Europe du nord-ouest) ; il a collaboré avec les autres gestionnaires de réseau de transport tant dans le *day ahead price coupling* NWE que dans les projets de couplage de marché *intraday*.

32. EPEX SPOT gère les marchés électriques *day ahead* (jour pour le lendemain) pour la France, l'Allemagne/Autriche et la Suisse.

#### F. Les mesures de sauvegarde

La CREG a analysé plusieurs cas de déclenchements successifs d'unités de production en situation de grand froid.

Elle a contacté Elia à ce sujet et demandé que l'attention des producteurs soit attirée sur l'importance d'une préparation optimum des installations pour faire face à une vague de froid.

La CREG a évoqué avec Elia plusieurs cas de déclenchements des parcs éoliens offshore suite à un dépassement des vitesses de vent maximum. Cette analyse a montré qu'Elia était capable de prévoir cette perte de production. Cependant, la montée en puissance prévue des parcs éoliens offshore impose d'améliorer l'information et les possibilités d'action à la disposition d'Elia en cas de déclenchement simultané de plusieurs parcs éoliens offshore. La CREG a invité Elia à étudier, avec les exploitants de ces parcs, les différentes solutions possibles.

La CREG a par ailleurs vérifié que la procédure, en cas de pénurie, du plan de sauvegarde soit correctement mise en oeuvre. Conformément au règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci, cette procédure doit être établie par le gestionnaire du réseau de transport (Elia), et nécessite la collaboration du ministre compétent et donc de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie.

#### 3.1.3.4. Les tarifs de réseau

##### A. Le réseau de transport

###### a) Méthodologie tarifaire

Depuis sa modification par la loi du 8 janvier 2012, la loi électricité attribue à la CREG la compétence de fixer la méthodologie tarifaire. La procédure d'adoption de la méthodologie prévue à cet effet par l'article 12 de la loi électricité, s'étale toutefois sur une très longue période. C'est la raison pour laquelle, en attendant l'adoption de la méthodologie tarifaire, la loi électricité prévoit en son article 12<sup>quater</sup>, § 2, que la CREG peut adopter des mesures transitoires.

Comme il en a été fait mention dans le rapport annuel 2012, la CREG a adopté, le 24 novembre 2011, un arrêté établissant des méthodes provisoires de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport.

Suite à l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 annulant la décision tarifaire de la CREG du 22 décembre 2011<sup>33</sup>, les méthodes tarifaires provisoires de la CREG ont dû être modifiées et mises en conformité avec les lignes directrices énoncées à l'article 12, § 5, de la loi électricité.

Les démarches suivantes ont été effectuées à cet effet:

- l'approbation par la CREG, le 28 février 2013, d'un projet d'arrêté<sup>34</sup> modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 ;
- l'organisation d'une consultation publique du 1<sup>er</sup> au 15 mars sur les modifications proposées ;
- l'approbation par la CREG, le 28 mars 2013, d'un arrêté<sup>35</sup> modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011.

C'est en application de la méthodologie tarifaire provisoire ainsi modifiée qu'Elia a introduit, le 2 avril 2013, une proposition tarifaire rectifiée pour la période régulatoire 2012-2015, que la CREG a approuvée le 16 mai 2013 (point b) ci-après).

La CREG ambitionne d'adopter, dans le courant de l'année 2014, une méthodologie tarifaire telle que prévue à l'article 12, § 2, de la loi électricité, en vue d'une application de celle-ci pour la période régulatoire 2016-2019.

###### b) Evolution des tarifs

L'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 évoqué sous le point a) ci-dessus a annulé la décision tarifaire de la CREG du 22 décembre 2011. Ces tarifs étaient en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

Suite à cette annulation, selon l'arrêt, il appartenait à la CREG de prendre une nouvelle décision, sur la base d'une proposition tarifaire adaptée d'Elia.

Elia a soumis sa proposition tarifaire « rectifiée » le 2 avril 2013.

Après analyse approfondie, la CREG a accepté les propositions d'Elia, à savoir de :

- mettre à zéro le tarif d'utilisation de l'infrastructure par les producteurs pour l'ensemble de la période régulatoire ;
- facturer le coût total d'utilisation du réseau aux clients, sur la base de tarifs échelonnés sur les dates pivots du 1<sup>er</sup> juin 2013 et du 1<sup>er</sup> janvier 2014 ;

33. Décision (B)111222-CDC-658E/19 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2012-2015.

34. Projet d'arrêté (Z)130228-CDC-1109/2 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

35. Arrêté (Z)130328-CDC-1109/3 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

- opérer une réallocation des coûts des services auxiliaires à partir de la date pivot intermédiaire du 1<sup>er</sup> juin 2013, tout en maintenant la distinction existante entre les services axés sur le maintien de l'équilibre dans la zone de réglage et les autres services ; les coûts du premier groupe étant alors supportés de manière égale par les producteurs et les clients et les coûts du second groupe étant maintenus intégralement à charge des clients.

La CREG partage l'opinion d'Elia selon laquelle des tarifs de réseau régulés doivent être disponibles et appliqués pour l'ensemble d'une période régulatoire ; cela nécessite des tarifs de réseau applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 et couvrant l'ensemble de la période régulatoire.

Dans sa décision<sup>36</sup> du 16 mai 2013, la CREG a approuvé la proposition tarifaire rectifiée d'Elia.

Suite à l'application de tarifs à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012 et à l'utilisation des dates du 1<sup>er</sup> juin 2013 et du 1<sup>er</sup> janvier 2014 comme dates pivots pour les adaptations tarifaires, contrairement à la période régulatoire 2008-2011, des tarifs de réseau uniques et constants, valables pour l'ensemble de la période, n'ont pas pu être approuvés pour la période régulatoire 2012-2015.

En outre, en vertu de l'article 12<sup>quater</sup>, § 2, de la loi électricité et de l'article 33 des Méthodes Tarifaires Provisoires, la CREG est habilitée à modifier les tarifs du gestionnaire de réseau de transport au cours d'une période régulatoire, si ceux-ci ne sont plus proportionnés et/ou appliqués de manière discriminatoire.

Le 13 novembre 2013, Elia a soumis à la CREG une proposition d'adaptation d'un certain nombre de tarifs pour les obligations de service public et de surcharges à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Sur la base de cette proposition et des informations en sa possession, la CREG a décidé<sup>37</sup> d'adapter les valeurs des tarifs et surcharges suivants à dater du 1<sup>er</sup> janvier 2014 :

- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore ;
- le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre ;
- la surcharge pour l'utilisation du domaine public en Région wallonne ;
- la surcharge « rétribution de la taxe de voirie » en Région de Bruxelles-Capitale.

La CREG a décidé de suspendre sa décision relative aux tarifs pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie. Le tarif de 2013 est donc maintenu provisoirement.

L'évolution de la charge tarifaire pour les utilisateurs du réseau de transport est illustrée dans le tableau 4.

Cette évolution est également illustrée graphiquement de manière claire dans la figure 4. Pour une meilleure compréhension de l'évolution réelle de la charge tarifaire 2012-2015, la CREG a ajouté le bâtonnet «Moyenne 2012-2015» qui permet la comparaison avec la moyenne de la période régulatoire antérieure «Moyenne 2008-2011».

36. Décision (B)130516-CDC-658E/26 relative à la proposition tarifaire rectifiée de Elia System Operator SA du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015.

37. Décision (B)121219-CDC-658E/28 relative à la proposition du 13 novembre 2013 de SA Elia System Operator relative à l'adaptation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges et à la demande d'Elia du 17 décembre 2013.

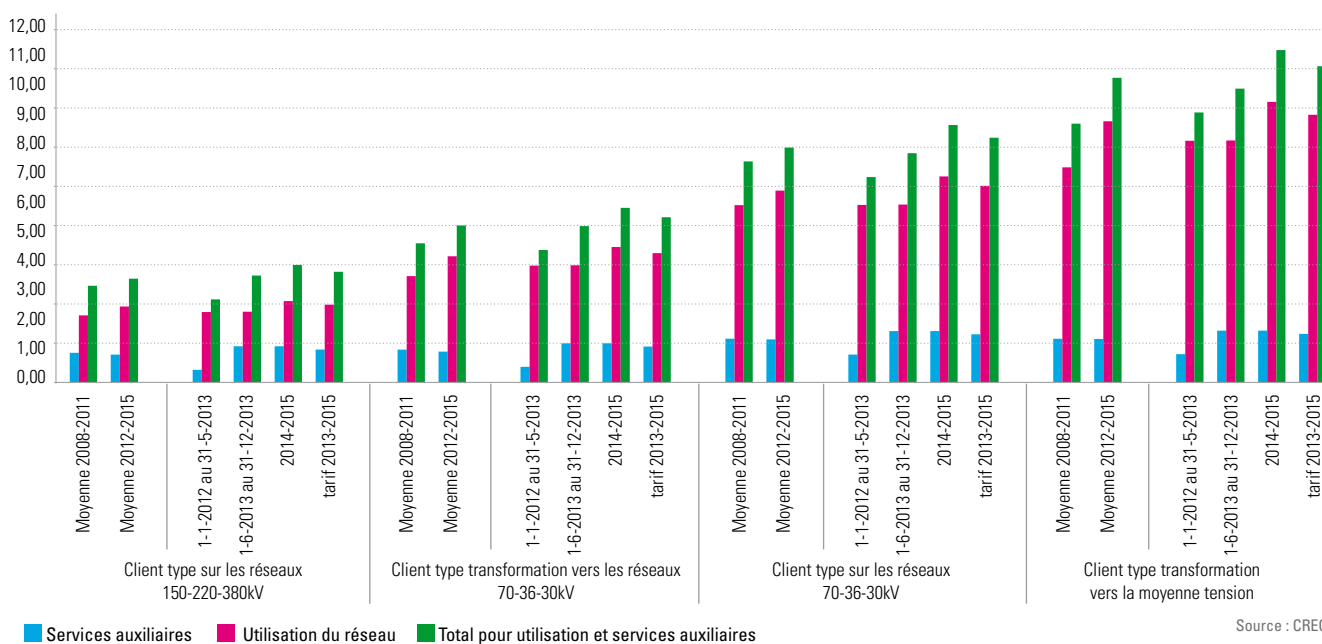
### 3. Le marché de l'électricité

Tableau 4 : Charge tarifaire des utilisateurs du réseau de transport sur les périodes 2008-2011 et 2012-2015 (euros/MWh, hors TVA)

COUT DE RESEAU (UTILISATION ET SERVICES AUXILIAIRES) clients types (en euros/MWh)	Tarifs 2008-2011 (1)	Tarifs 1-1-2012 au 31-5-2013 (2)	Tarifs 1-6-2013 au 31-12-2013 (3)	Tarifs 2014-2015 (4)	Tarifs moyens 2012-2015 (5)	Tarifs moyens 2013-2015 (6)	2013-2015 par rapport à 2012 (7) = (6)/(2)%	2012-2015 par rapport à 2008-2011 (8) = (5)/(1)%	2012 par rapport à 2008-2011 (9) = (2) / (1)%	2012-2015 par rapport à 2012 (10) = (5) / (2)%
Selon décision CREG d.d.	658E/09 13-12-2007	658E/19à26 22-12-2011	658E/26 16-5-2013	658E/26 16-5-2013	658E/26 16-5-2013					
<b>CLIENTYPE DANS RESEAUX 150-220-380 kV</b>										
<b>UTILISATION DU RESEAU</b>										
Puissance souscrite	1,7423	1,8443	1,8443	2,2063	2,0253	2,0856	13%	16%	6%	9,81%
Gestion du système	0,5419	0,5542	0,5646	0,5646	0,5609	0,5632	2%	4%	2%	1,21%
Total utilisation du réseau	2,2842	2,3985	2,4089	2,7709	2,5862	2,6488	10%	13%	5%	7,83%
<b>SERVICES AUXILIAIRES</b>										
	1,0088	0,4301	1,2317	1,2317	0,9478	1,1204	160%	-6%	-57%	120,37%
<b>TOTAL</b>	<b>3,2930</b>	<b>2,8286</b>	<b>3,6406</b>	<b>4,0026</b>	<b>3,5340</b>	<b>3,7692</b>	<b>33%</b>	<b>7%</b>	<b>-14%</b>	<b>24,94%</b>
<b>CLIENTYPE TRANSFORMATION VERS RESEAUX 70-36-30 kV</b>										
<b>UTILISATION DU RESEAU</b>										
Puissance souscrite	2,8442	3,1695	3,1695	3,7916	3,4806	3,5842	13%	22%	11%	9,81%
Gestion du système	0,7774	0,8094	0,8213	0,8213	0,8171	0,8196	1%	5%	4%	0,95%
Total utilisation du réseau	3,6216	3,9789	3,9908	4,6129	4,2976	4,4039	11%	19%	10%	8,01%
<b>SERVICES AUXILIAIRES</b>										
	1,1175	0,5323	1,3339	1,3339	1,0500	1,2226	130%	-6%	-52%	97,26%
<b>TOTAL</b>	<b>4,7391</b>	<b>4,5112</b>	<b>5,3247</b>	<b>5,9468</b>	<b>5,3476</b>	<b>5,6264</b>	<b>25%</b>	<b>13%</b>	<b>-5%</b>	<b>18,54%</b>
<b>CLIENTYPE DANS RESEAUX 70-36-30 kV</b>										
<b>UTILISATION DU RESEAU</b>										
Puissance souscrite	4,8453	4,8855	4,8855	5,8445	5,3650	5,5248	13%	11%	1%	9,81%
Gestion du système	1,1933	1,1606	1,1724	1,1724	1,1682	1,1708	1%	-2%	-3%	0,66%
Total utilisation du réseau	6,0386	6,0461	6,0579	7,0169	6,5332	6,6956	11%	8%	0%	8,06%
<b>SERVICES AUXILIAIRES</b>										
	1,4892	0,9489	1,7505	1,7505	1,4666	1,6392	73%	-2%	-36%	54,56%
<b>TOTAL</b>	<b>7,5278</b>	<b>6,9950</b>	<b>7,8084</b>	<b>8,7674</b>	<b>7,9998</b>	<b>8,3348</b>	<b>19%</b>	<b>6%</b>	<b>-7%</b>	<b>14,36%</b>
<b>CLIENTYPE TRANSFORMATION VERS TENSION MOYENNE</b>										
<b>UTILISATION DU RESEAU</b>										
Puissance souscrite	6,0346	6,6918	6,6918	8,0053	7,3486	7,5675	13%	22%	11%	9,81%
Gestion du système	1,2910	1,5393	1,5495	1,5495	1,5459	1,5481	1%	20%	19%	0,43%
Total utilisation du réseau	7,3256	8,2311	8,2413	9,5548	8,8944	9,1156	11%	21%	12%	8,06%
<b>SERVICES AUXILIAIRES</b>										
	1,4877	0,9634	1,7650	1,7650	1,4811	1,6537	72%	-0%	-35%	53,74%
<b>TOTAL</b>	<b>8,8133</b>	<b>9,1945</b>	<b>10,0063</b>	<b>11,3198</b>	<b>10,3755</b>	<b>10,7692</b>	<b>17%</b>	<b>18%</b>	<b>4%</b>	<b>12,85%</b>

Source : CREG

Figure 4 : Les coûts de réseau totaux par client type (en euros/MWh, hors TVA)



Source : CREG

### La surcharge offshore

Suite à la modification de la loi électricité par la loi-programme (I) du 28 juin 2013 (voir le point 2.2 du présent rapport), le secrétaire d'Etat à l'Energie a demandé à la CREG de formuler une proposition de modification de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

La CREG a établi sa proposition d'arrêté royal le 4 juillet 2013<sup>38</sup>, sur la base de laquelle un arrêté royal, modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 précité, a été promulgué le 17 août 2013<sup>39</sup>.

Le nouvel arrêté royal modifie ainsi la base de facturation de la surcharge offshore (de l'électricité brute limitée prélevée à l'électricité nette prélevée par chaque client final pour son propre usage). Il établit également, pour une durée de six mois (du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 31 décembre 2013), un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la surcharge au bénéfice des gros consommateurs industriels, via un remboursement partiel des montants payés dans le cadre de la surcharge offshore. Etant donné que ces réductions sont prises en charge par le budget de l'Etat, cette modification n'exerce pas d'influence sur le montant unitaire de la surcharge. Le fonctionnement de cette dégressivité est identique à celui applicable sur la cotisation fédérale électricité.

L'arrêté royal du 17 août 2013 précité ayant modifié la base de facturation de la surcharge offshore, de l'énergie brute limitée à l'énergie nette prélevée, le 5 décembre 2013, la CREG a formulé une proposition<sup>40</sup> sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2014. Cette proposition a été élaborée sur la base du rapport d'Elia du 13 septembre 2013 et des informations collectées auprès des propriétaires de parcs éoliens offshore quant à leur investissements futurs, leur production réelle passée et leurs projections en regard de leur production future.

La CREG a proposé de fixer la valeur de ladite surcharge offshore à 3,9132 euros/MWh. Celle-ci tient compte des estimations disponibles quant au nombre de certificats verts qui seront vendus à Elia en 2014 et du volume des prélèvements nets. La majorité des achats estimés pour 2014 se rapportent aux certificats verts délivrés aux parcs éoliens offshore. Une part minoritaire, mais croissante, des achats se rapporte aux certificats verts délivrés par les autorités wallonnes et flamandes à des installations photovoltaïques dans ces régions.

Ce résultat est supérieur de 1,70 euro/MWh (+ 77 %) au montant de la surcharge en 2013 de 2,2133 euros/MWh. La principale raison de cette hausse est à imputer à l'augmentation en 2013 et début 2014 de la puissance installée du parc éolien de Northwind (+ 0,96 euro/MWh) et à l'impact du changement de base de facturation, de l'énergie brute limitée à l'énergie nette (+ 0,31 euro/MWh).

L'arrêté ministériel du 17 décembre 2013 fixant la surcharge qui devra être appliquée en 2014 par Elia pour compenser le coût réel net résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2014 (Moniteur belge du 20 décembre 2013), établit le montant de la surcharge précitée à 3,9132 euros/MWh, comme proposé par la CREG.

### c) Soldes

La décision<sup>41</sup> de la CREG sur les soldes tarifaires d'Elia pour l'exercice 2012 a été prise en exécution de l'article 12<sup>quater</sup>, § 2, de la loi électricité et en application des méthodes tarifaires telles que modifiées par la décision de la CREG du 28 mars 2013 (voir le point 3.1.3.4.A.a du présent rapport). La CREG a ainsi fixé les soldes d'Elia à concurrence d'un excédent de 28.536.133,14 euros pour l'exercice 2012. Ce montant revêt le caractère d'une dette régulatoire d'Elia à l'égard des utilisateurs du réseau.

Suite à l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 (voir le point d) ci-après) et à la décision tarifaire de la CREG du 16 mai 2013 (voir le point b) ci-avant), le solde tarifaire d'Elia issu de la période antérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2013 présente un déficit de 9.928.000,00 euros ; ce montant intègre l'excédent 2012 susmentionné ainsi que les conséquences tarifaires de l'arrêt précité (déficit de 29.135.000,00 euros) et le déficit tarifaire de 9.329.422,26 euros qui existait fin 2011.

### d) Jurisprudence

Au cours de l'année 2013, la cour d'appel de Bruxelles a rendu un arrêt en matière de tarifs de transport d'électricité (déjà évoqué sous les points b) et c) ci-avant). Il s'agit d'un arrêt du 6 février 2013 prononcé suite à l'introduction de requêtes en annulation par des sociétés productrices d'électricité contre la décision (B)111222-CDC-658E/19 de la CREG du 22 décembre 2011 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2012-2015.

38. Proposition (C)130704-CDC-1261 d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

39. Arrêté royal du 17 août 2013 modifiant l'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 (Moniteur belge du 27 août 2013).

40. Proposition (C)131205-CDC-1295.

41. Décision (B)130704-CDC-658E/27 relative au rapport tarifaire introduit par la S.A. Elia System Operator incluant les soldes concernant l'exercice d'exploitation 2012 tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté.

### 3. Le marché de l'électricité

La cour a annulé la décision de la CREG, considérant en substance :

- d'abord, que la décision méconnaissait les lois sur l'emploi des langues en matière administrative, coordonnées le 18 juillet 1966, dans la mesure où il ressortait de la publication de cette décision qu'elle n'avait pas été rédigée en français et en néerlandais, mais bien traduite du français au néerlandais ;
- ensuite, que les tarifs d'injection établis par la décision à charge des seules installations de production d'électricité mises en service avant le 1<sup>er</sup> octobre 2002 étaient discriminatoires et méconnaissaient le règlement (UE) n° 838/2010 du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport ;
- que les tarifs des services auxiliaires n'étaient pas correctement motivés ni correctement appliqués aux utilisateurs du réseau générant les coûts liés à ces tarifs et étaient partant discriminatoires et contraires au principe de réflectivité des coûts ;
- enfin, que le *volume fee* répercutait dans les tarifs, de manière illégale, des coûts liés à des activités non-régulées.

La CREG a introduit un pourvoi en cassation contre cet arrêt. Au 31 décembre 2013, la Cour de cassation ne s'était pas encore prononcée à cet égard.

Suite à cet arrêt, la CREG a adopté la décision (B)130516-CDC-658E/26, relative à la proposition tarifaire rectifiée d'Elia System Operator SA du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015.

Il convient également de mentionner trois arrêts rendus par le Conseil d'Etat le 28 novembre 2013 (n<sup>os</sup> 225.617, 225.618 et 225.619). Le Conseil d'Etat était saisi par trois producteurs d'électricité d'une requête dirigée contre la décision (Z)111124-CDC-1109/1 de la CREG du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. Dans les trois arrêts précités, le Conseil d'Etat a accueilli la demande de désistement des requérants.

## B. Les réseaux de distribution

### a) Méthodologie tarifaire

La loi du 8 janvier 2012 qui transpose la directive européenne 2009/72/CE en droit belge stipule que l'une des missions de la CREG est l'élaboration d'une nouvelle méthodologie tarifaire. La publication de cette loi a fait obstacle à la procédure de fixation d'une méthodologie tarifaire telle qu'elle avait été entamée par la CREG fin 2011.

En effet, la CREG partait du principe que la procédure visant à aboutir à une méthodologie tarifaire approuvée nécessitait au moins douze mois. Par ses décisions du 26 avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs 2012 jusqu'au 31 décembre 2014 inclus. Par conséquent, les tarifs de réseau de distribution sont maintenus à un même niveau pendant les années 2012, 2013 et 2014.

Les coûts considérés par le gestionnaire de réseau de distribution comme une simple répercussion en cascade (par exemple : facturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, prélèvements et taxes) ont toutefois été adaptés en 2013 aux montants réels à facturer et le seront également en 2014.

Depuis 2012 et ensuite en 2013, la CREG s'est employée à établir l'état des lieux de la procédure et du timing à suivre afin d'aboutir à une méthodologie tarifaire qui tienne notamment compte des lignes directrices telles que prévues à l'article 12*bis*, § 5, de la loi électricité (article 15/5*bis* de la loi gaz).

En outre, la CREG collabore depuis début 2012 avec les trois régulateurs régionaux afin d'assurer le bon déroulement du transfert de connaissances relatives aux tarifs du réseau de distribution. En effet, dans l'accord gouvernemental du 1<sup>er</sup> décembre 2011, le transfert vers les régions de la compétence tarifaire pour les tarifs du réseau de distribution constituait un élément de la sixième réforme de l'Etat.

A la fin 2013, aucune méthodologie tarifaire approuvée définitive n'était disponible.

### b) Evolution des tarifs

Les trois tableaux ci-après donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2013.

En avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs approuvés pour 2012 jusqu'au 31 décembre 2014. Par conséquent, il n'y a pas eu d'évolution des tarifs des réseaux de distribution entre 2012 et 2013, à l'exception des tarifs de RESA Electricité.



Les tarifs de RESA Electricité étaient en baisse en 2013 par rapport à 2012. Cette diminution s'explique par une baisse du tarif de puissance souscrite en basse tension et de la surcharge pour les charges de pension complémentaire non capitalisée. En effet, suite à une décision de la cour d'appel de Bruxelles, RESA Electricité a pu récupérer son malus de 2008 en 2012. Dans le cadre du gel des tarifs sus-évoqué, la CREG a décidé de prolonger en 2013 et 2014 les tarifs approuvés pour 2012, hors récupération du bonus-malus de 2008, pour éviter que celui-ci ne soit récupéré trois fois.

En décembre 2012, la CREG a approuvé la demande des gestionnaires de réseau de distribution flamands relative aux installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW et consistant soit à placer un compteur intelligent mesurant le prélèvement et l'injection d'électricité soit à appliquer une redevance à ces installations. Le 27 novembre 2013, la cour d'appel de Bruxelles a rendu son arrêt sur le recours introduit par plusieurs parties, dont PV-Vlaanderen, la fédération flamande du secteur photovoltaïque, contre cette décision de la CREG (voir le point d) ci-après).

Tableau 5 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

euros/kWh	Résidentiel basse tension 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)												
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 <sup>1</sup>	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013
GRD													
AGEM <sup>2</sup>	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449	0,00%	0,0449			84,46%	0,0829	0,00%	0,0829
AIEG	0,0360	21,53%	0,0437	3,26%	0,0452	-1,55%	0,0445			0,18%	0,0445	0,00%	0,0445
AIESH	0,0574	18,67%	0,0681	2,22%	0,0696	1,15%	0,0704			-0,18%	0,0703	0,00%	0,0703
DNB BA	pas d'application : pas de clients résidentiels												
EV/GHA <sup>4</sup>	0,0881	0,00%	0,0881	0,00%	0,0881	0,00%	0,0881			-5,90%	0,0829	0,00%	0,0829
GASELWEST	0,0558	14,91%	0,0641	1,98%	0,0653	5,12%	0,0687	46,38%	0,1005	1,78%	0,1023	0,00%	0,1023
GASELWEST WA	0,0506	26,04%	0,0638	-5,53%	0,0602	4,02%	0,0626	0,00%	0,0626	3,42%	0,0648	0,00%	0,0648
IEG	0,0576	9,47%	0,0630	0,22%	0,0632	0,66%	0,0636			0,57%	0,0639	0,00%	0,0639
IEH	0,0481	17,92%	0,0567	-0,04%	0,0567	0,28%	0,0569			0,26%	0,0570	0,00%	0,0570
IMEA	0,0461	1,43%	0,0468	1,87%	0,0477	1,76%	0,0485	26,02%	0,0611	0,98%	0,0617	0,00%	0,0617
IMEWO	0,0460	13,96%	0,0524	1,74%	0,0533	4,76%	0,0558	40,97%	0,0787	2,18%	0,0804	0,00%	0,0804
INFRA WEST	0,0628	0,00%	0,0628	0,00%	0,0628	8,70%	0,0682			3,96%	0,0709	0,00%	0,0709
INTER-ENERGA	0,0607	0,00%	0,0607	0,00%	0,0607	3,46%	0,0628	9,32%	0,0687	2,02%	0,0701	0,00%	0,0701
INTEREST	0,0697	11,22%	0,0775	-0,44%	0,0771	1,15%	0,0780			0,44%	0,0784	0,00%	0,0784
INTERGEM	0,0470	13,43%	0,0533	2,04%	0,0544	3,01%	0,0561	62,23%	0,0910	1,42%	0,0922	0,00%	0,0922
INTERLUX	0,0676	8,82%	0,0736	1,39%	0,0746	0,68%	0,0751			1,17%	0,0760	0,00%	0,0760
INTERMOSANE	0,0602	15,01%	0,0693	0,24%	0,0694	1,12%	0,0702			0,64%	0,0707	0,00%	0,0707
INTERMOSANE VL	0,0602	30,85%	0,0788	0,09%	0,0789	0,86%	0,0796			0,45%	0,0799	0,00%	0,0799
IVEG	0,0541	0,00%	0,0541	0,00%	0,0541	-21,13%	0,0427	85,58%	0,0792	4,70%	0,0829	0,00%	0,0829
IVEKA	0,0427	12,92%	0,0482	1,59%	0,0490	2,44%	0,0501	48,14%	0,0743	1,50%	0,0754	0,00%	0,0754
IVERLEK	0,0496	9,44%	0,0543	1,62%	0,0552	3,99%	0,0574	39,73%	0,0801	1,85%	0,0816	0,00%	0,0816
PBE	0,0592	0,00%	0,0592	0,00%	0,0592	27,08%	0,0753			5,97%	0,0798	0,00%	0,0798
PBE W	0,0500	0,00%	0,0500	0,00%	0,0500	11,22%	0,0556			3,62%	0,0576	0,00%	0,0576
RESA Electricité <sup>5</sup>	0,0431	0,00%	0,0431	34,62%	0,0581	-0,96%	0,0575			9,02%	0,0627	-8,17%	0,0576
SEDILEC	0,0505	10,05%	0,0555	-0,24%	0,0554	0,00%	0,0554			-0,02%	0,0554	0,00%	0,0554
SIBELGA	0,0452	11,51%	0,0505	10,18%	0,0556	4,73%	0,0582			2,39%	0,0596	0,00%	0,0596
SIBELGAS	0,0478	9,33%	0,0523	1,13%	0,0529	2,77%	0,0543	35,55%	0,0736	-1,19%	0,0728	0,00%	0,0728
SIMOGEL	0,0415	13,42%	0,0471	0,56%	0,0473	1,34%	0,0480			1,63%	0,0487	0,00%	0,0487
WAVRE <sup>6</sup>	0,0345	0,00%	0,0345	0,00%	0,0345	0,00%	0,0345			66,07%	0,0573	0,00%	0,0573
Moyenne	0,0528	9,64%	0,0577	2,09%	0,0587	2,38%	0,0601	19,99%	0,0676	6,91%	0,0708	-0,26%	0,0706

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia dans la Région flamande et taxe de voirie.

(1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : à partir du 1<sup>er</sup> avril

Tarifs Inter-Energa et Iveg : à partir du 1<sup>er</sup> mai

(2) AGEM a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

(3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

(4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

(5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1<sup>er</sup> octobre, avant : tarifs imposés de 2008

(6) Valable à partir du 1<sup>er</sup> mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

Source : CREG

### 3. Le marché de l'électricité

Tableau 6 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

GRD	Industriel moyenne tension 30.000 kWh/an (heures normales)												
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 <sup>1</sup>	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013
AGEM <sup>2</sup>	0,0376	0,00%	0,0376	0,00%	0,0376	0,00%	0,0376			0,32%	0,0377	0,00%	0,0377
AIEG	0,0458	31,29%	0,0601	12,69%	0,0678	-0,77%	0,0672			1,24%	0,0681	0,00%	0,0681
AIESH	0,0601	-0,05%	0,0601	2,56%	0,0616	1,82%	0,0627			0,03%	0,0627	0,00%	0,0627
DNB BA	0,0809	0,00%	0,0809	0,00%	0,0809	0,00%	0,0809				<sup>3</sup>		
EV/GHA <sup>4</sup>	0,0650	0,00%	0,0650	0,00%	0,0650	0,00%	0,0650			-42,02%	0,0377	0,00%	0,0377
GASELWEST	0,0462	-3,48%	0,0446	3,24%	0,0461	4,06%	0,0479	5,36%	0,0505	4,80%	0,0529	0,00%	0,0529
GASELWEST WA	0,0462	-3,48%	0,0446	3,24%	0,0461	5,17%	0,0484	0,00%	0,0484	5,01%	0,0509	0,00%	0,0509
IDEG	0,0441	-5,27%	0,0418	0,81%	0,0421	1,18%	0,0426			0,11%	0,0427	0,00%	0,0427
IEH	0,0440	6,45%	0,0468	4,51%	0,0489	-2,48%	0,0477			0,23%	0,0478	0,00%	0,0478
IMEA	0,0419	-2,63%	0,0408	2,15%	0,0417	1,79%	0,0424	6,06%	0,0450	-0,14%	0,0449	0,00%	0,0449
IMEWO	0,0392	-2,80%	0,0381	2,04%	0,0389	4,92%	0,0408	6,31%	0,0433	3,70%	0,0449	0,00%	0,0449
INFRA WEST	0,0436	0,00%	0,0436	0,00%	0,0436	-20,02%	0,0349			1,34%	0,0354	0,00%	0,0354
INTER-ENERGA	0,0320	0,00%	0,0320	0,00%	0,0320	6,27%	0,0340	4,98%	0,0357	3,79%	0,0371	0,00%	0,0371
INTEREST	0,0531	0,89%	0,0536	2,43%	0,0549	3,13%	0,0566			-0,25%	0,0565	0,00%	0,0565
INTERGEM	0,0382	6,04%	0,0405	3,11%	0,0418	4,14%	0,0435	5,91%	0,0461	4,04%	0,0479	0,00%	0,0479
INTERLUX	0,0486	-4,09%	0,0466	6,41%	0,0496	0,84%	0,0500			1,20%	0,0506	0,00%	0,0506
INTERMOSANE	0,0537	2,45%	0,0550	0,71%	0,0554	0,54%	0,0557			0,01%	0,0557	0,00%	0,0557
INTERMOSANE VL	0,0537	2,45%	0,0550	0,71%	0,0554	0,54%	0,0557			0,01%	0,0557	0,00%	0,0557
IVEG	0,0420	0,00%	0,0420	0,00%	0,0420	-26,17%	0,0310	11,80%	0,0347	8,63%	0,0377	0,00%	0,0377
IVEKA	0,0373	5,05%	0,0392	2,07%	0,0400	3,73%	0,0415	5,03%	0,0435	4,27%	0,0454	0,00%	0,0454
IVERLEK	0,0386	2,84%	0,0397	2,15%	0,0406	4,65%	0,0425	4,68%	0,0445	3,33%	0,0459	0,00%	0,0459
PBE	0,0347	0,00%	0,0347	0,00%	0,0347	29,35%	0,0449			4,92%	0,0471	0,00%	0,0471
PBE W	0,0333	0,00%	0,0333	0,00%	0,0333	9,75%	0,0366			2,09%	0,0373	0,00%	0,0373
RESA Electricité <sup>5</sup>	0,0511	0,00%	0,0511	26,50%	0,0647	3,99%	0,0672			13,24%	0,0761	-8,75%	0,0695
SEDILEC	0,0399	3,96%	0,0415	1,83%	0,0423	1,28%	0,0428			0,35%	0,0430	0,00%	0,0430
SIBELGA	0,0588	-17,82%	0,0483	9,95%	0,0531	6,75%	0,0567			4,43%	0,0592	0,00%	0,0592
SIBELGAS	0,0348	32,86%	0,0462	4,38%	0,0482	5,73%	0,0510	1,43%	0,0517	6,87%	0,0553	0,00%	0,0553
SIMOGEL	0,0427	4,73%	0,0447	0,31%	0,0448	2,05%	0,0457			-0,17%	0,0457	0,00%	0,0457
WAVRE <sup>6</sup>	0,0463	0,00%	0,0463	0,00%	0,0463	0,00%	0,0463			5,30%	0,0488	0,00%	0,0488
Moyenne	0,0460	2,05%	0,0467	3,17%	0,0483	1,80%	0,0490	1,22%	0,0497	1,31%	0,0490	-0,49%	0,0487

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia dans la Région flamande et taxe de voirie.

(1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : à partir du 1<sup>er</sup> avril

Tarifs Inter-Energa et Iveg : à partir du 1<sup>er</sup> mai

(2) AGEM a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

(3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

(4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

(5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1<sup>er</sup> octobre, avant : tarifs imposés de 2008

(6) Valable à partir du 1<sup>er</sup> mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

Source : CREG



Tableau 7 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013 incluse, hors TVA

euros/kWh	Industriel moyenne tension 1.250.000 kWh/an (heures normales)												
	2008	Δ 2009/2008	2009	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2011/2011	2011 <sup>1</sup>	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013
AGEM <sup>2</sup>	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	27,14%			0,0181	0,00%	0,0181
AIEG	0,0154	76,09%	0,0271	3,14%	0,0279	-1,75%	0,0274	0,73%			0,0276	0,00%	0,0276
AIESH	0,0237	0,68%	0,0239	2,65%	0,0245	1,98%	0,0250	0,22%			0,0250	0,00%	0,0250
DNB BA	0,0300	0,00%	0,0300	0,00%	0,0300	0,00%	0,0300	3					
EV/GHA <sup>4</sup>	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	13,03%			0,0181	0,00%	0,0181
GASELWEST	0,0158	-0,92%	0,0157	3,07%	0,0161	1,46%	0,0164	15,71%	0,0189	4,07%	0,0197	0,00%	0,0197
GASELWEST WA	0,0158	-0,92%	0,0157	3,07%	0,0161	4,61%	0,0169	0,00%	0,0169	4,56%	0,0176	0,00%	0,0176
IDEG	0,0164	-4,85%	0,0156	0,13%	0,0156	0,43%	0,0157	-0,53%			0,0156	0,00%	0,0156
IEH	0,0162	5,32%	0,0171	9,67%	0,0188	-8,29%	0,0172	-0,38%			0,0171	0,00%	0,0171
IMEA	0,0148	0,13%	0,0148	1,43%	0,0150	1,38%	0,0152	16,88%	0,0178	-5,91%	0,0168	0,00%	0,0168
IMEWO	0,0140	-0,22%	0,0140	1,88%	0,0143	4,12%	0,0149	17,29%	0,0174	1,92%	0,0178	0,00%	0,0178
INFRA WEST	0,0160	0,00%	0,0160	0,00%	0,0160	19,66%	0,0192	8,14%			0,0207	0,00%	0,0207
INTER-ENERGA	0,0116	0,00%	0,0116	0,00%	0,0116	35,57%	0,0157	10,82%	0,0174	5,42%	0,0183	0,00%	0,0183
INTEREST	0,0192	2,83%	0,0197	1,53%	0,0200	2,14%	0,0205	-0,90%			0,0203	0,00%	0,0203
INTERGEM	0,0135	5,52%	0,0142	2,61%	0,0146	3,63%	0,0151	17,03%	0,0177	3,35%	0,0183	0,00%	0,0183
INTERLUX	0,0176	-5,47%	0,0166	5,24%	0,0175	-0,04%	0,0175	0,88%			0,0177	0,00%	0,0177
INTERMOSANE	0,0202	3,72%	0,0209	-0,14%	0,0209	-0,25%	0,0209	-0,81%			0,0207	0,00%	0,0207
INTERMOSANE VL	0,0202	3,72%	0,0209	-0,14%	0,0209	-0,25%	0,0209	-0,81%			0,0207	0,00%	0,0207
IVEG	0,0151	0,00%	0,0151	0,00%	0,0151	-14,39%	0,0129	28,30%	0,0166	8,82%	0,0181	0,00%	0,0181
IVEKA	0,0126	8,91%	0,0137	1,91%	0,0140	3,47%	0,0144	14,44%	0,0165	3,84%	0,0172	0,00%	0,0172
IVERLEK	0,0137	3,97%	0,0143	1,52%	0,0145	3,92%	0,0151	13,19%	0,0171	2,54%	0,0175	0,00%	0,0175
PBE	0,0142	0,00%	0,0142	0,00%	0,0142	86,86%	0,0265	7,50%			0,0285	0,00%	0,0285
PBE W	0,0133	0,00%	0,0133	0,00%	0,0133	37,48%	0,0182	3,00%			0,0188	0,00%	0,0188
RESA Electricité <sup>5</sup>	0,0169	0,00%	0,0169	38,23%	0,0234	4,44%	0,0244	9,25%			0,0267	-5,53%	0,0252
SEDILEC	0,0147	2,11%	0,0150	1,13%	0,0152	0,65%	0,0153	-0,15%			0,0153	0,00%	0,0153
SIBELGA	0,0175	-15,58%	0,0147	7,50%	0,0158	5,78%	0,0168	4,43%			0,0175	0,00%	0,0175
SIBELGAS	0,0124	33,19%	0,0165	3,94%	0,0172	4,30%	0,0179	4,08%	0,0186	5,66%	0,0197	0,00%	0,0197
SIMOGEL	0,0143	4,63%	0,0150	-0,09%	0,0150	1,56%	0,0152	-0,53%			0,0151	0,00%	0,0151
WAVRE <sup>6</sup>	0,0184	0,00%	0,0184	0,00%	0,0184	0,00%	0,0184	2,58%			0,0189	0,00%	0,0189
Moyenne	0,0163	4,24%	0,0169	3,04%	0,0175	6,84%	0,0184	7,30%	0,0191	3,82%	0,0194	-0,27%	0,0194

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

Tarifs hors TVA, taxe Elia dans la Région flamande et taxe de voirie.

(1) Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : à partir du 1<sup>er</sup> avril

Tarifs Inter-Energa et Iveg : à partir du 1<sup>er</sup> mai

(2) AGEM a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

(3) DNB BA est un réseau de distribution fermé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

(4) EV/GHA a été repris par IVEG le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

(5) Tarifs RESA Electricité 2010 à partir du 1<sup>er</sup> octobre, avant : tarifs imposés de 2008

(6) Valable à partir du 1<sup>er</sup> mai 2012, avant : tarifs imposés de 2008.

Source : CREG

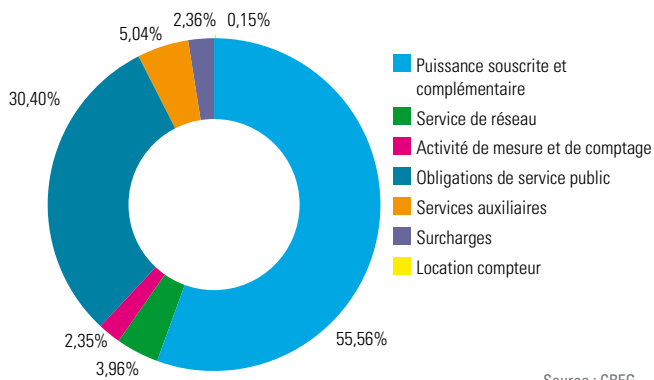
D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents gestionnaires de réseau de distribution. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public

et la prise en compte ou non de la taxe de voirie dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que le transfert de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

### 3. Le marché de l'électricité

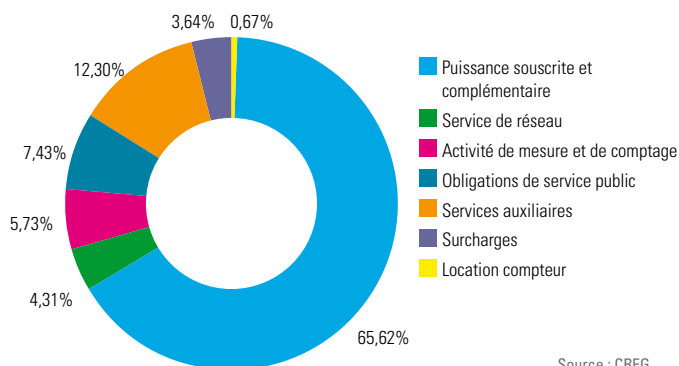
Les trois figures ci-après illustrent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles.

Figure 5 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)



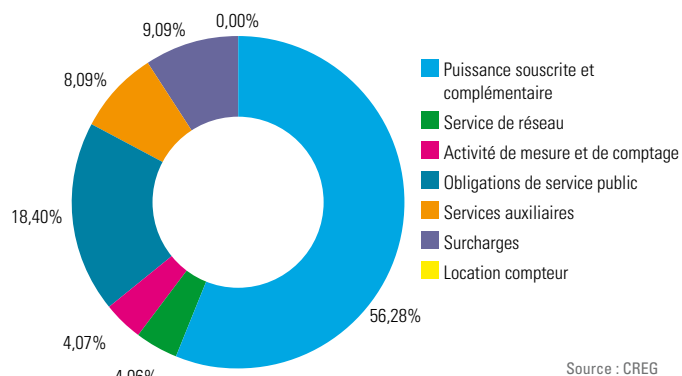
Source : CREG

Figure 6 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Wallonie en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)



Source : CREG

Figure 7 : Composition moyenne du coût du réseau de distribution à Bruxelles en 2013 pour un client Dc = 3.500 kWh/an (1.600 heures normales, 1.900 heures creuses)



Source : CREG

#### c) Soldes

Début 2011, 2012 et 2013, la CREG a reçu des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011 et 2012. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons suivantes :

- La loi du 8 janvier 2012 a abrogé l'arrêté royal du 2 septembre 2008 « relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité » (qui contenait notamment la procédure visant à l'établissement des soldes), et aucune méthodologie tarifaire n'a été fixée depuis lors ;
- Début janvier 2012, la CREG a reçu, tant de la part des régulateurs régionaux que de tous les gestionnaires de réseau de distribution, des lettres demandant de prolonger les tarifs approuvés pour 2012 pour les exercices d'exploitation 2013 et 2014 et donc de ne plus prendre d'autres décisions en matière de soldes réglementaires ;
- À défaut de méthodologie tarifaire applicable, la CREG ne saurait se prononcer sur une demande de soldes introduite par un gestionnaire de réseau de distribution.

#### d) Jurisprudence

Par un arrêt du 27 novembre 2013 (n° 2013/AR/26), la cour d'appel de Bruxelles a annulé onze décisions par lesquelles la CREG approuvait les demandes des gestionnaires de réseau de distribution flamands d'appliquer, pour les années 2013 et 2014, un tarif de réseau pour les installations de production décentralisées d'une puissance égale ou inférieure à 10 kW équipées d'un compteur à rebours. Dans le rapport annuel 2012 de la CREG, il était exposé que cette approbation mettait fin à une discrimination en faveur des petites installations de production décentralisée et permettait de couvrir le manque à gagner causé par l'application des tarifs sur un nombre de kWh inférieur à celui transitant réellement sur les réseaux de distribution.

L'annulation de ces décisions est fondée sur les considérations suivantes.

La cour d'appel a estimé que, en l'absence de méthodologie tarifaire (l'arrêté royal contenant la méthodologie tarifaire a été abrogé par la loi du 8 janvier 2012), il n'était pas possible pour la CREG de prendre une décision instaurant un nouveau tarif.

La cour d'appel a également considéré que la décision de la CREG méconnaissait le principe de non discrimination ; elle s'est basée à cet égard sur la manière dont les utilisateurs de réseau de distribution sont traités par le règlement technique pour la distribution applicable en Région flamande, et a constaté à cet égard que les producteurs disposant d'une installation de faible puissance (< 10kW) sont placés dans la même catégorie que les utilisateurs du réseau qui se contentent de prélever l'électricité du réseau. Selon la cour, il n'appartenait donc pas à la CREG de traiter différemment ces petits producteurs par rapport aux clients finals.

La cour a encore jugé que la décision de la CREG méconnaissait la répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions. Les régions sont compétentes à cet égard notamment pour ce qui concerne la gestion et l'accès aux réseaux de distribution ; or, la réglementation flamande considère que l'électricité « placée sur le réseau » par les petits producteurs ne doit pas être considérée comme de l'électricité injectée ; c'est pourtant ce qu'ont fait, à tort selon la cour, les décisions de la CREG.

La cour d'appel a considéré, au vu des critiques formulées dans l'arrêt, qu'il n'appartenait pas à la CREG de reprendre de nouvelles décisions en la matière.

### 3.1.4. Questions transfrontalières

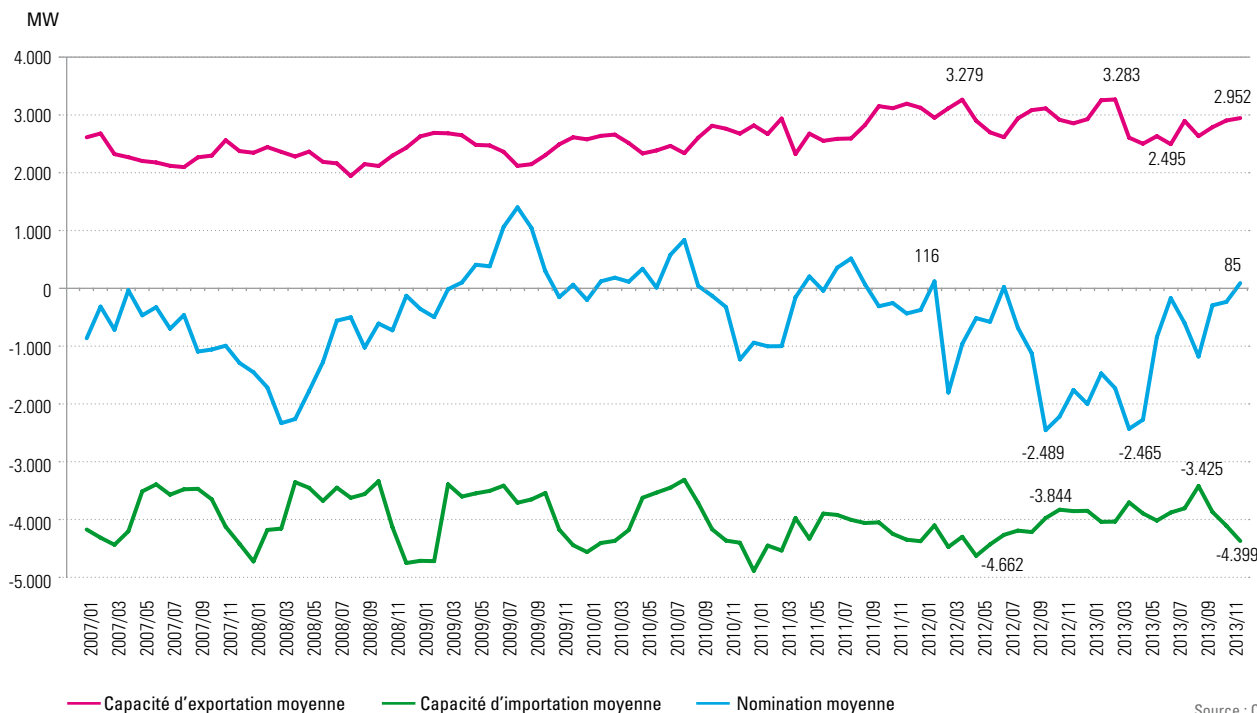
#### 3.1.4.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

Les importations brutes d'électricité ont continué à progresser en 2013. En effet, les importations physiques brutes s'élevaient à environ 17,2 TWh en 2013 contre 16,8 TWh en 2012 et les exportations physiques brutes progressaient à environ 7,6 TWh en 2013 contre 6,9 TWh en 2012. Les importations physiques nettes en 2013 ont, par contre, légèrement baissé à environ 9,6 TWh, contre 9,9 TWh un an plus tôt.

La figure suivante illustre l'évolution de la capacité (mensuelle moyenne) d'importation et d'exportation mise à la disposition du marché *day ahead*, ainsi que l'utilisation nette totale de celles-ci. Il ressort de cette figure que 2013 a connu, à l'instar de l'année 2012, des évolutions extrêmes au niveau de l'utilisation (nomination) de la capacité d'interconnexion: l'utilisation moyenne maximale par mois était de plus de 2.000 MW en importation entre octobre 2012 et mai 2013, avec une pointe d'importation de 4.003 MW le 22 mai 2013 entre 6 et 7 heures du matin. Analysé sous l'angle des moyennes, les importations du mois d'avril 2013 (2.465 MW) étaient légèrement inférieures à celles du mois d'octobre 2012 (2.489 MW). Les importations de l'année 2008 étaient encore supérieures en moyenne à celles de l'année 2013. Cette situation résulte principalement de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires, Doel 3 en Tihange 2, à partir du mois d'août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013.

La capacité d'importation moyenne a diminué à partir de la fin 2012 jusqu'au début du quatrième trimestre 2013, car en l'absence de ces deux centrales nucléaires et de la puissance réactive correspondante, Elia a été amenée à réduire les importations totales. Le caractère saisonnier de la capacité d'importation (plus de capacité en hiver et moins de capacité en été) semble moins marqué depuis 2011.

Figure 8: Disponibilité et utilisation de la capacité d'interconnexion de 2007 à 2013



Source : CREG

Il ressort du tableau ci-dessous que la capacité d'exportation moyenne en 2013 a diminué de 150 MW en comparaison avec l'année 2012. La capacité d'importation moyenne s'est contractée également. Par contre, la nomination moyenne (utilisation) reste négative en 2013, comme en 2011 et 2012, (ce qui indique des importations commerciales), comparée aux nominations positives des années 2009 et 2010 (ce qui indique des exportations commerciales). En 2013, la zone de réglage belge a donc procédé à des importations nettes d'énergie plus importantes encore qu'en 2012.

Tableau 8 : Capacité moyenne d'exportation et d'importation et nomination moyenne par année (MW)

Année	Capacité d'exportation moyenne	Capacité d'importation moyenne	Nomination moyenne d'exportation nette
2007	2.317	-3.908	-711
2008	2.242	-3.882	-1.212
2009	2.460	-3.877	316
2010	2.558	-4.023	23
2011	2.791	-4.250	-253
2012	2.971	-4.245	-1.050
2013	2.821	-3.933	-1.109
<b>Moyenne</b>	<b>2.594</b>	<b>-4.017</b>	<b>-571</b>

Sources : données Elia, calculs CREG

Le tableau suivant illustre l'évolution des rentes de congestion mensuelles et annuelles. Il en ressort qu'en 2013, les acteurs du marché ont pu acquérir de la capacité annuelle et mensuelle pour plus de 33 millions d'euros de plus par rapport à l'année précédente, dépassant ainsi l'année 2007.

Les acteurs du marché s'attendaient donc à des écarts de prix avec les Pays-Bas et la France plus importants pour 2013, par rapport à 2012.

Tableau 9: Rentes de congestion annuelles et mensuelles (en millions d'euros)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4

Sources : données Elia, calculs CREG

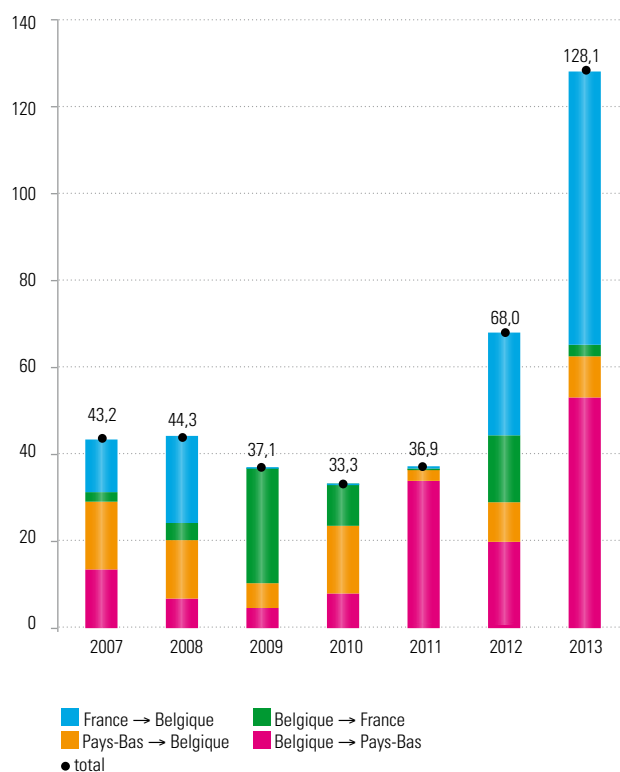
Malgré la mise en place en novembre 2010 du couplage des marchés des cinq pays de la région CWE (Luxembourg, Belgique, Pays-Bas, France et Allemagne), des écarts de prix entre les bourses *day ahead* sont toujours observés. Ces écarts indiquent une saturation de la capacité d'interconnexion commerciale entre deux marchés. Les rentes de congestion sont égales à la somme - pour toutes les heures d'une année - du produit de l'écart de prix entre bourses, par le volume de la capacité commerciale. Ces rentes sont une image de la sévérité des congestions observées aux deux frontières de la Belgique en J-1.

L'évolution des rentes de congestion commerciale en J-1 sur les interconnexions pendant la période 2007-2013 est illustrée dans la figure ci-contre. Cette dernière montre la poursuite sensible de leur hausse par rapport à 2010. Cette croissance s'est accélérée à partir de 2012 (68 millions d'euros) pour atteindre 128 millions d'euros en 2013, ce qui représente une augmentation annualisée de 56,8 % par rapport à 2010. Cette progression indique une faible convergence en 2013 des prix entre les bourses belge, néerlandaise et française. Les rentes de congestion ont essentiellement été générées par des importations depuis la France (49 %) et des exportations vers les Pays-Bas (41 %).

Si 15 millions d'euros avaient été générés en février 2012 par des exportations vers la France, en raison de la vague de froid et des pics de prix en France, 21 millions l'avaient été pendant les trois derniers mois de 2012 par des importations depuis la France en raison de l'indisponibilité des deux centrales nucléaires. Cette dernière explique, en 2013, 85 % de la rente de congestion pour des importations depuis la France et ce, principalement pendant les mois d'avril à juin.

En 2013, les rentes de congestion avec les Pays-Bas ont augmenté de 116 % par rapport à l'année 2012, essentiellement pour des exportations qui représentent 85 % de celles-ci. Les congestions ont été les plus importantes pendant les mois de juin, juillet et août 2013.

Figure 9 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (en millions d'euros)



Sources : données Elia, calculs CREG

### 3.1.4.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Le lecteur est invité à se référer au point 3.4.2 du présent rapport.

### 3.1.4.3. La collaboration de la CREG (y compris les procédures d'allocation de la capacité et la gestion des congestions) avec les autres régulateurs et l'ACER

En 2013, la CREG a collaboré étroitement sur différents thèmes avec les régulateurs d'autres Etats membres, l'ACER ainsi qu'avec les gestionnaires de réseau de transport et les bourses de l'électricité. Il s'agissait dans la plupart des cas de poursuivre le travail effectué au cours des années précédentes.

Dans l'attente de la mise en place d'un mécanisme basé sur les flux, le régulateur néerlandais NMa et la CREG collaborent intensivement depuis 2012 en vue d'améliorer la méthode de calcul de la capacité de transport sur l'interconnexion Belgique-Pays-Bas. Cette collaboration étroite

### 3. Le marché de l'électricité

a permis d'augmenter la capacité de l'interconnexion en décembre 2012 et janvier 2013, en *day ahead* et en *intraday*. Le dialogue entre la CREG et Elia au sujet de la méthode de calcul de la capacité d'interconnexion s'est poursuivi en 2013. En juillet 2013 et octobre 2013, Elia a soumis respectivement une proposition, puis une proposition adaptée, pour la méthode de calcul de la capacité d'interconnexion en day-ahead sur cette interconnexion. La CREG rendra une décision en la matière début 2014.

Le lecteur est invité à se référer au point 5.7.2 du présent rapport relatif aux travaux de la CREG au sein de l'ACER.

## 3.2. Concurrence

### 3.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

#### 3.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2013

##### Etude relative à une valorisation des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel en 2010

L'objectif de cette étude<sup>42</sup>, réalisée en janvier 2013, a été de lancer les prémices d'une valorisation des marchés électrique et gazier belges pour la seule année 2010. Structurée en deux parties, cette étude a permis de réaliser un examen du marché de l'énergie en général et une valorisation des marchés électrique et gazier en particulier.

##### Etude relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité en 2012

Il ressort de cette étude<sup>43</sup> que les volumes négociés sur le marché Belpex DAM<sup>44</sup> (16,5 TWh) ont atteint un record en 2012 en atteignant 20 % des prélèvements d'électricité annuel du réseau d'Elia. Au niveau du marché Belpex DAM, le prix de l'électricité était de 47,1 euros/MWh en moyenne en 2012 contre 48,1 euros/MWh pour le marché APX POWER NL DAM (Pays-Bas), 47,1 euros/MWh pour le marché EPEX SPOT FRANCE et 42,7 euros/MWh pour le marché EPEX SPOT ALLEMAGNE.

La CREG a pu constater que, durant l'année 2012, la volatilité du prix DAM est restée proche du niveau des années 2009-2011. Par contre, la liquidité du marché a légèrement

diminué par rapport à l'année 2011. Au niveau du couplage de marché DAM, il fut observé une moindre convergence des prix entre les pays de la région CWE<sup>45</sup> que durant l'année précédente. Ceci pouvait d'ailleurs se mesurer par les rentes de congestion sur une base journalière qui ont représenté en 2012, prises ensemble sur toutes les frontières, 68 millions d'euros, soit une très forte hausse par rapport à 2011 (37 millions d'euros). Notons que c'est la première fois, au sein du couplage de marché, que des prix négatifs ont été observés simultanément dans les pays composant la région CWE. Ceci s'est produit, entre autres, durant quelques heures à la fin du mois de décembre suite à la combinaison des facteurs suivants : les vacances de Noël, des températures douces pour la saison et une forte production d'énergie éolienne en Allemagne.

Sur le marché continu *intraday* Belpex CIM<sup>46</sup>, 513 GWh ont été négociés au total en 2012, ce qui représente 41 % de plus par rapport à 2011. Le prix sur le marché *intraday* était de 51,5 euros/MWh en moyenne en 2012. Depuis le 14 mars 2012, le marché infra-journalier belgo-néerlandais et le marché infra-journalier de la région nordique<sup>47</sup> ont été couplés. Cette évolution constitue une étape de plus dans la réalisation d'un marché infra-journalier intégré européen.

Si l'on compare les prix sur le marché à long terme *year ahead* en Belgique avec ceux de la France, des Pays-Bas et de l'Allemagne, on observe que les prix des quatre pays ont été proches les uns des autres au cours des années précédentes, mais qu'une divergence au cours des derniers mois de 2012 est apparue en raison des prix plus bas en Allemagne et des prix plus élevés aux Pays-Bas. En décembre 2012, l'on a payé en moyenne 49 euros/MWh pour un contrat *year ahead* en Belgique, contre 51,8 euros/MWh aux Pays-Bas et 45,6 euros/MWh en Allemagne.

Une analyse approfondie des facteurs pouvant avoir une influence prépondérante sur les prix de l'électricité à moyen terme a été menée par la CREG pour chaque pays composant la région CWE. Cet examen a montré que les prix des combustibles ont influencé majoritairement le prix de l'électricité.

L'étude a également analysé la capacité d'importation et d'exportation d'électricité en Belgique. La capacité d'importation commerciale moyenne en 2012 était de 4.244 MW, similaire à celle de 2011, tandis que la capacité d'exportation

42. Etude (F)130123-CDC-1173 relative à une valorisation des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel en 2010

43. Etude (F)130530-CDC-1247 relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012.

44. Le marché Belpex *day ahead* (DAM) fournit des produits standardisés (instruments horaires) permettant aux producteurs, distributeurs, groupes industriels, traders et courtiers d'acheter et de vendre de l'électricité pour une fourniture le lendemain.

45. La région CWE comprend la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne.

46. Le marché Belpex CIM fournit des produits standardisés (instruments horaires et multi-horaires) permettant aux producteurs, distributeurs, groupes industriels, traders et courtiers d'acheter et de vendre de l'électricité sur une base continue, et ce jusqu'à 5 minutes avant la fourniture.

47. Région nordique : Danemark, Norvège, Suède, Finlande, Estonie et Allemagne.



commerciale moyenne a, quant à elle, légèrement augmenté en 2012, pour atteindre 2.971 MW. Au niveau des échanges commerciaux, la Belgique s'est avéré être un pays importateur comme les Pays-Bas, au contraire de la France et de l'Allemagne.

En ce qui concerne le *balancing* (équilibre entre les prélèvements et les injections sur le réseau), la CREG a constaté que le gestionnaire du réseau de transport Elia a dû gérer un plus grand déséquilibre en 2012 (1,2 TWh) que durant l'année précédente (1,1 TWh). Ce furent surtout des réglages en raison de surplus sur le réseau qui ont été observés, soit à l'heure de midi soit durant la nuit.

#### Etudes relatives aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels d'Electrabel et d'EDF Luminus

En 2013, la CREG a réalisé deux études<sup>48</sup> concernant la fourniture d'électricité aux consommateurs disposant en Belgique d'un point de prélèvement dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh, ou nécessitant une puissance supérieure à 5 MW. La CREG y dresse un état des lieux des mécanismes de fixation du « prix de l'énergie » sur la base desquels les grands clients industriels belges ont été facturés en 2012. Cet état des lieux repose sur une analyse des différentes composantes du prix de l'énergie reprises au sein des contrats de fourniture actifs en 2012 chez les principaux fournisseurs sur ce segment du marché, à savoir Electrabel et EDF Luminus. Ces études ont pour objectif d'identifier les principaux facteurs qui ont influencé - et qui influenceront encore dans le futur - le « prix de l'énergie » facturé aux grands clients industriels belges.

Dans le cadre de cette analyse des contrats de fourniture des grands clients industriels, et dans le prolongement de l'analyse des conditions générales de EDF Luminus menée l'année dernière, la CREG a constaté que les dispositions de l'article 3.2. des conditions générales d'Eneco, l'article 2.3. des conditions générales d'E.On ainsi que des dispositions particulières reprises dans la plupart des contrats d'Electrabel étaient également manifestement en infraction avec les règles du droit de la concurrence et/ou avec l'article 15, § 3, de la loi électricité qui dispose que les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport ont le droit de passer des contrats simultanément avec plusieurs fournisseurs.

En effet, ces dispositions contractuelles prévoyaient que des clients raccordés au réseau de transport devaient s'approvisionner exclusivement auprès du fournisseur concerné et, pour certains, que l'énergie achetée par le client ne pouvait pas être livrée à des tiers. Après avoir été informés par la

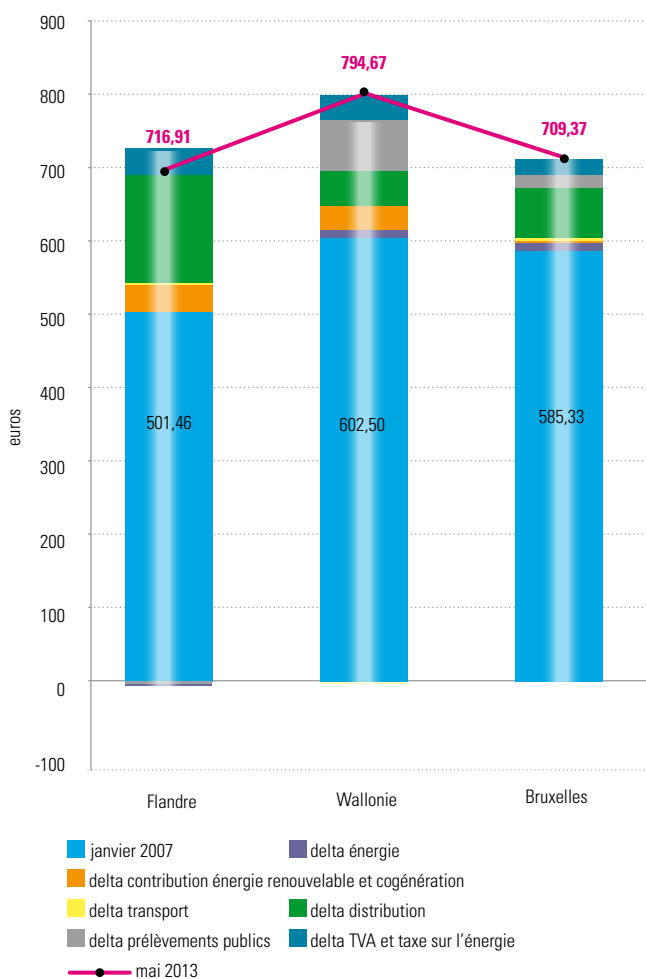
CREG de ces infractions, ces trois fournisseurs ont de leur plein gré modifié leurs conditions générales afin de respecter les règles du droit de la concurrence et la loi électricité.

#### Etude relative aux composantes du prix de l'électricité entre janvier 2007 et mai 2013

Cette étude<sup>49</sup>, réalisée en août 2013, analyse l'évolution du prix de l'électricité facturé aux clients pour la période de janvier 2007 à mai 2013 et détaille les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix.

Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 215,45 euros (+42,97 %) en Flandre, de 192,18 euros (+31,90 %) en Wallonie et de 124,04 euros (+21,19 %) à Bruxelles pour un client résidentiel (client type Dc : 3.500 kWh/an avec 1.600 kWh/an en heures normales et 1.900 kWh/an en heures creuses) sur la période janvier 2007-mai 2013. La figure ci-après<sup>50</sup> indique la cause de ces hausses tarifaires.

Figure 10 : Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Dc) (01/2007-05/2013)



48. Etude (F)131205-CDC-1260 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de Electrabel SA. ; Etude (F)131205-CDC-1276 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de EDF Luminus SA.

49. Etude (F)130822-CDC-1271 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

50. Le prix *all-in* en janvier 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif *all-in* de mai 2013.

### 3. Le marché de l'électricité

Les principaux moteurs de la hausse de prix sont le tarif de réseau de distribution, le prix de l'énergie et la TVA.

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 145,73 euros (+97,65 %) en Flandre, de 48,31 euros (+31,73 %) en Wallonie et de 67,49 euros (+47,81%) à Bruxelles. Cela est notamment dû à la hausse des coûts des obligations de service public (notamment les coûts élevés liés à l'obligation d'achat de certificats verts en Flandre), à la hausse des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

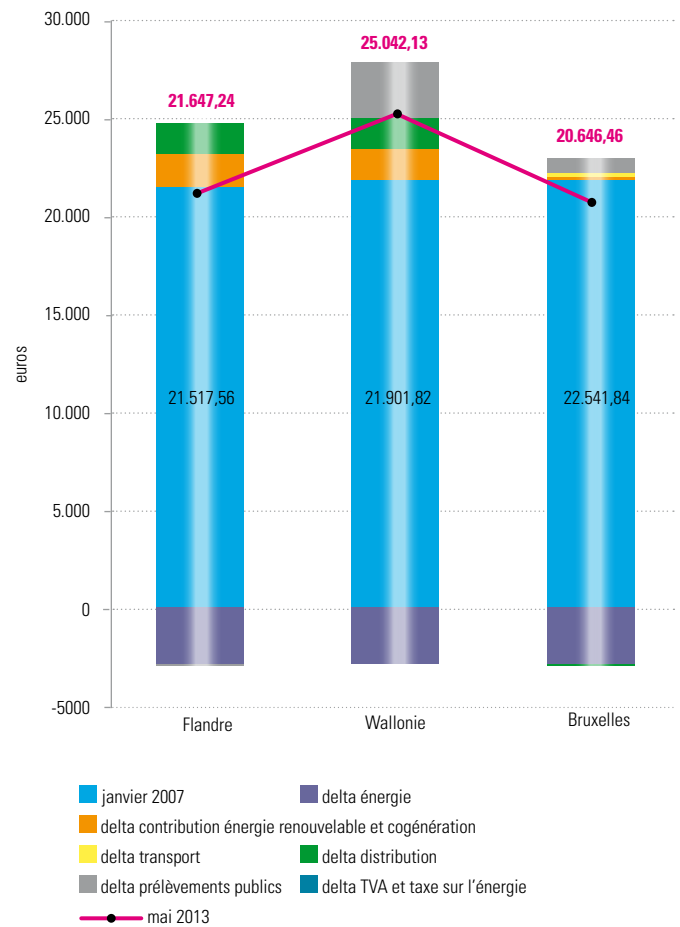
Le tarif de réseau de transport a augmenté de 3,18 euros (+12,67 %) en Flandre et de 4,78 euros (+18,09 %) à Bruxelles et a baissé de 1,10 euro (-3,02 %) en Wallonie.

Le prix de l'énergie a diminué de 5,35 euros (-2,83 %) en Flandre et a augmenté de 9,52 euros (+3,63 %) à Bruxelles et en Wallonie. Les fournisseurs ne procèdent pas à une fixation régionale des prix ; la différence entre la Flandre et Bruxelles/Wallonie s'explique par l'octroi de kWh gratuits en Flandre. Cette hausse du prix de l'énergie est due à l'évolution des indices et des prix sur les marchés internationaux de l'énergie.

Les prélèvements publics subissent également une importante évolution ; ils ont baissé de 2,39 euros (-9,53 %) en Flandre et ont augmenté de 69,19 euros (+394,96 %) en Wallonie et de 17,55 euros (+45,03 %) à Bruxelles. La cotisation fédérale a doublé depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la surcharge pour les certificats verts et la surcharge pour le financement du raccordement des parcs à éoliennes offshore contribuent également à cette augmentation. La composante énergie renouvelable et cogénération a fortement augmenté à la suite de l'augmentation des obligations de quota, à savoir de 36,62 euros (+179,56 %) en Flandre, de 32,89 euros (+141,23 %) en Wallonie et de 3,17 euros (+38,20 %) à Bruxelles. Enfin, la composante TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 37,67 euros (+40,19 %) en Flandre, de 33,35 euros (+30,10 %) en Wallonie et de 21,53 euros (+19,88 %) à Bruxelles.

Le prix au consommateur final pour un client en moyenne tension (client type Ic1 : 160.000 kWh/an avec 135.000 kWh/an en heures normales et 25.000 kWh/an en heures creuses) a diminué de 1.895,38 euros (-8,41%) à Bruxelles et a augmenté de 3.140 euros (+14,34 %) en Wallonie et de 129,68 euros (+0,60 %) en Flandre. Cela s'explique par les mêmes causes que pour les clients résidentiels. Le prix de l'énergie a cependant baissé de 2.899,17 euros (-20,95 %). Cela est dû à la structure et aux paramètres d'indexation des tarifs qui sont très différents de ceux des clients en basse tension.

Figure 11 : Evolution moyenne des composantes du prix de l'électricité par région (client type Ic1) (01/2007-05/2013)



#### 3.2.1.2. Filet de sécurité

Le mécanisme du filet de sécurité, complètement mis en œuvre le 1<sup>er</sup> janvier 2013, a pour objectif principal de ramener les prix de l'énergie proposés par les fournisseurs aux particuliers et aux entreprises dans la moyenne de nos pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas). A cet effet, les mesures suivantes ont été adoptées :

- Création au sein de la CREG d'une base de données comportant un aperçu de toutes les formules de prix proposées par les fournisseurs aux clients résidentiels et aux PME. Cette base de données doit permettre à la CREG d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix de l'énergie et d'avoir un aperçu des paramètres et formules d'indexation utilisés ;
- Limitation de l'indexation des formules de prix variables à quatre fois par an (toujours au début d'un trimestre) au lieu d'indexations mensuelles. Cette indexation est soumise au contrôle de la CREG ;



- Contrôle des formules d'indexation utilisées par les fournisseurs au moyen d'une liste de critères établis par arrêté royal<sup>51</sup> afin d'obtenir des paramètres transparents et liés à la bourse, et non plus des paramètres développés par les fournisseurs eux-mêmes qui sont en grande partie liés à leurs propres critères de production et d'exploitation ;
- Comparaison permanente des prix de l'énergie en Belgique avec ceux de nos pays voisins. Cette comparaison est effectuée par la CREG et est utilisée lors de l'analyse d'une augmentation de prix annoncée par les fournisseurs.

Le mécanisme du filet de sécurité est instauré jusqu'au 31 décembre 2014. Néanmoins, le Roi a la possibilité de le prolonger pour une nouvelle durée de trois ans, sur la base d'un rapport rédigé par la CREG et la Banque nationale de Belgique (BNB). Le Roi peut également à tout instant décider d'y mettre un terme s'il apparaît qu'il entraîne d'importants effets perturbateurs sur le marché; à cet effet, la CREG et la BNB sont chargées d'un monitoring permanent du mécanisme. Dans le cadre de ce suivi permanent, la CREG et la BNB rédigeront durant le premier trimestre de 2014 un rapport annuel relatif aux éventuels effets perturbateurs sur le marché.

#### Bases de données des prix de l'énergie

Depuis 2012 (voir Rapport annuel 2012, page 25), la CREG établit pour chaque fournisseur actif en Belgique, pour tout contrat type variable ainsi que pour tout nouveau contrat type, et ce en concertation avec ceux-ci, une base de données afin d'enregistrer la méthodologie de calcul des prix variables de l'énergie, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent. A cet effet et afin de maintenir à jour cette base de données, la CREG se base sur les informations publiques disponibles (sites internet des fournisseurs) et celles que les fournisseurs sont tenus de lui transmettre chaque mois.

Outre les composantes variables, cette base de données reprend également tous les produits ayant une composante énergétique fixe.

Tous les éléments constitutifs de la formule de prix de la composante énergétique (abonnement, paramètres d'indexation et coefficients y afférant, contributions énergie renouvelable et cogénération) sont repris séparément dans la base de données. La composante énergétique de la facture annuelle est ensuite calculée pour certains clients types<sup>52</sup> au moyen des consommations annuelles pertinentes.

Les résultats sont comparés par échantillonnage à ceux ressortant des modules de calcul des fournisseurs et des modules de comparaison de prix existants.

La CREG procède également à une comparaison permanente de la composante énergétique pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients finals résidentiels et aux PME avec la moyenne de la composante énergétique dans les pays voisins.

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle et en particulier de la régulation du filet de sécurité, la CREG a en outre établi en 2012 une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas) et au Royaume-Uni.

Outre la composante énergétique, la CREG suit ainsi mensuellement depuis 2012 les prix *all-in* (facture totale) belges et des pays voisins.

Les résultats obtenus par la CREG sont par ailleurs vérifiés par pays en les comparant aux résultats obtenus via les simulateurs de prix des pays voisins.

Les principaux constats et évolutions pour 2013 ont été illustrés et commentés dans la publication mensuelle intitulée « Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les PME ».

Entre janvier 2013 et décembre 2013, le marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les consommateurs résidentiels a évolué comme suit :

- Sur l'ensemble de la période, cinq fournisseurs étaient actifs à Bruxelles (comme en 2012), huit en Wallonie (comme en 2012) et 12 en Flandre (deux de plus qu'en 2012) ;
- Entre janvier et décembre 2013, les fournisseurs actifs ont proposé aussi davantage de produits qu'en 2012 :
  - Electricité : de trente-quatre à quarante produits en Flandre, de trente-deux à trente-cinq en Wallonie et de quatorze à dix-sept à Bruxelles ;
  - Gaz naturel : de trente-deux à trente-cinq produits en Flandre, trente en Wallonie et de onze à quatorze à Bruxelles ;
- L'offre d'électricité se compose à 30 % à 40 % de produits variables, tandis que pour le gaz naturel, c'est le cas pour plus de la moitié de l'offre.

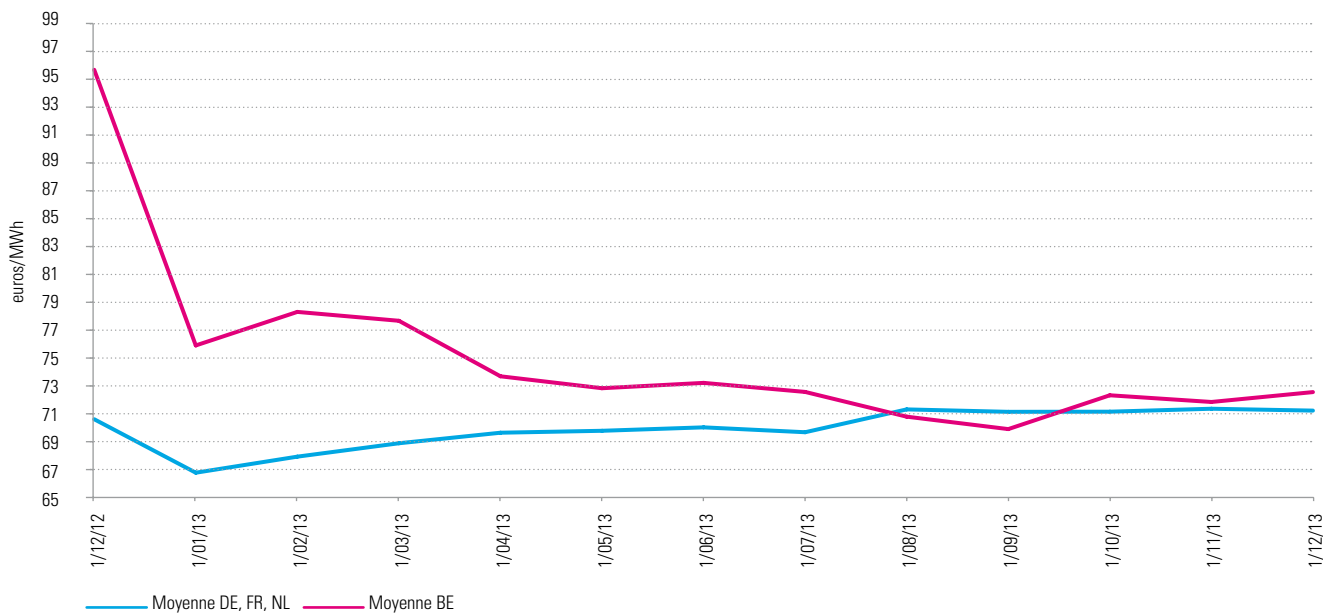
L'analyse de la composante énergétique et la comparaison permanente des prix entre la Belgique et les pays voisins, telle qu'illustrée dans les figures ci-après, montrent que la mise en œuvre du mécanisme de filet de sécurité a fait converger les prix énergétiques belges et les prix des pays voisins. Un suivi reste toutefois nécessaire.

51. Arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation des prix de l'électricité par les fournisseurs (Moniteur belge du 15 janvier 2013).

52. Electricité résidentiel : 3.500 kWh/an, compteur simple et électricité PME : 50.000 kWh/an, compteur simple - Gaz naturel résidentiel : 23.260 kWh/an et gaz naturel PME : 100.000 kWh/an.

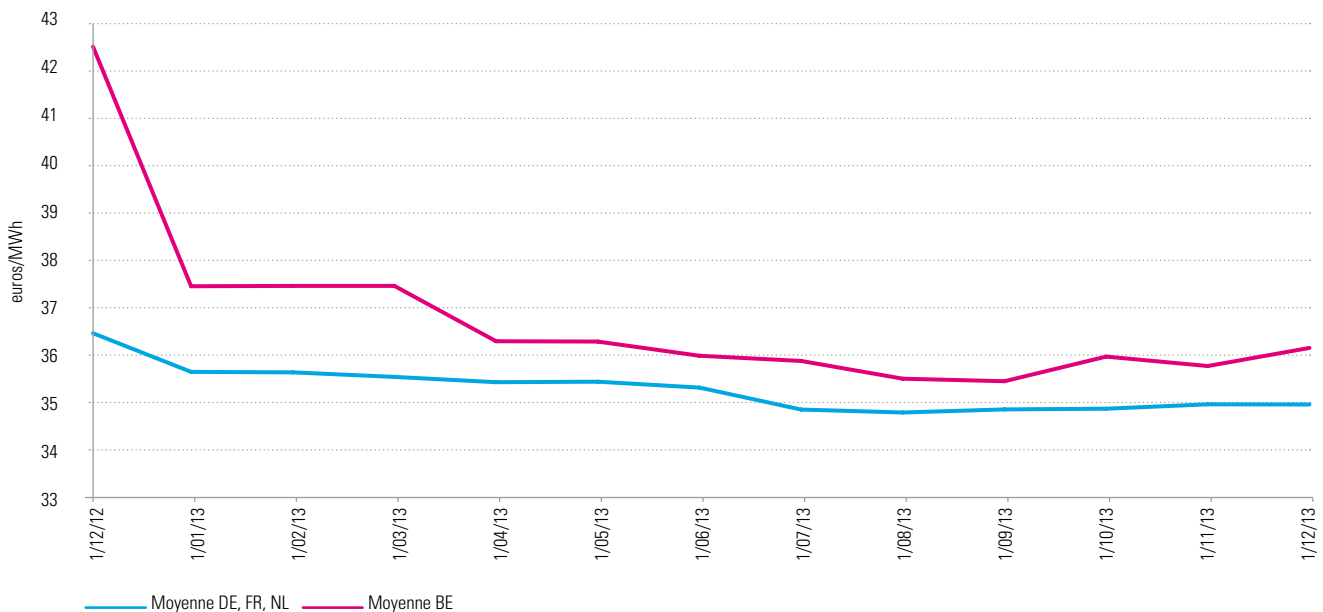
### 3. Le marché de l'électricité

Figure 12 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2013 pour un client type résidentiel = 3.500 kWh/an (composante énergie)



Source : CREG

Figure 13 : Evolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2013 pour un client type résidentiel = 23.260 kWh/an (composante énergie)



Source : CREG

#### Le contrôle des critères d'indexation des prix

La CREG prend une décision par trimestre et par fournisseur, dans laquelle elle détermine si la formule d'indexation de la composante énergétique a été correctement appliquée dans les contrats types à prix variables de l'énergie proposés aux clients finals résidentiels et aux PME. De plus, la CREG détermine si la formule d'indexation précitée est conforme à la liste exhaustive des critères admis par l'arrêté royal du 21 décembre 2012 précité.

Au 31 décembre 2013, les fournisseurs utilisaient treize paramètres d'indexation différents. Ces treize paramètres d'indexation étaient utilisés dans les contrats types à prix variables de huit fournisseurs, lesquels ont tous déclaré à la CREG des contrats types à prix variables de l'énergie via le mécanisme de filet de sécurité.

Après analyse, la CREG a constaté que les paramètres d'indexation précités ainsi que les formules d'indexation qui en résultaient ont été repris dans les fiches tarifaires conformément à la liste exhaustive des critères autorisés.

La CREG a analysé l'évolution des paramètres d'indexation et a examiné l'exactitude des données. Les valeurs, telles que calculées par la CREG, correspondaient aux valeurs utilisées par les fournisseurs sur les fiches tarifaires.

Enfin, la CREG a appliqué ces valeurs aux formules de prix y afférant et les a comparées aux prix mentionnés sur les fiches tarifaires. La CREG a constaté, pour chaque fournisseur, que les prix mentionnés sur leurs fiches tarifaires pour la composante énergétique reflétaient correctement l'application des formules de prix avec les paramètres d'indexation y afférant.

Les fournisseurs ont donc appliqué correctement les formules d'indexation des contrats types à composante énergétique variable.

### 3.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché

#### 3.2.2.1. L'énergie électrique appelée

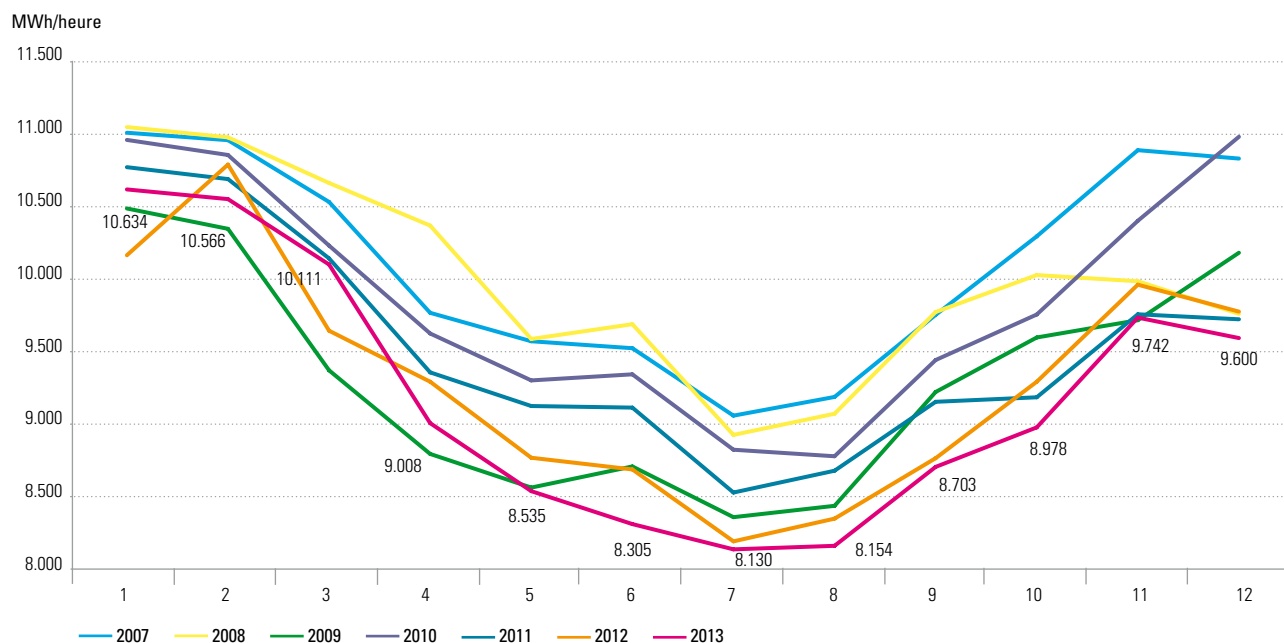
Selon les données transmises à la CREG, la charge<sup>53</sup> du réseau d'Elia<sup>54</sup>, hors pompage des centrales de pompage-turbinage, en d'autres termes, le prélèvement net plus

les pertes du réseau, a été estimée à 80.558 GWh en 2013, contre 81.708 GWh en 2012, ce qui a représenté, pour la deuxième année consécutive, une diminution de la charge annuelle de 1,4 % environ. Celle-ci correspond au niveau le plus bas observé ces sept dernières années. La pointe de charge quart horaire a été estimée à 13.446 MW en 2013, contre 13.369 MW en 2012 (Source: Elia, pour 2013 : données provisoires, février 2014).

La figure ci-dessous illustre, par année, la charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle pour les années 2007 à 2013. Après une forte diminution de la charge à partir d'octobre 2008 suite à la crise économique et qui s'est poursuivie en 2009, la charge s'était rétablie début 2010. Toutefois, depuis mai 2013, la charge mensuelle moyenne se situe à son niveau le plus bas de la période considérée. La charge annuelle moyenne de 2013 est également inférieure aux six années précédentes. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

La production locale des sites connectés au réseau d'Elia n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données. Synergrid a estimé cette production locale à 9,0 TWh en 2013 (9,9 TWh pour 2012), soit une baisse de 9,1 % par rapport à 2012.

Figure 14 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2007 à 2013



Sources : données Elia, calculs CREG

53 La charge du réseau d'Elia est basée sur les injections d'énergie électrique dans le réseau d'Elia. Elle comprend la production nette des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau d'Elia soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau d'Elia est soustraite. Les injections des unités de production décentralisée raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas incluses dans la charge du réseau d'Elia.

54 Le réseau d'Elia comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg.

### 3. Le marché de l'électricité

#### 3.2.2.2. La part de marché de la production de gros

Le tableau suivant donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année.

Il ressort du tableau qu'Electrabel possède toujours une part de marché importante (67 %) de la production totale, bien qu'elle ait vu sa part de marché diminuer durant les années précédentes. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus, qui détient une part de marché de 15 % en capacité de production. Le troisième acteur par ordre d'importance en Belgique est la société E.ON qui dispose de 7 % de la capacité de production. Les quatrième et cinquième acteurs sont T-Power et Enel avec chacun une TGV d'une capacité d'un peu plus de 400 MW. Une turbine gaz vapeur de cette taille représente un peu moins de 3 % de la capacité de production en Belgique.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a encore diminué légèrement en 2013. Il reste, toutefois, très élevé avec une valeur de 4.700. A titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2.000.

Le tableau 11 donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia produisaient presque 70,6 TWh en 2013, ce qui représente une faible diminution par rapport à 2012, année qui avait déjà connu une très forte réduction (- 10,5 %) par rapport à 2011. L'indisponibilité de deux centrales nucléaires, Doel 3 et Tihange 2, à partir du mois d'août 2012 jusqu'au début du mois de juin 2013 en est la raison principale. Ces deux unités auraient pu, ces deux années, produire annuellement 7 TWh supplémentaires. EDF Luminus a également été affectée par l'indisponibilité de ces deux unités nucléaires.

Bien qu'elle demeure très forte, la position dominante d'Electrabel a encore légèrement diminué en 2013 en ce qui concerne l'énergie produite.

Tableau 10 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Electrabel	13,1	13,6	12,0	11,5	11,2	10,9	10,0	85%	85%	74%	70%	68%	67%	67%
EDF Luminus*	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	12%	12%	14%	14%	14%	14%	15%
E.ON*	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	0%	0%	8%	8%	8%	8%	7%
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%
Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%
Autres (< 2%)	0,4	0,4	0,5	0,7	0,7	0,9	0,9	3%	3%	3%	4%	4%	5%	6%
<b>Total</b>	<b>15,3</b>	<b>16,0</b>	<b>16,1</b>	<b>16,3</b>	<b>16,4</b>	<b>16,2</b>	<b>14,9</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

HHI	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
HHI	7.380	7.300	5.750	5.150	4.830	4.710	4.700

\* Les parts de SPE et EDF sont jointes depuis 2010 après la reprise de SPE par EDF.

Sources : données Elia, calculs CREG

Tableau 11 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite

	Energie produite (TWh)							Valeur énergétique						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Electrabel	71,4	65,9	69,4	62,4	58,0	49,9	48,9	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%
EDF-Luminus*	9,4	9,6	12,2	12,1	9,3	8,6	9,0	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%
E.ON*	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	7,0	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%
Autres (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%
<b>Total</b>	<b>82,9</b>	<b>77,8</b>	<b>85,5</b>	<b>86,4</b>	<b>80,1</b>	<b>71,7</b>	<b>70,6</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

HHI	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
HHI	7.550	7.350	6.800	5.530	5.490	5.110	5.070

\* Les parts de SPE et EDF sont jointes depuis 2010 après la reprise de SPE par EDF.

Sources : données Elia, calculs CREG

### 3.2.2.3. L'échange d'énergie

#### Le règlement de marché de Belpex

Belpex a été créée en janvier 2006 pour organiser la bourse belge d'électricité, plate-forme où sont conclues des transactions relatives à la négociation d'électricité à livrer au moyen d'injections et/ou de prélèvements dans la zone de réglage belge. Sa création a été de pair avec le lancement du 1<sup>er</sup> couplage des marchés entre les Pays-Bas, la Belgique et la France.

Suite à plusieurs projets prévus auxquels elle participe, dont l'introduction dans la zone d'Europe du nord-ouest (NWE) de l'algorithme *Euphemia* pour le couplage de marché via les prix et la mise en œuvre d'un couplage de marché « *flow-based* » dans la région CWE (voir point 3.1.4.3 du présent rapport), Belpex a soumis une proposition de modification de son règlement de marché à la CREG, qui a transmis un avis<sup>55</sup> positif au secrétaire d'Etat à l'Energie.

Les modifications apportées au règlement de marché visent à permettre l'introduction d'ordres en bloc liés et d'ordres en bloc exclusifs, à mettre en place d'une méthode d'allocation des capacités de transmission « *flow-based* » et à clarifier les possibilités de réouverture du carnet des ordres Belpex DAM en des circonstances exceptionnelles.

#### Le couplage des marchés CWE

Malgré le couplage progressif des marchés, la convergence des prix dans la région d'Europe du centre-ouest (CWE) n'est manifestement pas au rendez-vous, particulièrement au cours des deux dernières années. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette observation, comme par exemple les arrêts des deux centrales nucléaires belges pendant près d'une année (voir le point 3.2.2.2 du présent rapport) et la problématique des flux de bouclage.

D'une manière générale sur la période étudiée (2007-2013), les prix moyens les plus élevés ont été observés dans la région CWE en 2008, une année de surchauffe tarifaire mais aussi première année de la crise financière et économique. Les prix moyens se sont ensuite contractés pour atteindre leur niveau le plus bas en mai 2009 pour la Belgique et les Pays-Bas et en juin 2013 pour la France et l'Allemagne. La plus forte divergence des prix pendant la période étudiée a été observée à partir du mois de juin 2012. Ces trois dernières années, le prix moyen annuel des Pays-Bas a été systématiquement supérieur, respectivement, à celui de la Belgique, de la France et de l'Allemagne, à l'exception de l'année 2011 pour cette dernière. L'Allemagne a connu une forte diminution de son prix moyen pour atteindre, en 2013, un plancher au cours des sept dernières années. Les prix de gros sur le marché à court terme ont diminué de quelques euros/MWh en Belgique, en France et aux Pays-Bas. En Allemagne par contre, le prix moyen a diminué de 13,29 euros en deux ans. Sur les bourses Belpex et APX, le prix annuel moyen n'a quasi pas bougé entre 2011 et 2013, ce qui n'a pas été le cas sur Pownernext et EEX où la baisse a été sensible.

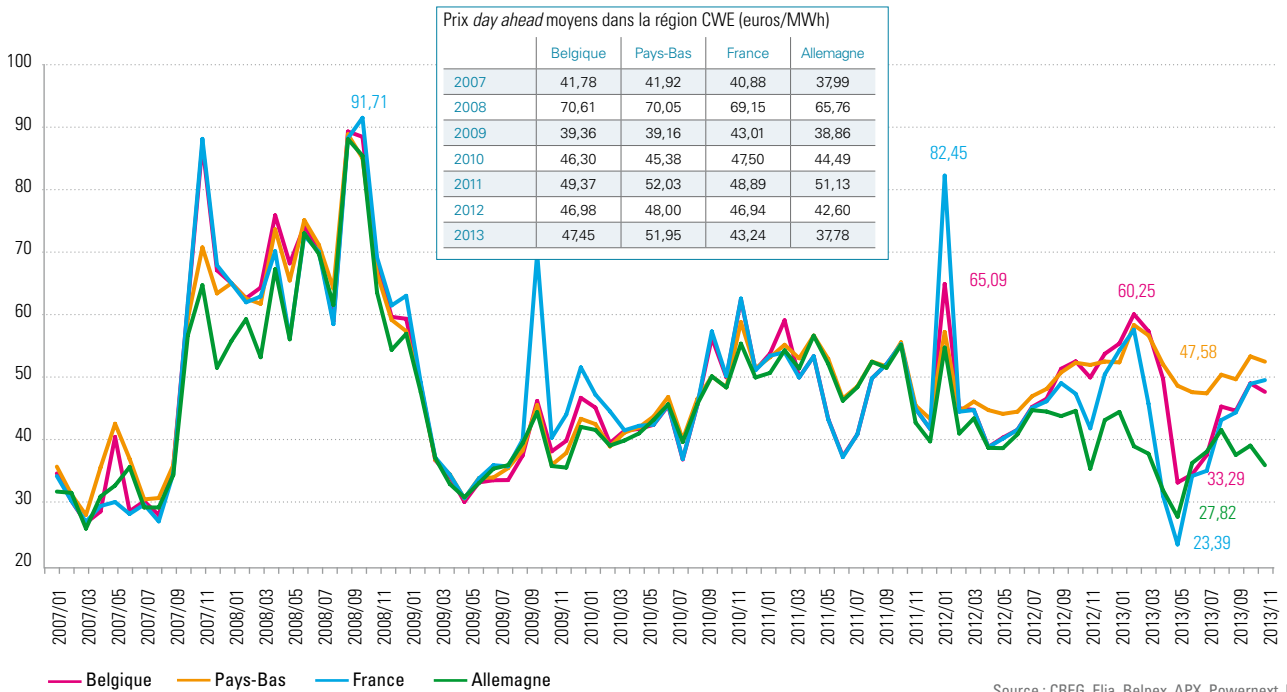
A l'exception du mois de février 2012, une période de grand froid, les prix belges et français ont fortement convergé pendant deux ans à partir du mois de juillet 2010. Toutefois, à partir du mois d'août 2012, la convergence tarifaire s'est réduite mois après mois. Globalement, les prix dans la région CWE (BE=NL=FR=GE) étaient égaux durant 12,5 % du temps. Il s'agit d'une nouvelle et importante diminution par rapport aux deux années antérieures, lorsque les prix étaient égaux respectivement pendant près de deux tiers et la moitié du temps de ces dernières.

Le pic de prix de février 2012, résultante de la vague de froid, n'a plus été observé en 2013 avec une telle acuité, malgré l'indisponibilité de deux centrales nucléaires belges. Grâce au couplage avec les marchés étrangers, les prix belges à court terme sont restés relativement stables mais ils n'ont pas suivi la tendance baissière de la France et de l'Allemagne.

55. Avis (A)130919-CDC-1275 relatif à la demande d'approbation des modifications proposées par Belpex au règlement de marché de Belpex. L'arrêté ministériel portant approbation des modifications au règlement de marché d'échange de blocs d'énergie a été promulgué le 15 octobre 2013 (Moniteur belge du 21 octobre 2013).

### 3. Le marché de l'électricité

Figure 15 : Prix moyens mensuels sur les bourses Belpex, APX, EPEX FR et EPEX GE entre 2007 et 2013 (euros/MWh)



Source : CREG, Elia, Belpex, APX, Powernext, EEX

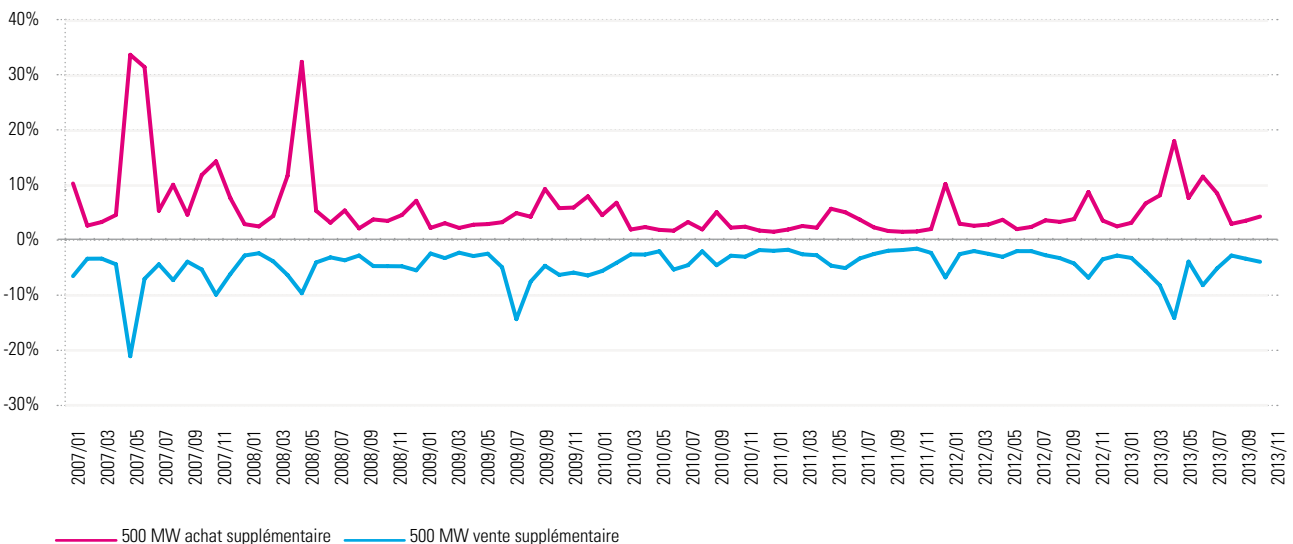
Le volume total négocié sur le Belpex DAM s'est élevé à 17,1 TWh en 2013, contre 16,5 TWh en 2012, ce qui représente une confirmation de la forte hausse observée entre 2011 et 2012. Le volume négocié de Belpex correspond à environ 21,3 % du prélèvement total du réseau Elia. Cette forte hausse de volume négocié a eu lieu principalement pendant l'indisponibilité des deux centrales nucléaires.

Fin 2013, le Belpex DAM comptait quarante-deux acteurs de marché, soit deux de plus qu'en 2012.

La sensibilité du prix de l'électricité à des volumes d'achats supplémentaires (la profondeur du marché) représente une donnée importante. La figure ci-dessous illustre cette sensibilité du prix du Belpex DAM, à savoir la hausse ou la baisse

mensuelle moyenne relative du prix si 500 MW supplémentaires devaient être achetés ou vendus. Plus la sensibilité du prix est élevée, plus le prix peut être manipulé facilement. Il ressort de ce graphique que la sensibilité élevée du prix de 2007 et de début 2008 a disparu jusqu'à la fin de l'année 2012 (excepté février). Ceci montre que le marché était beaucoup plus robuste pour faire face à une offre et à une demande supplémentaires. Toutefois, en 2012 et surtout en 2013, le marché affiche une sensibilité relative du prix beaucoup plus élevée que les années précédentes, en raison, d'une part, de la vague de froid de février 2012 et d'autre part, de fin 2012 jusqu'à août 2013, de la sensibilité des prix qui a fortement augmenté, en raison peut-être d'une hausse de la demande et / ou d'une offre plus faible en raison de l'indisponibilité de deux centrales nucléaires.

Figure 16: Robustesse moyenne mensuelle du marché de Belpex entre 2007 et 2013



Sources : Belpex, CREG

Depuis mars 2008, Belpex organise également une bourse *intraday* sur laquelle les acteurs du marché peuvent échanger de l'énergie dans la journée. Il ressort du tableau ci-dessous que le volume négocié augmente d'année en année. Le fait que la bourse intraday Belpex ait été implicitement couplée à la bourse néerlandaise en 2011 a peut-être exercé une influence positive sur les volumes négociés.

Il ressort également du tableau que le prix moyen en 2013 sur le marché *intraday* a très légèrement augmenté pour atteindre 51,6 euros/MWh. Les prix *intraday* sont plus élevés que les prix *day ahead*, principalement en raison du fait qu'il y a davantage de transactions *intraday* aux heures de pointe, dont les prix sont, par nature, plus élevés.

Tableau 12: Energie échangée et prix moyen sur la bourse *intraday*

Belpex <i>Intraday</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Market Price (euros/MWh)	87,8	42,3	50,1	55,0	51,5	51,6
Volume (GWh)	89,2	187,2	275,5	363,5	513,2	648,4

Source : données Belpex

La figure ci-contre compare le prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme. Les contrats à long terme qui sont envisagés sont des contrats pour le mois suivant (M+1), le trimestre suivant (Q+1) et l'année suivante (Y+1). La figure illustre le prix de transaction moyen par année calendrier par produit. Il ressort de celle-ci que les prix à long terme connaissent une évolution divergente à celle des prix à court terme (D+1). Les prix à long terme qui étaient, de 2007 à 2012, en moyenne supérieurs aux prix à court terme pour la même période de transaction étaient, en 2013, inférieurs. En 2013, un MWh d'électricité destiné à être fourni le mois suivant était vendu en moyenne 1,8 % moins cher que celui destiné à être fourni le jour suivant. Pour les fournitures effectuées au cours du trimestre suivant et de l'année suivante, ce pourcentage était, respectivement, de 4,3 % et 8,2 %. Pour l'ensemble de la période 2007-2013, un MWh pour le mois suivant, le trimestre suivant et l'année suivante était vendu en moyenne 5,4 %, 9,4 % et 11,9 % plus cher que dans le cadre d'un contrat pour le jour suivant.

Figure 17 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme (euros/MWh)



Sources : données Belpex, EEX, APX, calculs CREG

### 3.2.2.4. Le règlement REMIT

Le règlement REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) fixe une série de prescriptions en vue de prévenir et de punir les abus sur le marché de gros de l'énergie. Depuis le 28 décembre 2011, les acteurs du marché doivent respecter les règles de fond de REMIT, mais la création de structures de surveillance coordonnées (enregistrement d'acteurs du marché, collecte de données, monitoring, sanction) ne pourra, selon toute attente, être totalement achevée qu'en 2014.

Au niveau européen, la Commission européenne va adopter des actes d'exécution par le biais d'une procédure dite de comité, et ce afin de déterminer les données qui devront être précisément rapportées (notamment les ordres et les transactions). Après la publication de recommandations à ce sujet par l'ACER en octobre 2012, la Commission européenne a présenté un premier projet à l'automne 2013 dans le cadre d'un workshop organisé à Bruxelles. La première réunion du comité s'est déroulée le 20 décembre 2013. L'adoption d'un règlement d'exécution est attendu dans le courant du deuxième trimestre de 2014, suivie par l'entrée en vigueur de l'obligation d'enregistrement et du début effectif de l'obligation de rapportage.

De son côté, l'ACER a publié une troisième version des lignes directrices non contraignantes à l'égard des régulateurs nationaux sur l'application de REMIT<sup>56</sup>. Par ailleurs, un *Memorandum of Understanding* a été conclu entre l'ACER et les régulateurs nationaux afin de faciliter l'échange d'informations, notamment en désignant des *Liaison Officers*. L'ACER a également rédigé une série de documents de discussion, notamment sur le partage d'informations et la publication d'informations extraites du registre européen des opérateurs.

56. [http://www.acer.europa.eu/remid/Documents/REMIT%20ACER%20Guidance%203rd%20Edition\\_FINAL.pdf](http://www.acer.europa.eu/remid/Documents/REMIT%20ACER%20Guidance%203rd%20Edition_FINAL.pdf).



### 3. Le marché de l'électricité

Au niveau belge, une intervention législative est requise afin de rendre la réglementation conforme aux exigences posées par REMIT<sup>57</sup>. Bien que les discussions préparatoires aient été entamées, aucune initiative parlementaire n'avait toutefois encore été prise fin 2013.

La CREG a organisé une consultation le 12 avril 2013 sur certains aspects pratiques de REMIT. Plus précisément, l'attention s'est portée sur les évolutions en matière d'enregistrement des acteurs du marché et de collecte de données et une consultation a été organisée sur le caractère opportun d'une plate-forme centrale pour la publication d'informations privilégiées. Dans le rapport de consultation, une préférence a été accordée à la poursuite de la mise en œuvre de plates-formes de transparence de l'ENTSO.

Toujours en 2013, la CREG a invité les acteurs du marché à effectuer un test à l'aide du module d'enregistrement CEREMP (*Central European Registry for Energy Market Participants*) de l'ACER.

#### 3.2.2.5. La charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz

La charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz comporte un certain nombre de prescriptions basées sur les critères que devrait remplir un comparateur de prix de qualité.

Les prestataires de services de ces sites internet de comparaison des prix peuvent volontairement souscrire à cette charte, s'engageant ainsi à respecter ces bonnes pratiques. Les signataires de la charte qui ne répondraient pas aux dispositions de celle-ci se verraient appliquer les sanctions prévues dans la loi du 6 avril 2010 relative aux pratiques du marché et à la protection du consommateur.

Comme mentionné dans son dernier rapport annuel (voir Rapport annuel 2012, page 27), en décembre 2012, la CREG a approuvé un projet de décision relative à une charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix. En janvier 2013, un rapport de consultation<sup>58</sup> relatif à ce projet de décision a été rédigé. Le nouveau texte de la charte<sup>59</sup> qui a suivi a fait l'objet d'une concertation avec les différentes parties prenantes au sein du conseil général (voir le point 5.2 du présent rapport). Une décision définitive<sup>60</sup> a finalement été adoptée par la CREG le 8 juillet 2013.

Le 15 juillet 2013, plusieurs prestataires de services de sites internet de comparaison des prix ont souscrit à la charte.

Suite à des discussions et à une concertation organisée au sein du conseil général, un accord global a par ailleurs été rédigé et joint en annexe de la charte proprement dite. Cet accord global propose une façon standardisée et uniforme de calculer le prix annuel estimé de l'électricité et du gaz naturel, pour des contrats ayant une composante énergétique variable, à l'aide de cotations boursières *forward*.

L'accord global a été signé par les quatre régulateurs (CREG, BRUGEL, CWaPE et VREG), Test-Achats et la plupart des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Le chapitre « I. Transparence des prix » du nouvel accord de protection des consommateurs (voir le point 3.2.3 ci-après) renvoie également à la charte de bonnes pratiques de la CREG pour le mode de calcul des prix dans les simulateurs tarifaires des fournisseurs. Cet accord entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

#### 3.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture

Les recommandations de la CREG adressées à tous les consommateurs

La CREG a, par le biais de deux communiqués de presse en 2013, alerté les consommateurs sur certaines pratiques des fournisseurs.

Dans son communiqué de presse du 1<sup>er</sup> mars 2013, la CREG a invité les consommateurs à rester vigilants par rapport à certaines publicités de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. En effet, la concurrence accrue observée sur le marché de la vente d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs résidentiels et professionnels avait conduit certains fournisseurs à baisser leurs prix et à développer diverses stratégies de marketing.

La CREG a ainsi constaté que certaines publicités ou déclarations de certains fournisseurs pouvaient parfois informer les consommateurs de manière partielle et les amener à ne pas toujours choisir l'offre la plus intéressante.

Dès lors, la CREG a recommandé aux consommateurs d'électricité et de gaz naturel de continuer à comparer les prix et, s'ils souhaitaient rester auprès de leur fournisseur actuel, de comparer les prix des différents contrats et services de ce fournisseur afin de choisir le plus intéressant.

Dans son communiqué de presse du 14 juin 2013, la CREG a une nouvelle fois attiré l'attention des consommateurs sur

57. Voir étude (F)120906-CDC-1168, discutée dans le Rapport annuel 2012, page 27.

58. Rapport de consultation (Z)130123-CDC-1216/1 relatif au projet de décision relative à une charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les utilisateurs résidentiels et les PME.

59. Décision (B)130123-CDC-1216/2 relative à une charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les consommateurs résidentiels et les PME.

60. Décision (B)130708-CDC-1216/4 relative à une charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les consommateurs résidentiels et les PME.

l'écart de prix (allant jusqu'à 32 %) entre l'offre la plus chère et la moins chère d'un même fournisseur d'électricité et de gaz naturel.

Depuis plusieurs mois, la CREG avait noté une évolution favorable des prix et de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs résidentiels et PME. Toutefois, dans le cadre de sa mission légale de veiller aux intérêts essentiels des consommateurs, la CREG a invité les ménages à comparer davantage les offres tarifaires des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel.

Bien que des baisses de prix soient intervenues en janvier 2013, principalement chez les acteurs historiques, des fournisseurs proposaient simultanément plusieurs offres tarifaires, parmi lesquelles on pouvait trouver la plus chère et la moins chère du marché. Certains fournisseurs allaient jusqu'à proposer dix offres tarifaires différentes, ce qui créait une certaine confusion chez les consommateurs.

Dès lors, la CREG a recommandé aux consommateurs de comparer davantage les offres tarifaires et, si ceux-ci souhaitaient rester auprès de leur fournisseur actuel, de comparer les prix et les services de ce fournisseur afin de choisir le contrat le plus intéressant.

#### Le nouvel accord de protection des consommateurs

Dès janvier 2013, et tenant compte du contenu de ses deux propositions du 1<sup>er</sup> août 2012 (Rapport annuel 2012, page 27), la CREG a suggéré plusieurs adaptations concernant le projet de révision de texte de l'accord « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » transmis par la Direction générale Contrôle et Médiation du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie. Afin de renforcer la robustesse du résultat des simulations tarifaires impliquant des contrats à prix variable, la CREG a notamment suggéré de désormais calculer le résultat de la simulation de prix sur la base des valeurs moyennes des différents paramètres d'indexation au cours d'une période de quatre trimestres qui tient compte de la courbe SLP<sup>61</sup> pertinente. Cette suggestion de la CREG a été reprise dans le nouvel accord de protection des consommateurs<sup>62</sup> approuvé le 16 octobre 2013, lequel fait explicitement référence aux modalités de calcul fixées dans la « Charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les utilisateurs résidentiels et les PME » de la CREG (voir le point 3.2.2.5 du présent rapport).

#### 3.2.4. L'exécution d'enquêtes et l'imposition de mesures pour promouvoir une concurrence effective

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport, plus particulièrement aux actions entreprises par la CREG suite à ses constats dans le cadre de son analyse des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels.

### 3.3. Protection des consommateurs

La CREG a continué en 2013 à mettre l'accent sur l'aspect de la protection des consommateurs dans le cadre de ses travaux.

Elle a activement collaboré à l'élaboration du nouvel accord sectoriel « le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz », approuvé le 16 octobre 2013 (voir le point 3.2.3 du présent rapport).

La CREG a aussi finalisé en 2013 la charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz (voir le point 3.2.2.5 du présent rapport). Elle comporte un certain nombre de prescriptions basées sur les critères que devrait remplir un comparateur de prix de qualité. Le chapitre « I. Transparence des prix » du nouvel accord sectoriel renvoie d'ailleurs à cette charte pour le mode de calcul des prix dans les simulateurs tarifaires des fournisseurs.

La CREG a également continué en 2013 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui ont été adressées et à collaborer avec les services fédéral et régionaux de médiation de l'énergie dans le cadre de plaintes dont certains aspects ressortent de la compétence de la CREG (voir le point 5.4 du présent rapport).

La CREG a en outre poursuivi la publication sur son site internet de l'« Aperçu et évolution des prix de l'électricité et du gaz pour les clients résidentiels et les PME », dans lequel l'accent est mis sur la composante énergie et la comparaison des prix all-in (facture totale) belges avec ceux des pays voisins (Pays-Bas, Allemagne et France) et du Royaume-Uni (voir le point 3.2.1.2 du présent rapport) et du « Tableau de bord mensuel pour l'électricité et le gaz » (voir le point 3.1.2.3 du présent rapport). La CREG publie aussi mensuellement la cotation TTF Endex. Toutes ces publications ont pour objectif de mieux informer le consommateur des prix en vigueur sur le marché de détail ainsi que de leur évolution.

61. Les profils SLP ou profils de consommation type sont utilisés sur le marché libéralisé du gaz et de l'électricité pour la facturation du prélèvement des consommateurs non équipés d'un compteur télérelevé.

62. Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz ».

### 3. Le marché de l'électricité

Par communiqué de presse, la CREG a par ailleurs incité les consommateurs à la vigilance en attirant leur attention par rapport à certaines publicités de fournisseurs d'électricité et de gaz naturel ou sur l'écart de prix entre l'offre la plus chère et la moins chère d'un même fournisseur d'électricité et de gaz naturel (voir le point 3.2.3 du présent rapport).

Enfin, le lecteur est invité à se référer aux points 5.73 et 5.76 du présent rapport qui détaillent les travaux réalisés par la CREG au sein du Forum de Londres et dans le cadre des groupes de travail du CEER et de la Commission européenne traitant des aspects relatifs à la protection des consommateurs dans le domaine énergétique.

## 3.4. Sécurité d'approvisionnement

### 3.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

#### Demande<sup>63</sup>

La charge du réseau d'Elia représentait 80,6 TWh en 2013 contre 81,7 TWh en 2012, ce qui correspond à une diminution de 1,4 % entre 2012 et 2013.

Le tableau ci-dessous dresse un aperçu de la charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2013.

Tableau 13 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2013

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energie (GWh)	86.611	87.753	81.568	86.491	83.341	81.708	80.558
Puissance de pointe (MW)	14.033	13.431	13.513	13.845	13.201	13.369	13.446

Source : Elia, 2013 : données provisoires

## Production

### ■ Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2013, la capacité installée raccordée au réseau d'Elia a diminué par rapport à 2012, passant de 16.030 MW à 15.325 MW. Seule une capacité limitée en nouvelles unités a été mise en service en 2013 (principalement les éoliennes offshore - voir le point 3.1.1.2 du présent rapport). En 2013, 946 MW de capacité ont été mis hors service (principalement Awirs 5 et la centrale de Ruien).

Tableau 14: Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2013

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5.926	38,7
TGV et turbines à gaz	4.825	31,5
Centrales classiques	785	5,1
Cogénération	837	5,5
Incinérateurs	230	1,5
Moteurs diesel	5	0,0
Turbojets	212	1,4
Hydro (sans centrales de pompage-turbinage)	95	0,6
Centrales de pompage-turbinage	1.308	8,5
Éoliennes onshore	151	1,0
Éoliennes offshore	566	3,7
Biomasse	385	2,5
Total	15.325	100,0

Source : Elia

63. La demande considérée ici est la charge du réseau d'Elia, calculée comme le bilan des productions nettes injectées sur le réseau d'Elia, des importations et des exportations, duquel est soustraite l'énergie pompée par les centrales de pompage-turbinage. C'est donc la somme des prélèvements nets et des pertes. Voir les notes en bas de page 53 et 54 pour plus de précisions

Tableau 15 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2013 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Energie primaire	Energie produite	
	GWh	%
Energie nucléaire <sup>1</sup>	40.918	57,3
Gaz naturel <sup>1</sup>	17.628	24,7
Charbon <sup>1</sup>	4.253	6,0
Fuel <sup>1</sup>	0	0,0
Autre autoproduction consommée localement <sup>3</sup>	775	1,1
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) <sup>1</sup>	1.578	2,2
Autres <sup>1</sup>	6.248	8,8
Total <sup>2</sup>	71.400	100,0

<sup>1</sup> Source : Elia, données provisoires

<sup>2</sup> Source : Synergrid, données provisoires

<sup>3</sup> Source : calculs CREG (valeurs non transmises par Elia)

#### ■ Projets d'investissements dans le parc de production central

Au 31 décembre 2013, les projets d'investissements suivants étaient prévus dans des unités de production en Belgique:

- projets planifiés (pour lesquels une demande d'autorisation ou une demande de concession domaniale est toujours en cours): 38 MW;
- projets autorisés dont la construction n'a pas encore commencé: 6.175 MW, dont 1.521 MW en parcs éoliens offshore;
- projets en construction: 141 MW en parcs éoliens offshore.

Les projets pour lesquels une autorisation individuelle ou une concession domaniale a été demandée et/ou octroyée en 2013 sont mentionnés au point 3.1.1.2 du présent rapport.

#### 3.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire du réseau de transport

Le gestionnaire du réseau de transport doit rédiger un plan de développement du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie et le Bureau fédéral du Plan. Le projet de plan de développement doit être soumis pour avis à la CREG.

Le plan couvre une période de dix ans et doit être adapté tous les quatre ans. Le plan comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport. En outre, le plan de développement détermine le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau de transport doit exécuter et tient compte du besoin en capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt général désignés par les institutions de l'Union européenne sur le plan des réseaux transeuropéens.

Dans ce contexte, la version la plus récente, rédigée en 2010, a été soumise pour avis à la CREG en octobre de la même année (voir Rapport annuel 2011, page 41). La version définitive du plan de développement 2010-2020 a été approuvée par le ministre de l'Energie le 14 novembre 2011.

Etant donné qu'Elia ne rédigera une nouvelle version du plan de développement qu'en 2014, aucun avis sur un nouveau plan de développement n'a été demandé à la CREG en 2013.

La CREG a cependant continué de suivre l'exécution des investissements prévus dans l'infrastructure de réseau en 2013.

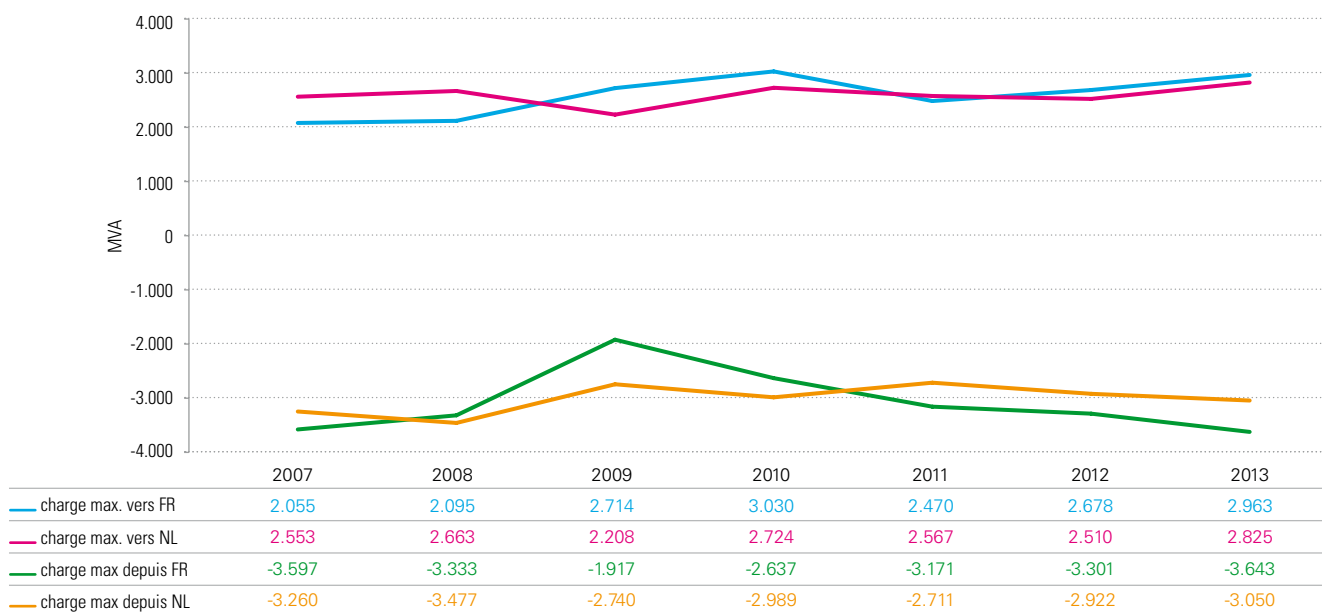
La version approuvée du plan de développement fédéral 2010-2020 est disponible sur le site internet d'Elia.

#### 3.4.3. Sécurité opérationnelle du réseau

Une part importante des flux d'énergie physiques découle des transits transfrontaliers d'électricité à travers le réseau belge. Selon Elia, les transits physiques s'élevaient à environ 6,2 TWh en 2013, soit une hausse de 0,7 TWh par rapport à 2012.

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnecteurs avec la France et les Pays-Bas.

Figure 18 : Evolution entre 2007 et 2013 de la charge physique maximale des interconnecteurs avec la France et les Pays-Bas



Source : CREG, sur la base des données d'Elia

Tant à la frontière française que néerlandaise, les pics de flux les plus élevés surviennent lorsque les flux affluent des pays voisins vers la Belgique.

Les pics de flux depuis la France ont à nouveau augmenté ces dernières années, après avoir clairement diminué en 2009, année durant laquelle les transformateurs-déphaseurs ont pour la première fois été complètement mis en service à la frontière néerlandaise. Le pic de flux depuis la France a augmenté à 3.643 MVA en 2013. C'est nettement plus élevé qu'en 2012 lorsque ce pic s'élevait à 3.301 MVA. La fréquence des pics de flux élevés augmente par ailleurs également depuis la France. Ainsi, en 2013, le pic de flux sur les liaisons avec la France était plus élevé durant 55 quarts d'heure que la valeur de pointe de 2012.

Les pics de flux avec les Pays-Bas ont eux aussi à nouveau augmenté et ont atteint 3.050 MVA en 2013. Ainsi, la valeur de pointe de 2012, soit 2.922 MVA, a été dépassée à quatre reprises.

Pour pouvoir faire face à des situations difficiles, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins s'avère une fois de plus indispensable. Coreso, le premier centre de coordination technique régional pour plusieurs gestionnaires de réseau de transport, instauré le 19 décembre 2008 par les gestionnaires du réseau de transport belge (Elia) et français (RTE), joue vraisemblablement un rôle important à ce niveau. National Grid (le gestionnaire du réseau de transport britannique) est devenu membre

de Coreso à la mi-2009, et Terna (le gestionnaire du réseau de transport italien) et 50 Hertz (le gestionnaire du réseau de transport du nord et de l'est de l'Allemagne) en sont membres depuis fin 2010.

#### 3.4.4. Investissements dans les interconnexions transfrontalières

Le 14 octobre 2013, la Commission européenne a adopté une liste comportant 248 projets clés dans le domaine des infrastructures énergétiques<sup>64</sup>. Ces projets ont été sélectionnés par douze groupes régionaux créés par les nouvelles orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (TEN-E). Ces *projects of common interest* (PCI) bénéficieront entre autres de procédures d'octroi plus rapides et plus efficaces et d'un soutien financier de la *Connecting Europe Facility* (CEF) : un budget de 5,85 milliards d'euros a été alloué aux infrastructures énergétiques transeuropéennes pour la période 2014-2020.

Afin d'entrer en ligne de compte pour le label *PCI*, les projets doivent présenter des avantages considérables pour au moins deux Etats membres, contribuer à l'intégration de marché et à la concurrence, à la sécurité d'approvisionnement et à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de transport belge (Elia) a soumis trois projets d'infrastructure pour l'électricité qui ont chacun obtenu le label *PCI* :

64. [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013\\_pci\\_projects\\_country.pdf](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf) : voir page 5 pour une vue d'ensemble des projets gaz pour la Belgique.

### 1. L'interconnexion prévue entre la Belgique et le Royaume-Uni (le projet NEMO)

L'interconnexion Nemo Link® se composera de câbles électriques sous-marins et souterrains entre la Belgique et le Royaume-Uni, lesquels seront liés, dans chaque pays, à une station de conversion et un poste haute tension, si bien que l'électricité pourra être acheminée dans les deux sens entre les deux pays.

Pour la Belgique, Nemo Link® a proposé de construire la station de conversion et le poste haute tension dans les environs du port de Zeebrugge, sur un terrain qui servait auparavant à des fins militaires.

Au Royaume-Uni, Nemo Link® a proposé de construire la station de conversion et le poste haute tension sur un terrain de huit hectares à construire, qui était occupé précédemment par la Richborough Power Station et fait à présent partie du Richborough Energy Park en projet. La capacité d'interconnexion s'élèvera dans les deux sens à environ 1.000 MW et pourrait être opérationnel à la fin 2018.

Depuis 2010, la CREG et OFGEM, le régulateur britannique, développent ensemble un nouveau régime régulateur dit de «Cap&Floor». Ce régime serait notamment appliqué au projet NEMO. En juin 2011, la CREG et OFGEM ont lancé une consultation conjointe sur les principales caractéristiques du design de ce régime. En mars 2013, OFGEM a lancé une nouvelle consultation visant à recueillir l'avis de toute partie intéressée sur les détails de ce régime régulateur. L'objectif est de fixer les principes de ce nouveau régime régulateur pour le premier trimestre 2014.

### 2. L'interconnexion prévue entre la Belgique et l'Allemagne (le projet ALEGrO)

Les réseaux haute tension dans les environs de Aachen en Allemagne et de Liège en Belgique sont relativement bien développés et proches l'un de l'autre, mais ils ne sont pas encore directement raccordés l'un à l'autre. C'est pourquoi les deux gestionnaires de réseau de transport d'électricité concernés (Elia pour la Belgique et Amprion pour l'Allemagne) ont décidé de construire une liaison souterraine en courant continu entre leurs deux réseaux, ce qui constitue une première dans la région d'Europe du centre-ouest. La capacité d'interconnexion s'élèvera à environ 1.000 MW dans les deux sens.

Le début des travaux est prévu d'ici mi-2016. Ils dureront environ deux ans, de la construction de la station de conversion au placement des câbles souterrains sur toute la longueur du tracé. La mise en service de l'interconnexion est prévue d'ici à la fin 2018.

### 3. Le développement d'un réseau maillé en mer du Nord (le projet BOG)

Afin de raccorder de façon optimale les parcs éoliens en mer du Nord à son réseau sur le continent, le groupe Elia souhaite développer un réseau maillé en mer.

Ce projet implique que les différents parcs éoliens futurs seront raccordés aux postes haute tension qui seront construits sur deux plates-formes proches des parcs. Selon Elia, cette approche est optimale non seulement sur le plan économique et technique, mais aussi sur le plan de la politique environnementale.

Le réseau offshore prévu devrait être totalement opérationnel à la fin 2017.

Un objectif important à long terme est le raccordement du réseau à une plate-forme internationale à courant continu. De cette manière, Elia souhaite jeter les bases d'un grand réseau offshore international en Europe. Cela correspond aux objectifs de la Commission européenne dans le cadre de sa politique énergétique et de la *North Sea Countries' Offshore Grid Initiative* de dix pays situés autour de la mer du Nord.

#### 3.4.5. Prévisions de l'offre et de la demande futures

Les circonstances de marché actuelles sont défavorables à de nouveaux investissements dans la construction de nouvelles unités de production centralisées. Pour les prochaines années, la CREG prévoit l'achèvement des projets éoliens offshore (réalisation de Northwind (216 MW) en 2014 et 2<sup>ème</sup> phase de Belwind (165 MW) en 2015). Par contre, la CREG s'attend, parallèlement à la mise hors service des unités nucléaires de Doel 1 et Doel 2 en 2015, à une diminution plutôt qu'à une augmentation de la capacité de production des centrales à gaz.

#### 3.4.6. Mesures pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement

La CREG a activement collaboré à la rédaction d'un avant-projet de loi, modifiant la loi électricité, qui crée un mécanisme de réserve stratégique d'électricité destiné à renforcer la sécurité d'approvisionnement du pays lors de la période hivernale. L'avant-projet de loi prévoit que la CREG approuve les règles de fonctionnement de ladite réserve stratégique et en contrôle le coût. Le texte a été transmis pour avis au Conseil d'Etat fin 2013.

Par ailleurs, en mai 2013, la CREG a rendu un avis sur l'avant-projet d'arrêté royal relatif aux modalités d'une procédure d'appel d'offres conformément à l'article 5, § 4, de la loi électricité (voir le point 2.5 du présent rapport).



### 3.5. Jurisprudence

Il convient également de signaler trois arrêts prononcés par la Cour constitutionnelle en 2013, qui se sont prononcés sur la constitutionnalité de certaines dispositions des lois électricité et gaz.

Un premier arrêt, portant le numéro 97/2013, a été rendu le 9 juillet 2013. Il s'est prononcé sur la question préjudicielle suivante, posée par la cour d'appel de Bruxelles : « Les articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité violent-ils le principe d'égalité inscrit aux articles 10 et 11 de la Constitution en ce que ces dispositions ne confèrent pas – ou tout au moins si elles doivent être interprétées en ce sens qu'elles ne confèrent pas – à la Cour d'appel de Bruxelles le pouvoir de maintenir temporairement les effets d'une décision administrative de la CREG qu'elle annule, ce qui prive de la sorte les parties au procès de la possibilité d'en appeler à un tel pouvoir, alors que dans le cas où un recours contre cette décision aurait dû être porté devant le Conseil d'Etat, les parties auraient pu arguer de ce pouvoir et cette juridiction aurait pu indiquer quel effet aurait temporairement dû être maintenu ? »

La CREG, qui était partie à la cause devant la cour d'appel de Bruxelles, a déposé des mémoires dans le cadre de cette procédure.

En partant du constat que les décisions de la CREG dont la cour d'appel peut connaître ont un caractère individuel, alors que le législateur n'a expressément reconnu au Conseil d'Etat le pouvoir de maintenir dans le temps les effets des dispositions annulées que pour les actes réglementaires, la Cour constitutionnelle a considéré que la question préjudicielle appelait une réponse négative.

Par l'arrêt n° 98/2013, rendu également le 9 juillet 2013, la Cour constitutionnelle s'est prononcée sur un recours en annulation du Gouvernement flamand contre certaines dispositions de la loi du 8 janvier 2012 modifiant les lois gaz et électricité. La CREG est intervenue dans cette procédure.

Les moyens soulevés portaient uniquement sur des questions de répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions.

Au terme de son examen, la Cour constitutionnelle a d'abord annulé l'article 15/9bis, §§ 1<sup>er</sup>, 2 et 4, de la loi gaz, qui instaurent un régime particulier pour les réseaux fermés industriels de gaz ; la Cour a estimé que ces réseaux

étant expressément destinés à desservir des clients finals. Ils relevaient de la compétence régionale relative à la « distribution publique de gaz », au sens de l'article 6, § 1<sup>er</sup>, VII, alinéa 1<sup>er</sup>, b), de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles. L'article 15/9bis, § 3, de la loi gaz n'a quant à lui pas été annulé puisqu'il concerne la matière tarifaire.

La Cour a également annulé un certain nombre de dispositions des lois gaz et électricité insérées par la loi du 8 janvier 2012, en ce qu'elles méconnaissent la compétence régionale en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'environnement. Il s'agissait notamment de dispositions encourageant les gestionnaires de réseau à promouvoir l'efficacité énergétique, ou habilitant le Roi à imposer à certains acteurs du marché des obligations de service public en matière de protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique, l'énergie renouvelable et la protection du climat.

Enfin, la Cour constitutionnelle a rejeté le moyen qui critiquait la manière dont les lois gaz et électricité règlent la représentation au sein de l'ACER – à savoir la désignation d'un représentant de la CREG qui agit en concertation formelle avec les autorités de régulation régionales. La Cour a d'abord constaté qu'aucun accord de coopération n'était légalement requis en l'espèce ; elle a relevé que la réglementation européenne requerrait que les Etats membres désignent une autorité nationale de régulation unique, et que la représentation des Etats au sein de l'ACER ne pouvait être assurée que par un seul représentant de l'autorité de régulation nationale ; elle a souligné enfin qu'en tout état de cause, le représentant de la CREG devait agir, selon les dispositions attaquées, en concertation formelle avec les autorités de régulation régionales.

Au cours de l'année 2013, la Cour constitutionnelle s'est également prononcée sur le recours en annulation que la CREG avait introduit en 2012 contre certaines dispositions de la loi du 8 janvier 2012. Le Rapport annuel 2012 de la CREG exposait les raisons pour lesquelles la CREG avait décidé de mener des actions juridiques contre cette loi.

Par son arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013, la Cour constitutionnelle n'a suivi que partiellement les arguments de la CREG et n'a finalement annulé que des dispositions périphériques de la loi du 8 janvier 2012. La loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie a également nettoyé les lois gaz et électricité de certaines imperfections relevées par la Cour constitutionnelle (voir le point 2.4 du présent rapport).





# 4

Le marché du gaz naturel

## 4.1. Régulation

### 4.1.1. La fourniture de gaz naturel

#### 4.1.1.1. Les autorisations fédérales de fourniture de gaz naturel

La fourniture de gaz naturel à des clients (entreprises de distribution ou clients finals dont les prélèvements de gaz naturel en chaque point de fourniture atteignent en permanence un minimum d'un million de m<sup>3</sup> par an) établis en Belgique est soumise à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre de l'Énergie (sauf lorsqu'elle est effectuée par une entreprise de distribution sur son propre réseau de distribution).

Les dossiers de demande d'autorisation fédérale de fourniture sont adressés à la CREG qui, après examen des critères, transmet son avis au ministre de l'Énergie.

La CREG a, dans ce cadre, rendu sept avis en 2013 suite à des demandes introduites par Gazprom Marketing & Trading Ltd, E.ON Energy Sales GmbH, EDF Luminus SA, Total Gas & Power Belgium SA, Prima LNG SA, Axpo France & Benelux SA et GETEC Energie AG. Les demandes de Lampiris SA et Eni gas & power SA étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2013.

En 2013, la consommation totale de gaz naturel s'est élevée à 183,2 TWh<sup>65</sup>, ce qui a représenté une baisse limitée de 1,3 % par rapport à la consommation de 2012 (185,6 TWh). Cette baisse est le résultat, d'une part, d'une augmentation de la consommation des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (+ 6,5 %) et, d'autre part, d'une diminution considérable de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison avec la production de chaleur) (- 11,7 %) et d'une diminution de la consommation des clients industriels (- 5,9 %).

En 2013, cinq entreprises supplémentaires ont entamé des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel : il s'agit d'activités de fourniture entièrement nouvelles pour Antargaz et Belgian Eco Energy. E.ON Global Commodities a repris les activités d'E.ON Ruhrgas, GETEC Energie a repris les activités d'Energy Logistics and Services et RWE Supply & Trading a repris les activités de RWE Supply & Trading Netherlands. Si l'on tient compte de la reprise ou de l'intégration des activités de transport dans une entreprise du même groupe, vingt entreprises ont été actives en 2013 sur le marché belge du transport.

Eni gas & power, qui succède à Distrigas (après la reprise de Nuon Belgium par Distrigas, cette dernière a changé de nom en Eni gas & power), n'est plus, pour la première fois depuis l'ouverture du marché, le principal *shipper* pour le

transport intérieur. Eni gas & power voit sa part de marché baisser de 5,5 % à 31,4 % et devient le deuxième acteur, après GDF Suez. Cette dernière a vu sa part de marché légèrement augmenter (+ 0,9 %), passant à 32,7 %.

EDF Luminus affiche une progression limitée, tout comme les années précédentes (+ 0,8 %) et atteint une part de marché de 11,0 %.

On observe encore une évolution notable, à savoir que pour la première fois, quatre acteurs détiennent une part de marché supérieure à 5 %.

Lampiris affiche à nouveau une nette croissance (+ 1,6 %) faisant passer sa part de marché à 5,3 %. Lampiris reprend ainsi la quatrième place à Wingas qui réalise quand même une augmentation de volume de 0,36 %, passant à 4,4 % de parts de marché. Suit RWE Supply & Trading avec 4,2 % de parts de marché (+ 0,57 %).

Statoil affiche une augmentation de volume importante (+ 1,4 %) et voit sa part de marché augmenter fortement à 3,3 %.

La prestation de Gas Natural Fenosa qui, de tous les acteurs du marché, présente la plus importante augmentation de volume (+1,8 %), est marquante également: sa part de marché a en effet presque quadruplé, passant de 0,6 % à 2,4 %.

En outre, Eneco België atteint une part de marché de 1,8 % (+ 0,7 %).

SEGE (Société européenne de Gestion de l'Énergie) perd des parts de marché (- 0,6%) et devient, avec une part de marché de 1,4 %, le dernier acteur du marché à détenir une part de marché supérieure à 1 %.

E.ON Global Commodities est, après Eni gas & power, le deuxième plus grand perdant (- 1,8%), et voit sa part de marché reculer de près de cinq fois celle de l'année précédente (0,5%).

Vattenfall Energy Trading Netherlands a totalement arrêté ses activités sur le réseau de transport belge dans le courant de 2013 et disparaît du marché (- 1,1% à 0,00 %).

Les autres utilisateurs actifs du réseau sont Antargaz, Belgian Eco Energy, Enovos Luxembourg, European Energy Pooling, GETEC Energie, natGas, Progress Energy Services et Total Gas & Power. Tous ces acteurs gagnent en part de marché en 2013, mais détiennent chacun une part de marché inférieure à 1 %.

Au 31 décembre 2013, trente-cinq utilisateurs du réseau étaient en possession d'une autorisation de fourniture. Vingt

65. Cette évaluation repose sur des chiffres liés aux activités de shipping, tels qu'ils ont été communiqués par le gestionnaire du réseau de transport.

d'entre eux ont réalisé des activités dans le courant de 2013 sur le réseau de transport pour le *shipping* de gaz naturel au profit des clients finals belges. A titre de comparaison, fin

2007, seuls six utilisateurs du réseau étaient actifs sur le réseau de transport de Fluxys Belgium pour les fournitures faites aux clients finals belges.

Tableau 16 : Entreprises actives en 2013 sur le marché belge sur le plan du *shipping* de gaz naturel - Evolution par rapport à 2012

Volume acheminé en Belgique (en TWh)* Parts de marché en Belgique (en %)	2012		2013		Δ2013/2012	
	TWh	%	TWh	%	(%) **	(%-point) ***
Antargaz SA			0,01	0,01		0,0
Belgian Eco Energy SA			0,01	0,01		0,0
E.ON Global Commodities SE	4,28	2,3	0,95	0,5	-77,9	-1,8
EDF Luminus SA	19,00	10,2	20,14	11,0	6,0	0,8
Eneco België BV	1,99	1,1	3,26	1,8	63,8	0,7
Eni S.p.A.	68,41	36,9	57,50	31,4	-15,9	-5,5
Enovos Luxembourg SA	0,30	0,2	0,90	0,5	199,2	0,3
European Energy Pooling SPRL	0,01	0,0	0,03	0,02	470,3	0,0
Gas Natural Europe	1,09	0,6	4,36	2,4	300,2	1,8
GDF SUEZ	59,11	31,9	59,97	32,7	1,5	0,9
GETEC Energie AG	0,25	0,1	0,25	0,1	1,9	0,0
Lampiris SA	6,72	3,6	9,64	5,3	43,3	1,6
natGAS Aktiengesellschaft	0,23	0,1	0,82	0,4	252,3	0,3
Progress Energy Services SA	0,04	0,0	0,11	0,1	211,7	0,04
RWE Supply & Trading GmbH	6,76	3,6	7,72	4,2	14,1	0,57
Société Européenne de Gestion de l'Energie SA	3,70	2,0	2,56	1,4	-30,7	-0,6
Statoil ASA	3,46	1,9	5,98	3,3	72,7	1,4
Total Gas & Power Ltd	0,80	0,4	1,03	0,6	27,6	0,13
Vattenfall Energy Trading Netherlands NV	1,99	1,1	0,00	0,00	-100,0	-1,1
WINGAS GmbH	7,42	4,0	7,98	4,4	7,5	0,36
Total final	185,6	100,0	183,2	100,0	-1,3	

\* Ces chiffres ne concernent que les fournitures aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes portant sur la fourniture aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution, le lecteur est invité à consulter la publication conjointe des quatre régulateurs énergétiques sur le site internet de la CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be)).

\*\* Evolution relative 2013 par rapport à 2012 (la base est 2012)

\*\*\* Evolution absolue de la part de marché

Source : CREG



## 4. Le marché du gaz naturel

### 4.1.1.2. Les prix maximaux

Le lecteur est renvoyé au point 3.1.2.2 du présent rapport, lequel s'applique *mutatis mutandis* pour le gaz naturel<sup>66</sup>.

### 4.1.1.3. L'évolution et les fondamentaux du prix du gaz naturel

La CREG a continué en 2013 la publication mensuelle qu'elle a lancée en septembre 2012 et qui se présente sous la forme d'un tableau de bord. Cette publication a pour but d'informer tous les acteurs concernés des évolutions importantes des facteurs influençant le marché du gaz naturel.

En ce qui concerne le marché de gros, la CREG suit l'évolution d'un certain nombre de paramètres fondamentaux dans la formation du prix du gaz naturel.

En ce qui concerne le marché de détail, le tableau de bord se concentre surtout sur l'évolution du prix du gaz naturel en Belgique pour les clients résidentiels et les PME. Une comparaison est aussi réalisée avec les prix du gaz naturel dans les pays voisins.

Pour un aperçu de l'évolution des différentes composantes du prix du gaz naturel entre janvier 2007 et mai 2013, le lecteur est invité à se référer au point 4.2.1.1 du présent rapport.

## 4.1.2. La régulation du transport et de la distribution

### 4.1.2.1. La dissociation et la certification des gestionnaires de réseau et le gouvernement d'entreprise

#### A. La dissociation des gestionnaires de réseau

En 2013, aucune modification de loi n'a eu lieu en ce qui concerne les règles relatives à la dissociation des gestionnaires de réseau, telles qu'elles ont été insérées dans la loi gaz par la loi de transposition du 8 janvier 2012. Elles ont toutefois fait l'objet, sur un nombre limité de points, d'une réserve interprétative formulée par la Cour constitutionnelle dans son arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013 (en ce qui concerne l'art. 8, § 4bis et 8, § 4quater de la loi gaz).

#### B. La certification des gestionnaires de réseau

##### ■ Fluxys Belgium

Lors de l'assemblée générale extraordinaire et ordinaire du 14 mai 2013, Fluxys Belgium a adapté ses statuts afin de se conformer aux conditions imposées par la CREG dans sa décision du 27 septembre 2012 (voir rapport annuel 2012, page 14).

##### ■ Interconnector (UK) Limited

Le 14 mars 2013, la CREG a approuvé<sup>67</sup> un projet de décision sur la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited basée sur le modèle du *full ownership unbundling* introduit auprès de la CREG le 3 décembre 2012. Le projet de décision a été transmis pour avis à la Commission européenne en date du 22 mars 2013.

Le 16 mai 2013, la Commission européenne a communiqué son avis à la CREG. Dans cet avis, la Commission européenne déclare ne pas avoir d'objections à formuler à l'encontre de la période transitoire demandée par Interconnector (UK) Limited afin de respecter totalement, pour le 3 mars 2015 au plus tard, les exigences de dissociation telles que prévues à l'article 9 de la directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009. Tant le régulateur britannique, l'Ofgem, que la CREG s'étaient exprimés positivement à ce sujet dans leur projet de décision.

La Commission européenne a suivi l'avis de la CREG en estimant qu'Interconnector (UK) Limited doit, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport, en application de l'article 9(1), a), de la directive 2009/73/CE, démontrer qu'il a le contrôle exclusif et complet sur ILC, filiale d'Interconnector (UK) Limited. La Commission européenne a également suivi l'avis de la CREG pour ce qui concerne l'utilité du maintien de la structure issue du droit des sociétés entre Interconnector (UK) Limited et IZT, dans laquelle Interconnector (UK) Limited détient une participation. De plus, la Commission européenne a estimé, tout comme la CREG, qu'il était fondamental qu'Interconnector (UK) Limited démontre également, pour le 3 mars 2015 au plus tard, qu'elle a le contrôle exclusif et complet sur IZT et FL Zeebrugge et que les tâches du gestionnaire du réseau de transport sont exécutées soit par Interconnector (UK) Limited elle-même, soit sous son contrôle exclusif et complet.

66. Décision (B)130516-CDC-1240 relative aux règles complémentaires pour le calcul de la marge à calculer afin de définir les prix maximaux du gaz naturel à appliquer aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié.

67. Projet de décision (B)130314-CDC-1236 relative à la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited.

Le 11 juillet 2013, la CREG a approuvé<sup>68</sup> la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited. Dans sa décision finale, la CREG a imposé une série de conditions à Interconnector (UK) Limited, qui doivent être réalisées pour le 3 mars 2015 au plus tard. La CREG suit la mise en œuvre de ces conditions en collaboration avec le régulateur britannique Ofgem, à l'aide d'un rapport trimestriel transmis par Interconnector (UK) Limited aux deux régulateurs.

#### ■ Modifications légales en 2013

Des modifications ont été apportées à la procédure de certification en 2013 par la loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (Moniteur belge du 31 décembre 2013). La loi gaz prévoit désormais que si la procédure de certification a été initiée par la Commission européenne, la CREG doit la tenir informée d'une éventuelle caducité de la procédure. De même, pour les certifications concernant des pays tiers, le gestionnaire de réseau de transport concerné doit notifier à la CREG toute situation pouvant avoir pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un pays tiers acquière le contrôle du réseau de transport ou de son gestionnaire.

#### C. Le gouvernement d'entreprise

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités du comité de gouvernement d'entreprise de Fluxys Belgium pour l'année 2012 (contrôle de l'application de l'article 8/3 de la loi gaz et évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité du gestionnaire de réseau de transport).

En juin 2013, la CREG a rendu des avis conformes concernant la nomination de deux administrateurs indépendants et la prolongation du mandat de deux autres administrateurs indépendants de Fluxys Belgium. La CREG a également rendu des avis conformes concernant la nomination de deux administrateurs indépendants de Fluxys LNG.

La CREG a en outre pris connaissance du rapport du *Compliance Officer* relatif au respect du programme d'engagements par les membres du personnel de Fluxys Belgium et Fluxys LNG en 2012. Le programme d'engagements veille à garantir que tout traitement discriminatoire des utilisateurs du réseau et/ou des catégories d'utilisateurs du réseau soit exclu. A sa demande, la CREG a reçu le programme d'engagements renouvelé ainsi que le programme d'audit pour les années 2013 et 2014 concernant le respect du programme d'engagements.

#### 4.1.2.2. Les réseaux fermés de distribution

La Cour constitutionnelle a annulé par arrêt du 9 juillet 2013 les dispositions de la loi gaz relatives aux réseaux fermés industriels, à l'exception de celles liées aux tarifs, en tant que ces dispositions sont applicables aux réseaux fermés industriels qui se situent dans la sphère de compétence territoriale des régions. La Cour estime qu'elles règlent des matières relevant de la compétence des régions (voir le point 4.5 du présent rapport).

En 2013, la CREG n'a pas reçu de questions ou plaintes liées aux tarifs de la part d'utilisateurs de réseaux fermés.

#### 4.1.2.3. Le fonctionnement technique

##### A. Les autorisations de transport de gaz naturel

Pour construire et exploiter ses installations de gaz naturel, le gestionnaire du réseau de transport, Fluxys Belgium, doit soumettre une demande d'autorisation de transport auprès de l'Administration de l'Énergie du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Énergie.

La CREG dispose d'une compétence d'avis dans le cadre de telles demandes. Pour les dossiers de demande ayant une influence sur les réseaux de distribution, la CREG consulte le régulateur régional concerné.

En 2013, cinq demandes d'autorisations de transport de Fluxys Belgium ont été soumises à la CREG pour avis. La CREG a rendu un avis favorable pour chacun des dossiers introduits. Pour trois de ces demandes, le gestionnaire de réseau a commencé les travaux en 2013.

##### B. Le modèle d'équilibrage

Les principes de base suivants pour le nouveau modèle d'équilibrage basé sur le marché et en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2012<sup>69</sup>, sont reconnus par la majorité des acteurs du marché :

- équilibrage journalier avec un *cash-out* à la fin de la journée ;
- le rôle du gestionnaire du réseau de gaz naturel se limite à maintenir l'intégrité du système et à l'équilibrage résiduel ;
- l'utilisateur du réseau est responsable de l'équilibre entre ses flux gaziers entrants et sortants ;
- aucune restriction (horaire) pendant la journée ;
- une seule zone d'équilibrage ;

68. Décision finale (B)130711-CDC-1236 relative à la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited.

69. Voir décision (B)120510-CDC-1155 relative à la demande d'approbation du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel de la SA Fluxys Belgium.

#### 4. Le marché du gaz naturel

- le gestionnaire du réseau de gaz naturel fournit des informations en temps réel sur la position individuelle de chaque *shipper* et sur la position du réseau de transport dans son ensemble ;
- le gestionnaire du réseau de gaz naturel dispose de moyens suffisants pour remédier dans la journée aux déséquilibres et les met à la disposition des utilisateurs du réseau sous la forme de services de flexibilité éventuellement couplés à la capacité de prélèvement du client final ;
- les utilisateurs du réseau ont accès au marché spot *within-day* afin de corriger les déséquilibres de manière simple ;
- le gestionnaire du réseau de gaz naturel achète et vend du gaz naturel à des fins d'équilibrage sur le marché spot ;
- les activités d'équilibrage du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel sont neutres en termes de coûts ;
- un système transparent de stimulants qui incitent l'utilisateur du réseau à éviter les déséquilibres à la fin de la période d'équilibrage est nécessaire.

La fusion de la zone du gaz H avec la zone du gaz L est d'ores et déjà envisagée et la CREG va demander au gestionnaire du réseau de gaz naturel de réaliser une analyse des coûts et des profits et d'élaborer un plan en étapes. La création d'une seule zone d'équilibrage est nécessaire au développement d'un marché du gaz liquide et aisément accessible.

Tout comme pour le transport, pour l'équilibrage aussi, il ne peut plus, à l'avenir, y avoir de distinction entre le transit et l'acheminement interne.

Pour éviter que l'intégrité du système ne soit mise en péril, le nouveau modèle d'équilibrage impose des restrictions par le biais du contrat de raccordement, aux clients finals, pour qui il est désormais possible d'orienter de façon substantielle le processus de production pendant la journée (centrales électriques, grands clients qui utilisent le gaz naturel comme matière première dans leur processus de production, clients finals avec bifuel, etc.). En outre, plusieurs règles sont nécessaires pour les flux gaziers pendant la journée aux points de sortie situés aux frontières du réseau de transport. De cette manière, des restrictions au niveau du portefeuille sont évitées et imposées à une catégorie de clients finals et/ou points de sortie bien définie.

Le modèle d'équilibrage prévoit la fourniture d'informations à l'utilisateur du réseau individuel. Celui-ci reçoit systématiquement dans l'heure les informations sur ses flux gaziers entrants et sortants de l'heure précédente. Sans ces informations, il n'est pas possible d'introduire un modèle d'équilibrage journalier. En effet, il n'y a absolument aucun intérêt

à imposer à des utilisateurs du réseau l'obligation d'être en équilibre en fin de journée si ces utilisateurs ne disposent pas des informations nécessaires sur leur position d'équilibre dans la journée. Sans ces informations, l'utilisateur du réseau est dans l'impossibilité d'intervenir en ayant recours à ses contrats de fourniture, services de flexibilité, marché spot *within-day*, etc. En ce qui concerne la fourniture d'informations aux utilisateurs du réseau, le modèle d'équilibrage actuel satisfait aux besoins des utilisateurs du réseau.

En ce qui concerne l'achat de flexibilité supplémentaire, il est facile de remonter jusqu'à celui qui a provoqué les coûts, puisque le gestionnaire du réseau de gaz naturel dispose, sur une base horaire, de la position individuelle de chaque utilisateur du réseau. L'utilisateur du réseau qui utilise cette flexibilité au cours de la journée gazière pour contrôler son équilibre du réseau dans des circonstances optimales en supportera par conséquent les coûts. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel développe à cet effet un service de flexibilité qui peut être acheté par l'utilisateur du réseau à un tarif régulé approuvé par la CREG. Si l'utilisateur du réseau le souhaite (par ex. l'utilisateur du réseau souhaite reporter de quelques heures l'achat de gaz naturel supplémentaire sur le marché spot), il peut acheter de la flexibilité supplémentaire pendant la journée afin de gérer son déséquilibre dans des conditions optimales.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel achète et vend du gaz naturel pour l'équilibrage du réseau de transport dans la journée et, le cas échéant, à la fin de la journée (*cash-out*) sur le marché spot. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel veille à ce que les coûts de l'équilibrage du réseau de transport soient les plus faibles possible.

Après le lancement réussi du nouveau modèle de transport le 1<sup>er</sup> octobre 2012, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel a constaté que certaines dispositions relatives au réglage de la position individuelle des utilisateurs du réseau et au règlement financier qui y est lié, comme prévu dans la version approuvée du Règlement d'Accès pour le Transport de Gaz Naturel, peuvent avoir des effets indésirables, voire néfastes pour certains utilisateurs du réseau.

L'annexe A, « Modèle de Transport », du Règlement d'Accès pour le Transport de Gaz Naturel de la SA Fluxys Belgium a été modifiée<sup>70</sup> pour palier à ces inconvénients.

70. Décision (B)121122-CDC-1205 relative à la demande d'approbation de l'annexe A révisée « Modèle de Transport » du Règlement d'Accès pour le Transport de Gaz Naturel de la S.A. Fluxys Belgium.

### C. Les règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture

Conformément à la loi gaz, la CREG est chargée de contrôler l'application du code de bonne conduite et d'évaluer les performances relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau de transport de gaz naturel passées en exécution du code de bonne conduite<sup>71</sup>.

En exécution de l'article 133 du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel implémente un système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis.

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de :

- fréquence des interruptions et/ou réductions ;
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions ;
- cause de et le remède pour ces interruptions et/ou réductions ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2013, aucun service n'a été interrompu ou réduit. L'introduction du nouveau modèle *entry/exit* lancé le 1<sup>er</sup> octobre 2012 a permis de composer un nouveau portefeuille de services qui a été repris dans le programme de transport de gaz naturel après concertation avec les acteurs du marché concernés. Le portefeuille des services proposés a été évalué dans le courant de l'année 2013 en collaboration avec les acteurs du marché. De nouveaux services de transport de gaz naturel devraient être proposés sur le marché dans le courant de l'année 2014 par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

### D. Le temps pris par le gestionnaire du réseau de transport pour effectuer les raccordements et les réparations

Conformément à la loi gaz de 1965, la CREG est chargée de la surveillance du temps pris par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les réparations.

En 2013, trois nouveaux raccordements ont été réalisés : deux pour des clients finals (25 et 21 mois respectivement) et un pour la distribution publique (44 mois).

En ce qui concerne les réparations non prévues (post incident) en 2013, Fluxys Belgium a effectué toutes les réparations en un jour, à l'exception d'Anvers (14 jours) et de Lier

(19 jours). Toutes les réparations ont eu lieu après concertation avec l'utilisateur final et/ou *shipper* afin de prévenir tout manque de gaz naturel.

Les réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent un jour) et ont été exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

### E. Le code de bonne conduite

#### Raccordement

Le contrat standard de raccordement formalise le lien contractuel entre Fluxys Belgium et une entreprise directement raccordée au réseau de Fluxys Belgium. Le contrat définit les droits et les obligations des deux parties en ce qui concerne le raccordement au gaz naturel; il reste d'application tant que le raccordement physique demeure, même en l'absence de tout prélèvement de gaz naturel. Le contrat de raccordement est un contrat standard identique pour toutes les entreprises raccordées.

Le contrat standard de raccordement comprend plusieurs annexes. En l'occurrence, l'annexe 1 reprend les procédures opérationnelles (identiques pour toutes les entreprises raccordées), à savoir les règles et directives qui doivent être observées à tout moment, notamment les spécifications techniques liées aux stations de réception de gaz naturel, les procédures opérationnelles pour une station de réception de gaz naturel et la manière dont les quantités prélevées sont définies.

Du 13 juillet au 31 août 2012, Fluxys Belgium a procédé à une consultation de marché relative aux modifications de l'annexe 1 du contrat standard de raccordement. Elles concernaient principalement des adaptations visant à permettre d'effectuer des mesures de volume au moyen de compteurs à ultrasons. Aucun commentaire ni remarque n'ont été reçus par Fluxys Belgium.

Le 10 janvier 2013, Fluxys Belgium a soumis à l'approbation de la CREG les modifications de l'annexe 1 du contrat standard de raccordement.

Le 14 mars 2013, la CREG a décidé<sup>72</sup> d'approuver les modifications de l'annexe 1 du contrat standard pour l'accès du client final au réseau de transport de gaz naturel proposées par Fluxys Belgium.

71. Arrêté royal du 23 décembre 2010 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation de GNL. Concernant le code de bonne conduite, le lecteur est également invité à se référer au point E ci-après.

72. Décision (B)130314-CDC-1235 relative aux modifications de l'annexe 1 du contrat standard pour l'accès du client final au réseau de transport de gaz naturel (appelé «contrat standard de raccordement») proposées par la SA Fluxys Belgium.



##### Transport de gaz naturel

La CREG a approuvé<sup>73</sup> le 10 mai 2012 le contrat standard de transport de gaz naturel, le règlement d'accès et le programme de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium et a ainsi donné le feu vert pour l'implémentation d'un nouveau modèle de transport à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2012. Ce nouveau modèle de transport, appelé *Entry/Exit*, simplifie fortement l'accès au réseau de transport de Fluxys Belgium et crée les conditions permettant d'améliorer la liquidité du marché du gaz naturel. Il prévoit notamment un accès aisé au réseau de transport de gaz naturel pour tous les acteurs du marché, la création d'une place de négoce où, outre le commerce bilatéral (*OTC*), une bourse anonyme (*exchange*) propose des services aux acteurs du marché et un système d'équilibrage orienté marché par lequel Fluxys Belgium achète ou vend du gaz naturel sur la bourse anonyme afin de maintenir l'équilibre du réseau.

Les services offerts correspondent en grande partie aux principes de base énoncés par la CREG pour le nouveau modèle de transport. En effet :

- un vaste portefeuille de services de transport est offert aux acteurs du marché ;
- les services de transport aux points d'entrée peuvent être réservés indépendamment des services de transport aux points de prélèvement ;
- aucune distinction n'est établie entre le transit et le transport intérieur ;
- la possibilité de réserver des services de transport pour une durée d'un jour minimum est prévue ;
- la durée maximale pour la réservation de services de transport aux points d'entrée et de prélèvement du réseau de transport n'est pas limitée ;
- l'offre et la nature (ferme, interruptible) des services de transport vers le nouveau modèle de transport n'ont pas été réduites par la transition ;
- les services de transport peuvent être facilement réservés par le biais d'un système de réservation électronique disponible 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 ;
- une place de négoce virtuelle a été créée pour le gaz naturel ;
- tous les acteurs du marché (et donc également les clients finals) peuvent négocier du gaz naturel sur cette place de négoce de manière très simple et ensuite le transporter vers la destination de leur choix ;
- l'accès au marché du transport et au marché du commerce de gaz naturel a été fortement simplifié et amélioré sur le plan structurel.

Chaque utilisateur du réseau qui souhaite réserver des services de transport ou avoir accès aux systèmes d'information et de réservation de Fluxys Belgium signe au préalable

le contrat standard pour les services de transport de gaz naturel. Ce contrat standard constitue le moyen d'accéder au réseau de transport de gaz naturel et aux réseaux de Fluxys Belgium. L'utilisateur du réseau est enregistré comme client de Fluxys Belgium et peut réserver des services de transport à partir de la date de souscription. L'utilisateur du réseau peut, en fonction de ses besoins, réserver des services de transport par le biais d'une procédure écrite ou via le système de réservation automatique disponible 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Outre les affréteurs, les traders et les fournisseurs, le client final qui le souhaite a lui aussi accès de cette manière au réseau de transport de gaz naturel et à la bourse de gaz naturel.

La capacité de prélèvement des clients finals raccordés au réseau de distribution ne doit plus être réservée mais est allouée mensuellement par Fluxys Belgium. Cela simplifie grandement l'accès au marché résidentiel et aux petites et moyennes entreprises. Il n'est en effet plus nécessaire pour les fournisseurs de réserver à l'avance de la capacité de prélèvement pour les clients finals sur le réseau de distribution, ce qui représentait auparavant une matière technique complexe et fastidieuse, surtout pour les nouveaux-venus sur le marché. La capacité de prélèvement est par ailleurs calculée et allouée de la même manière pour chaque affréteur/fournisseur, ce qui crée des règles de jeu équitables (*level playing field*) et évite d'éventuelles discriminations.

En 2013, la CREG a pris quatre décisions relatives à des modifications, proposées par Fluxys Belgium, au contrat standard de transport de gaz naturel, au règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et au programme de transport de gaz naturel:

**- *Décision du 11 avril 2013 sur des modifications du contrat standard de transport de gaz naturel, des annexes A et B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel***

Pour plus d'explications sur cette décision, qui porte avant tout sur des questions transfrontalières, le lecteur est invité à se référer au point 4.1.3.1 du présent rapport.

**- *Décision du 10 octobre 2013 sur une modification du contrat standard de transport de gaz naturel***

La demande d'approbation d'une modification du contrat standard de transport de gaz naturel, telle que soumise à la CREG par la Fluxys Belgium, concernait la diminution de la notation dans le chef des affréteurs de A Standard&Poor's//Fitch ou A3 Moody's à BBB+ Standard&Poor's//Fitch ou Baa1 Moody's.

73. Décision (B)120510-CDC-1155 relative à la demande d'approbation du contrat standard de transport de gaz naturel, du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel de la S.A. Fluxys.

La CREG a approuvé<sup>74</sup> cette demande, par décision du 10 octobre 2013, car Fluxys Belgium s'est conformée de cette manière aux conditions de crédit requises par les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel des pays voisins de la Belgique dans le chef des affréteurs.

**- Décision du 10 octobre 2013 sur des modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 du règlement d'accès**

Dans le cadre de son souci permanent d'optimiser son offre de services, Fluxys Belgium a rédigé une proposition contenant des améliorations de ses services de conversion de qualité du gaz H en gaz L. A cet effet, elle a organisé une consultation de marché entre le 12 août et le 21 août 2013. Fluxys Belgium a tenu compte de la majorité des commentaires reçus dans une proposition révisée.

Le 9 octobre 2013, Fluxys Belgium a introduit en ce sens auprès de la CREG une demande d'approbation du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel en vue de l'amélioration des services de conversion de qualité.

Les modifications proposées par Fluxys Belgium visaient à mieux adapter le service Conversion de qualité, et plus particulièrement le service Conversion de qualité H -> L, aux besoins réels du marché et donc à le rendre plus attrayant pour les utilisateurs du réseau. L'adaptation proposée consiste principalement en une simplification du service, une extension et une meilleure prévisibilité de la disponibilité du service, la possibilité de souscription à long terme et un régime d'indemnisation simplifié et davantage transparent.

Sur la base des éléments de la proposition, la CREG a estimé que les modifications proposées par Fluxys Belgium constituaient une amélioration par rapport à la méthode actuelle pour l'utilisateur du réseau qui a souscrit de la capacité pour les services de conversion de qualité. La CREG constate également que la proposition améliorée tient largement compte des remarques formulées par les parties prenantes concernées dans le cadre de la consultation de marché organisée par Fluxys Belgium.

A la lumière de ce qui précède, la CREG a décidé<sup>75</sup> d'approuver, pour une entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2013, les modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel proposées par Fluxys Belgium en vue de l'amélioration des services de conversion de qualité.

Concernant la méthode, la CREG a constaté que, afin de pouvoir répondre au mieux aux besoins du marché, Fluxys

Belgium n'a pas attendu la décision de la CREG, mais qu'elle a ouvert les services de conversion de qualité du 9 septembre 2013 au 20 septembre 2013 inclus par le biais d'une fenêtre de souscription. Fluxys Belgium a toutefois signalé clairement que le service était proposé sous réserve d'approbation par la CREG. La CREG en a pris acte. Elle affirme toutefois qu'une approbation a lieu en règle générale avant l'application de ce qui est soumis pour approbation. A ce sujet, il est fait référence à l'article 41.6.a de la Directive 2009/73/CE qui stipule que l'approbation doit avoir lieu suffisamment de temps avant l'entrée en vigueur.

La CREG est consciente du fait que Fluxys Belgium agit de plus en plus dans un environnement compétitif. Cet environnement peut amener à développer de meilleurs services et à les mettre plus rapidement sur le marché. L'application de modifications non encore approuvées par la CREG aux documents réglementaires, même si Fluxys Belgium effectue lesdites modifications sous réserve de l'approbation de la CREG, nuit toutefois à l'effet utile d'une procédure d'approbation préalable par la CREG.

Par conséquent, la CREG demande que Fluxys Belgium mette dorénavant tout en œuvre afin de préparer les modifications des contrats standard, du règlement d'accès et des programmes de services en vue de l'approbation ex ante de la CREG.

**- Décision du 24 octobre 2013 sur des modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, E et G du règlement d'accès**

Le 29 août 2013, Fluxys Belgium a introduit auprès de la CREG une demande d'approbation relative à des modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, E et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Le 30 septembre 2013, Fluxys Belgium a introduit auprès de la CREG une nouvelle proposition de modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, E et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel. Plusieurs modifications mineures ont été apportées à ces documents afin d'apporter des éclaircissements.

Cette proposition de modification du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport du gaz naturel visait à stipuler des modalités supplémentaires afin de mettre en œuvre les procédures de gestion de la congestion contractuelle stipulées à l'annexe I du Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 « concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le

74. Décision (B)131010-CDC-1284 relative à la demande d'approbation d'une modification du contrat standard de transport de gaz naturel (article 14.1.1, (ii)).

75. Décision (B)131010-CDC-1283 sur les modifications du Programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 du Règlement d'accès pour le Transport de gaz naturel proposées par la SA Fluxys Belgium en vue de l'amélioration des services de conversion de qualité.

#### 4. Le marché du gaz naturel

règlement (CE) n° 1775/2009 » et de modifier l'Appendix I de l'Annexe B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel afin de la mettre en conformité avec les Conditions générales relatives à l'utilisation de la plate-forme de capacité primaire PRISMA, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013.

Conformément au point 2.2.1.4 de l'annexe I du Règlement (CE) n° 715/2009 précité, les procédures suivantes de gestion de la congestion devaient en effet être mises en œuvre à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2013 :

- 1) accroissement de la capacité par un système de surréservation et de rachat ;
- 2) restitution de la capacité contractée ;
- 3) le mécanisme « *use-it-or-lose-it* » à long terme.

La modification de l'Appendix I de l'Annexe B du règlement d'accès s'inscrit dans le cadre du projet-pilote relatif à la mise en œuvre du Règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau concernant les mécanismes d'attribution des capacités dans des systèmes de transport de gaz et complétant le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil.

Ce code de réseau CAM prévoit que la capacité de transport aux points d'interconnexion entre les zones *Entry-Exit* au sein de l'Union européenne soit allouée par des enchères sur la base de durées standardisées (année, trimestre, mois, jour et dans la journée) et comporte un calendrier d'enchères commun. Le code de réseau CAM prévoit en outre la création de plates-formes électroniques pour les enchères de capacités sous la gestion conjointe des gestionnaires de réseau. Forts de leur expérience avec de telles plates-formes, un grand nombre de gestionnaires de réseau de transport, dont Fluxys Belgium, ont élaboré la plate-forme commune d'enchères de capacité de transport aux points d'interconnexion qui est gérée par PRISMA. Cette plate-forme d'enchères est opérationnelle depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013 et offre, de façon étalée dans le temps, de la capacité de transport bundlée aux points d'interconnexion entre les zones *Entry-Exit* des gestionnaires de réseau de transport participants, conformément au code de réseau CAM. Puisque le code de réseau CAM n'avait pas encore été institué par voie de Règlement, cette initiative est un projet-pilote.

Avant d'introduire cette proposition de modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, E et G du règlement d'accès, Fluxys Belgium a soumis, après concertation avec la CREG, ses projets de textes modifiés à la consultation des acteurs du marché et a organisé une série d'ateliers visant à informer en détail les acteurs du marché sur les modifications précitées.

Dans le cadre de la collaboration transfrontalière, la CREG a mené les discussions nécessaires avec les régulateurs des pays voisins.

Le 24 octobre 2013, la CREG a approuvé<sup>76</sup> les modifications du programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B (à l'exception de l'Appendix 1), E et G du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel soumises le 30 septembre 2013 et a décidé qu'elles entreraient en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2013.

La CREG a demandé que Fluxys Belgium publie, au moins une fois par an et la première fois dans les six mois suivant la date de la décision, un rapport sur le fonctionnement du système de surréservation et de rachat, en particulier sur la méthode de calcul de la quantité de capacité additionnelle aux points d'interconnexion, conformément au Règlement (CE) n° 715/2009 précité.

#### Stockage

A compter de la saison de stockage 2013/2014, des services de stockage de moyen terme ont été mis à disposition par Fluxys Belgium par le biais d'une fenêtre de souscription. Au total, 100 Mm<sup>3</sup>(n) de volume de stockage, complétés par de la capacité d'injection et de la capacité d'émission d'une durée de trois ans ont été vendus pour la période du 15 avril 2013 au 14 avril 2016.

Comme elle l'a fait pour la saison de stockage 2012/2013, Fluxys Belgium a organisé une enchère le 28 novembre 2012 pour l'allocation de la capacité de stockage annuelle pour la saison 2013/2014. Fluxys Belgium n'est pas parvenue à cette occasion à allouer la capacité disponible : seuls 48% de la capacité disponible ont pu être alloués pour les services annuels, qui s'élèvent au total à 180 Mm<sup>3</sup>(n), ont été vendus. Suite à ce résultat défavorable, une évaluation de la procédure d'enchère a été souhaitée. Comme raisons sous-jacentes de l'allocation incomplète de ses services, Fluxys Belgium renvoie elle-même à la concurrence directe avec d'autres opérateurs de stockage physiques dans les pays voisins. En outre, Fluxys Belgium affirme qu'une pression commerciale s'est également fait sentir depuis peu en conséquence des contrats de flexibilité virtuelle proposés par différentes parties sous différentes formes.

En vue de pouvoir commercialiser la capacité non vendue, Fluxys Belgium a élaboré une proposition en concertation avec la CREG. La proposition, soumise à l'approbation de la CREG le 24 janvier 2013, prévoit l'intégration des services à moyen terme dans les services à long terme ainsi que l'assouplissement de la manière dont la capacité est proposée sur le marché. Fluxys Belgium a commenté les

76. Décision (B)131024-CDC-1281 relative aux modifications du Programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, E et G du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel proposées par la S.A. Fluxys Belgium.

modifications lors d'une séance d'informations et les a soumises à consultation par le biais d'une consultation de marché formelle.

Les modifications proposées par Fluxys Belgium portent sur l'intégration des services à moyen terme dans les services à long terme, faisant disparaître la distinction entre services de moyen terme et services de long terme. Par ailleurs, les quantités par durée de service ne sont pas fixes, mais sont déterminées en fonction des conditions de marché et des délais des services déjà alloués à ce moment. La répartition spécifique du volume disponible est effectuée sur une base *ad hoc* en concertation avec le marché et est déterminée via des conditions spécifiques fixées dans les conditions particulières (les *Terms and Conditions*) qui accompagnent les fenêtres de souscription et les fenêtres d'enchères. L'annonce d'une telle fenêtre se fait par la publication par Fluxys Belgium d'un calendrier d'allocation.

La CREG a estimé que les modifications proposées offraient davantage de possibilités à Fluxys Belgium de commercialiser les services de stockage disponibles et que l'élargissement de l'ensemble de services profite aussi aux utilisateurs de stockage. C'est pourquoi elle a décidé<sup>77</sup> d'approuver les modifications proposées.

Fluxys Belgium a pu encore allouer une partie des services disponibles, à savoir une capacité d'injection de 85.000 m<sup>3</sup>(n)/h et d'un volume de stockage de 499 GWh. Les services non vendus peuvent en outre être souscrits selon le principe premier venu premier servi.

La commercialisation des services de stockage en général requiert en tous les cas une attention particulière pour cette saison 2013/2014 et probablement aussi durant la prochaine période. La CREG insiste pour que Fluxys Belgium recherche activement comment la capacité de stockage de Loenhout pourrait être mieux commercialisée, notamment lors du développement de services de flexibilité supplémentaires, en vue de soutenir le ZTP (*Zeebrugge Trading Point*) en tant que plate-forme de négoce virtuelle.

## GNL

Tant les contrats standard que les règlements d'accès et les programmes de services doivent être soumis à l'approbation de la CREG par le gestionnaire du terminal de GNL (Fluxys LNG).

Le 15 juin 2012, Fluxys LNG a lancé une consultation de marché sur le contrat standard pour les services de refourniture de GNL, le règlement d'accès pour le GNL et le programme de GNL.

Le 27 juillet 2012, Fluxys LNG a reçu des acteurs du marché participants de nombreuses suggestions, propositions, remarques, observations et informations utiles et importantes. Elle a transmis les réactions précitées à la CREG.

Les remarques formulées par les acteurs du marché avaient essentiellement trait à leur souci de maintenir la garantie de la stabilité des services GNL existants en plus du développement de nouveaux services GNL (à savoir le chargement de méthaniers GNL et de camions de GNL)

Dans ce contexte, Fluxys LNG a organisé, le 27 mai 2013, une nouvelle consultation de marché, ayant trait cette fois aux documents réglementaires pour le chargement de camions de GNL.

Suite à ladite consultation et en concertation avec la CREG, le 2 juillet 2013, Fluxys LNG a introduit auprès de la CREG pour approbation, trois documents distincts, à savoir :

- le contrat standard pour le chargement de camions de GNL ;
- le règlement d'accès pour le chargement de camions de GNL ;
- le programme de GNL ayant déjà été approuvé le 15 novembre 2012 mais complété pour ce qui concerne les camions de GNL

Le 11 septembre 2013, après concertation entre Fluxys LNG et la CREG, Fluxys LNG a soumis à la CREG une demande adaptée d'approbation du contrat standard de GNL pour le chargement de camions de GNL et du règlement d'accès pour le GNL pour le chargement de camions de GNL.

Par décision<sup>78</sup> du 19 septembre 2013, la CREG a approuvé les conditions principales pour le chargement de camions de GNL, à savoir le contrat standard de GNL pour le chargement de camions de GNL, le règlement d'accès pour le GNL pour le chargement de camions de GNL et le programme de GNL adapté pour les camions.

77. Décision (B)130221-CDC-1232 relative à la demande d'approbation de la mise à jour du règlement d'accès pour le stockage (c.-à-d. les annexes B, C1, C2, H1, H2 et Main), du programme de stockage et du contrat de stockage standard (c.-à-d. les annexes Main et 3) de la SA Fluxys Belgium.

78. Décision (B)130919-CDC-1277 relative à la demande d'approbation des conditions principales pour le chargement des camions de GNL, composées du contrat GNL standard, du règlement d'accès et du programme GNL de la SA Fluxys LNG.

#### 4. Le marché du gaz naturel

##### F. Les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement

Le *Gas Coordination Group* de la Commission européenne coordonne l'application du règlement (UE) n° 994/2010<sup>79</sup> visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe. La CREG y représente la Belgique, aux côtés de l'autorité compétente désignée, à savoir la Direction générale de l'Énergie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie et assiste cette dernière dans l'application, en Belgique, de ce règlement. Dans ce cadre, la CREG se concentre principalement sur une optimisation des instruments de marché destinés à garantir la sécurité d'approvisionnement. Les risques résiduels nécessitent une intervention adéquate de la part des autorités, qui soit susceptible d'être intégrée au fonctionnement du marché. La CREG a pu collaborer étroitement sur ce plan avec la Direction générale de l'Énergie afin que celle-ci assume sa responsabilité en tant qu'autorité compétente. La CREG a notamment aidé à la réalisation du rapport de suivi annuel de la sécurité d'approvisionnement<sup>80</sup>. Elle a également collaboré à un projet de texte légal visant à appliquer une norme de fourniture pour les clients protégés.

La CREG, fidèle à ses missions générales de surveillance et de contrôle de l'application du code de bonne conduite, a suivi l'équilibrage sur le réseau de transport pour le gaz H et le gaz L. En 2013, la CREG n'a pas constaté de problèmes critiques pour la maîtrise de l'équilibre du réseau. Le régime actuel d'équilibrage du réseau crée une lourde responsabilité dans le chef même des utilisateurs du réseau; le gestionnaire du réseau n'ayant plus qu'à assurer, si nécessaire, un équilibrage résiduel. Le mécanisme d'équilibrage basé sur le marché est suivi de près et la CREG le considère comme un mécanisme réussi et important qui contribue par ailleurs à garantir la continuité des fournitures de gaz naturel à tous les utilisateurs finals.

##### 4.1.2.4. Les tarifs de réseau et les tarifs GNL

###### A. Le réseau de transport, le stockage et le GNL

###### a) Méthodologie tarifaire

La sécurité juridique résultant de l'arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013 de la Cour constitutionnelle, qui a tranché sur la manière dont la Belgique a transposé les dispositions du troisième paquet énergie européen relatives, notamment, à la détermination d'une méthodologie tarifaire pour

le raccordement et l'accès au réseau de transport de gaz naturel, aux installations de stockage du gaz naturel et installations de GNL (voir le point 4.5 du présent rapport), a permis à la CREG d'initier le processus de remplacement de la méthodologie tarifaire provisoire par une méthodologie définitive.

Ce travail devrait être finalisé au plus tard le 31 décembre 2014 et nécessite d'abord un accord avec les gestionnaires concernés sur la procédure à suivre.

Entretemps, la CREG a continué à se baser sur l'arrêté du 24 novembre 2011 qu'elle avait élaboré et qui fixe les méthodes provisoires de calcul et établit les conditions tarifaires de raccordement et d'accès au réseau de transport de gaz naturel, installations de stockage du gaz naturel et installations de GNL (voir rapport annuel 2011, page 17).

###### b) Evolution des tarifs

###### ■ Tarifs de transport et de stockage

Les tarifs de Fluxys Belgium SA pour l'année 2013 pour le raccordement et l'utilisation du réseau de transport ainsi que pour les services de stockage et les services auxiliaires sont identiques à ceux de 2012, à l'exception de l'application du taux d'inflation. La CREG a en effet approuvé les tarifs de transport et de stockage de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour les années 2012-2015 par décision du 13 septembre 2012 (voir rapport annuel 2012, page 18).

Le 25 septembre 2013, Fluxys Belgium SA a soumis une proposition à la CREG concernant le prix de rachat maximal pour de la capacité additionnelle vendue par un système de surréservation et de rachat.

En vertu du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005, les gestionnaires de réseau de transport doivent en effet soumettre à l'autorité de régulation nationale un système incitatif de surréservation et de rachat destiné à offrir de la capacité additionnelle sur une base ferme.

La CREG a approuvé<sup>81</sup> la proposition de Fluxys Belgium SA, mais lui a demandé de lui transmettre dans les six mois de la décision un rapport sur le système de rachat, sur la base duquel la CREG pourra, le cas échéant, demander à Fluxys Belgium SA de revoir le système approuvé.

79. Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil (Journal officiel de l'Union européenne du 12 novembre 2010).

80. [http://economie.fgov.be/nl/binaries/Yearly\\_monitoring\\_report\\_2012\\_BE\\_tcm325-234924.pdf](http://economie.fgov.be/nl/binaries/Yearly_monitoring_report_2012_BE_tcm325-234924.pdf)

81. Décision (B)131024-CDC-1288 relative aux prix de rachat proposés par la SA Fluxys Belgium dans le cadre du système incitatif de surréservation et de rachat de capacité additionnelle.



### ■ Tarifs du terminal GNL

Les tarifs de Fluxys LNG SA pour l'année 2013 pour l'utilisation des installations du terminal GNL de Zeebrugge sont identiques à ceux de 2012, à l'exception de l'application du taux d'inflation. La CREG a approuvé une version actualisée des tarifs, valables du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 mars 2027, par décision du 29 novembre 2012, confirmant le niveau réel tarifaire des tarifs approuvés dans sa décision du 30 septembre 2004.

### c) Soldes

#### ■ Fluxys Belgium SA

Dans son projet de décision du 30 mai 2013<sup>82</sup> basé sur le rapport tarifaire annuel et le décompte tarifaire pour l'exercice 2012 introduit par Fluxys Belgium SA auprès de la CREG le 1<sup>er</sup> mars 2013, la CREG a décidé que Fluxys Belgium SA devait adapter son rapport tarifaire afin d'obtenir une approbation relative aux soldes d'exploitation 2012.

Considérant le décompte tarifaire adapté du 25 juin 2013 que Fluxys Belgium SA a transmis à la CREG, en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2012, la CREG a décidé<sup>83</sup> que l'application des tarifs en 2012 devait conduire aux opérations suivantes :

- une dotation au compte de régularisation de l'activité Transport de 103.057.131,48 euros, ce qui le porte à 187.038.376,54 euros au passif du bilan en faveur des tarifs futurs et ;
- une dotation au compte de régularisation de l'activité Stockage de 8.933.147,89 euros, ce qui le porte à 32.241.251,63 euros à l'actif du bilan à récupérer par les tarifs futurs ;
- pour les deux activités ensemble, un gain d'efficacité global de 15.396.645,76 euros à l'avantage de la marge équitable.

### ■ Fluxys LNG SA

Considérant les rapports tarifaires du 11 juillet 2013 que Fluxys LNG SA a transmis à la CREG en vue du contrôle des tarifs de l'exercice 2011 et 2012, la CREG a décidé<sup>84</sup> que l'application des tarifs approuvés en 2011 et 2012 dotait le compte de régularisation qui s'élevait à 93.612.072,71 euros au 31 décembre 2012.

### d) Jurisprudence

Le 24 janvier 2013, la cour d'appel de Bruxelles a rendu un arrêt (n° 2012/AR/1212) par lequel elle a décrété, à la demande de la requérante, le désistement du recours qui avait été introduit contre la décision de la CREG (B)111222-CDC-656G/16 du 22 décembre 2011, relative à la demande d'approbation relative aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport ainsi que des services de stockage et des services auxiliaires de Fluxys pour les années 2012-2015.

## B. Les réseaux de distribution

### a) Méthodologie tarifaire

Le lecteur est invité à se référer au point 3.1.3.4.B.a du présent rapport.

### b) Evolution des tarifs

Les trois tableaux ci-après donnent un aperçu des évolutions tarifaires entre 2008 et 2013.

En avril 2012, la CREG a prolongé l'application des tarifs approuvés pour 2012 jusqu'au 31 décembre 2014. Par conséquent, il n'y a pas eu d'évolution des tarifs des réseaux de distribution entre 2012 et 2013.

82. Projet de décision (B)130530-CDC-656G/21 relative aux soldes rapportés par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2012.

83. Décision (B)130704-CDC-656G/22 relative aux soldes rapportés par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2012.

84. Décision (B)130717-CDC-657G/07 relative aux soldes rapportés par la SA Fluxys LNG concernant les exercices d'exploitation 2011 et 2012.



#### 4. Le marché du gaz naturel

Tableau 17: Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

euros/kWh	Client résidentiel 23.260 kWh/an										
	GRD	2008	Δ 2009/2008	2009 <sup>1</sup>	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012
GASELWEST	0,012008	11,46%	0,013384	1,39%	0,013570	4,77%	0,014217	2,36%	0,014553	0,00%	0,014553
IDEG	0,012890	8,98%	0,014048	5,06%	0,014758	3,25%	0,015237	2,71%	0,015651	0,00%	0,015651
IGH	0,013181	11,60%	0,014710	1,41%	0,014918	1,40%	0,015127	0,71%	0,015233	0,00%	0,015233
IMEA	0,009203	-2,00%	0,009019	1,93%	0,009193	1,13%	0,009297	1,87%	0,009471	0,00%	0,009471
IMEWO	0,011538	10,94%	0,012800	0,84%	0,012908	6,05%	0,013688	2,88%	0,014083	0,00%	0,014083
INFRA X WEST	0,012204	0,00%	0,012204	0,00%	0,012204	9,13%	0,013318	3,73%	0,013814	0,00%	0,013814
INTER-ENERGA	0,014607	0,00%	0,014607	0,00%	0,014607	-11,40%	0,012943	-0,88%	0,012829	0,00%	0,012829
INTERGEM	0,009782	20,04%	0,011743	1,83%	0,011958	5,46%	0,012611	3,60%	0,013064	0,00%	0,013064
INTERLUX	0,013616	-0,76%	0,013512	7,86%	0,014575	6,11%	0,015466	5,08%	0,016251	0,00%	0,016251
IVEG	0,009798	0,00%	0,009798	0,00%	0,009798	-4,26%	0,009381	4,50%	0,009803	0,00%	0,009803
IVEKA	0,009901	17,33%	0,011617	-5,94%	0,010927	3,40%	0,011299	2,74%	0,011608	0,00%	0,011608
IVERLEK	0,010070	9,85%	0,011062	1,18%	0,011192	4,96%	0,011747	3,15%	0,012117	0,00%	0,012117
RESA Gaz	0,010018	0,00%	0,010018	0,00%	0,010018	0,00%	0,010018	81,81%	0,018212	0,00%	0,018212
SEDILEC	0,012382	10,56%	0,013690	2,64%	0,014052	2,62%	0,014420	2,32%	0,014755	0,00%	0,014755
SIBELGA	0,011761	-3,20%	0,011384	7,53%	0,012241	3,77%	0,012703	1,78%	0,012930	0,00%	0,012930
SIBELGAS	0,011288	21,60%	0,013726	-3,07%	0,013304	1,46%	0,013498	0,80%	0,013606	0,00%	0,013606
SIMOGEL	0,008501	31,00%	0,011136	3,20%	0,011493	1,00%	0,011607	0,89%	0,011711	0,00%	0,011711
Moyenne	0,011338	8,67%	0,012262	1,52%	0,012454	2,29%	0,012740	7,06%	0,013511	0,00%	0,013511

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

<sup>1</sup> Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : valables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (avant : tarifs 2008)

Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Source : CREG

Tableau 18 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

euros/kWh	Client professionnel 2.300 MWh/an										
	GRD	2008	Δ 2009/2008	2009 <sup>1</sup>	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012
GASELWEST	0,003206	2,83%	0,003297	1,32%	0,003340	4,82%	0,003501	2,35%	0,003584	0,00%	0,003584
IDEG	0,003606	-7,39%	0,003340	5,10%	0,003510	3,51%	0,003633	3,17%	0,003748	0,00%	0,003748
IGH	0,003685	-3,73%	0,003547	0,57%	0,003567	1,31%	0,003614	0,95%	0,003649	0,00%	0,003649
IMEA	0,001744	-11,46%	0,001544	1,34%	0,001565	1,25%	0,001585	1,74%	0,001612	0,00%	0,001612
IMEWO	0,002737	4,28%	0,002854	1,11%	0,002886	6,42%	0,003071	3,15%	0,003168	0,00%	0,003168
INFRA X WEST	0,002341	0,00%	0,002341	0,00%	0,002341	10,78%	0,002593	0,29%	0,002601	0,00%	0,002601
INTER-ENERGA	0,003025	0,00%	0,003025	0,00%	0,003025	-11,02%	0,002692	2,51%	0,002760	0,00%	0,002760
INTERGEM	0,002388	14,01%	0,002722	2,18%	0,002782	5,69%	0,002940	3,73%	0,003050	0,00%	0,003050
INTERLUX	0,005081	-13,61%	0,004389	5,72%	0,004641	4,95%	0,004870	4,03%	0,005066	0,00%	0,005066
IVEG	0,002091	0,00%	0,002091	0,00%	0,002091	-8,58%	0,001911	2,32%	0,001955	0,00%	0,001955
IVEKA	0,002325	13,38%	0,002636	-6,23%	0,002472	3,58%	0,002560	2,96%	0,002636	0,00%	0,002636
IVERLEK	0,002374	4,86%	0,002490	1,15%	0,002518	4,91%	0,002642	3,11%	0,002724	0,00%	0,002724
RESA Gaz	0,002278	0,00%	0,002278	0,00%	0,002278	0,00%	0,002278	113,01%	0,004852	0,00%	0,004852
SEDILEC	0,003465	-2,52%	0,003377	2,34%	0,003456	2,82%	0,003554	2,39%	0,003639	0,00%	0,003639
SIBELGA	0,002666	20,32%	0,003207	6,23%	0,003407	11,63%	0,003803	7,73%	0,004097	0,00%	0,004097
SIBELGAS	0,003192	15,08%	0,003673	-2,09%	0,003596	1,72%	0,003658	1,02%	0,003695	0,00%	0,003695
SIMOGEL	0,001593	13,61%	0,001810	2,26%	0,001851	0,47%	0,001859	0,40%	0,001867	0,00%	0,001867
Moyenne	0,002812	2,92%	0,002860	1,24%	0,002901	2,60%	0,002986	9,11%	0,003218	0,00%	0,003218

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

<sup>1</sup> Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imea, Imewo, Intergem : valables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (avant : tarifs 2008)

Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Source : CREG

Tableau 19 : Tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour les années 2008 à 2013, hors TVA

euros/kWh	Client industriel 36.000 MWh/an											
	GRD	2008	Δ 2009/2008	2009 <sup>1</sup>	Δ 2010/2009	2010	Δ 2011/2010	2011	Δ 2012/2011	2012	Δ 2013/2012	2013
GASELWEST		0,000504	12,06%	0,000565	0,19%	0,000566	4,69%	0,000592	2,27%	0,000606	0,00%	0,000606
IDEG		0,000785	-6,97%	0,000730	3,66%	0,000757	4,41%	0,000791	2,54%	0,000811	0,00%	0,000811
IGH		0,000592	-4,75%	0,000564	1,79%	0,000574	0,59%	0,000577	0,59%	0,000581	0,00%	0,000581
IMEA		0,000267	-5,81%	0,000251	1,17%	0,000254	1,23%	0,000258	1,63%	0,000262	0,00%	0,000262
IMEWO		0,000624	11,39%	0,000695	0,88%	0,000701	6,15%	0,000744	3,00%	0,000766	0,00%	0,000766
INFRAWEST		0,001151	0,00%	0,001151	0,00%	0,001151	-26,34%	0,000848	0,56%	0,000853	0,00%	0,000853
INTER-ENERGA		0,001665	0,00%	0,001665	0,00%	0,001665	-27,16%	0,001213	0,05%	0,001213	0,00%	0,001213
INTERGEM		0,000439	8,30%	0,000475	1,94%	0,000484	5,49%	0,000511	3,62%	0,000530	0,00%	0,000530
INTERLUX		0,001128	-11,06%	0,001004	4,66%	0,001050	4,13%	0,001094	4,88%	0,001147	0,00%	0,001147
IVEG		0,001285	0,00%	0,001285	0,00%	0,001285	-26,62%	0,000943	0,08%	0,000944	0,00%	0,000944
IVEKA		0,000534	23,00%	0,000656	-6,09%	0,000616	3,48%	0,000638	2,90%	0,000656	0,00%	0,000656
IVERLEK		0,000239	15,64%	0,000277	1,38%	0,000280	4,81%	0,000294	3,12%	0,000303	0,00%	0,000303
RESA Gaz		0,000446	0,00%	0,000446	0,00%	0,000446	0,00%	0,000446	58,38%	0,000707	0,00%	0,000707
SEDILEC		0,000742	-0,64%	0,000737	1,82%	0,000750	2,67%	0,000771	0,44%	0,000774	0,00%	0,000774
SIBELGA		0,000785	68,05%	0,001319	13,80%	0,001501	6,13%	0,001593	6,90%	0,001703	0,00%	0,001703
SIBELGAS		0,000220	15,75%	0,000255	-3,03%	0,000247	1,23%	0,000250	0,71%	0,000252	0,00%	0,000252
SIMOGEL		0,000945	-1,56%	0,000930	2,52%	0,000954	0,01%	0,000954	1,06%	0,000964	0,00%	0,000964
Moyenne		0,000727	7,26%	0,000765	1,45%	0,000781	-2,06%	0,000736	5,46%	0,000769	0,00%	0,000769

Chiffres verts : tarifs approuvés - Chiffres rouges : tarifs imposés

<sup>1</sup> Tarifs Gaselwest, Sibelgas, Iverlek, Iveka, Imewa, Intergem : valables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009 (avant : tarifs 2008)Tarifs Ideg, IGH, Interlux, Sedilec, Sibelga, Simogel : valables à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2009 (avant : tarifs 2008)

Source : CREG

D'importants écarts tarifaires peuvent être constatés entre les différents gestionnaires de réseau de distribution. Ces écarts se justifient, d'une part, par des facteurs topographiques et techniques propres aux territoires desservis et, d'autre part, par l'ampleur des obligations de service public dans les tarifs. D'autres facteurs, tels que le transfert de soldes des années précédentes (bonus/malus), contribuent également à ces écarts tarifaires.

Les trois figures ci-après illustrent la composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre, en Wallonie et à Bruxelles.

Figure 19: Composition moyenne du coût du réseau de distribution en Flandre en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an

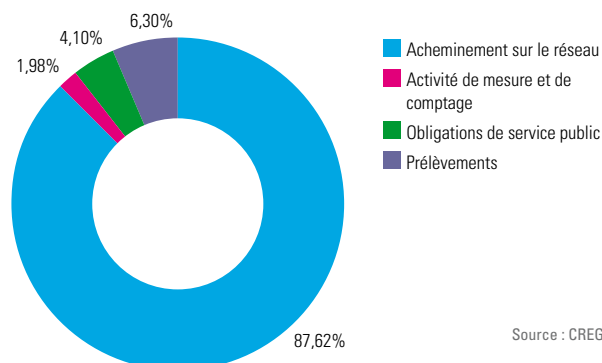


Figure 20: Composition moyenne du coût de réseau de distribution en Wallonie en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an

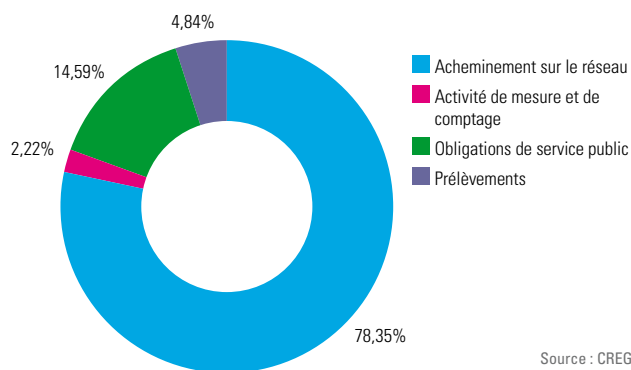
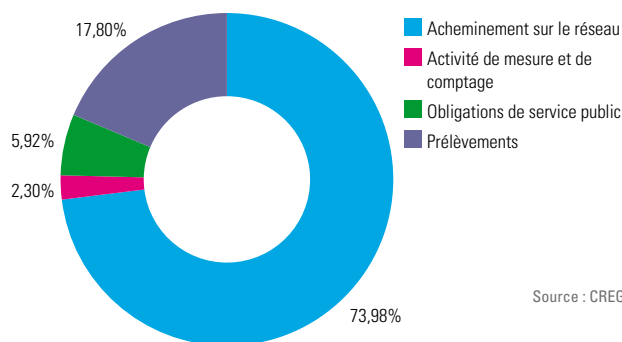


Figure 21: Composition moyenne du coût de réseau de distribution à Bruxelles en 2013 pour un client T2 = 23.260 kWh/an



### c) Soldes

Début 2011, 2012 et 2013, la CREG a reçu de la part des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs respectivement en 2010, 2011 et 2012. La CREG n'a pris aucune décision sur les soldes rapportés pour les raisons décrites au point 3.1.3.4.B.c du présent rapport qui s'applique *mutatis mutandis* au gaz naturel.

### 4.1.3. Questions transfrontalières

#### 4.1.3.1. L'accès aux infrastructures transfrontalières

Dans le cadre du nouveau règlement européen TEN-E n° 347/2013<sup>85</sup> publié le 25 avril 2013 et entré en vigueur le 15 mai 2013, la Belgique a introduit trois projets d'investissement de Fluxys Belgium auprès de la Commission européenne en vue d'obtenir le statut de « projet d'intérêt commun » (ci-après : *PCI - Project of Common Interest*). Seuls les projets qui dépassent au moins une frontière territoriale au sein de l'Union européenne peuvent entrer en ligne de compte. Le statut *PCI* permet au projet de bénéficier de procédures accélérées et plus efficaces pour l'octroi de licences et de meilleures conditions de régulation. Par ailleurs, une analyse coûts/bénéfices des projets *PCI* pour les différents pays situés dans la zone d'impact de ces projets est également réalisée en vue d'éventuelles compensations transfrontalières de coûts au cas où des projets devraient ne pas être réalisés autrement. Il ne peut y avoir de subsides de la part de la Commission européenne destinés à aider le financement des travaux nécessaires qu'en dernier recours, à savoir si le marché ne peut pas supporter le financement des coûts d'investissement et que des externalités positives importantes sont toutefois liées au projet, comme l'intégration de marché, la concurrence, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et la durabilité.

Les trois projets belges soumis au nom du promoteur Fluxys Belgium sont :

- a) la nouvelle interconnexion entre la France et la Belgique via le point de frontière à Alveringem ;
- b) le renforcement de l'axe d'approvisionnement vers le Grand-Duché de Luxembourg ;
- c) la poursuite de l'extension du terminal de GNL à Zeebrugge, y compris un deuxième point d'amarrage pour les méthaniers.

Ces trois projets ont été sélectionnés le 22 avril 2013 par le groupe de travail régional européen « *NSI Gas West* »<sup>86</sup> au sein duquel la Direction générale de l'Energie du SPF

Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie, le gestionnaire de réseau de transport Fluxys Belgium et la CREG siègent. Au total, ce sont quelques cinquante projets liés au gaz naturel qui ont été soumis pour approbation. Le 14 octobre 2013, la Commission européenne a adopté la liste des projets qui obtiennent un statut *PCI*<sup>87</sup>. La liste comporte quatre projets en gaz naturel pour la Belgique, dont les trois projets précités au nom du promoteur Fluxys Belgium.

La liste des projets *PCI* européens est actualisée tous les deux ans et contrôlée au sein des groupes de travail européens respectifs. La CREG suivra ces activités au sein du groupe de travail pour notre région (« *NSI Gas West* »).

Outre son implication dans le processus de sélection et le suivi des *PCI*, la CREG aide à mener à bien l'exécution du nouveau règlement TEN-E n° 347/2013 en étroite concertation avec les autres régulateurs et l'ACER.

**- Décision (B)130411-CDC-1242 sur les modifications du Contrat standard de transport de gaz naturel, des annexes A et B du Règlement d'accès pour le Transport de gaz naturel et du Programme de transport de gaz naturel proposées par la SA Fluxys Belgium**

Comme mentionné ci-avant sous le point 4.1.2.3.E, en mai 2012, la CREG a approuvé le contrat standard de transport de gaz naturel, le règlement d'accès et le programme de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium et a ainsi donné le feu vert pour l'implémentation d'un nouveau modèle de transport à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2012.

ENTSO-G, le groupement européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz, a développé, en application des articles 6 et 8 du Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 « concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2009 » un code réseau concernant les mécanismes d'attribution des capacités dans des systèmes de transport de gaz (ci-après : NC CAM) sur la base de l'orientation cadre pour l'allocation des capacités, qui a été présenté par l'ACER le 3 août 2011. Le 9 novembre 2012, l'ACER a remis le NC CAM à la Commission européenne sous réserve de quelques modifications. En janvier 2013, la Commission européenne a entamé la procédure de comitologie qui a conduit à la fixation par Règlement du NC CAM<sup>88</sup> le 14 octobre 2013.

Le NC CAM prévoit que la capacité de transport aux points d'interconnexion entre les zones d'entrée et de sortie au sein de l'Union européenne soit attribuée par le biais

85. Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

86. *North-South gas interconnections in Western Europe*.

87. [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013\\_pci\\_projects\\_country.pdf](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf) : voir page 6 pour une vue d'ensemble des projets gaz pour la Belgique.

88. Règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau concernant les mécanismes d'attribution des capacités dans des systèmes de transport de gaz et complétant le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil.

d'enchères sur la base de durées standardisées (année, trimestre, mois et jour) et d'un calendrier d'enchères commun. Dans la mesure où une capacité ferme est disponible des deux côtés de ces points d'interconnexion, celle-ci est proposée sous la forme de produits regroupés. Le NC CAM prévoit également la création de plates-formes électroniques pour les enchères de capacités sous la gestion commune des gestionnaires de réseau.

Sur la base de leur expérience avec de telles plates-formes, les gestionnaires respectifs de Capsquare, de Link4Hubs et de Trac-X ont annoncé fin avril 2012 qu'ils souhaitaient créer une plate-forme commune pour la réservation de capacité de transport sur leurs points d'interconnexion respectifs. Ce projet, initialement lancé pour la région de l'Europe du nord-ouest (Danemark, Pays-Bas, Allemagne, France et Belgique) a été ouvert à d'autres gestionnaires de réseau. Dans l'intervalle, les gestionnaires de réseau de l'Autriche et de l'Italie y ont accédé et les gestionnaires de réseau du Royaume-Uni, du Portugal, de l'Espagne et de la Slovaquie ont fait part de leur intérêt pour le projet.

La plate-forme commune pour les enchères de capacité de transport sur les points d'interconnexion est gérée par PRISMA, créée le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et comptant à ce jour dix-neuf gestionnaires de réseau parmi ses membres. Cette plate-forme d'enchères est opérationnelle depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013 et propose, sur les points d'interconnexion entre les zones d'entrée et de sortie des gestionnaires de réseau soutenant le projet, de la capacité de transport regroupée répartie dans le temps conformément au NC CAM. L'objectif est d'acquiescer de l'expérience en matière de systèmes d'enchères, de regroupement de capacité de transport aux points d'interconnexion et d'harmonisation de l'échange de données entre gestionnaires de réseau voisins.

Fluxys Belgium est un membre fondateur de PRISMA et en est un partenaire actif. Il a été convenu en concertation avec la CREG que, dans une première phase, de la capacité de transport *day ahead* serait vendue aux enchères aux points d'interconnexion suivants par le biais de la plate-forme PRISMA à partir du 17 avril 2013 :

- Zelzate 1 et Fourons-le-Comte : connexion entre ZTP (Fluxys Belgium) et TTF (GTS)
- Blaregnies Troll : connexion entre ZTP (Fluxys Belgium) et Peg Nord (GRTGaz)
- Eynatten 1 : connexion entre ZTP (Fluxys Belgium) et Gas-Pool (Gascade)
- Eynatten 2 : connexion entre ZTP (Fluxys Belgium) et NCG (OGE, Thyssengas et Fluxys TENP)

Afin de permettre l'offre de capacité de transport par le biais de PRISMA, il convenait de modifier à divers endroits le contrat standard de transport de gaz naturel, le règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et le programme de

transport de gaz naturel. Après concertation avec la CREG, Fluxys Belgium a soumis pour consultation aux acteurs du marché un projet de contrat standard de transport de gaz naturel, de règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et de programme de Transport de gaz naturel modifiés. La consultation a été lancée le 9 janvier 2013 et s'est clôturée le 8 février 2013. Les utilisateurs du réseau n'ont fait part d'aucune remarque ni d'aucun commentaire.

Un deuxième cycle de consultation concernant les *General Terms and Conditions* relatives à l'accès à la plate-forme PRISMA a été lancé le 19 février 2013 et s'est clôturé le 27 février 2013. Fluxys Belgium a reçu plusieurs commentaires et a signalé dans son courrier du 6 mars 2013 que la plupart de ces commentaires ne s'appliquaient plus à la dernière version des PRISMA *General Terms and Conditions*.

Cette nouvelle version des PRISMA *General Terms and Conditions* a été rédigée après que la CREG a fait savoir à Fluxys Belgium et PRISMA qu'elle avait constaté plusieurs problèmes fondamentaux dans la version initiale de ces conditions. Ces problèmes concernaient principalement les points suivants :

1. le manque de clarté des procédures d'enregistrement et d'approbation du *shipper* ;
2. l'absence de caractère raisonnable des dispositions relatives à l'exclusion des *shippers* de la plate-forme PRISMA. A cet égard, la CREG a suggéré de prendre comme exemple les règles CASC ;
3. plusieurs imprécisions concernant la clause relative à la confidentialité des données ;
4. le manque de réciprocité de la clause de responsabilité ;
5. la portée étendue de la clause de force majeure.

Suite aux remarques de la CREG, appuyées par plusieurs autres régulateurs, PRISMA a modifié les *General Terms and Conditions* susmentionnées, ou les conditions générales pour l'utilisation de la plate-forme de capacité primaire, et a publié cette nouvelle version sur son site internet le 19 février 2013 (en vue de son application à partir du 1<sup>er</sup> avril 2013).

PRISMA a signalé aux régulateurs européens concernés qu'elle n'était pas en mesure de traiter la remarque relative à la clause de responsabilité car celle-ci nécessitait une analyse et une concertation juridiques approfondies avec l'assureur. PRISMA s'est toutefois engagée à y revenir et à organiser une consultation relative aux conditions générales précitées et aux performances de la plate-forme de vente aux enchères au cours du troisième trimestre de 2013. Cette consultation s'est déroulée en étroite collaboration avec les régulateurs et les gestionnaires de réseau de transport concernés.

Cette nouvelle version des conditions générales fait partie intégrante du règlement d'accès pour le transport de gaz



#### 4. Le marché du gaz naturel

naturel et a été reprise dans l'appendice joint à l'Annexe B, intitulée « Souscription et Allocation de Services ».

Le 6 mars 2013, Fluxys Belgium a soumis à la CREG la demande d'approbation de la modification du contrat standard de transport de gaz naturel, des annexes A et B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel.

La CREG a approuvé les textes soumis par décision du 11 avril 2013.

##### 4.1.3.2. L'analyse du plan d'investissement du gestionnaire du réseau de transport du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

Le lecteur est invité à se référer au point 4.4.2 du présent rapport.

##### 4.1.3.3. La collaboration de la CREG sur les questions transfrontalières avec les autres régulateurs et l'ACER

###### Renforcement de l'interconnexion avec le Grand-Duché de Luxembourg

Le réseau de Fluxys Belgium est relié au réseau du gestionnaire de réseau luxembourgeois Creos via les points d'interconnexion transfrontaliers de Bras (Bastogne) et Athus/Pétange. Plus de 40 % de la demande de gaz naturel du Grand-Duché de Luxembourg (environ 13 TWh) sont compensés par des transactions depuis le réseau de gaz naturel belge. Fluxys Belgium et Creos se concertent afin de renforcer l'interconnexion entre les deux réseaux en faveur tant du fonctionnement du marché que de la sécurité d'approvisionnement au Grand-Duché de Luxembourg. La CREG collabore étroitement avec le régulateur luxembourgeois ILR afin d'assurer le bon déroulement de la concertation menée entre les deux gestionnaires de réseau.

Ce renforcement supplémentaire en direction du Grand-Duché de Luxembourg est par ailleurs qualifié de « projet d'intérêt général » (corridor prioritaire de gaz naturel) par la Commission européenne dans le cadre du nouveau cadre réglementaire pour les réseaux transeuropéens de l'énergie (voir le point 4.1.3.1 du présent rapport). Ce projet a été soutenu tant par la CREG que par l'ILR durant la procédure de

sélection européenne en raison de l'importance qu'il revêt dans le cadre de la poursuite de l'intégration du marché, de la concurrence, de la sécurité d'approvisionnement en gaz et de la durabilité.

###### Consultation de marché par les régulateurs belge, néerlandais et britannique

L'introduction de nouvelles règles européennes pour le transport de gaz naturel par-delà les frontières et une meilleure formulation des règles en matière de transport de gaz naturel au sein des pays en particulier peuvent rendre plus efficace le négoce de gaz naturel entre les Pays-Bas, la Grande Bretagne et la Belgique. C'est la conclusion d'une consultation de marché tenue en 2013 par les régulateurs du marché de l'énergie de ces trois pays. Le document de consultation d'octobre 2012 contenait une première analyse des flux de gaz naturel via les canalisations BBL et I(UK) qui relie la Grande-Bretagne au continent européen. Il y était visible que les flux de gaz naturel entre ces pays réagissent de manière limitée aux signaux de prix. Le gaz naturel est régulièrement transporté du pays ayant un prix de gaz naturel élevé au pays ayant un prix de gaz naturel bas. En outre, les canalisations ne sont pas pleines les jours où les prix du gaz naturel diffèrent fortement dans ces pays. Une utilisation plus efficace de ces canalisations contribue à un meilleur fonctionnement du marché gazier dont profite finalement le consommateur. Les parties ayant répondu à la consultation ont constaté que l'implémentation actuelle des nouvelles règles européennes pour le transport de gaz naturel enlèveront en grande partie les barrières au négoce de gaz naturel entre les pays.

Elles ont bien pointé quelques réglementations pour les tarifs de transport dans certains pays qui contribuent à ce que les flux de gaz naturel ne suivent pas toujours les signaux de prix des différentes places de marché.

Dans le cadre de la discussion européenne actuelle en matière de tarifs de transport, les régulateurs de l'énergie vont évaluer lesdites réglementations. En outre, les régulateurs de l'énergie ont lancé un appel aux gestionnaires de BBL, d'I(UK) et aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel pour établir ensemble un plan pour une implémentation anticipée des nouvelles règles européennes.

###### La coopération sur les questions transfrontalières entre la CREG et l'ACER

Le lecteur est invité à se référer au point 5.7.2 du présent rapport relatif au travaux de la CREG au sein de l'ACER.



## 4.2. Concurrence

### 4.2.1. Monitoring des prix au niveau du marché de gros et de détail

#### 4.2.1.1. Etudes réalisées par la CREG en 2013

##### Etude relative à une valorisation des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel en 2010

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.1 du présent rapport.

##### Etude relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2012

En juin 2013, la CREG a réalisé une étude<sup>89</sup> relative à la relation entre les coûts et les prix du gaz naturel en Belgique en 2012, au niveau de l'importation, de la revente (*resellers*) et de la fourniture (résidentiels/PME, industrie, centrales électriques).

Il ressort notamment de l'étude que les prix d'importation des contrats à long terme (70 % du volume en 2012) incluaient de plus en plus une indexation basée, de manière totale ou partielle, sur les cotations boursières. Le recours aux cotations boursières au détriment des cotations pétrolières dans les contrats d'approvisionnement s'accroîtra encore dans les prochaines années.

Sur le marché de détail, les fournisseurs utilisant une indexation basée sur des cotations boursières ont proposé des prix en moyenne inférieurs de plus de 10 euros/MWh par rapport aux fournisseurs utilisant une indexation pétrolière en 2012<sup>90</sup>. Ceci est notamment dû au fait que le prix d'achat des contrats basés sur une indexation pétrolière est généralement plus élevé.

Les prix de vente aux clients résidentiels restaient principalement indexés sur base pétrolière en considérant les volumes vendus.

Sur le marché industriel, les prix facturés étaient sensiblement inférieurs aux prix facturés sur le marché de détail et les différences de prix étaient en moyenne bien moindres entre fournisseurs dans ce segment. Les formules tarifaires utilisées sur ce marché étaient également beaucoup moins standardisées.

Concernant la livraison de gaz naturel aux centrales électriques, les prix étaient encore plus bas en raison d'une indexation basée sur des cotations du charbon pour une partie du volume.

Les marges brutes de vente pour la fourniture de la clientèle de détail étaient généralement très positives.

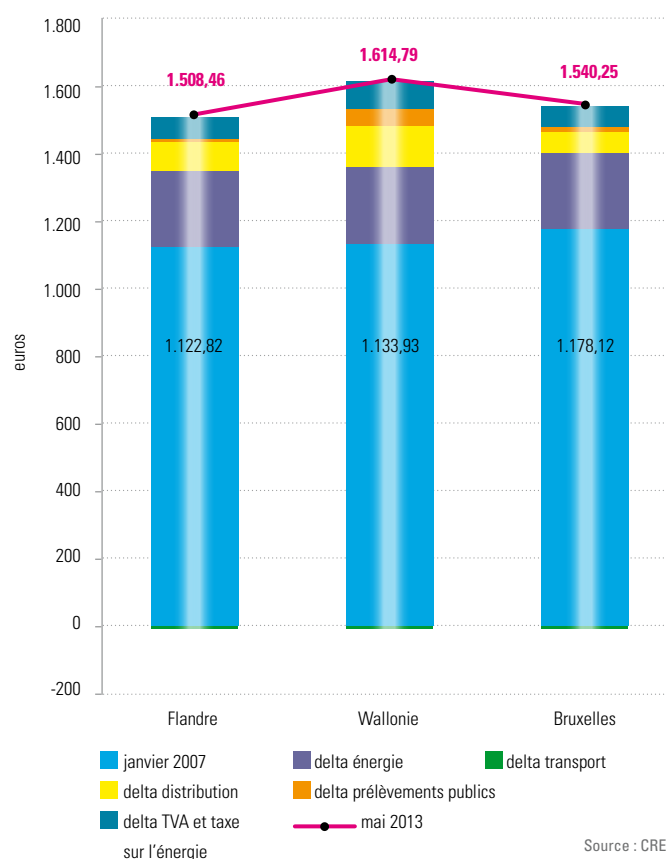
Les marges brutes moyennes de vente pour les clients industriels et les centrales électriques restaient par contre minimes.

##### Etude relative aux composantes du prix du gaz naturel entre janvier 2007 et mai 2013

Cette étude<sup>91</sup>, réalisée en août 2013, analyse l'évolution du prix du gaz naturel facturé aux clients pour la période de janvier 2007 à mai 2013 et détaille les contributions des différentes composantes aux évolutions de prix.

Le prix facturé à l'utilisateur final a augmenté de 385,65 euros (+34,37 %) en Flandre, de 480,86 euros (+42,41 %) en Wallonie et de 362,13 euros (+30,74 %) à Bruxelles pour un client résidentiel (client type T2 : 23.260 kWh/an). Le graphique ci-après indique la cause de ces hausses tarifaires<sup>92</sup>.

Figure 22 : Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T2) (01/2007-05/2013)



89. Etude (F)130626-CDC-1259 relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2012.

90. Ceci change radicalement en 2013 ; le seul fournisseur ayant maintenu une indexation partiellement pétrolière s'est aligné sur la formule de prix de ses concurrents en proposant 100% d'indexation gaz à partir d'octobre 2013. Ceci concerne les formules variables. On constate par ailleurs un développement des formules à prix fixes, auparavant plutôt rares sur le marché de détail.

91. Etude (F)130822-CDC-1271 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

92. Le prix *all-in* en janvier 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au tarif *all-in* de mai 2013.



#### 4. Le marché du gaz naturel

Ces évolutions s'expliquent par la hausse du tarif de réseau de distribution, du prix de l'énergie, des prélèvements publics et de la TVA sur ces tarifs.

Le prix de l'énergie a augmenté de 226,54 euros (+36,06 %) en mai 2013 par rapport à janvier 2007. L'évolution des paramètres d'indexation sont à la base de cette hausse.

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 87,33 euros (+37,71 %) en Flandre, de 124,10 euros (+51,51 %) en Wallonie et de 59,64 euros (+23,34 %) à Bruxelles. Cela est dû aux reports des déficits des années écoulées, à la hausse des obligations de service public et à l'introduction des tarifs pluriannuels.

Le tarif de réseau de transport a baissé de 2,33 euros (-6,25 %) dans les trois régions.

Les prélèvements publics ont augmenté de 7,66 euros (+92,18 %) en Flandre, de 50,21 euros (+569,85 %) en Wallonie et de 16,40 euros (+54,96 %) à Bruxelles. Cette hausse est principalement due à l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés et à un nouveau prélèvement en Wallonie (taxe de voirie à partir de 2011) et à Bruxelles (surcharge OSP à partir de 2012). Enfin, la composante TVA et taxe sur l'énergie a augmenté de 66,44 euros (+30,63 %) en Flandre, de 82,33 euros (+37,63 %) en Wallonie et de 61,87 euros (+27,24 %) à Bruxelles.

Figure 23 : Evolution moyenne des composantes du prix du gaz naturel par région (client type T4) (01/2007-05/2013)



Le prix facturé à l'utilisateur final pour un petit client industriel (client type T4 : 2.300.000 kWh/an) a augmenté de 27.548,09 euros (+39,55 %) en Flandre, de 30.421,97 euros (+43,52 %) en Wallonie et de 29.924,17 euros (+41,30%) à Bruxelles.

Le prix de l'énergie a augmenté de 24.005,37 euros (+40,77%) et suit la même évolution que pour les clients résidentiels. L'augmentation du tarif de réseau de distribution (+ 1.668,68 euros) (+29,81 %) en Flandre, + 3.205,69 euros (+54,63 %) en Wallonie et + 3.383,77 euros (+53,92 %) à Bruxelles) est cependant moindre en raison du fait que les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux clients résidentiels. De plus, les prélèvements publics ont augmenté moins fortement en Wallonie que pour les clients résidentiels en raison du fait que le nouveau prélèvement de rétribution est dégressif.

#### 4.2.1.2. Filet de sécurité

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.2 du présent rapport pour un résumé des mesures adoptées dans le cadre du mécanisme du filet de sécurité<sup>93</sup>.

#### Bases de données des prix de l'énergie

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.1.2 du présent rapport.

#### Le contrôle des critères d'indexation des prix

La CREG prend une décision par trimestre et par fournisseur, dans laquelle elle détermine si la formule d'indexation de la composante énergétique a été correctement appliquée dans les contrats types à prix variables de l'énergie proposés aux clients finals résidentiels et aux PME. De plus, la CREG détermine si la formule d'indexation précitée est conforme à la liste exhaustive des critères admis par l'arrêté royal du 21 décembre 2012 susmentionné.

Au 31 décembre 2013, les fournisseurs utilisaient six paramètres d'indexation différents. Ces six paramètres d'indexation étaient utilisés dans les contrats types à prix variables de douze fournisseurs, lesquels ont tous déclaré à la CREG des contrats types à prix variables de l'énergie via le mécanisme de filet de sécurité.

Après analyse, la CREG a constaté que les paramètres d'indexation précités ainsi que les formules d'indexation qui en résultaient ont été repris dans les fiches tarifaires conformément à la liste exhaustive des critères autorisés.

93. Arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation des prix du gaz par les fournisseurs (Moniteur belge du 15 janvier 2013).

Alors que l'arrêté royal du 21 décembre 2012 précité prévoit une période transitoire pour l'utilisation des paramètres d'indexation liés au pétrole dans les prix du gaz naturel (une période transitoire qui arrivera à échéance fin 2014), plus aucun paramètre d'indexation lié au pétrole n'est utilisé depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2013 dans les formules de prix du gaz naturel pour les contrats types à prix variables d'énergie.

La CREG a analysé l'évolution des paramètres d'indexation et a examiné l'exactitude des données. Les valeurs, telles que calculées par la CREG, correspondaient aux valeurs utilisées par les fournisseurs sur les fiches tarifaires.

Enfin, la CREG a appliqué ces valeurs aux formules de prix y afférant et les a comparées aux prix mentionnés sur les fiches tarifaires. La CREG a constaté, pour chaque fournisseur, que les prix mentionnés sur leurs fiches tarifaires pour la composante énergétique reflétaient une application correcte des formules de prix avec les paramètres d'indexation y afférant.

Les fournisseurs ont donc appliqué correctement les formules d'indexation des contrats types à composante énergétique variable.

#### 4.2.2. Monitoring de la transparence et de l'ouverture du marché

##### Le règlement REMIT

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2.4 du présent rapport.

##### La charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.2.5 du présent rapport.

#### 4.2.3. Les recommandations en matière de prix de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 3.2.3 du présent rapport.

### 4.3. Protection des consommateurs

Le lecteur est invité à se référer au point 3.3 du présent rapport.

## 4.4. Sécurité d'approvisionnement

### 4.4.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

#### A. La demande de gaz naturel

En 2013, la consommation totale de gaz naturel s'élevait à 183,2 TWh, ce qui représente une légère baisse (-1,3 %) par rapport à la consommation de 2012 (185,6 TWh). Cette diminution nette doit être entièrement imputée à la consommation de gaz naturel en constante baisse auprès des gros consommateurs, qui vient plus que compenser la hausse de consommation pour le chauffage d'habitation, occasionnée par un hiver plus rude.

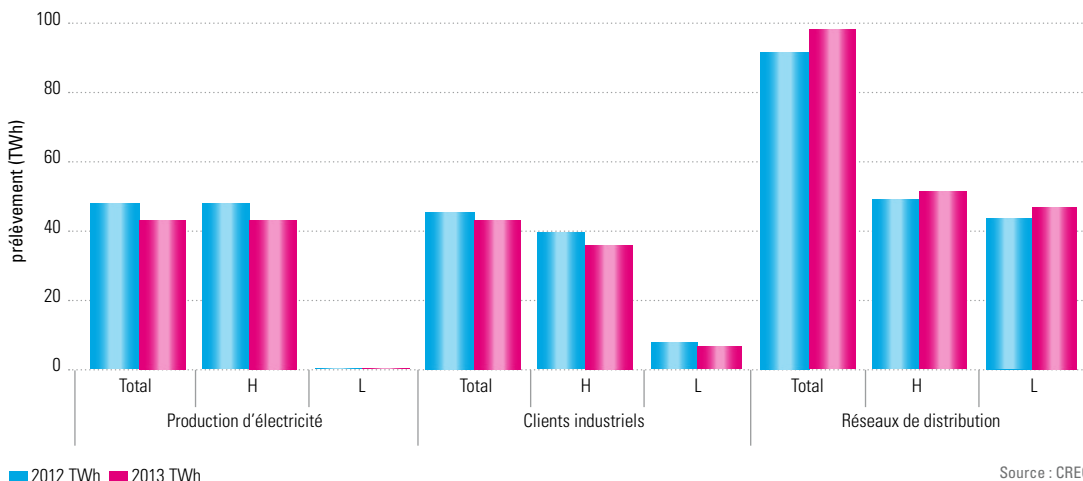
La demande de gaz naturel des petits consommateurs augmente de 6,5 % et est fortement soumise aux variations des températures extérieures pour ce qui concerne le chauffage des locaux. Les besoins de chauffage estimés en 2013 étaient supérieurs de 9 % à ceux de 2012.

La diminution frappante de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité s'est renforcée en 2013 (-11,7 %) et la demande de gaz naturel industriel a continué à reculer (5,9 %). Dans ces conditions, la part du prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution est plus importante dans la consommation totale de gaz naturel et s'élève à 53,4 % (49,5 % en 2012). La différence tenue entre les prix de gros pour l'électricité et le gaz naturel (le *clean spark spread*) joue un rôle important dans l'explication de la chute continue de la demande moyenne de gaz naturel pour la production d'électricité et l'importation d'électricité constitue une source importante pour l'approvisionnement belge en électricité.

La demande de gaz naturel industriel continue de souffrir de la situation économique et ne parvient pas à afficher à nouveau des chiffres de croissance pour la consommation de gaz naturel.

#### 4. Le marché du gaz naturel

Figure 24 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2012 et 2013



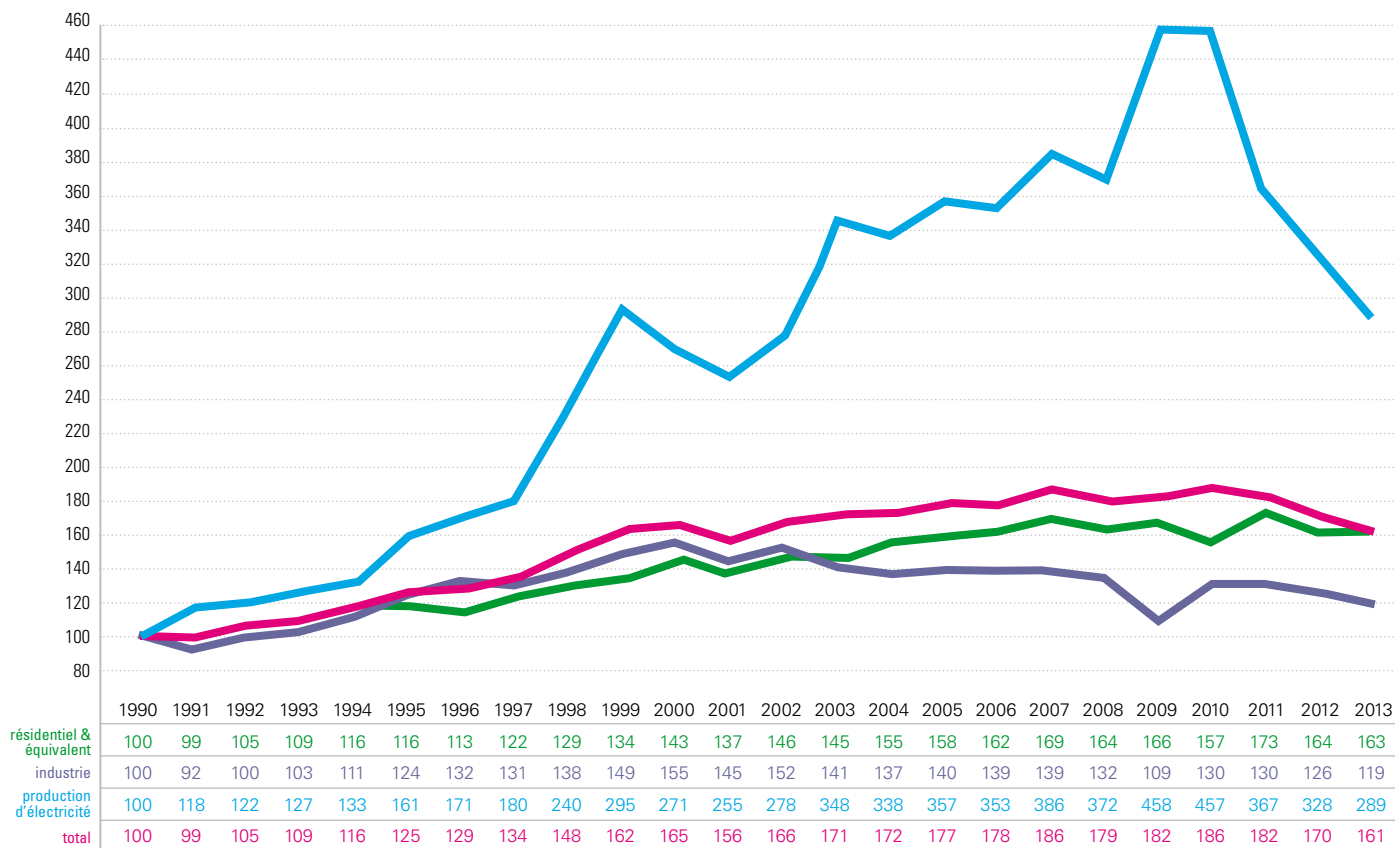
Source : CREG

Tableau 20: Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2002 et 2013 (en TWh)

Segments	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/2012
Distribution	78,3	83,1	88,3	87,2	88,3	82,6	88,5	87,6	101,2	82,5	91,9	97,9	+6,5 %
Industrie (clients directs)	54,7	50,7	49,3	50,2	50,2	50,0	47,8	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	-5,9 %
Production d'électricité (parc centralisé)	40,9	51,1	49,7	52,5	51,9	56,7	54,6	67,3	67,1	53,9	48,1	42,5	-11,7 %
<b>Total</b>	<b>173,9</b>	<b>184,9</b>	<b>187,3</b>	<b>189,9</b>	<b>190,4</b>	<b>189,3</b>	<b>190,9</b>	<b>194,2</b>	<b>215,3</b>	<b>183,4</b>	<b>185,6</b>	<b>183,2</b>	<b>-1,3 %</b>

Source : CREG

Figure 25 : Evolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2013 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques

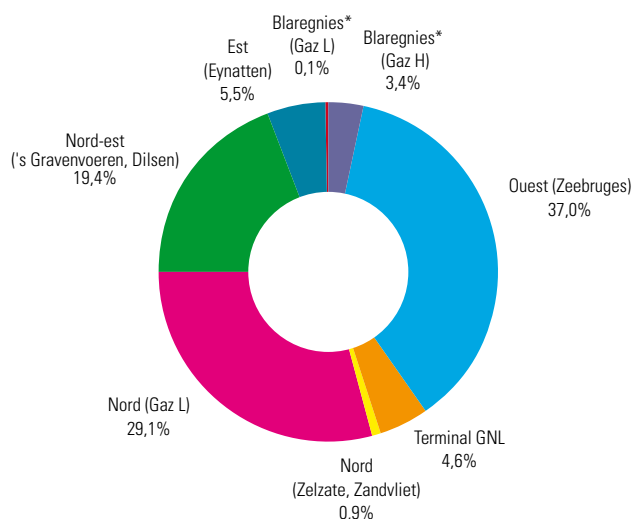


Source : CREG

## B. L'approvisionnement en gaz naturel

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales et pour l'approvisionnement de leurs clients belges en gaz H. Les clients pour le gaz naturel consommant du gaz L sont approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement et passant par le terminal de Zeebrugge, représente en 2013 une part de 4,6 % du portefeuille d'importation moyen. Zeebruges, dont la part s'élève à 37,0 %, (45,0 % en 2012), demeure la principale porte d'accès au marché du gaz naturel belge mais on constate toutefois, en 2013, un important déplacement des importations via 's Gravenvoeren (19,4 % contre 11,1 % en 2012). Les importations physiques de gaz naturel en provenance de la France n'ont pas été possibles jusqu'à présent en raison de l'odorisation du gaz naturel qui est déjà effectuée en France dès que le gaz naturel entre dans le pays. Virtuellement, il y a cependant des importations sur le point d'interconnexion à Blaregnies, tant pour le gaz H que pour le gaz L, en raison des nominations à contre-courant de flux de gaz naturel de frontière à frontière qui sont initialement destinées au marché français.

Figure 26: Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2013

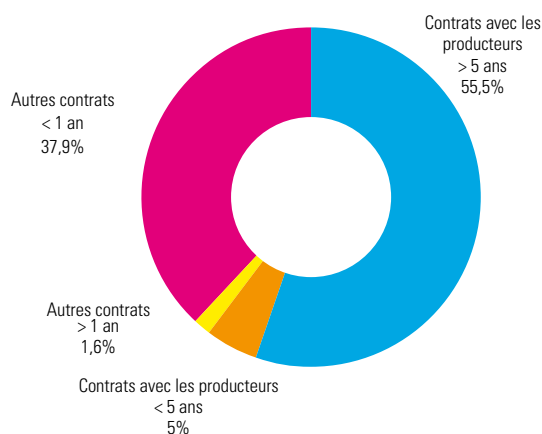


\* Les points d'entrée de Blaregnies sont utilisés « à contre-courant » des flux physiques (*reverse flow*), en faisant usage des flux de transit dominants sur ces points.

Source : CREG

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu globalement à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans diminue (55,5 % en 2013 contre 61,9 % en 2012) mais demeure la principale composante. L'approvisionnement total effectué via les contrats d'approvisionnement directement conclus avec les producteurs de gaz naturel s'élevait à 60,5 % en 2013 contre 64,4 % en 2012. L'approvisionnement net sur le marché de gros a connu une forte croissance en 2013, et ce en raison des contrats à court terme de moins d'un an qui représentent une part de 37,9 % (33,9 % en 2012). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel demeurent la base du portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge mais la venue d'un nombre sans cesse croissant de fournisseurs qui s'adressent au marché de gros pour s'approvisionner se reflète dans les chiffres de manière de plus en plus précise.

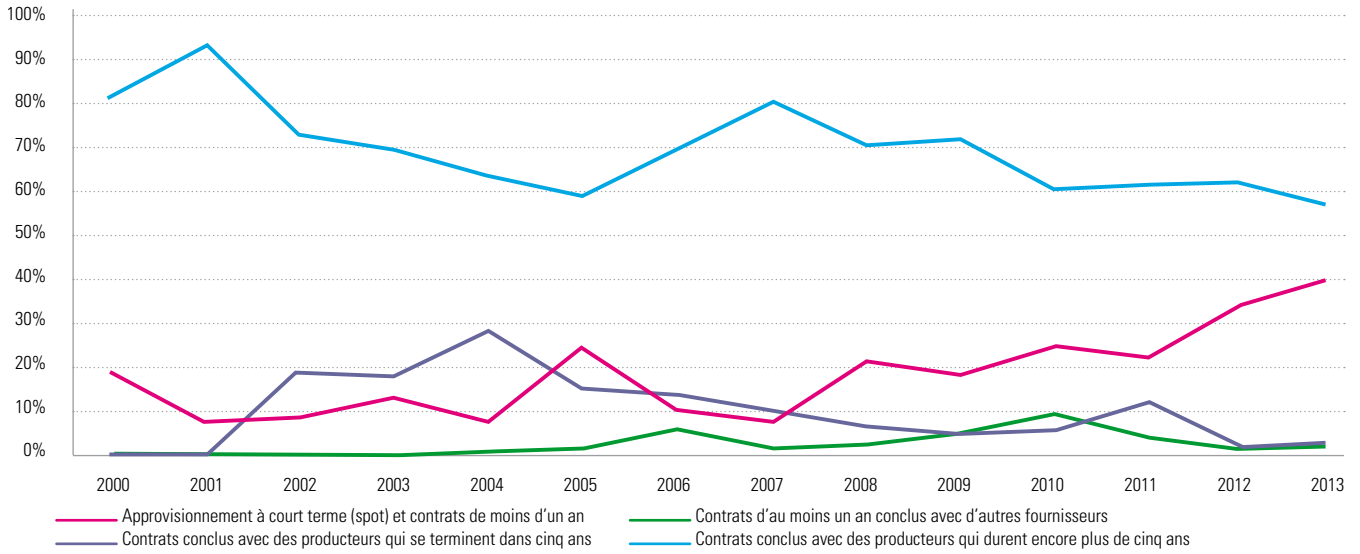
Figure 27 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2013



Source : CREG

#### 4. Le marché du gaz naturel

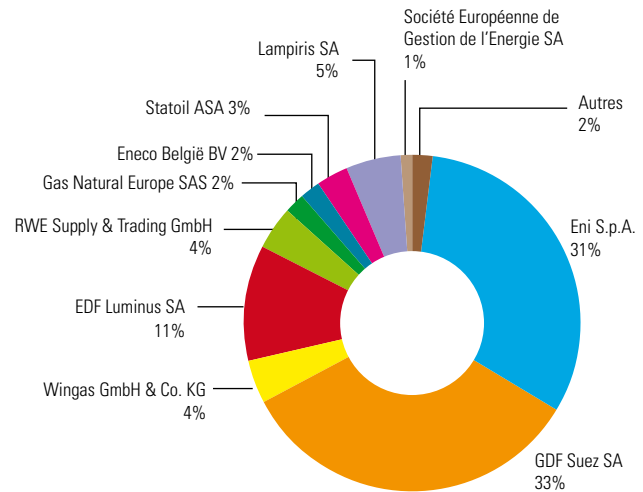
Figure 28 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel en 2000-2013 (parts en %)



Source : CREG

En 2013, un total de vingt entreprises de fourniture étaient actives sur le marché belge. GDF Suez (33 %) et ENI S.p.A. (31 %) ont assuré ensemble 64 % des fournitures de gaz naturel aux gros consommateurs directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est EDF Luminus avec une part de marché de 11 %. Les dix-sept entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 25 %) détiennent chacune une part de marché inférieure à 10 % et pour dix d'entre elles, la part de marché n'atteint même pas 1 %. Bien que le marché demeure très concentré, une pression est exercée par les entreprises émergentes, qui rivalisent pour acquérir une part du marché belge du gaz naturel.

Figure 29 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2013



\* Autres : entreprises de fourniture présentant chacune une part de marché inférieure à 1% (Progress Energy Services BVBA, E.ON Global Commodities SE, natGAS Aktiengesellschaft, Total Gas & Power Ltd, Vattenfall Energy Trading Netherlands NV, Belgian Eco Energy NV, Enovos Luxembourg SA, European Energy Pooling BVBA, Antargaz SA, Getec Energy AG).

Source : CREG

#### 4.4.2. Contrôle des plans d'investissements du gestionnaire de réseau de transport

Le réseau de transport de gaz naturel, géré par Fluxys Belgium, s'est développé de telle façon qu'il est devenu un croisement important de conduites de transport en Europe du nord-ouest, affichant un niveau record sur le plan des couplages avec les réseaux de transport voisins. La capacité d'importation s'est élevée, en 2013, à plus de dix millions de mètres cubes de gaz naturel par heure (100 GWh/h), avec des flux de gaz naturel dans les deux directions et sans problèmes de congestion. Cette maturité explique le fait que les investissements d'extension importants ne sont pas prévus directement au programme. La nécessité de renouveler des parties d'installations de transport va cependant augmenter.

Il existe quelques évolutions défavorables rendant les nouveaux investissements d'extension moins évidents. En effet, la demande de gaz naturel stagne, voire diminue, et se caractérise en outre par une volatilité accrue. Les commandes de capacités de transport ne cessent d'augmenter pour le court terme sans pour autant montrer des engagements dans des contrats de transport à long terme.

En 2013, Fluxys Belgium a rédigé un plan indicatif d'investissements 2014-2023, conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan non publié parallèlement au plan européen d'investissements sur dix ans d'ENTSOG (TYNDP) et au plan d'investissements régional (GRIP) des gestionnaires de réseau de l'Europe du nord-ouest et n'a pas constaté de problèmes.

Un premier projet d'investissement est le raccordement du futur terminal de GNL à Dunkerque avec Zeebrugge via un nouveau point frontalier à Alveringem. En Belgique, cela implique la construction d'une nouvelle conduite de gaz naturel sur 72km, entre Alveringem et Maldegem avec des embranchements pour l'approvisionnement local de gaz naturel.

Un deuxième projet est le terminal de GNL de Zeebrugge où un deuxième embarcadère sera construit d'ici fin 2015, permettant aux navires GNL dotés d'une capacité de 3.500 à 217.000 mètres cubes d'accoster.

Un troisième projet d'investissements est destiné à compenser les besoins de consommation de pointe sur le marché belge. Une croissance annuelle limitée sur les réseaux de distribution d'environ 1% de l'évolution attendue pour le gaz naturel de clients industriels et de centrales électriques ont donné lieu à certains renforcements qui sont bien inférieurs à ceux des années précédentes. En outre, la réalisation de ces investissements continue de dépendre d'une rémunération suffisante de la capacité par les utilisateurs finals. Dans ce contexte, des solutions alternatives sont par exemple recherchées pour la conduite Wilssele-Herentals-Loenhout, qui pourrait relier les conduites RTR au site de stockage souterrain de Loenhout et permettre ainsi un important désenclavement de la Campine, majoritairement située dans une zone de gaz L. La prolongation de la conduite entre Tessenderlo et Diest jusqu'à Glabbeek, qui est parcourue par des conduites RTR, pourrait constituer une alternative rationnelle. A titre complémentaire, un embranchement des conduites RTR pourrait être ajouté à l'est, à Oupeye, vers Lanaken. La CREG est d'avis qu'il faut d'abord créer plus de clarté sur les investissements nécessaires pour permettre l'abandon du gaz L, prévu pour l'instant à partir de 2024, avant de pouvoir évaluer ces projets de liaison.

Un quatrième projet de renforcement du réseau englobe l'approvisionnement et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement du Grand-duché de Luxembourg. Selon les évolutions transfrontalières futures, le Grand-duché de Luxembourg sortira de plus en plus de sa position isolée au sein du marché européen.

Le contexte d'investissement européen est en évolution avec, d'une part, une modification du comportement du côté de la demande et, d'autre part, une attention accrue portée par la réglementation européenne à la réalisation de corridors de gaz naturel transeuropéens<sup>94</sup>, non seulement au profit de la nécessité d'approvisionnement physique, mais également en vue de favoriser l'intégration de marché, la concurrence, la sécurité d'approvisionnement et la durabilité. La question du coût continue toutefois de revêtir une importance capitale pour la CREG et il est évident qu'une attention plus soutenue sera portée aux solutions alternatives afin d'éviter les investissements échoués. Les décisions d'investissements transfrontaliers sont de plus en plus sujettes à de nouveaux critères qui dépassent l'intérêt national.

94. Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 (Journal officiel de l'Union européenne du 25 avril 2013).



### 4.4.3. Prévisions de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

#### Demande

La figure ci-après présente les perspectives de la demande totale de gaz naturel en Belgique selon le scénario de référence de la CREG utilisé pour le suivi des investissements nécessaires réalisés sur le réseau de Fluxys Belgium. Cette demande totale de gaz naturel est déterminée en additionnant la consommation attendue du secteur résidentiel, du secteur tertiaire, de l'industrie et de la production électrique. Il s'agit en l'occurrence de l'évolution normalisée pour tenir compte de la température.

Actuellement planent toute une série d'incertitudes qui rendent ces prévisions très hypothétiques. Ces prévisions peuvent toutefois être modifiées à court terme, si les conditions du marché sont changeantes. On observe surtout une grande sensibilité concernant l'utilisation de centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique pour, en particulier, les utilisateurs de gros, les prévisions économiques et l'avenir de l'approvisionnement en gaz L depuis les Pays-Bas.

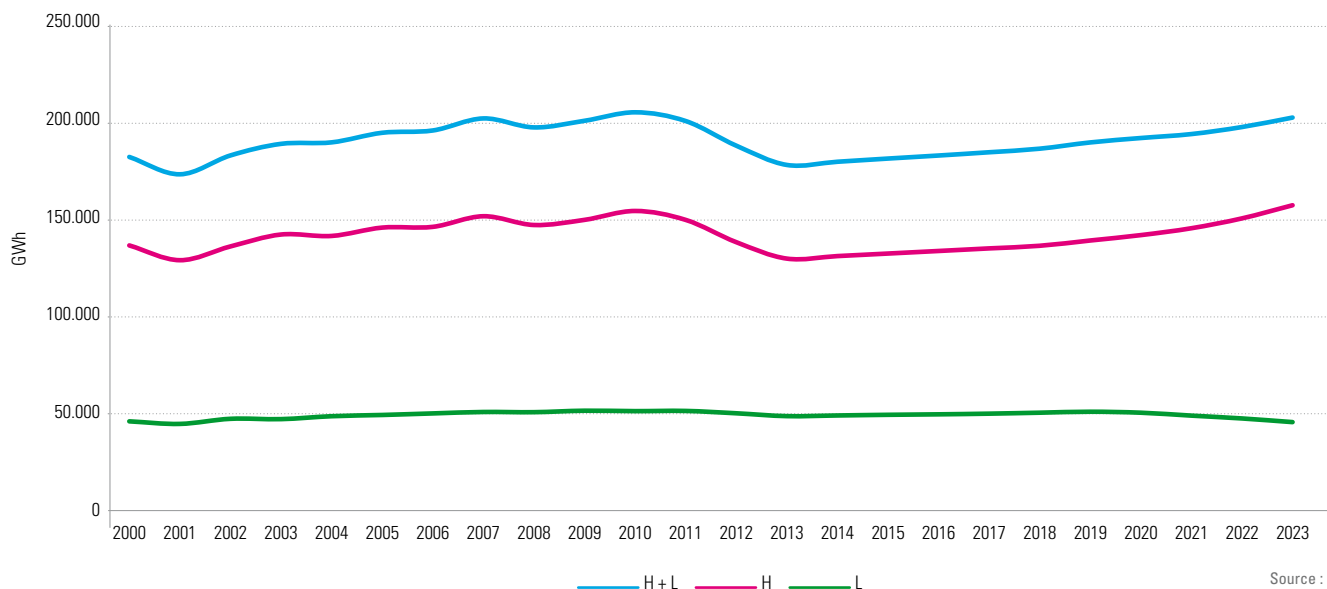
#### Approvisionnement

En 2013, le nombre d'importateurs de gaz H pour le marché belge a augmenté pour arriver au nombre de vingt.

Le taux de diversification pris globalement pour tous les importateurs agrégés est très élevé, tant en termes de sources d'approvisionnement que de routes d'approvisionnement. Une tendance à la hausse du nombre de transactions de gaz naturel à court terme se dessine, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions pour attirer et répartir les flux de gaz naturel sont favorables. Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement belge que pour l'« exportation » de la sécurité d'approvisionnement vers d'autres marchés d'Europe du nord-ouest.

Quant à l'approvisionnement en gaz L, en 2013, dix-sept fournisseurs dépendaient presque exclusivement du point d'interconnexion Poppel/Hilvarenbeek pour l'approvisionnement depuis les Pays-Bas. Les évolutions à un horizon plus lointain seront fortement déterminées par la politique énergétique des Pays-Bas concernant l'extraction et l'exportation de gaz L qui y est actuellement à l'ordre du jour.

Figure 30 : Perspectives de demande de gaz naturel en Belgique jusqu'en 2023 (GWh, t° normalisée, H+L)

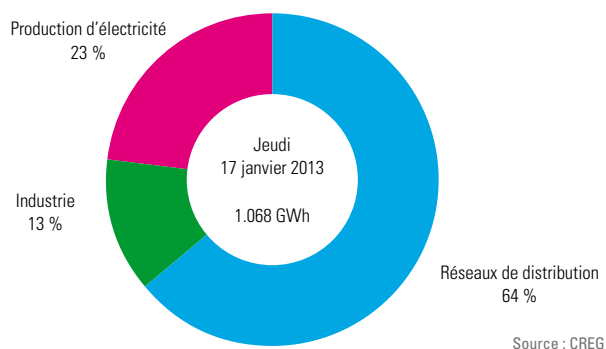


Source : CREG

#### 4.4.4. Couverture des prélèvements de pointe

Le prélèvement de jour de pointe de gaz naturel en Belgique en 2013 a été enregistré le jeudi 17 janvier avec une consommation de gaz naturel de 1.068 GWh, soit 2,13 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 64 % du prélèvement de jour de pointe, 23 % étaient destinés à la production d'électricité et les 13 % restants ont été prélevés par l'industrie.

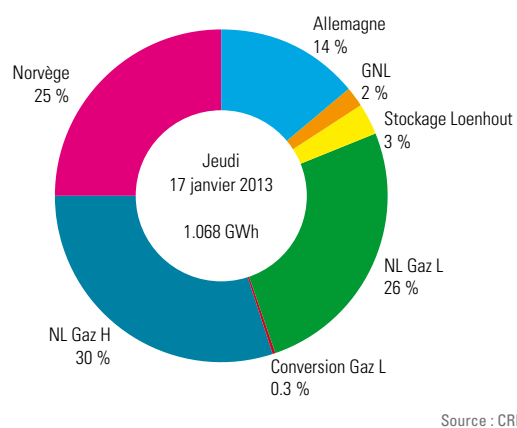
Figure 31 : Répartition du prélèvement de jour de pointe par segment d'utilisateur en 2013



La consommation journalière de pointe de 1.068 GWh du jeudi 17 janvier 2013 a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. Une alimentation de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 56 % de la demande de pointe (30 % de gaz H et 26 % de gaz L); 25 % provenaient

directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord via le Zeepipe amarré à Zeebrugge et 14 % provenaient d'Allemagne. En outre, 2,5 % provenaient du stockage souterrain de Loenhout, 1,8 % du terminal de GNL à Zeebrugge et 0,3 % étaient issus de la conversion de gaz H en gaz L par l'ajout d'azote via l'installation de conversion proposée par le gestionnaire de réseau Fluxys Belgium.

Figure 32 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de jour de pointe en 2013



#### 4.5. Jurisprudence

Le lecteur est invité à se référer au point 3.5 du présent rapport.





# 5

La CREG





## 5.1. Le comité de direction et le personnel

Le comité de direction assure la gestion opérationnelle de la CREG et accomplit tous les actes nécessaires ou utiles à l'exécution des missions qui lui sont confiées par la loi électricité et la loi gaz.

Le président et les trois directeurs qui composent le comité de direction sont nommés par arrêté royal délibéré en Conseil des ministres pour un mandat de six ans renouvelable une fois. Ils forment un collège qui délibère selon les règles usuelles des assemblées délibérantes.

Depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2013<sup>95</sup>, la présidence du comité de direction, en ce compris la gestion de la CREG, est assurée par Madame Marie-Pierre FAUCONNIER<sup>96</sup>. Les trois directeurs sont Monsieur Laurent JACQUET<sup>97</sup>, Directeur du contrôle des prix et des comptes, Monsieur Koen LOCQUET<sup>98</sup>, Directeur de la direction administrative et Monsieur Andreas TIREZ<sup>99</sup>, Directeur du fonctionnement technique des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

95. Jusqu'au 31 août 2013, le comité de direction se composait de Messieurs François POSSEMIERS, Guido CAMPS, Bernard LACROSSE et Dominique WOITRIN.

96. Arrêté royal du 30 juillet 2013 portant nomination du président du comité de direction de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Moniteur belge du 21 août 2013).

97. Arrêté royal du 30 juillet 2013 portant nomination du membre du comité de direction responsable pour la direction du contrôle des prix et des comptes de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Moniteur belge du 21 août 2013 et errata au Moniteur belge du 11 septembre 2013).

98. Arrêté royal du 30 juillet 2013 portant nomination du membre du comité de direction responsable pour la direction administrative de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Moniteur belge du 21 août 2013 et errata au Moniteur belge du 11 septembre 2013).

99. Arrêté royal du 30 juillet 2013 portant nomination du membre du comité de direction responsable de la direction du fonctionnement technique du marché de l'électricité et du gaz de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Moniteur belge du 21 août 2013).



Tableau 21 : Les directions et le personnel de la CREG au 31 décembre 2013

<b>PRESIDENCE DU COMITE DE DIRECTION</b>		
	FAUCONNIER Marie-Pierre	Présidente du comité de direction
	DEVACHT Christiane	Assistante de direction
	FIERS Jan	Secrétaire du comité de direction
<b>DIRECTION DU FONCTIONNEMENT TECHNIQUE DES MARCHES</b>		
	TIREZ Andreas	Directeur
	GOOVAERTS Wendy	Assistante de direction
	VAN KELECOM Inge	Secrétaire polyvalente
	GHEURY Jacques MARIEN Alain MEES Emmeric VAN ISTERDAEL Ivo WILBERZ Eric	Conseillers en chef
	CLAUWAERT Geert CUIJPERS Christian DE WAELE Bart FONTAINE Christian PONCELET Yves VAN HAUWERMEIREN Geert	Conseillers principaux
	FILS Jean-François LUICKX Patrick	Conseillers
<b>DIRECTION DU CONTROLE DES PRIX ET DES COMPTES</b>		
	JACQUET Laurent	Directeur
	FELIX Kim	Assistante de direction
	CORNELIS Natalie de RUETTE Patrick LAERMANS Jan	Conseillers en chef
	ALLONSIUS Johan DEBRIGODE Patricia DUBOIS Frédéric JOOS Benedikt MAES Tom SOFIAS Anastasio	Conseillers principaux
	BARZEELE Elke COBUT Christine DE MEYERE Francis HERNOT Kurt LIBERT Brice PIECK An WILMART Gilles	Conseillers
<b>DIRECTION AFFAIRES GENERALES</b>		
	LOCQUET Koen	Directeur
	SELLESLAGH Arlette	Assistante de direction
<b>Conseil général</b>		
	DE LEEUW Han HERREZEEL Marianne	Conseillers
<b>Administration générale</b>		
	DE PEUTER Caroline	HR & Office manager
	SMEDTS Hilde	Conseiller juridique principal
	VAN MAELE Nele	Assistante administrative
	BAUWENS Evi ESSER Mercédès VAN ZANDYCKE Benjamin	Traducteurs
	LOI Sofia	Coordinatrice
	CEUPPENS Chris DE DONCKER Nadine HEMELSOET Jolien WYNS Evelyne JUNCO Daniel	Employés polyvalents Collaborateur logistique
<b>Service IT</b>		
	GORTS-HORLAY Pierre-Emmanuel	Informaticien adjoint
<b>Finances</b>		
	SCIMAR Paul	Responsable du service des finances
	LECOCQ Nathalie	Comptable
	PINZAN Laurent	Collaborateur administratif
<b>Service d'étude, documentation et archives</b>		
	BOUCQUEY Pascal	Conseiller en chef
	CHICHAH Chorok DETAND Maria-Isabella GODDERIS Philip HEREMANS Barbara ROOBROUCK Myriam STEELANDT Laurence ZEGERS Laetitia HENGESCH Luc	Conseillers principaux Documentaliste

## 5.2. Le conseil général

Le conseil général a pour missions :

- d'initiative ou à la demande du ministre, de définir des orientations pour l'application de la loi électricité et de la loi gaz et de leurs arrêtés d'exécution;
- de formuler un avis sur toute question qui lui est soumise par le comité de direction de la CREG;
- d'être un forum de discussion sur les objectifs et les stratégies de la politique énergétique.

Le conseil général s'est réuni à dix reprises en 2013.

Sa présidence a été assurée par Monsieur Daniel Van Daele et sa vice-présidence par Monsieur Olivier Van der Maren.

La participation régulière d'un représentant du secrétaire d'Etat à l'Energie a permis au conseil général d'orienter ses travaux sur les aspects les plus urgents et d'être tenu informé périodiquement des préoccupations gouvernementales en matière de gaz et d'électricité. Les nombreuses questions posées par les membres au représentant du secrétaire d'Etat ont permis d'informer le secrétaire d'Etat des préoccupations du conseil général.

Le conseil général a émis deux avis en 2013. Deux groupes de travail ont oeuvré à leur rédaction.

Avis n° 58 relatif à l'étude 1247 de la CREG relative au fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012 (groupe de travail « fonctionnement marché électricité ») :

Le conseil général a remercié le comité de direction de la CREG pour ce rapport de surveillance annuel. Le rapport fournit une contribution essentielle à la transparence des marchés de l'électricité en Belgique et donc à l'amélioration du fonctionnement du marché. Le conseil général a invité le comité de direction à continuer de publier ce rapport annuellement et espère que d'autres régulateurs de l'Union européenne suivront cet exemple.

Le conseil général partage en grande partie les analyses du comité de direction et abonde dans le sens de la plupart des recommandations formulées. Le conseil général a en outre souhaité formuler les remarques spécifiques suivantes :

- En 2012, la différence de prix au sein de la région CWE (Europe du centre-ouest) a clairement augmenté, tant sur les marchés *spot* que *forward*. A l'origine de cette augmentation, on retrouve non seulement un certain nombre d'éléments temporaires (comme l'arrêt de centrales nucléaires en Belgique), mais aussi le nombre croissant d'unités de production peu flexibles dans le parc de production. La capacité disponible d'un point de vue commercial des interconnexions au sein de la région CWE ne suffit pas

toujours pour compenser les flux d'électricité transfrontaliers croissants et ainsi aboutir à des prix équivalents dans la région de prix. Le conseil général se réjouit de constater que la coordination européenne de l'utilisation des interconnexions existantes se déroule de mieux en mieux, mais demande instamment de nouvelles améliorations et des investissements dans de la capacité supplémentaire où cela est nécessaire. À terme, une harmonisation rigoureuse de la politique énergétique en Europe s'impose également pour poursuivre l'intégration du marché ;

- Le conseil général souhaite obtenir des éclaircissements complémentaires en ce qui concerne la marge brute annuelle estimée d'une TVG de 420 MW. Il a invité le comité de direction à organiser un groupe de travail *ad hoc* à ce sujet ;
- Le conseil général souscrit aux questions du comité de direction concernant la tendance à la baisse des prélèvements du réseau en Belgique. Il a invité le comité de direction à réaliser à ce sujet une analyse complémentaire plus détaillée ;
- Suite à l'analyse du pic de prix du 28 mars 2011 (voir l'avis n° 54 du conseil général relatif à l'étude 1099 relative au pic de prix sur le Belpex DAM le 28 mars 2011, ainsi que l'étude (F)110915-CDC-1099), le conseil général insiste sur l'introduction rapide de « *smart bids* » sur les différents marchés spot dans la région CWE. Il se réjouit que les bourses annoncent l'introduction d'un certain nombre de possibilités d'offres supplémentaires pour novembre 2013 après l'introduction sur le Belpex DAM de *blokorders* en novembre 2011 ;
- Le conseil général constate, tout comme le comité de direction, que les volumes d'équilibrage auxquels Elia doit faire appel ont systématiquement augmenté ces dernières années, en particulier les volumes de réglage vers le bas. Il souligne dans ce cadre le rôle important des responsables de l'équilibre (ARP) qui sont les premiers responsables du maintien de l'équilibre dans leur périmètre. Le conseil général invite le comité de direction à examiner si des mesures supplémentaires sont nécessaires.

Avis n° 59 relatif à l'étude 1201 de la CREG relative à comment un bon fonctionnement du marché de gros pour le gaz naturel jette les bases de l'assurance de fournitures et de la liquidité en Belgique (groupe de travail « fonctionnement marché gaz ») :

Le conseil général a pris connaissance de cette étude avec intérêt et a remercié le comité de direction de la CREG d'avoir réalisé une analyse plus approfondie du fonctionnement du marché de gros du gaz naturel dans notre pays, comme pour le marché de l'électricité. Il espère que cette étude pourra être réalisée régulièrement (si possible annuellement) afin de pouvoir ainsi faire un état des lieux ou attirer l'attention sur les évolutions et les tendances du fonctionnement du marché.

Le conseil général partage en grande partie l'analyse et les recommandations du comité de direction. Depuis la publication de l'étude (novembre 2012), le conseil général a en outre eu la possibilité de confronter cette analyse et ces recommandations aux récentes évolutions sur le marché, et en particulier dans le cadre de l'introduction du nouveau modèle de transport par Fluxys le 1<sup>er</sup> octobre 2012 et du développement du hub ZTP. Le conseil général s'est félicité de ces évolutions, qui sont en grande partie conformes à ses précédentes propositions et aux recommandations du comité de direction.

En outre, le conseil général a souhaité souligner les aspects spécifiques suivants :

- La présence d'une bourse ou hub efficace et liquide est importante pour chaque marché. Le conseil général insiste dès lors sur les mesures qui font croître la liquidité sur le ZTP et l'accessibilité au hub. Le conseil général renvoie à cet effet à l'autre hub, Zeebrugge Beach, dont le succès démontre que Zeebrugge a le potentiel de devenir un des marchés de référence de l'Europe occidentale. Le conseil général renvoie en outre à la bourse de gaz néerlandaise TTF, qui a connu une forte croissance ces dernières années et a entre-temps dépassé Zeebrugge en tant que marché ;
- Les contrats à long terme restent une source importante d'approvisionnement pour les *shippers*. Les marchés *spot* et les contrats à court terme gagnent cependant en intérêt, ce qui profite à la liquidité du marché et fait baisser la dépendance du prix du gaz au pétrole. Le conseil général se réjouit de cette évolution, qui a pour effet d'offrir davantage de prix compétitifs aux consommateurs ;
- D'autre part, le conseil général constate que le développement du gaz de schiste aux Etats-Unis a donné lieu ces dernières années à une importante différence de prix : les prix du gaz sont actuellement trois à quatre fois supérieurs en Europe qu'aux Etats-Unis, une situation qui conduit au déplacement de certaines activités industrielles aux Etats-Unis. Le conseil général insiste sur le fait que les mesures

nécessaires soient prises pour contrer cette évolution (par ex. en stimulant la concurrence *gas-to-gas* dans l'Union européenne, en accélérant la finalisation des contrats indexés au pétrole, en investissant dans l'infrastructure nécessaire pour promouvoir un marché mondial du gaz naturel, en développant le gaz de schiste en Europe dans le respect de l'homme et de l'environnement, ...) ;

- Le marché du gaz à faible teneur calorifique en Belgique demeure moins liquide et moins compétitif, ce qui est un inconvénient pour les consommateurs concernés. Le conseil général apprécie les efforts fournis par Fluxys pour réduire le plus possible cet inconvénient et constate dans le même temps que les Pays-Bas vont progressivement mettre un terme au gaz à faible teneur calorifique jusqu'en 2030. Le conseil général insiste donc sur une planification à temps de la conversion de la zone de gaz L en gaz H, et sur une solution équilibrée pour le financement des coûts.
- La croissance continue des sources d'énergie renouvelables sur le marché de l'électricité nécessite une utilisation plus flexible des centrales alimentées au gaz, d'une part, et diminue leur utilisation à pleine puissance, d'autre part. Les coûts d'accès au réseau de gaz selon la structure tarifaire actuelle de Fluxys pèsent lourd sur les coûts fixes des centrales alimentées au gaz. Le conseil général appelle dès lors la CREG et Fluxys à évaluer, avant la nouvelle période tarifaire 2016-2019, en concertation avec tous les acteurs du marché, si les tarifs et la structure tarifaire pour l'accès au réseau de gaz reflètent correctement l'utilisation réelle du réseau et s'ils sont en harmonie avec ceux des pays voisins (région CWE).

Le texte de la charte de bonnes pratiques pour les sites internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz a par ailleurs fait l'objet d'une concertation avec les différentes parties prenantes au sein du conseil général. Suite à des discussions et à cette même concertation organisée au sein du conseil général, un accord global a par ailleurs été rédigé et joint en annexe de la charte (voir le point 3.2.2.5 du présent rapport).

Tableau 22 : Les membres du conseil général au 31 décembre 2013<sup>100</sup>

	MEMBRES EFFECTIFS	MEMBRES SUPPLEANTS
Gouvernement fédéral	VANEYCKEN Sven ROOBROUCK Nele CHAHID Ridouane ANNANE Jihane DORREKENS François DASGUPTA Jivan	JUSTAERT Arnout WAEYAERT Nicolas JOURDAIN Sigrïd NIKOLIC Diana NICOLAS Stéphane DEMEYERE Frank
Gouvernements de région	BIESEMAN Wilfried AUTRIQUE Henri JACQUET Annabelle	TANGHE Martine BOHET Maurice DECROP Jehan
Organisations représentatives des travailleurs qui siègent au Conseil national du travail	VERJANS Mathieu VERHUE Maureen VAN DAELE Daniel DE CROCK Bart	NICAISE Didier WIJNGAERDEN Jan VAN MOL Christiaan SKA Marie-Hélène JONCKHEERE Caroline
Organisations représentatives des travailleurs qui siègent au Conseil de la Consommation	DE WEL Bert STORME Sébastien	QUINTARD Christophe SPIESSENS Eric
Organisations ayant comme objectif la promotion et la protection des intérêts généraux des petits consommateurs	ADRIAENSSENS Claude DOCHY Stéphane	RENSON Marie-Christine MOERS Jan
Organisations représentatives de l'industrie, du secteur bancaire et du secteur des assurances qui siègent au Conseil central de l'Economie	VANCRONENBURG Geert BROUWERS Els VAN der MAREN Olivier	VANDERMARLIERE Frank CALOZET Michel AERTS Kristin
Organisations représentatives de l'artisanat, des petites et moyennes entreprises commerciales et de la petite industrie qui siègent au Conseil Central de l'Economie	DE BUYSER Capucine VANDEN ABEELE Piet	DEPLAE Arnaud VAN GORP Michel
Gros consommateurs d'énergie électrique	CLAES Peter	EELENS Claire
Gros consommateurs de gaz naturel	BRAET Luc	de MUNCK Laurent
Producteurs d'électricité appartenant à la Fédération belge des Entreprises électriques et gazières (FEBEG)	VAN DEN BOSCH Marc SCHOONACKER Frank	DE GROOF Christiaan de VILLENFAGNE Aude
Producteurs d'électricité à l'aide d'énergies renouvelables	LAUMONT Noémie	BODE Bart
Producteurs d'électricité à l'aide d'installations de cogénération	BOYDENS Jean-Pierre	MARENNE Yves
Industriels qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins	BÉCRET Jean-Pierre	ZADORA Peter
Gestionnaires des réseaux de distribution - INTERMIXT	GRIFNEE Fernand HUJOEL Luc DE BRUYCKER Luc	DECLERCQ Christine DEBATISSE Jennifer VERSCHDELDE Martin
- INTER-RÉGIES	DE BLOCK Gert	HOUGARDY Carine
Gestionnaire du réseau de transport d'électricité	DAMILOT Julien	MERTENS Steven
Gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel	GOSSUIN Luc	DESCHUYTENEER Thierry
Titulaires d'une autorisation de fourniture de gaz naturel appartenant à la FEBEG	VANDEN BORRE Tom VAN NUNEN Carlos	DE BUCK Hilde DEDECKER Gunnar
Associations environnementales	VAN DYCK Sara VANDE PUTTE Jan	TURF Jan DE SCHOUTHEETE Cécile
Titulaires d'une autorisation de fourniture d'électricité appartenant à la FEBEG	HEYVAERT Griet WYVERKENS Herman	GODTS Annemie VAN BOXELAER Kathleen
Gestionnaire du marché d'échange de blocs d'énergie proposé par Belpex	MATTHYS-DONNADIEU James	PIERREUX Nicolas

Source : Moniteur belge

100. La liste des membres a été modifiée une fois en 2013, par arrêté ministériel du 10 juillet (Moniteur belge du 25 juillet 2013).

### 5.3. La note de politique générale et le rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG

Conformément à la loi électricité, le comité de direction a établi, en 2013, la « Note de politique générale pour l'année 2014 »<sup>101</sup>. La CREG y expose seize objectifs qu'elle souhaite atteindre. Ces objectifs sont eux-mêmes constitués de toute une série d'actions individuelles à accomplir.

La note accompagne le projet de budget de la CREG pour l'année 2014 et a été transmise le 29 octobre 2013 au président de la Chambre des Représentants et à la présidente de la Commission de l'Economie, de la Politique scientifique, de l'Education, des Institutions scientifiques et culturelles nationales, des Classes moyennes et de l'Agriculture (ci-après: la Commission Economie).

Un rapport comparatif a également été établi entre les objectifs tels que formulés dans la note de politique générale et leur réalisation. Les versions française et néerlandaise du rapport comparatif pour l'année 2012<sup>102</sup> ont été transmises, respectivement le 30 avril 2013 et le 28 mai 2013, au secrétaire d'Etat à l'Energie, à la vice-première ministre et ministre de l'Intérieur, au président de la Chambre des représentants et aux membres de la Commission Economie.

Dans sa note de politique générale pour l'année 2012, la CREG avait à ce moment-là identifié seize objectifs à atteindre dans le cadre *business as usual* et cinq nouveaux objectifs par anticipation sur la transposition en droit belge du troisième paquet énergie européen. Ces vingt-et-un objectifs se décomposaient en septante-neuf actions correspondant à des tâches individuelles à accomplir. Or, en réalité, la CREG a constaté avoir mené, fin 2012, un total de nonante-et-une actions. Cette augmentation de près de 15 % du nombre d'actions provient soit de demandes d'études, d'avis et de propositions formulées par le secrétaire d'Etat à l'Energie, par le ministre de l'Economie, des Consommateurs et de la Mer du Nord et par la Commission Economie, soit d'initiatives que la CREG a prises afin d'améliorer le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Parmi les nonante-et-une actions menées par la CREG en 2012, soixante-six ont été complètement réalisées et cinq actions ont même conduit à des résultats meilleurs qu'espérés. Par ailleurs, seize actions ont été réalisées par la CREG mais n'ont pu être finalisées à la suite d'éléments extérieurs à la CREG. Il en va de même pour une action qui n'a pu être réalisée que de manière limitée. Enfin, la CREG a constaté que trois actions sont devenues sans objet.

### 5.4. Le traitement des questions et plaintes

La CREG a continué, en 2013, à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes - qui relèvent de sa compétence - qu'elle a reçues de consommateurs, d'entreprises du secteur, d'avocats, de consultants, de chercheurs, d'étudiants, d'administrations ou d'instances internationales.

La CREG a également collaboré avec le service fédéral et les services régionaux de médiation de l'énergie dans le cadre de plaintes qui lui/leur ont été adressées. Cette collaboration est le fruit d'un accord intervenu en 2011 par lequel les services concernés se sont accordés sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne relèvent pas de la compétence du service qui les reçoit.

La CREG a en outre transmis en février 2013, à la demande du service fédéral de médiation de l'énergie, ses statistiques relatives aux plaintes qu'elle a reçues en 2012, à savoir 240, dont la plupart concernait les tarifs de réseau de transport et de distribution.

Enfin, la possibilité pour toute personne qui s'estime lésée par une décision de la CREG de demander un réexamen du dossier par celle-ci n'a pas été actionnée en 2013. D'autre part, la Chambre de litiges<sup>103</sup>, qui constitue un organe de la CREG, n'a pas encore pu fonctionner en 2013, faute d'arrêté d'exécution pour ce faire.

### 5.5. Le site internet de la CREG

La CREG a continué à publier sur son site internet toutes les informations utiles en vue d'informer au mieux les consommateurs d'électricité et de gaz naturel.

Elle a également créé en 2013 une nouvelle rubrique CONSOMMATEURS leur permettant notamment de comprendre et de vérifier leurs factures d'électricité et de gaz naturel et les informant sur leurs droits.

En 2013, le nombre de visites sur le site internet de la CREG s'est élevé à 218.973.

Sur un total de 724.095 pages consultées, les plus consultées ont été les suivantes :

Page d'accueil	17,75%
Comparer les prix	8,14%
Conversion m <sup>3</sup> /KWh	5,68%
Tarifs de distribution Electricité	5,48%
Publications	3,43%

101. Note (Z)131024-CDC-1293 de politique générale pour l'année 2014.

102. Rapport comparatif (Z)130411-CDC-1245 des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2012.

103. La Chambre de litiges est appelée à statuer sur les différends entre le gestionnaire et les utilisateurs du réseau relatifs aux obligations imposées au gestionnaire du réseau, aux gestionnaires de réseau de distribution et aux gestionnaires de réseaux fermés industriels, à l'exception des différends portant sur des droits et obligations contractuels.

## 5.6. La participation des membres de la CREG en tant qu'orateurs à des séminaires

Tableau 23 : Aperçu des présentations données par la CREG en 2013

Pouvoir organisateur	Titre du séminaire	Titre de la présentation	Date
SRBE - KBVE	Parer l'impossibilité physique du stockage de l'énergie électrique / Mogelijkheden om elektrische energie onrechtstreeks op te slaan	Etude relative à l'impact possible de la voiture électrique sur le système électrique belge	22/01
SPF Economie - FOD Economie	Belgian Platform on Electric Vehicles	Etude relative à l'impact possible de la voiture électrique sur le système électrique belge	31/01
CEDEC / Interrégie	Groupe de travail du CEDEC	Capacity remuneration mechanisms	6/02
TOTAL G & P	Info session Total	Nouveau modèle de transport de gaz	21/02
FLAME 2013	The Storage & Flexibility Forum	Security of Supply for Europe & the role of gas storage	11/03
ENTSOG	TYNDP WS	ACER Input	21/03
ALSTOM	Midi de l'Information	Vision du marché de l'électricité en Belgique et en Europe - Perspectives à court et à moyen terme	26/03
STATOIL	Info session Statoil	New Gas Transmission Model	2/04
Commission européenne	Workshop sur l'aide de l'environnement et de l'énergie	Capacity mechanisms: CREG-study 1182	12/04
CWE Regulators workshop	Regulators Workshop on FBMC	Technical challenges from a regulatory perspective: Part 1 & 2	15/04
FEBELIEC	Transparency info session	Transparency in the National Gas Market	22/04
Febeliec	Infosession Transparency	REMIT - State of Affairs & Future Developments	22/04
ACER	The Agency Review	AIMP WG	14/05
SV Veranstaltungen / Süddeutsche Zeitung	First European energy congress	How profitable should investments in electricity transmission grids be ?	15/05
SCHNEIDER ELECTRIC	Evènement à Pairi Daiza	Some Key Issues on Energy for Belgium, Today and Tomorrow	24/05
EEM 13	European Energy Markets conference 2013	Importance of Design Parameters on Flow Based Market Coupling implementation	28/05
ACER	ACER Workshop	Main barriers to entry to gas and electricity markets - Access to the gas transmission network	30/05
EUROP'ENERGIES	Forum 2013	Marchés belges	31/05
VOKA - Kamer van Koophandel Antwerpen-Waasland	Energie voor Ondernemers	Bevoorradingszekerheid Elektriciteit	6/06
ACER-CEER	Workshop on Natural Gas, Wholesale and Network Access	Capacity Calculation: some issues, principles and procedures	10/06
FEBELIEC		Belgian wholesale electricity market	18/06
CEER – Unbundling & Reporting Task force	Workshop on implementation of unbundling measures for DSOs and TSOs	TSO unbundling monitoring : 1) TSO Unbundling monitoring duties on TSOs and NRAs: questions on interpretation and implementation 2) TSO Unbundling monitoring	27/06
Fluxys Belgium	Fluxys Belgium-CREG workshop	Netwerkontwikkelingen: nieuwe uitdagingen aan de horizon	28/06
Fluxys Belgium	Fluxys Belgium-CREG workshop	Interconnector IUK - Certification - CMP - New transmission model	28/06
Fluxys Belgium	Fluxys Belgium-CREG workshop	Access to the gas transmission network - Entry to gas and electricity markets	28/06
ENI	Info session ENI	Access to the gas transmission network - Entry to gas and electricity markets	3/07
CEES	(Vulnerable) Consumer Protection in Belgium	Pour une action européenne coordonnée pour prévenir et combattre la pauvreté énergétique	3/07
CEER	Practical experiences of using benchmarking to regulate network companies	Workshop on Benchmarking Tools	10/09
Ecole Royale militaire	Sleutelfactoren en tendensen	Energy : A strategic factor in international relations	25/10
TTIP	US-EU Transatlantic Trade and Investment Partnership	Perspectives Européennes et Géopolitiques	19/11
Université catholique de Louvain – Faculté de droit	Cours « Administrations et intégration européenne », 2ème Master	La régulation énergétique	19/11
Elia System Operator	Elia Stakeholder day	Elia Stakeholders Day	25/11
NORDREG	NordReg Meeting	Issues from the CWE Project	27/11
IUK	Info session IUK	New Gas Transmission Model	28/11
FEBEG	FEBEG	Conseil d'Administration FEBEG	6/12
Centrale raad bedrijfsleven	Bijzondere raadgevende commissie voor de scheikunde	Groothandelsmarkt elektriciteit en gas	17/12
FEB	FEB	Conseil d'Administration FEB	19/12

Source : CREG



## 5.7. La collaboration de la CREG avec d'autres instances

### 5.7.1. La CREG et la Commission européenne

Le « Rapport national de la Belgique 2013 », qui porte sur l'année 2012, a été rédigé en étroite collaboration avec les trois régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG) et transmis par la CREG à la Commission européenne et à l'ACER le 2 juillet 2013.

En sa qualité de membre du CEER, la CREG a également, comme pour les années précédentes, prêté son concours à bon nombre d'autres consultations et rapports au profit de la Commission européenne (voir le point 5.7.3 du présent rapport).

La CREG a rempli sa mission de conseil en assistant les pouvoirs publics durant les différentes réunions de comitologie présidées par la Commission européenne en vue de l'approbation des codes de réseau européens (voir le point 5.7.2 du présent rapport).

### 5.7.2. La CREG au sein de l'ACER

En 2013 également, l'ACER (l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) a continué de se focaliser sur la mise en œuvre des codes de réseau développés par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G sur la base des orientations cadres (*framework guidelines*) rédigées par l'ACER en 2011 et 2012. A l'instar de 2012, la CREG a participé de manière très intensive à ces travaux dans le cadre du suivi et de la préparation de différents documents à ce sujet.

L'activité de la CREG au sein d'ACER contribue à la fois à la mise en place de mécanismes de marché (trans)régionaux visant à la mise en œuvre du modèle cible pour l'électricité (approche « *bottom up* ») et aux travaux liés à l'élaboration des orientations cadres et au suivi du développement des codes de réseau par l'ENTSO-E (approche « *top down* »).

L'importance croissante de l'intégration régionale, qui se situe entre le marché national et le marché européen, se reflète dans le troisième paquet énergie européen qui reconnaît le niveau régional comme une étape intermédiaire indispensable vers un marché européen unique de l'énergie. La Belgique fait partie de la région Europe du centre-ouest (ci-après : région CWE) au sein des initiatives régionales pour l'électricité (ERI). La CREG est *lead regulator* pour la région CWE.

Au niveau européen, cinq grands projets pilotes pour l'implémentation du marché unique et du modèle cible pour l'électricité ont été identifiés : (i) le couplage des marchés *day ahead*, (ii) l'instauration d'un mécanisme régional d'échanges *intraday*, (iii) l'allocation de capacité à long terme (*long term capacity allocation*) et (iv) le calcul des capacités d'interconnexion (commerciales) (*capacity calculation*). La coordination des projets de *balancing* (équilibre) au sein des différents pays européens a été démarrée fin 2013. Pour ces différents thèmes, les régulateurs européens ont établi, sous la coordination de l'ACER, des plans d'action suprarégionaux (en 2011 pour les quatre premiers thèmes) auxquels la CREG participe activement. La CREG a été désignée, avec le régulateur autrichien E-Control, *lead regulator* du schéma de travail pour le calcul de capacité au sein de l'ERI. En cette qualité, la CREG participe activement aux *Regional Initiatives Status Review Report* annuel et aux *Quarterly Reports* trimestriels de l'ERI publiés par ACER. Le développement du marché *day ahead* et des marchés *intraday* initié au sein de la région CWE, s'est étendu géographiquement à l'Europe du nord-ouest (NWE) qui regroupe l'Allemagne, le Benelux, le Danemark, la Finlande, la France, la Grande-Bretagne, la Norvège et la Suède.

(i) La CREG participe au suivi du projet de couplage de marché *day ahead* NWE<sup>104</sup> qui avait pour objectif initial de mettre en place pour la fin 2013 un couplage des marchés journaliers de la zone NWE basé sur les prix. Le lancement de ce couplage des marchés a finalement eu lieu le 4 février 2014. L'extension de ce couplage aux régions de l'Europe du sud-ouest (SWE) et de l'Europe du centre-est (CEE) devrait suivre. Ce couplage de marché *day ahead* NWE remplace l'actuel couplage de marché *day ahead* (CWE) et le « *Interim Tight Volume Coupling* » (ITVC) entre la région CWE et la Norvège, le Danemark, la Suède et la Finlande. Le couplage de marché *day ahead* NWE qui remplace les deux couplages précédents correspond à une intégration complète des carnets d'ordres des pays concernés dans le mécanisme d'allocation. Pour la Belgique, ce couplage de marché *day ahead* NWE comporte en outre principalement des adaptations au niveau de l'extension géographique, des adaptations de l'algorithme (avec principalement la nouvelle fonctionnalité DC *loss factor*) et d'un mécanisme de *fallback* (avec principalement des changements au niveau du timing des processus). En août et septembre 2013, la CREG a consulté les acteurs du marché sur son projet de décision relatif à la proposition d'Elia de mise en œuvre du couplage de marché *day ahead* NWE. Sur la base de cette consultation, la CREG a pris sa décision<sup>105</sup> relative à la proposition d'Elia en septembre 2013.

104. Dans le cadre du travail accompli par les régulateurs sur le plan du NWE *day ahead*, la CREG est également un membre actif de l'*Algorithm Task Force* (TF).

105. Décision finale (B)130926-CDC-1270 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la « mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest) ».

(ii) La CREG participe au suivi du projet *intraday* NWE. Ce projet prévoyait initialement une étape intermédiaire pour la mise en œuvre du modèle cible basé sur un modèle semblable au modèle nordique ELBAS. Les bourses avaient endossé la responsabilité du développement de la plate-forme via les modules « *Shared Order Book* » (SOB) et « *Capacity Management Module* » (CMM). En 2012, les bourses concernées ont toutefois décidé de ne pas suivre cette voie et de confier le développement de la plate-forme via une adjudication. L'adjudication a entre-temps été achevée en 2013 et les bourses et le développeur travaillent actuellement à une plate-forme qui devrait être opérationnelle en 2014. Les problèmes rencontrés lors de la négociation des contrats pourraient toutefois engendrer des retards supplémentaires (voir également le point 5.7.5. du présent rapport relatif au Forum de Florence).

(iii) Le projet relatif à l'allocation de capacité à long terme (*long term capacity allocation*) vise à la mise en place d'un jeu de règles d'enchères communes pour l'allocation des capacités de transport transfrontalières. Les activités liées à l'ajout de l'interconnexion France-Espagne aux règles d'enchères ont été entamées en 2012. Cette extension a été initialement prévue pour mai 2013 et ensuite pour novembre 2013. Finalement, le gestionnaire du réseau de transport espagnol et le bureau d'enchères commun, le CASC, ne sont pas parvenus à un accord et cette extension a été reportée. Néanmoins, Elia a déposé auprès de la CREG, en septembre 2013, une nouvelle proposition de modification des règles d'enchères harmonisées, développée par les gestionnaires de réseau de transport des régions CWE et CSE et de la Suisse. La CREG a pris une décision<sup>106</sup> relative à la proposition d'Elia en novembre 2013. Les modifications proposées portaient sur l'instauration d'une majoration fiscale, l'incidence d'une modification des règles d'enchères sur la *Déclaration d'Acceptation* et la mise en place d'un « *Bulletin Board* ».

(iv) Un des objectifs clés des régulateurs de la région CWE est de créer un couplage des marchés en *day ahead* J-1 basé sur les flux (*flow-based*). Le couplage de marché implicite appliqué actuellement dans la région CWE repose sur la méthode traditionnelle de calcul de la capacité d'interconnexion disponible (*Available Transfer Capacity* ou ATC). Les travaux liés au développement de la nouvelle méthode basée sur les flux ont débutés en 2007 et sont supportés au niveau gouvernemental par le groupe de travail *Pentalateral* (PLEF), dans lequel les gestionnaires de réseau de transport, les bourses, les régulateurs, les acteurs du marché et les ministères

des pays du Benelux, de la France, de l'Allemagne et de l'Autriche sont représentés. La CREG suit de près, en étroite collaboration avec les autres régulateurs de la région CWE, les développements des gestionnaires de réseau de transport et des bourses de la région CWE. Les principaux sujets abordés en 2013 ont été la définition des branches critiques (CB), les *generation shift keys* (GSK), les *flow reliability margin* (FRM), les *remedial actions* (qui comprend des modifications de topologie et le re-dispatching) et l'allocation des revenus issus de la congestion. Les aspects liés à la transparence, notamment des flux sur les branches critiques, au monitoring, au caractère intuitif ou non des prix (une solution non intuitive surgit par exemple quand, en région CWE, la zone la moins chère importe de l'énergie) dans les différentes zones et à la planification du projet *flow-based* ont également reçu l'attention nécessaire. Les gestionnaires de réseau de transport ont mis depuis le début de l'année 2013 à disposition des acteurs du marché une simulation des résultats du couplage qui seraient obtenus avec le nouvel algorithme (publié sur le site internet de CASC). Ces résultats permettent de mettre en évidence la fiabilité du mécanisme et ses performances comparées à la méthode actuelle. Le 19 septembre 2013, la CREG a reçu une demande d'approbation de la part d'Elia pour la mise en place d'un couplage de marché *day ahead* basé sur les flux dans la région CWE. En décembre 2013, les partenaires du projet ont déclaré qu'un retard dans le développement du couplage de marché *flow-based* aurait pour conséquence de retarder le démarrage du nouveau mécanisme au-delà de l'été 2014. Les régulateurs de la région CWE ont convenu de prendre en compte dans leur décision coordonnée les résultats des simulations effectuées par les gestionnaires de réseau de transport sur la base du processus industriel qui devrait être implémenté en mai 2014.

En ce qui concerne l'approche « *top-down* » et la mise en place des codes de réseau, la CREG assure la co-présidence du groupe de travail AENM TF de l'ACER (*ACER Electricity Network and Market Task Force*) avec le régulateur autrichien E-Control. L'AENM TF est, entre autres, chargée de la coordination et du suivi par l'ACER des codes de réseau établis par l'ENTSO-E. La CREG s'est tout spécialement impliquée dans l'ensemble des travaux liés à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions. Ces travaux comportaient principalement le suivi de l'élaboration par l'ENTSO-E du code de réseau correspondant et la réalisation de l'opinion de l'ACER. Ce groupe de travail a également suivi et coordonné les travaux relatifs aux codes de réseau sur l'allocation des capacités de transport à long terme (FCA NC), au code de réseau relatif à l'équilibre (*BNC*)

106. Décision (B)131107-DCD-1280 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator de modification des méthodes d'allocation aux responsables d'accès de la capacité annuelle et mensuelle disponible pour les échanges d'énergie avec le réseau français et avec le réseau néerlandais, telles qu'établies dans le cadre des initiatives régionales CWE et CSE, ainsi qu'avec la Suisse.

et aux codes de réseau relatifs au raccordement au réseau. Enfin, la CREG a pris, avec le régulateur allemand BNetzA, la direction du projet (*Loop Flows workstream*) chargé à la fois de l'implémentation avancée du processus de révision des zones d'offres (*bidding zones*), des mécanismes d'allocation des coûts de re-dispatching et de l'identification des flux de bouclage (*loop-flows*).

Au sujet du développement de règles harmonisées en matière de **gaz naturel**, il convient de signaler ce qui suit :

- a) Le premier code de réseau en complément du Règlement (CE) n° 715/2009 concernant les mécanismes d'attribution de capacité sur le réseau de transport de gaz naturel a été publié le 14 octobre 2013. La mise en œuvre de ces nouvelles règles a déjà débuté par le biais de la création de la plate-forme PRISMA (voir également le point 4.1.2.3.E du présent rapport), tandis que l'ACER a publié le 3 décembre 2013 des directives supplémentaires adressées à l'ENTSO-G concernant l'amendement du code de réseau susmentionné pour l'attribution de capacité supplémentaire et nouvelle ;
- b) Une version définitive du code de réseau concernant l'équilibrage du gaz naturel sur le réseau de transport a été approuvée en comitologie le 2 octobre 2013 par les représentants des Etats membres. La publication de ce deuxième code de réseau de gaz est attendue au cours du premier semestre de 2014 ;
- c) Il est prévu que l'ACER envoie début 2014 à la Commission européenne une recommandation finale visant à approuver les codes de réseau concernant l'interopérabilité et les règles d'échange de données, développés par l'ENTSO-G, de sorte que le processus de comitologie puisse démarrer en 2014 ;
- d) Concernant les règles relatives aux structures tarifaires harmonisées pour le transport, suite aux demandes de la Commission européenne, l'ACER a transmis ses *Framework Guidelines* sur les structures tarifaires harmonisées pour le transport de gaz naturel le 30 novembre 2013. En 2014, l'ENTSO-G utilisera ces *Framework Guidelines* afin de développer le code de réseau nécessaire. A l'heure actuelle, les Etats membres de l'Union européenne appliquent une approche hétérogène en matière de fixation des tarifs pour les services de transport de gaz naturel. Par conséquent, l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au sein de l'Union européenne est plus complexe pour les utilisateurs de réseau, les réseaux de transport peuvent être utilisés et développés de manière inefficace et les échanges de gaz naturel peuvent potentiellement être inefficaces. En définissant un ensemble de paramètres communs, basés sur des principes économiques, pour tous les aspects de la

fixation des tarifs, ainsi qu'une série d'exigences communes concernant la publication de données relatives à chaque phase du processus, les *Framework Guidelines* relatives aux tarifs et le code de réseau en découlant ont pour but d'améliorer l'efficacité de l'échange et de la concurrence en matière de gaz naturel, ce qui constitue l'un des principaux objectifs du troisième paquet. Les intérêts des consommateurs sont au cœur des dispositions tarifaires proposées. Celles-ci mèneront en définitive à un système de redevance de réseau de gaz plus équitable, de sorte que les consommateurs ne paieront pas plus que le coût imposé par leur approvisionnement au système. En outre, une plus grande transparence en matière de fixation des redevances de réseau stimulera la concurrence au sein du secteur du gaz naturel, ce qui incitera de nouveaux fournisseurs à entrer sur le marché et permettra de proposer un choix plus vaste aux consommateurs de gaz naturel ;

- e) La Commission européenne a pointé les prescriptions en matière d'échanges commerciaux de gaz comme nouveau domaine à développer et a pour ce faire entamé une étude à ce sujet afin d'en délimiter le champ d'application.

Tant pour les **codes de réseau** de l'électricité que pour ceux du gaz naturel concernant l'interopérabilité et la structure tarifaire, la CREG a joué un rôle pionnier, en présidant des réunions et en rationalisant les discussions.

Le groupe de travail AMIT de l'ACER a poursuivi de manière intensive ses travaux de mise en œuvre du règlement **Re-mit**<sup>107</sup>, rendu obligatoire en décembre 2011. L'objectif est de rendre l'ensemble du *monitoring framework* opérationnel pour le début de l'année 2014. Une attention particulière a été accordée à l'élaboration du cadre dans lequel la collaboration entre les autorités nationales de régulation et l'ACER se déroulera. Dans ce cadre, un *Memorandum of Understanding* a été signé le 17 juillet 2013 et des négociations concernant l'ampleur et les modalités d'échange de données entre l'ACER et les autorités nationales de régulation ont eu lieu à l'automne. Plusieurs produits énergétiques étant décrits comme des instruments financiers dans la législation financière, les propositions et l'évolution des directives MiFID et MAD et des règlements MAR et EMIR ont également fait l'objet d'un suivi attentif. Enfin, en décembre 2013, la Commission européenne a entamé la procédure de comité pour l'adoption d'actes d'exécution. En collaboration avec la Direction générale Energie du SPF Economie, la CREG représente les intérêts de la Belgique dans le cadre de cette procédure. Le contenu final des actes d'exécution est essentiel afin de déterminer quelles parties devront transmettre quelles informations dans le cadre de Remit (voir également le point 3.2.2.4 du présent rapport).

107. Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

L'**initiative régionale sur le gaz du nord-ouest** (NW GRI) s'est inscrite dans le développement européen de nouvelles lignes directrices et codes de réseau via la coordination régionale et les discussions préalables à leur mise en œuvre. Des représentants des Etats membres concernés y ont aussi été impliqués dans la région, dans le but de faciliter le processus de comitologie européen. En outre, la discussion relative à l'application d'allocation implicite de gaz naturel a été clôturée et la deuxième version du plan d'investissement régional pour le gaz naturel, telle que développée par les gestionnaires du réseau de transport, a été bien accueillie.

En préparation des **TYNDP (plans décennaux de développement du réseau)** en matière d'électricité, l'ACER a envoyé un courrier concernant les scénarios à utiliser pour l'élaboration du plan décennal de développement du réseau à l'ENTSO-E en juillet 2013. Pour le gaz naturel, le plan décennal de développement du réseau 2013-2023 a été remis pour avis par l'ENTSO-G à l'ACER le 10 juillet 2013.

En exécution de l'**Infrastructure Package**, l'ACER a formulé un avis le 18 juillet 2013 concernant la liste européenne de projets d'investissement d'intérêts communs (les *Projects of Common Interests* ou *PCI*), et ce, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel (voir également les points 3.4.4 et 4.1.3.1 du présent rapport).

Comme pour 2012, la CREG a également fourni une contribution active à l'**Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets** (en 2013, outre la contribution habituelle, une contribution active supplémentaire a été fournie sous la forme d'une *case study* écrite par la CREG relative à la régulation du filet de sécurité belge et du monitoring de la CREG des retail energy prices, figurant dans le rapport, ainsi que de l'organisation d'un *workshop* avec l'ACER). Le rapport a été également publié conjointement par l'ACER et le CEER en 2013. Ce rapport de monitoring de marché a été présenté publiquement et publié le 28 novembre 2013.

Au sein du groupe de travail **Implementation, Monitoring and Procedures**, que la CREG préside tant au niveau du groupe de travail qu'au niveau du *Procedure Work Stream*, les travaux de 2012 ont été poursuivis en 2013. Depuis 2013, le *Procedure Work Stream* est impliqué de manière plus étroite dans les discussions concernant l'élaboration de différents codes de réseau menées au sein des groupes de travail pour l'électricité et le gaz. Le *Procedure Work Stream* participe entre autres aux réunions de concertation entre l'ENTSO-E et l'ACER à propos des affaires juridiques des codes de réseau en développement. Le *Procedure Work Stream* a également été consulté à plusieurs reprises par les groupes de travail pour l'électricité et le gaz afin qu'il formule une analyse juridique sur certains aspects des codes de réseau. A ce sujet, des documents de travail qualitatifs

sur les thèmes des *fall-back scenario's in Network Codes* et des *NRA's scrutiny and approvals* ont été rédigés.

### 5.7.3. La CREG au sein du CEER

En sa qualité de membre fondateur du CEER (*Council of European Energy Regulators*), créé par un *Memorandum of Understanding* le 7 mars 2000, la CREG a participé activement, en 2013, aux discussions, délibérations et décisions de la **General Assembly** du CEER, qui s'est réunie à neuf reprises en 2013.

La CREG a également participé de manière active aux réunions des groupes de travail du CEER; l'*Electricity Working Group*, le *Gas Working Group*, le *Market Integrity and Transparency Working Group*, l'*Implementation, Benchmarking and Monitoring Working Group*, dont elle assure la présidence, et le *Customers and Retail Markets Working Group*. Dans ce cadre, elle a aussi participé aux *task forces* et *work streams* instaurés au sein des différents groupes de travail.

Trois *task forces* sont regroupés au sein du groupe de travail **Electricity**, à savoir l'*Electricity Quality of Supply and Smart Grids TF*, qui se charge des aspects régulateurs et de qualité en matière de *smart grids*, la *Sustainable Development TF*, qui est responsable de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique et l'*Electricity Security of Supply TF*, qui relève les défis en matière de sécurité de fourniture sur le plan de l'efficacité en matière de production.

Trois *task forces* sont également opérationnelles au sein du groupe de travail **Gas**, dont la CREG assure la vice-présidence. Il s'agit (1) de la *Gas Storage TF*, qui se charge du suivi de l'accès aux et de l'utilisation des installations de stockage en Europe et coordonne le monitoring des règles de transparence applicables à ces installations de stockage, conformément à l'article 19 du Règlement (CE) n° 715/2009, (2) de la *Liquefied Natural Gas TF*, qui vise à plus d'harmonisation sur le plan de la transparence sur les terminaux de GNL en Europe et veille à la conformité de la réglementation européenne en matière de GNL avec les futurs codes de réseau; et enfin (3) de la *Gas Infrastructure TF*, qui traite du développement d'infrastructures complémentaires en se basant sur le marché. Pour l'année 2013, on peut mentionner (1) que la *Gas Storage TF* a publié un rapport, le 20 novembre 2013, sur l'utilisation des installations de stockage et les effets sur la sécurité d'approvisionnement, (2) que la *LNG TF* a contrôlé la mise en œuvre du *template* sur la transparence sur tous les terminaux GNL en Europe qui a été rédigé sur la base des perspectives acquises par le biais d'une évaluation des régimes d'accès concernés publiée le 12 mars 2013 et (3) que la *Gas Infrastructure TF* a mené des travaux préparatoires pour l'ACER en publiant un blue print sur l'allocation de capacité marginale au profit de la demande d'amendement adressée à l'ENTSO-G (voir le point 5.7.2 du présent rapport).



En 2013, le groupe de travail **Market Integrity and Transparency** (MIT) a principalement accordé son attention à la lutte contre la fraude à la TVA dans le secteur énergétique. En outre, le rôle des autorités nationales de régulation dans le processus d'enregistrement du REMIT a été traité. De concert avec le groupe de travail MIT de l'ACER, une position commune a également été adoptée concernant le traitement d'un groupe de produits énergétiques comme instruments financiers dans les propositions de texte du MiFID.

Le groupe de travail **Implementation, Benchmarking and Monitoring**, dont la CREG assure la présidence, a poursuivi ses activités en 2013. La *General Assembly* du CEER a décidé que ce groupe de travail serait responsable de l'organisation du contenu du programme de formation qui débutera en 2014 au sein du CEER. En 2013, les *task forces* de ce groupe de travail ont été réorientées dans leurs activités. L'*Efficiency Benchmarking Task Force* est chargée d'entreprendre différentes activités de *benchmarking* tant sur le plan de l'efficacité du réseau que des conditions d'investissement et vise à partager des informations importantes entre les autorités nationales de régulation afin d'aboutir à des bonnes pratiques au niveau de l'application de la réglementation européenne. La *Market Monitoring and Reporting Task Force* est chargée de remettre des rapports sur la mise en œuvre des prescriptions de dissociation par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, ainsi que sur la transposition du troisième paquet énergie européen dans la législation nationale. Elle examine en outre les développements spécifiques qui se produisent sur les marchés européens de l'énergie et collabore par ailleurs étroitement avec l'ACER pour la préparation et la rédaction du rapport annuel commun ACER - CEER sur les résultats du contrôle des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel (voir le point 5.7.2 du présent rapport). Enfin, la *Legal Task Force* a été réinstaurée en tant que *task force* en 2013, alors qu'elle était un *workstream* auparavant. Cette *task force* fournit des avis juridiques sur des questions juridiques et institutionnelles liées à la mise en œuvre du troisième paquet énergie européen et répond à des questions spécifiques formulées par les autorités nationales de régulation en rapport avec l'application du troisième paquet énergie. A ce sujet, une analyse juridique a été effectuée sur l'application de l'article 3 des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE concernant les autorisations de fourniture. La *task force* apporte également un soutien juridique et fournit une analyse scientifique à l'*Implementation, Benchmarking and monitoring Working Group* et à d'autres groupes de travail, au cas par cas. Enfin, elle assure l'organisation de *workshops* internes où les représentants d'autorités nationales de régulation peuvent discuter librement sur des sujets qui les intéressent spécifiquement. En 2013, un *workshop* sur la

manière dont les autorités nationales de régulation peuvent collaborer entre elles a été organisé.

La CREG a également participé, en tant que membre actif, aux diverses réunions de travail du groupe de travail **Customers and Retail Markets**. Composé de trois *task forces* (*Customer Empowerment Task Force*, *Retail Market Functioning Task Force* et *Strategy and Communication Task Force*), ce groupe de travail a porté son attention sur de nombreux points au cours de l'année 2013, dont notamment (1) le suivi de la vision conjointe du CEER et du BEUC (Bureau européen des unions de consommateurs<sup>108</sup>), intitulée « Vision 2020 pour les consommateurs européens d'énergie »<sup>109</sup>; (2) sa contribution et participation active au Forum de Londres (voir le point 5.7.6 du présent rapport); (3) l'organisation, le 19 juin 2013, de la conférence annuelle du CEER sur les Consommateurs d'énergie, titrée « *On the path towards achieving the 2020 Vision* »<sup>110</sup>; (4) sa contribution à la rédaction du *Joint Monitoring Report* de l'ACER/CEER (voir le point 5.7.2 du présent rapport), concernant le chapitre relatif à la protection et la participation des consommateurs; (5) l'élaboration et la publication de *status reviews* portant notamment sur l'implication des associations des consommateurs dans le processus réglementaire, l'accès des consommateurs aux informations relatives aux coûts énergétiques, sources d'énergie et plans d'efficacité énergétique et les aspects réglementaires des *smart meters*.

Outre ces activités, la CREG a également participé, directement ou indirectement par le biais du CEER, selon les cas, aux réunions de différents groupes de travail, mis sur pied par la Commission européenne, portant respectivement sur les consommateurs vulnérables, la transparence des prix, la facturation électronique (*e-billing*), les plaintes des consommateurs et les *smarts grids*.

Par ailleurs, dans le cadre de la poursuite de l'harmonisation et de l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel européens, la CREG a également participé activement à la rédaction de questionnaires transmis par le CEER et à y répondre. En 2013, les sujets sondés ont été, notamment, les suivants : *Gas Storage*, *Ten Year Network Development Plan*, *Quarterly Report on Transposition of the Third Energy Package*, *Transposition of Consumer Provisions in Third Energy Package*, *Guidelines of Good Practice Retail Market Indicators*, *Price Transparency and Vulnerable Customers (Drivers)*, la mise à jour de l'*IERN Database*, *DSO and TSO Unbundling*, *(Non) Harmonisation of Renewable Energy Support Schemes*, *Tariffs Electricity*, *Investment Conditions*. Tous ces questionnaires servent de base à la rédaction de comptes rendus, *status reviews*, *position papers* et autres documents du CEER, de l'ACER ou de la Commission européenne qui fournissent non seulement une description détaillée des différences et des similitudes entre les Etats

108. <http://www.beuc.eu>

109. [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Customers/Tab3/Joint-Statement-2020-Vision\\_FR\\_FINAL.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/Joint-Statement-2020-Vision_FR_FINAL.pdf)

110. [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_WORKSHOP/CEER-ERGEG%20EVENTS/ENERGY%20CUSTOMERS%202013/Information](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/CEER-ERGEG%20EVENTS/ENERGY%20CUSTOMERS%202013/Information)

membres, mais également du degré d'introduction de la réglementation européenne au sein de chaque Etat membre. La Commission européenne se base à son tour sur ces documents pour l'élaboration d'initiatives législatives.

En outre, le régulateur français CRE et le régulateur hongrois MEKH ont demandé que des questionnaires spécifiques soient complétés par la CREG, un sur les *Enforcements sanctions* et un autre sur le *Title transfer in Belgium*.

Enfin, en 2013, le CEER a modifié son logo et déménagé ses locaux à 1040 Bruxelles, Cours Saint-Michel, 30a.

#### 5.7.4. Le Forum de Madrid

Le *European Gas Regulatory Forum*, également appelé Forum de Madrid, constitue une plate-forme de concertation pour le développement du marché intérieur du gaz naturel en Europe. Les Etats membres, les régulateurs européens, ainsi que tous les autres *stakeholders* européens y prennent part sous la présidence de la Commission européenne. Les 23<sup>ème</sup> et 24<sup>ème</sup> réunions du Forum se sont tenues les 17 et 18 avril et les 15 et 16 octobre 2013<sup>111</sup>.

Un thème récurrent du Forum est la présentation de l'élaboration des orientations-cadres (*Framework Guidelines*), à établir par l'ACER (voir également le point 5.7.2 du présent rapport), et des codes de réseau (*Network Codes*), à établir par l'ENTSO-G. Les deux organisations profitent de l'occasion pour commenter les avancées réalisées dans ce domaine.

Le processus mis en place a entre-temps donné lieu à la publication, le 15 octobre 2013, du premier code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz<sup>112</sup>.

Un code de réseau relatif à l'harmonisation des règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz naturel, a également été élaboré en 2013 mais la publication est attendue dans le courant de la première moitié de 2014.

Le code de réseau relatif à l'interopérabilité et à l'échange de données a été délivré par ENTSO-G le 10 septembre 2013. L'ACER a ensuite entamé l'analyse finale du document, censée donner lieu à une recommandation formelle à l'égard de la Commission européenne. Celle-ci n'est toutefois attendue que dans le courant du premier mois de 2014.

S'agissant de la mise en oeuvre de l'orientation-cadre relative à l'harmonisation de la structure des tarifs de

transport, lors du deuxième forum 2013, l'ACER a avancé le 30 novembre 2013 comme date de livraison finale à la Commission européenne. Celle-ci pourra alors demander à l'ENTSO-G d'entamer les activités liées à l'élaboration du code du réseau du même nom.

Etant donné que certains des codes précités ont déjà été concrétisés en 2013, et que d'autres sont en préparation, une attention plus soutenue a également été accordée à la mise en oeuvre effective des nouvelles règles ou des règles en préparation. La coordination et le monitoring ont été assurés par l'ACER. Les rapports nécessaires seront fournis en 2014, ce qui devra ensuite conférer la dynamique requise dans le cadre de la mise en oeuvre d'un marché européen unique du gaz naturel.

Outre le thème précité, et en préparation également de l'année clé 2014, que les chefs de gouvernement présentent systématiquement comme étant l'année durant laquelle l'unification du marché du gaz naturel doit avoir lieu, une attention particulière a également été accordée à la problématique des investissements, d'une part, et au désenclavement des « *bottlenecks* » d'étranglement physiques, d'autre part, en vue de promouvoir la sécurité d'approvisionnement mais également le commerce libéralisé du gaz naturel. La publication de la liste des projets d'intérêt général a dès lors eu lieu, le 14 octobre 2013 (voir à ce sujet le point 4.1.3.1 du présent rapport).

Ceci marque le début des recherches en vue de répondre à la question: « Quid après 2014? ». Les *stakeholders* peuvent participer, via le Forum de Madrid, aux actions entreprises ultérieurement, ce qui sera ensuite repris dans les futurs documents stratégiques qui seront développés sous le contrôle de la Commission européenne. Il est d'ores et déjà clair que la poursuite du développement du marché du gaz naturel en Europe demeure pertinente, mais qu'une attention accrue sera accordée, dans ce cadre, au marché de détail et au consommateur, en raison du rôle crucial qu'ils jouent sur le marché.

#### 5.7.5. Le Forum de Florence

Le *European Electricity Regulatory Forum*, également appelé Forum de Florence, constitue une plate-forme de concertation pour le développement du marché intérieur de l'électricité à laquelle prennent part notamment la Commission européenne, les Etats membres et les régulateurs européens. Les 24<sup>ème</sup> et 25<sup>ème</sup> réunions du Forum se sont tenues les 15 et 16 mai et 12 et 13 novembre 2013<sup>113</sup>.

111. Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site internet de la Commission européenne [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/gas/forum\\_gas\\_madrid\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas/forum_gas_madrid_en.htm).

112. Règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et complétant le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil (Journal officiel de l'Union européenne du 15 octobre 2013).

113. Les conclusions du Forum et tous les documents y afférents sont disponibles sur le site internet de la Commission européenne : [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/forum\\_electricity\\_florence\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_electricity_florence_en.htm).



Les points suivants ont été évoqués au cours de ces deux réunions : le marché intérieur de l'électricité, dont notamment les travaux relatifs aux codes de réseau repris dans le troisième paquet énergie européen, les initiatives régionales et les projets d'implémentation avancé du modèle cible européen, la question des flux de bouclage, l'intégrité des marchés et le développement des infrastructures de transport.

En ce qui concerne le code de réseau relatif à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions (CACM NC), le Forum a, lors de sa dernière réunion, exhorté la Commission européenne et les parties concernées de parvenir à des accords permettant la soumission d'une proposition de texte pour démarrer le processus de comitologie dès que possible. En ce qui concerne le code de réseau relatif à l'équilibre (B NC), le Forum a regretté le manque d'ambition dans le domaine de l'harmonisation et a réitéré sa demande pour le développement d'un code de réseau ambitieux permettant l'intégration des marchés. En ce qui concerne le code de réseau relatif à l'allocation des capacités à long terme (FCA NC), le Forum a partagé les inquiétudes des acteurs concernant les articles relatifs à la fermeté des capacités et a demandé à l'ACER dans quelle mesure ces inquiétudes pouvaient être abordées en même temps que les questions de recouvrement des coûts.

L'implémentation avancée du modèle cible européen regroupe le projet de couplage en J-1 des marchés de la région nord-ouest européenne (qui regroupe l'Allemagne, le Benelux, le Danemark, la Finlande, la France, la Grande-Bretagne, la Norvège et la Suède), le projet de couplage basé sur les flux de la région centre-ouest européenne (qui regroupe l'Allemagne, le Benelux et la France), le mécanisme de couplage infra-journalier de la région nord-ouest européenne et la plate-forme pour l'allocation à long terme des capacités de transport transfrontalières.

La dernière réunion du Forum a permis de faire le point sur l'état d'avancement des différents projets liés à la mise en œuvre du modèle cible européen. Le projet en charge de l'implémentation du couplage des marchés en J-1 de la région nord-ouest européenne a annoncé le report au mois de février 2014 de la mise en œuvre du couplage. Le Forum a exprimé son inquiétude suite au retard annoncé et a insisté pour que ce projet ne soit plus retardé. En ce qui concerne le projet de couplage par les flux dans la région centre-ouest européenne, certains acteurs du marché ont exprimé leurs soucis concernant la robustesse du calcul de la capacité basé sur les flux. Le Forum a signalé l'importance de la mise en œuvre du couplage dans la première moitié de 2014 (il convient ici de rappeler que ce projet a été initié en 2007 pour être mis en œuvre fin 2009). En ce qui concerne le mécanisme de couplage infra-journalier de la région nord-ouest européenne, le Forum a pris note de l'incapacité répétée des bourses impliquées dans le projet de parvenir

à un accord sur des éléments clés nécessaires pour l'implémentation du projet. Le Forum a demandé à la Commission européenne d'examiner des pistes alternatives pour l'implémentation de ce projet dont notamment celle qui prévoit un rôle accru des gestionnaires de réseau de transport. Enfin, en ce qui concerne la plate-forme pour l'allocation à long terme des capacités de transport transfrontalières, le Forum a accueilli favorablement l'initiative commune de CASC et CAO visant à la mise en œuvre de la plate-forme d'allocation européenne.

En ce qui concerne la question des flux de bouclage, le Forum a encouragé l'ensemble des parties à travailler à des solutions permettant une résolution du problème. En particulier, il a invité l'ACER et l'ENTSO-E à continuer leur travail commun pour un re-dispatching mieux coordonné et a insisté sur l'importance de l'examen réalisé par l'ENTSO-E et par l'ACER de l'adéquation des zones d'offres (« *bidding zones* ») et leur demande de communiquer les premiers résultats de cet examen lors du prochain Forum.

L'évolution à long terme du design du marché européen de l'électricité a été débattue lors de la dernière réunion du Forum. Le Forum a insisté sur l'importance de la mise en œuvre du modèle cible européen et sur la nécessité de démarrer une réflexion coordonnée sur des adaptations de ce design. Le Forum a également invité la Commission européenne et tous les acteurs du marché à continuer leurs travaux relatifs au futur design du marché européen de l'électricité. Enfin, le Forum a accueilli favorablement l'initiative de l'ACER « *Bridge to 2025* » visant à identifier les améliorations à apporter au modèle cible européen pour lui permettre de relever les défis de 2025.

Enfin, la dernière réunion du Forum a également permis à la Commission européenne de présenter son Paquet relatif aux aides d'Etat et son message vers les Etats membres concernant un support à l'énergie renouvelable efficace et compatible avec le marché. La Commission européenne a attiré l'attention sur les distorsions de marchés introduites par certaines mesures de support qui conduisent à une renationalisation et à une re-régulation du marché.

### 5.7.6. Le Forum de Londres

Le sixième Forum de Londres s'est tenu les 16 et 17 décembre derniers, sous la présidence de la Commission européenne, avec la participation de nombreux participants, tels que les associations des consommateurs, les autorités de régulation nationales, les représentants des Etats membres, ...

Depuis six ans, ce Forum fournit, à l'attention des différents *stakeholders*, une plate-forme centrale pour évaluer les travaux en cours concernant la problématique des

consommateurs et identifier les futurs plans d'action prioritaires dans ce domaine.

Cette année, une attention particulière a été accordée au développement de marchés de détails compétitifs au profit des consommateurs et de principes fondateurs d'une vision qui place le consommateur au centre du secteur énergétique (« *consumer-centric vision* »).

Les principales conclusions du Forum 2013 ont été les suivantes<sup>114</sup> :

■ *L'implémentation du cadre réglementaire du marché intérieur de l'énergie*

- Des efforts importants restent à faire pour que le marché intérieur de l'énergie s'améliore sur le segment du détail et apporte ses bénéfices aux consommateurs ;
- Une collaboration étroite et structurelle entre acteurs pertinents (dont les autorités de régulation) est souhaitée pour promouvoir l'exécution de la législation au niveau des Etats membres. La collaboration entre les régulateurs, responsables à la fois de la régulation de l'énergie et des consommateurs, et les associations des consommateurs constitue un progrès en ce sens, qui devrait être rencontré partout ailleurs dans l'Union européenne ;
- Sur le plan de l'amélioration du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, la proposition de Commission européenne visant à analyser les *drivers* des prix de l'énergie et des coûts a également été saluée. Des analyses approfondies des thématiques liées aux consommateurs sont également encouragées dans le cadre de l'élaboration du prochain rapport annuel conjoint de l'ACER et du CEER concernant le monitoring des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
- Le Forum a également souligné l'intérêt d'examiner l'impact, sur les comportements futurs des consommateurs, des changements attendus sur les marchés de l'énergie (flexibilité de la demande, *smart grids*, ...), au travers de l'initiative réglementaire de l'ACER, « *Bridge to 2025* »<sup>115</sup>, complémentaire à l'initiative réglementaire du CEER « *Vision 2020 pour les consommateurs européens d'énergie* »<sup>116</sup> ;
- Le développement harmonisé des marchés de l'électricité et du gaz naturel a également été encouragé, de même qu'une plus grande collaboration entre acteurs du marché, dans l'intérêt du choix des consommateurs et de la sécurité d'approvisionnement. L'importance de développer des marchés de gros de l'énergie qui soient transparents, responsables (« *accountable* ») et qui fonctionnent bien a également été soulignée.

■ *L'engagement des consommateurs (« consumer empowerment »)*

- Afin d'encourager la participation des consommateurs dans le marché, laquelle dépend notamment de l'accès à des informations simples, transparentes et concrètes, les régulateurs nationaux ont été invités à assurer une concurrence loyale pour tous les services offerts et à garantir l'accès des consommateurs aux informations pertinentes précises et non biaisées ;
- A la suite du développement de certaines actions collectives et de nouveaux intermédiaires (dans le cadre notamment du *switch* et de l'autoproduction), le Forum a également souligné l'importance de disposer de conditions et d'un cadre légal appropriés pour permettre aux consommateurs de participer à de telles actions. Le Forum encourage les nouvelles initiatives visant à modifier le paysage des marchés énergétiques (*switching* collectif, coopératives d'énergie,...), et appelle à l'analyse de ces tendances et de l'impact de la législation existante en la matière. A cet égard, la mise sur pied, par la Commission européenne, d'un nouveau groupe de travail européen, ayant pour objet les consommateurs en tant qu'agents du marché énergétique, a été proposée et saluée ;
- Le Forum note que l'engagement des consommateurs ne relève pas seulement de la seule responsabilité de ces derniers: les autres parties, tels que par exemple les régulateurs nationaux, les médiateurs et les associations des consommateurs, doivent travailler ensemble et étroitement dans l'intérêt des consommateurs. A cet égard, l'avis que délivrera le CEER sur la manière d'impliquer et d'engager les représentants des consommateurs dans le processus réglementaire au niveau national a été favorablement accueillie ;
- Les Etats membres et les autorités de régulation ont également été appelés à supprimer les barrières réglementaires actuelles à la participation de la demande (« *demand response* ») dans le marché de l'électricité. Le Forum souligne toutefois que cette participation doit rester volontaire, jamais obligatoire, et devrait être récompensée. Les consommateurs qui ne peuvent s'y engager ne devraient pas être désavantagés injustement ;
- La Commission européenne est par ailleurs invitée à tenir le Forum informé de l'avancée des travaux européens planifiés en ce qui concerne les *smarts grids*, en particulier les aspects réglementaires et commerciaux liés aux changements de la flexibilité du système ;

114. [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/forum\\_citizen\\_energy\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm)

115. [http://www.acer.europa.eu/official\\_documents/public\\_consultations/pages/pc\\_2013\\_e\\_05.aspx](http://www.acer.europa.eu/official_documents/public_consultations/pages/pc_2013_e_05.aspx).

116. [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Customers/Tab3/Joint-Statement-2020-Vision\\_FR\\_FINAL.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/Joint-Statement-2020-Vision_FR_FINAL.pdf).

- Le Forum note enfin que la meilleure manière de promouvoir l'engagement des consommateurs dans le marché de l'énergie est d'instaurer un dialogue continu et structurel sur les questions énergétiques, avec les *stakeholders* et le public en général, y compris au niveau national.

### ■ *L'information et les droits des consommateurs et la protection des consommateurs vulnérables*

- Le Forum a soulevé l'importance de promouvoir l'accès, à tous les consommateurs, des comparateurs des prix afin de leur permettre de s'orienter, de manière effective, vers les meilleures offres du marché ;

- Les rapports sur la facturation online (« *E-billing* ») et sur la gestion des données privées (« *Consumer Management of Personal Data Working Group* ») de la Commission européenne ont également été salués pour les recommandations et pratiques innovantes qu'ils contiennent, visant à améliorer le système énergétique du point de vue des consommateurs. Le Forum insiste pour que les Etats membres qui légifèrent actuellement sur la facturation énergétique en ligne, dans le cadre de la directive sur l'efficacité, utilisent le rapport précité de la Commission européenne comme référence ;

- Le Forum est également d'avis que la mise au centre des consommateurs au sein du marché de détail concurrentiel implique que ceux-ci, en ce compris les *prosumers*, devraient être les propriétaires de leurs propres données de consommation, de production et personnelles ;

- Le Forum souligne l'importance du caractère privé des données et encourage vivement l'ensemble des acteurs du marché à définir, pro-activement, des critères dans ce domaine comme éléments clés du design et de l'architecture du système énergétique et du développement de produits ;

- Le Forum appelle également les autorités nationales compétentes en matière de protection des données à être entièrement impliquées dans les phases de test des initiatives prévues en la matière au niveau européen ;

- Les différents *stakeholders* ont également été appelés à prendre des actions pour garantir que les consommateurs soient pleinement conscients de leur droits et des opportunités qui se présentent au fur et à mesure que le marché de l'énergie se développe ;

- Le Forum considère par ailleurs que le rapport du groupe de travail mis sur pied par la Commission européenne sur les consommateurs vulnérables fournit des orientations utiles en ce qui concerne les *drivers* de la vulnérabilité. Le travail réalisé et les pratiques et instruments mis sur pied dans certains Etats membres peuvent contribuer à cadrer le concept de consommateur vulnérable ;

- Pour permettre une protection effective des consommateurs vulnérables, le Forum appelle les Etats membres à la traîne à définir le concept de consommateurs vulnérables le plus rapidement possible. Les Etats membres sont également appelés à considérer, dans le cadre de l'implémentation du troisième paquet et de la transposition de la directive sur l'efficacité énergétique, les besoins et conditions spécifiques des consommateurs vulnérables afin de garantir que ces derniers bénéficient aussi pleinement des nouvelles mesures d'efficacité énergétique et des nouvelles opportunités offertes par les marchés. A cet égard, il a également été proposé de présenter, lors du prochain Forum de Londres, les conclusions intérimaires de l'étude sur les consommateurs vulnérables, récemment lancée par la Commission européenne.

### ■ *Les rôles des acteurs de marché dans l'exécution de la législation relative au marché intérieur de l'énergie et la promotion des bénéfices générés par les nouvelles opportunités d'affaires pour les consommateurs*

- Le Forum souligne que la facilitation de l'accès à des informations claires, les activités de *switch* collectif, une meilleure gestion des plaintes et un monitoring renforcé de l'état du marché et/ou des abus de position dominante peuvent significativement contribuer à un meilleur fonctionnement du marché de détail ;

- Le Forum souligne également que, sous l'effet de l'ouverture des marchés de l'énergie et la sophistication croissante des systèmes énergétiques, de nouveaux rôles, responsabilités et activités émergent pour les consommateurs, en tant qu'agents du marché (micro-production, achats collectifs, flexibilité de la consommation, ...). Ces tendances nécessitent une attention particulière et appellent une politique et une régulation appropriées, qui permettront d'accroître leur potentiel pour améliorer les résultats des marchés au profit des consommateurs et intensifier la concurrence ;

- La diversification des rôles des gestionnaires de réseau de distribution qui se profile (des activités de base vers un rôle de facilitateur des marchés) posera de nouvelles exigences sur leur performance en ce qui concerne la satisfaction des consommateurs, la communication et la concurrence. De l'avis du Forum, l'activité des gestionnaires de réseau de distribution devrait être gouvernée par les principes visant l'efficacité (*cost-efficiency*), la durabilité à long terme, la promotion de la concurrence et les intérêts des consommateurs ;

- Compte tenu de l'impact de la micro-production et de la participation de la demande (« *demand response* ») sur le rôle traditionnel des gestionnaires de réseau de distribution dans la chaîne énergétique, le Forum souhaite qu'une analyse plus approfondie de leurs missions, incitants et

responsabilités et du rôle des acteurs du marché de détail soit élaborée ;

- Le Forum note enfin que les gestionnaires de réseau de distribution facilitent l'entrée des fournisseurs de nouveaux services et que, dans le cas des gestionnaires de réseau de distribution verticalement intégrés, ceci ne devrait pas leur procurer d'avantages indus par rapport à leurs concurrents sur le marché de la fourniture et d'offres de services commerciaux.

### 5.7.7. La CREG et les régulateurs régionaux

La concertation entre la CREG et les trois régulateurs régionaux (BRUGEL, CWaPE et VREG), le FORBEG, s'est poursuivie en 2013. Six réunions plénières ont été organisées. La présidence a été assurée par BRUGEL au premier semestre et par la VREG au second.

La CREG a par ailleurs à nouveau assuré la présidence des groupes de travail « gaz » et « échange d'informations ».

Le groupe de travail « gaz » s'est réuni à huit reprises en 2013 et a poursuivi les discussions relatives, principalement, aux thèmes suivants: l'étude relative à l'amélioration du terme résiduel et la fixation des paramètres adaptés pour la détermination du terme résiduel, le fonctionnement d'UMIX<sup>117</sup> et d'ATRIAS<sup>118</sup>, l'amélioration de la communication d'informations aux acteurs du marché, le contrat de raccordement entre Fluxys Belgium et les gestionnaires de réseau de distribution, l'évolution du nouveau modèle de transport de Fluxys Belgium, l'intégration du biogaz dans le réseau de transport de gaz naturel, la conversion du gaz L au gaz H, les différentes procédures de demande d'une autorisation de fourniture d'électricité et de gaz naturel (qu'elle soit régionale ou fédérale) ainsi que les évolutions de la réglementation européenne, plus précisément en ce qui concerne les orientations-cadre (*Framework guidelines*), les codes de réseau, les modèles pour le gaz naturel, les plans d'investissement et la sécurité d'approvisionnement.

Le groupe de travail « échange d'informations » s'est réuni à deux reprises en 2013 et a proposé, entre autres, de retravailler en profondeur la publication commune annuelle des quatre régulateurs concernant l'évolution du marché belge de l'énergie. Les adaptations proposées portent à la fois sur le fond et sur la forme. Le but de cette publication demeure toutefois inchangé: à l'aide d'un aperçu statistique des marchés de l'électricité et du gaz naturel, suivre l'évolution de ces marchés et de la concurrence en Belgique. Il ressort des statistiques de l'année écoulée que la compétition s'est réellement installée sur ces marchés<sup>119</sup>.

En 2013, les thèmes suivants ont notamment été abordés au sein du Forbeg : le système de la cotisation fédérale, le mécanisme des garanties d'origine pour la production d'énergie renouvelable, les bonnes pratiques en matière de comparaison des prix, le fonctionnement des compteurs à budget pour le gaz, le système des autorisations de fourniture préalables, l'élaboration d'un formulaire de déménagement unique par les fournisseurs, la préparation du transfert de certaines compétences tarifaires aux régions, l'évaluation du règlement relatif aux fournisseurs de dernier ressort, le respect de la vie privée dans le cadre des compteurs intelligents, la problématique du « tarif de réseau » pour les installations de production décentralisées inférieures ou égales à 10 kW dotées d'un compteur à rebours, la publication annuelle commune relative à l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, la collecte des données nécessaires à la rédaction des rapports nationaux, la collaboration dans le cadre des réponses aux questionnaires européens et les mesures relatives à la gestion de la demande.

Dans le cadre de ce dernier thème, les quatre ministres belges de l'Énergie ont demandé en juin 2013 aux quatre régulateurs d'établir un rapport portant sur les initiatives qui pourraient être prises pour adapter le cadre réglementaire de façon à développer de façon optimale le potentiel de gestion de la demande et permettre à la demande de participer activement au marché de l'électricité et à son équilibre. Un rapport intermédiaire élaboré au sein du Forbeg a été remis aux ministres en septembre 2013. Ce rapport présente le contexte dans lequel se développe le besoin d'une gestion active de la demande, le cadre légal existant ainsi que les initiatives en cours. Le rapport final sera remis aux ministres début 2014.

Comme à son habitude, la CREG a également fait un compte rendu détaillé au sein du Forbeg des travaux menés au niveau européen au sein du CEER et de l'ACER.

Enfin, dans le cadre du transfert de la compétence tarifaire, la CREG a poursuivi en 2013 sa collaboration entamée en 2012 avec les régulateurs régionaux (voir le point 2.6 du présent rapport).

### 5.7.8. La CREG et les autorités de la concurrence

#### ■ La nouvelle Autorité belge de la Concurrence

En 2013, une réforme importante des institutions belges existantes chargées de la concurrence a été menée, par laquelle le système dual a été remplacé par un système unique ; en effet, le Conseil de la concurrence a été supprimé et une

117. L'organisation UMIX a été créée à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution afin d'assurer un échange d'information effectif au sein du marché libéralisé de l'énergie en Belgique, et ainsi répondre efficacement aux impératifs légaux.

118. Plate-forme de consultation pour les gestionnaires de réseau d'énergie, les fournisseurs et les régulateurs régionaux.

119. Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique - Année 2012, publié le 10 juin 2013.

autorité autonome dotée de la personnalité juridique a été créée, à savoir la nouvelle Autorité belge de la Concurrence (ABC). Celle-ci se compose (i) d'un comité de direction, (ii) d'un collège de la concurrence (un collège décisionnel indépendant), (iii) d'un auditorat (sous la direction d'un auditeur général) et (iv) d'un président et son service. Cette nouvelle autorité a démarré ses activités le 6 septembre 2013.

Cette réforme des autorités de la concurrence s'inscrit dans la réforme plus large de la législation belge de la concurrence, abrogeant l'ancienne loi sur la protection de la concurrence économique de 2006<sup>120</sup> et la remplaçant par l'insertion de deux nouveaux « livres », à savoir le livre IV relatif à la protection de la concurrence et le livre V relatif à la concurrence et les évolutions de prix dans le Code de droit économique<sup>121</sup> (ainsi que l'insertion d'un certain nombre de définitions dans le livre I de ce Code).

À l'automne 2013, des premiers contacts informels ont été établis entre la CREG et la nouvelle Autorité belge de la Concurrence en vue d'une collaboration entre les deux autorités.

■ *Procédure relative aux pratiques abusives dans le chef d'Electrabel sur le marché belge de la production, la vente de gros et le négoce d'électricité et sur le marché belge de la fourniture de réserves tertiaires - étude CREG 860*

Début 2013, un rapport motivé a été déposé par l'ancien Auditorat auprès du Conseil de la Concurrence dans cette affaire importante, suite aux pratiques rapportées par la CREG aux autorités de la concurrence dans le cadre de son étude 860 relative aux comportements sur le marché de gros de l'électricité en Belgique durant l'année 2007 et le premier semestre de 2008<sup>122</sup>.

Dans ce rapport, l'Auditorat allègue l'existence d'abus de position dominante dans le chef d'Electrabel (GDF Suez) ; les pratiques abusives retenues par l'Auditorat à l'encontre d'Electrabel<sup>123</sup> concernent, d'une part, le retrait de capacités de production<sup>124</sup> par Electrabel sur le marché belge de la production, de la vente de gros et du négoce d'électricité de 2007 à 2010 et, d'autre part, la vente fictive<sup>125</sup> ainsi que la double utilisation de la réserve tertiaire sur le marché belge

pour la fourniture de services de réserve tertiaire de 2006 à 2007.

En 2009 déjà, la CREG avait réalisé une étude de sa propre initiative dans laquelle elle a examiné les pics de prix anormaux<sup>126</sup> survenus sur la bourse belge de l'électricité Belpex durant l'année 2007 et le premier semestre de 2008. Dans cette étude, transmise aux autorités de la concurrence, la CREG a constaté, sur la base des données disponibles et fournies, qu'Electrabel n'avait régulièrement pas utilisé une partie de sa capacité de production, alors qu'elle avait passé des ordres d'achat au même moment sur le Belpex DAM à des prix très élevés (avec la constatation importante que ces prix très élevés étaient bien supérieurs aux coûts marginaux de la capacité de production disponible d'Electrabel et que de ce fait Electrabel n'utilisait systématiquement pas des volumes importants de capacité de production). Cela a contribué à des pics de prix anormaux et inexplicables pour le marché qui ont miné la confiance dans les marchés de l'électricité belge et limitrophes, ce qui mène à long terme à une diminution de la liquidité et de la concurrence sur ces marchés. Cela a également contribué à une hausse générale des prix sur le Belpex DAM<sup>127</sup>.

Dans l'examen long et complexe qui a été effectué ensuite par les autorités de la concurrence dans cette affaire<sup>128</sup>, la CREG a apporté sa collaboration, entre autres via la mise à disposition de ses experts et la fourniture de très nombreuses données et analyses.

Dans le cadre de cette affaire, la CREG a reçu à l'automne 2013 deux demandes supplémentaires de renseignements de la part de l'Autorité belge de la Concurrence. Les renseignements demandés ont été fournis par la CREG par courriers du 12 et 14 novembre 2013.

À la fin novembre 2013, l'Auditeur général de la nouvelle autorité de la concurrence a signalé qu'un projet de décision dans cette affaire a été déposé par l'Auditorat auprès du président de l'autorité de la concurrence. Ce projet de décision confirme les pratiques abusives retenues dans le rapport de l'Auditorat précédemment déposé. L'affaire a ensuite été traitée par le Collège de la concurrence (le nouveau collège

120. Loi sur la protection de la concurrence économique, coordonnée le 15 septembre 2006 (Moniteur belge du 29 septembre 2006).

121. Loi du 3 avril 2013 portant insertion du livre IV «Protection de la concurrence» et du livre V «La concurrence et les évolutions de prix» dans le Code de droit économique et portant insertion des définitions propres au livre IV et au livre V et des dispositions d'application de la loi propres au livre IV et au livre V, dans le livre Ier du Code de droit économique (Moniteur belge du 26 avril 2013) ; Loi du 3 avril 2013 portant insertion des dispositions réglant des matières visées à l'article 77 de la Constitution, dans le livre IV «Protection de la concurrence» et le livre V «La concurrence et les évolutions de prix» du Code de droit économique (Moniteur belge du 26 avril 2013).

122. Etude (F)090507-CDC-860.

123. Seulement une partie des pratiques soulevées par la CREG dans son étude 860 ont été considérées dans le rapport de l'Auditorat comme étant abusives. En effet, l'Auditorat a pu, entre autres, constater que certaines données essentielles, transmises par Electrabel et sur base desquelles la CREG a fait ses analyses, n'étaient pas correctes. D'autre part, le rapport de l'Auditorat est allé au-delà de juin 2008 (le dernier mois analysé dans l'étude 860) dans l'analyse des pratiques.

124. L'Auditorat mentionne dans son communiqué de presse du 7 février 2013 qu'il a été estimé que les pratiques de retrait ont pu entraîner un dommage de 33 à 49 millions d'euros pour les consommateurs/clients de 2007 à 2010.»

125. En ce qui concerne les pratiques de ventes fictives et de double utilisation de la réserve tertiaire, l'Auditorat estime le dommage potentiel à 7 millions d'euros pour les consommateurs/clients pendant la période de 2006 à 2007.

126. Une hausse de prix jusqu'à 2.500 €/MWh a pu être observée à certains moments, alors que les prix moyens s'élevaient à environ 50 €/MWh.

127. Outre le fait d'avoir transmis cette étude aux autorités de la concurrence, la CREG avait déjà proposé elle-même une série de mesures en vue de l'amélioration du fonctionnement et du suivi du marché de l'électricité.

128. Sans oublier les perquisitions auprès de différentes entreprises actives dans la vente de gros d'électricité en Belgique.



décisionnel de l'autorité) qui devra décider si oui ou non une infraction au droit de la concurrence a été commise.

La CREG a également introduit une demande dans cette affaire auprès des autorités de la concurrence afin d'être entendue et obtenir une copie du rapport.

■ *Etude de la CREG relative au rapport entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz en 2012*

Dans le cadre de sa mission de surveillance permanente du marché du gaz naturel et en particulier en application de l'article 15/14ter, § 1<sup>er</sup>, de la loi gaz (selon lequel les prix offerts par une entreprise de gaz naturel doivent être objectivement justifiés par rapport aux coûts de l'entreprise), la CREG a réalisé le 26 juin 2013 une étude relative au rapport entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2012 (voir le point 4.2.1.1 du présent rapport).

Le 31 juillet 2013, la CREG a transmis cette étude à l'ancien Conseil de la Concurrence, en application de l'article 15/14ter, § 3, de la loi gaz.

■ *Affaire de la fusion des intercommunales mixtes - création d'ORES Assets*

La CREG a reçu le 31 octobre 2013 de la nouvelle Autorité belge de la concurrence une demande formelle de renseignements concernant l'affaire de concentration CONC-C/C-13/0028 IDEG, IEH, IGH, Interest, Interlux, Intermosane, Sedilec, Simogel/ORES Asset. Cette concentration concerne une fusion entre les intercommunales mixtes IDEG, IEH, IGH, Interest, Interlux, Intermosane, Sedilec et Simogel, gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et/ou de gaz naturel, par la création de la nouvelle intercommunale ORES Assets.

La CREG a fourni les renseignements demandés à l'Autorité de la Concurrence par courrier du 8 novembre 2013.

## 5.8. Les finances de la CREG

### 5.8.1. La cotisation fédérale

La cotisation fédérale est une surcharge prélevée sur les quantités d'électricité et de gaz naturel consommées en Belgique<sup>129</sup>. Cette cotisation alimente différents fonds gérés par la CREG (point 5.8.2 plus bas).

En décembre 2012, la CREG a calculé les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel devant s'appliquer du 1<sup>er</sup> janvier au

31 décembre 2013. En raison de l'officialisation tardive de la base légale supprimant l'exonération des surcharges dénucléarisation et gaz à effet de serre devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013 (voir Rapport annuel 2012, page 92), la publication sur le site internet de la CREG des dites surcharges unitaires n'a pu avoir lieu que le 3 janvier 2013.

La loi du 26 décembre 2013 a apporté plusieurs modifications aux dispositions relatives à la cotisation fédérale contenues dans la loi électricité et la loi gaz (voir le point 2.4 du présent rapport).

#### A. La cotisation fédérale gaz naturel

Chaque trimestre, la CREG facture un quart des besoins annuels des fonds gaz aux détenteurs d'une autorisation de fourniture de gaz naturel actifs sur le réseau de transport de Fluxys Belgium (on en comptait vingt-et-un au 31 décembre 2013). En 2013, ces fournisseurs ont alimenté directement les fonds CREG (et sa réserve), social énergie et clients protégés. Les produits actés par la CREG pour chacun des fonds correspondent donc exactement aux montants attendus. Cependant, au 31 décembre 2013, certains fournisseurs étaient encore redevables d'un total de 328.124 euros.

#### ■ Régularisation annuelle

Chaque année, une comparaison entre ce qui a été appelé par la CREG et ce que les fournisseurs ont réellement pu facturer l'année précédente à leurs clients conduit à des régularisations. En 2013, les régularisations actées s'élevaient à +752.878 euros pour le fonds CREG, à -1.590.029 euros pour le fonds social énergie, à -9.448.503 euros pour le fonds clients protégés et à +198.164 euros pour le fonds prime chauffage. Ces régularisations significatives en faveur des fournisseurs de gaz naturel résultent de la faible quantité de gaz naturel réellement consommée en 2012 en comparaison de la quantité de gaz naturel utilisée pour le calcul des surcharges unitaires de 2012. Cela a généré des manques à gagner importants pour la plupart des fonds.

#### B. La cotisation fédérale électricité

Le gestionnaire du réseau de transport, Elia System Operator, verse trimestriellement à la CREG la cotisation qu'il a facturée à ses clients le trimestre précédent. En 2013, Elia a alimenté ainsi directement les fonds CREG, social énergie, dénucléarisation, clients protégés et gaz à effet de serre.

#### ■ Alimentation des fonds

Comme les années précédentes, les montants attendus de la cotisation fédérale pour l'année 2013 sont constitués du

129. Les institutions internationales, qui comprennent les institutions européennes ainsi que les missions diplomatiques, postes consulaires, organismes internationaux et forces armées installés en Belgique, en sont totalement exonérées. En 2013, les différents fonds électricité et gaz naturel ont dans ce cadre remboursé globalement aux fournisseurs concernés 368.008 euros et 174.328 euros. Ces montants sont indépendants de l'exonération détaillée sous le point B.



montant de base de chaque fonds pour l'année en cours ainsi que d'un éventuel complément destiné à compenser le déficit d'années antérieures et à couvrir les exonérations susmentionnées dont bénéficient les institutions internationales.

Malgré la suppression au 1<sup>er</sup> janvier 2013 de l'exonération des surcharges dénucléarisation et gaz à effet de serre, des montants résiduels relatifs à l'exonération accordée par certains fournisseurs leur ont encore été remboursés par la CREG. Ces montants sont déduits de leurs produits respectifs. Globalement, il en résulte que les produits de la cotisation fédérale électricité actés en 2013 ont été inférieurs aux montants attendus en raison de la réduction continue de la quantité d'énergie sur laquelle est prélevée la cotisation fédérale.

En raison de la suppression du fonds prime chauffage et de la mise à zéro<sup>130</sup> du fonds gaz à effet de serre, ceux-ci n'ont plus été alimentés de manière régulière en 2013. Seules des régularisations portant sur des quantités d'énergie du passé ont été actées.

### ■ Exonération et dégressivité

Avec le système de prélèvement en cascade, les entreprises d'électricité se sont en principe vu facturer, en amont de la cascade, l'intégralité de la cotisation fédérale alors qu'elles ne peuvent pas en répercuter le montant total sur leurs clients finals. Elles doivent en déduire, le cas échéant, la dégressivité. Il est dès lors prévu que ces entreprises puissent réclamer chaque trimestre auprès de la CREG le remboursement de cette mesure d'aide aux clients finals.

En 2013, la CREG a ainsi remboursé 383.340 euros et 32.002.117 euros correspondant respectivement aux dernières exonérations des cotisations gaz à effet de serre et dénucléarisation<sup>131</sup>. Ces remboursements ont été effectués à l'aide des moyens disponibles dans ces deux fonds.

Durant cette même année, le SPF Finances a mis à disposition de la CREG 49.000.000 d'euros destinés à couvrir la dégressivité remboursée aux fournisseurs. La dégressivité attestée pour l'ensemble de l'année 2013 s'élevant à 44.816.219 euros, un montant de 4.183.781 euros devra être remboursé en 2014 au SPF Finances.

### ■ Irrécouvrables

En 2013, la régularisation du forfait légal destiné à couvrir les entreprises d'électricité des irrécouvrables a généré un surplus de 26.322 euros. Ce montant a été réparti entre les différents fonds.

## C. La surcharge offshore

Cette surcharge prélevée par les entreprises d'électricité est destinée à compenser le coût supporté par le gestionnaire du réseau de transport résultant de son obligation d'achat des certificats verts accordés à la production électrique en mer du Nord. Cette surcharge n'est pas nouvelle mais ses modalités de prélèvement ont été revues au 1<sup>er</sup> juillet 2013 (voir le point 3.1.3.4.A.b du présent rapport).

A l'instar de la cotisation fédérale électricité, il revient dorénavant à la CREG de rembourser les entreprises d'électricité qui ont accordé à leurs clients de la dégressivité sur cette surcharge. En 2013, des entreprises d'électricité ont introduit des demandes de remboursement s'élevant à 6.725.123 euros. La CREG n'ayant pas reçu du SPF Finances les moyens qu'elle réclamait afin de rembourser ces entreprises, aucune d'entre-elles n'a pu être remboursée.

## 5.8.2. Les fonds

### A. Le fonds CREG

La couverture partielle des frais totaux de fonctionnement de la CREG a été fixée par la Chambre des représentants, lors de sa séance plénière du 7 février 2013, à 14.977.838 euros (mise à niveau de la réserve de 25.584 euros incluse) pour l'année 2013. Sur décision du Conseil des ministres du 12 mars 2012, les budgets 2012, 2013 et 2014 de la CREG ont été gelés au même niveau que celui du budget 2011 (14.952.254 euros). La Chambre des représentants, qui a reçu la prérogative d'approuver le budget de la CREG, a suivi ce principe pour adopter le budget 2013.

Les comptes 2013 de la CREG sont détaillés au point 5.8.3 ci-après.

### B. Le fonds social énergie

Pour l'année 2013, un montant total de 52.890.292 euros a été prévu pour aider les C.P.A.S. dans leur mission de guidance et d'aide sociale financière en matière d'énergie ; 30.750.170 euros provenant du secteur électrique et 22.140.122 euros provenant du secteur du gaz naturel<sup>132</sup>. Ces montants sont cependant respectivement complétés par 2.585.917 euros et 67.318 euros pour compenser les insuffisances du passé et rembourser les institutions internationales. Un produit total de 30.010.537 euros disponible pour les C.P.A.S. a finalement été acté en 2013 pour l'électricité. Le montant prévu pour le fonds gaz a, lui, bien été acté

130. L'arrêté royal du 10 décembre 2012 modifiant l'arrêté royal du 24 mars 2003 « cotisation fédérale électricité » prévoyait, pour l'année 2013, la mise à zéro du montant destiné au financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

131. L'exonération des surcharges dénucléarisation et gaz à effet de serre ayant été abrogée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, seules des régularisations portant sur des quantités d'énergie du passé ont été actées.

132. Pour les années 2012, 2013 et 2014, les montants annuels sont arrêtés au niveau du 1<sup>er</sup> janvier 2012 (voir rapport annuel 2012, page 92).

duquel il faut cependant déduire les régularisations mentionnées au point 5.8.1.A. Outre le versement aux C.P.A.S. de la quatrième tranche de 2012 (12.977.919 euros), l'encaisse a permis de verser en 2013 les trois premières tranches appelées par le SPP Intégration sociale (40.831.704 euros) mais cela n'a pu avoir lieu qu'en effectuant des paiements trimestriels partiels, soldés le trimestre suivant. Une partie des moyens destinés au versement de la 4<sup>e</sup> tranche de 2013, due en janvier 2014, ont ainsi été partiellement utilisés fin 2013 pour solder le montant dû pour la 3<sup>e</sup> tranche de 2013.

Au 31 décembre 2013, le montant globalisé du fonds s'élevait à 10.451.126 euros, ce qui sera insuffisant pour verser aux C.P.A.S. l'entièreté de la quatrième tranche 2013.

### C. Le fonds dénucléarisation

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, devait s'élever pour l'année 2013 à 55.000.000 d'euros auxquels se sont ajoutés 16.517.030 euros pour compenser les insuffisances du passé et rembourser les institutions internationales. Un produit de 113.635.498 euros a été acté dans le fonds, duquel 32.002.117 euros ont été remboursés aux entreprises d'électricité qui ont accordé l'exonération de la surcharge dénucléarisation sur des consommations de 2012.

En raison de la suppression de l'exonération de ladite surcharge le 1<sup>er</sup> janvier 2013, le fonds de roulement de 24.200.000 euros constitué les années précédentes afin de rembourser les fournisseurs dans les délais légaux<sup>133</sup> n'avait plus d'utilité. Non seulement la CREG a pu résorber entièrement son retard de paiement vis-à-vis de l'ONDRAF mais elle a également pu verser à l'ONDRAF les 55.000.000 d'euros qui lui étaient dus en 2013 afin de pouvoir exercer sa mission de dénucléarisation.

Au 31 décembre 2013, le montant globalisé du fonds s'élevait à 8.401.429 euros.

### D. Le fonds gaz à effet de serre

Ce fonds, exclusivement alimenté par la cotisation fédérale facturée par le secteur électrique, s'est élevé pour l'année 2013, comme susmentionné, à 0 euro<sup>134</sup>. Le produit de 77.059 euros acté en 2013 provient donc principalement de régularisations avec certains fournisseurs et portant sur des quantités d'énergie du passé.

Le montant forfaitaire de 3.600.000 euros relatif à l'année 2013 a été versé dans le fonds budgétaire organique du SPF Environnement destiné à financer la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le fonds gaz à effet de serre préfinance également chaque année les 11.550.000 euros correspondant à la TVA due sur le montant annuel destiné à l'ONDRAF. L'Administration de la TVA a remboursé à la CREG les montants trimestriels ainsi avancés.

Au 31 décembre 2013, le montant globalisé du fonds s'élevait à 62.512.119 euros.

### ■ Le fonds Kyoto JI/CDM

Le fonds *Kyoto Joint Implementation/Clean Development Mechanism* (Kyoto JI/CDM), également géré par la CREG, permet l'acquisition, par le SPF Environnement de crédits d'émission de CO<sub>2</sub> permettant à la Belgique d'atteindre ses objectifs dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Le fonds Kyoto JI/CDM rassemble les sommes provenant du fonds de gaz à effet de serre. Durant l'année 2013, aucun montant n'a toutefois été transféré du fonds gaz à effet de serre vers le fonds Kyoto JI/CDM alors que le SPF Environnement a sollicité ce dernier en vue d'acquiescer des crédits d'émission de CO<sub>2</sub> à concurrence de 40.009.441 euros.

Au 31 décembre 2013, le montant globalisé du fonds Kyoto JI/CDM s'élevait à 19.655.341 euros.

### E. Les deux fonds clients protégés

Les besoins de ces fonds s'élevaient initialement pour l'année 2013 à 88.000.000 d'euros pour l'électricité et 70.000.000 d'euros pour le gaz naturel, auxquels s'ajoutaient respectivement 252.952 euros et 110.312 euros pour rembourser les institutions internationales. Avec l'aval du cabinet du secrétaire d'Etat à l'Energie, la CREG avait tenu compte, dans son calcul des surcharges unitaires 2013, du solde du fonds prime chauffage (16.878.658 euros en électricité et 7.447.774 euros en gaz naturel) qui aurait pu être transféré dans les deux fonds clients protégés afin de diminuer les montants à appeler auprès des consommateurs. En raison de considérations budgétaires, cela n'a finalement pas pu avoir lieu.

133. Voir rapport annuel 2012, page 92.

134. En vertu de l'arrêté royal du 18 décembre 2013 modifiant l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (Moniteur belge du 24 décembre 2013), ce fonds s'élèvera également à 0 euro en 2014.

## 5. La CREG

Ainsi, au total, en 2013, 70.354.397 euros ont été actés pour le fonds électricité et 62.662.538 euros, desquels il faut cependant déduire les régularisations mentionnées au point 5.8.1.A, ont été actés pour le fonds gaz naturel.

En 2013, les remboursements des entreprises du secteur qui ont approvisionné des clients protégés résidentiels au tarif social se sont élevés à 99.564.097 euros pour l'électricité et à 110.822.999 euros pour le gaz naturel. Toutes les demandes relatives aux années 2012 et antérieures ont ainsi été traitées.

Au 31 décembre 2013, les montants globalisés des deux fonds s'élevaient pour l'électricité et le gaz naturel respectivement à 27.969.533 euros et 42.844.621 euros.

### F. Le fonds réductions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel et à l'électricité

Ce fonds a été supprimé de la loi électricité mais reste inscrit dans un arrêté royal du 24 mars 2003. Aucun montant n'a cependant été appelé en 2013. Seules des régularisations au niveau du secteur du gaz et portant sur des quantités d'énergie du passé ont été actées.

Au 31 décembre 2013, le montant globalisé du fonds prime chauffage s'élevait à 24.463.033 euros, réparti entre 16.883.993 euros pour l'électricité et 7.579.040 euros pour le gaz naturel. Tant qu'une affectation légale du solde du fonds ne sera pas disponible, la CREG continuera à en assurer la gestion, notamment ce qui concerne les régularisations du passé.

### G. Le fonds de compensation de la perte de revenus des communes

Ce fonds, totalement inactif depuis plusieurs années, a également été supprimé de la loi électricité.

Au 31 décembre 2013, un montant de 578.691 euros, correspondant aux intérêts perçus depuis 2005, était encore acté dans les comptes de la CREG. Tant qu'une affectation légale du solde du fonds ne sera pas disponible, celui-ci ne pourra pas être clôturé.

### 5.8.3. Les comptes 2013

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, la CREG tient sa comptabilité conformément aux principes édictés dans la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'Etat fédéral et selon le plan comptable défini par l'arrêté royal du 10 novembre 2009 fixant le plan comptable applicable à l'Etat fédéral, aux communautés, aux régions et à la Commission communautaire commune. En outre, la TVA est dorénavant intégrée dans chaque rubrique comptable.

Tant la faiblesse de la consommation d'électricité en 2013 que l'exonération de la cotisation fédérale accordée aux

institutions internationales se sont traduites par des produits de cotisation fédérale électricité insuffisants pour couvrir les charges de la CREG associées au secteur de l'électricité. Ces produits ne se sont finalement élevés, comme les années précédentes, qu'à environ 93 % des montants attendus.

En gaz, par contre, non seulement la CREG a pu disposer de la totalité des montants attendus mais en outre, elle a bénéficié de 752.878 euros provenant de la régularisation 2012 effectuée au niveau du secteur du gaz en 2013.

Les charges totales de la CREG pour l'exercice 2013 s'élevaient à 14.092.369 euros, ce qui correspond à 94,2 % du budget initialement prévu (14.952.254 euros, hors mise à niveau de la réserve). Tant les frais de personnel que les autres frais de fonctionnement sont restés dans les limites budgétaires. Au 31 décembre 2013, le total du bilan s'élevait à 214.615.065 euros.

Conformément à la réglementation en vigueur, la CREG a versé aux membres du comité de direction sortants leurs indemnités de fin de mandat, telles que provisionnées les années précédentes.

Au niveau des experts extérieurs, la plupart des rubriques étaient en baisse par rapport à 2012, ce qui a permis de contenir les charges de 2013 à un niveau raisonnable.

De leur côté, les produits divers et exceptionnels reprennent notamment les réductions structurelles des cotisations ONSS dont bénéficie la CREG ainsi que la refacturation à la province d'Anvers de la rémunération d'un collaborateur de la CREG y détaché pendant l'année 2013.

Les produits et les charges de la CREG sont ventilés entre les deux secteurs énergétiques. Pour l'exercice 2013, l'excédent des produits perçus par la CREG par rapport à ses charges s'élevait globalement à 1.107.269 euros. Ce montant se répartit entre un déficit de 56.428 euros associé au secteur de l'électricité et un excédent de 1.163.697 euros associé au secteur du gaz naturel.

Alors que le déficit électricité est à nouveau compensé par un prélèvement dans la réserve électricité, l'excédent gaz sera ristourné aux gaziers en 2014 par le biais d'une régularisation. Cet excédent est composé en grande partie de la régularisation susmentionnée. Le montant des produits de la cotisation fédérale dégagés en 2013 par les fournisseurs de gaz naturel n'était cependant pas encore connu au 31 décembre 2013. Enfin, la régularisation du trop-perçu par la CREG associé au secteur du gaz naturel et constaté en 2012 dans les comptes de la CREG (rapport annuel 2012, point 5.9.3, page 94) a été effectuée en faveur du secteur du gaz naturel.

Conformément à l'article 25, § 6, de la loi électricité, la Cour des comptes a réalisé un contrôle des comptes de la CREG portant sur l'exercice 2012.

Tableau 24 : Compte de résultats au 31 décembre 2013 (euros)

	2013	2012
<b>Frais de personnel</b>	<b>11.273.557</b>	<b>11.253.228</b>
Rémunérations et charges	11.609.877	10.396.379
Variation provision indemnités de fin de mandat des membres du comité de direction	-636.525	323.536
Variation provision pécules de vacances	-62.163	106.038
Personnel intérimaire	32.717	8.701
Frais de recrutement	0	2.750
Formations continues, séminaires	59.389	84.073
Frais de voiture des membres du personnel	270.262	270.579
Taxe sur la valeur ajoutée	0	61.172
<b>Instances</b>	<b>69.140</b>	<b>53.951</b>
Indemnités conseil général (jetons de présence et cotisations diverses)	69.140	53.951
<b>Sous-total « Frais de personnel »</b>	<b>11.342.697</b>	<b>11.307.179</b>
<b>Experts extérieurs</b>	<b>629.358</b>	<b>958.620</b>
Etudes extérieures	143.037	347.415
Service de communication	47.939	147.596
Traducteurs, Réviseur, Secrétariat social	129.734	126.583
Assistance juridique recours en justice	308.648	337.026
<b>Frais généraux</b>	<b>1.990.188</b>	<b>2.186.772</b>
Loyer locaux et charges communes	928.621	951.688
Parkings	81.147	68.044
Entretien locaux et sécurité	140.084	121.531
Support et maintenance du matériel	168.979	107.018
Documentation	153.130	132.818
Téléphone, poste, Internet	47.847	42.514
Fournitures de bureau	16.645	23.819
Frais de réunions et de représentation	100.499	100.923
Frais de déplacement (y compris à l'étranger)	58.016	75.808
Affiliations à des associations	69.827	57.622
Assurances, taxes et divers	225.393	276.892
Taxe sur la valeur ajoutée	0	228.095
<b>Amortissements</b>	<b>120.108</b>	<b>102.757</b>
Amortissements sur immobilisations corporelles	113.121	95.770
Amortissements sur leasing	6.987	6.987
<b>Frais financiers</b>	<b>10.018</b>	<b>5.341</b>
Charges financières sur leasing et emprunts	712	1.318
Autres	5.299	4.023
Transfert vers le fonds irrécouvrables	4.007	0
<b>Sous-total « Autres frais de fonctionnement »</b>	<b>2.749.672</b>	<b>3.253.490</b>
<b>TOTAL DES CHARGES</b>	<b>14.092.369</b>	<b>14.560.669</b>
<b>Produits (surcharges et redevances)</b>	<b>13.692.024</b>	<b>14.160.645</b>
Cotisation électricité et gaz naturel	14.029.546	14.145.760
Transfert du fonds irrécouvrables	4.869	0
Régularisation Gaziers exercice n-1	752.878	716.426
Régularisation CREG électricité exercice n	56.428	266.772
Régularisation CREG gaz exercice n	-1.163.697	-980.313
Redevances diverses	12.000	12.000
<b>Produits financiers</b>	<b>151</b>	<b>3.211</b>
Produits des actifs circulants	6	3.156
Autres produits financiers	145	55
<b>Produits divers et exceptionnels</b>	<b>400.194</b>	<b>396.813</b>
Autres produits exceptionnels	400.194	396.813
<b>TOTAL DES PRODUITS</b>	<b>14.092.369</b>	<b>14.560.669</b>
<b>RESULTAT DE L'EXERCICE</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Source : CREG

Tableau 25 : Bilan au 31 décembre 2013 (euros)

	2013	2012
<b>ACTIF</b>		
<b>ACTIFS IMMOBILISES</b>		
<b>Immobilisations incorporelles et corporelles</b>	<b>235.450</b>	<b>140.136</b>
Matériel informatique et téléphonie	130.240	50.459
Matériel de sécurité, vidéosurveillance	2.021	2.695
Mobilier de bureau et décoration	14.738	24.554
Aménagement bâtiment	88.451	62.428
<b>Location-financement</b>	<b>0</b>	<b>6.987</b>
Matériel détenu en leasing	0	6.987
<b>Immobilisations financières</b>	<b>558</b>	<b>608</b>
Cautions diverses	558	608
<b>ACTIFS CIRCULANTS</b>		
<b>Créances à un an au plus</b>	<b>7.740.256</b>	<b>7.739.919</b>
Créances commerciales	37.593	266.095
Autres créances	59.259	60.206
Créances des fonds	7.643.404	7.413.618
<b>Placements de trésorerie et valeurs disponibles</b>	<b>205.800.178</b>	<b>358.159.127</b>
Fonds CREG	5.656.969	6.137.690
Fonds social énergie	10.213.484	13.521.201
Fonds gaz à effet de serre	62.502.677	66.967.896
Fonds dénucléarisation	8.401.429	32.836.224
Fonds Kyoto JI/CDM	19.655.341	59.662.600
Fonds clients protégés électricité	27.969.533	58.100.360
Fonds clients protégés gaz	42.174.069	92.721.570
Fonds communes	578.691	578.691
Fonds prime chauffage	24.463.033	24.326.433
Fonds cotisation fédérale	0	3.305.707
Fonds dégressivité cotisation fédérale électricité	4.183.781	0
Fonds dégressivité offshore	0	0
Fonds irrécouvrables électricité	88	0
Caisses	1.083	755
<b>Comptes de régularisation</b>	<b>838.623</b>	<b>969.036</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>214.615.065</b>	<b>367.015.813</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Bénéfice reporté</b>	<b>1.314.222</b>	<b>1.314.222</b>
<b>Réserve sectorielle CREG</b>	<b>1.919.264</b>	<b>1.975.879</b>
Electricité	1.224.171	1.280.599
Gaz	695.093	695.280
<b>PROVISIONS</b>		
<b>Indemnités fin de mandat des membres du comité de direction</b>	<b>45.341</b>	<b>681.866</b>
<b>Autres provisions</b>	<b>21.222</b>	<b>9.686</b>
<b>DETTES</b>		
<b>Dettes à plus d'un an</b>	<b>0</b>	<b>2.463</b>
Dettes de location-financement	0	2.463
<b>Dettes à un an au plus</b>	<b>3.529.487</b>	<b>3.097.063</b>
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	776	8.033
Dettes commerciales	2.105.807	1.595.049
Dettes fiscales, salariales et sociales	1.422.904	1.493.981
<b>Dettes diverses</b>	<b>207.785.529</b>	<b>359.933.175</b>
Fonds social énergie	10.451.126	13.577.960
Fonds gaz à effet de serre	62.512.119	67.006.645
Fonds dénucléarisation	8.401.429	32.729.903
Fonds Kyoto JI/CDM	19.655.341	59.662.600
Fonds clients protégés électricité	27.969.533	58.034.106
Fonds clients protégés gaz	42.844.621	100.550.111
Fonds communes	578.691	578.691
Fonds prime chauffage	24.463.033	24.330.678
Fonds cotisation fédérale	0	3.462.480
Fonds dégressivité cotisation fédérale électricité	4.183.781	0
Fonds dégressivité surcharge offshore	6.725.123	0
Fonds irrécouvrables cotisation fédérale électricité	732	0
<b>Comptes de régularisation</b>	<b>0</b>	<b>1.459</b>
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>214.615.065</b>	<b>367.015.813</b>

Source : CREG



#### 5.8.4. Le rapport du réviseur d'entreprises sur l'exercice clôturé au 31 décembre 2013

Conformément à la mission de révision qui nous a été confiée par le comité de direction de la Commission, en vertu de l'article 11, §1er, du règlement d'ordre intérieur du 29 novembre 2012 de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 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 2013, 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 214.615.065 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 14.092.369 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.

A notre avis, la situation active et passive arrêtée au 31 décembre 2013, de même que le compte de résultats relatif à l'exercice 2013, 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 définies dans la loi du 22 mai 2003 portant organisation du budget et de la comptabilité de l'Etat fédéral et à l'arrêté royal du 10 novembre 2009 fixant le plan comptable applicable à l'Etat fédéral, aux communautés, aux régions et à la Commission communautaire commune.
- 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 2013 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 2013 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.

Bruxelles, le 13 février 2014



André KILESE  
Réviseur d'Entreprises



## 5.9. La liste des actes de la CREG au cours de l'année 2013

<b>(B)130530-CDC-656G/21</b> <b>(B)130704-CDC-656G/22</b>	Projet de décision et décision relatifs aux soldes rapportés par la S.A. FLUXYS BELGIUM concernant l'exercice d'exploitation 2012 Beslissing over saldi gerapporteerd door de N.V. FLUXYS BELGIUM betreffende het exploitatiejaar 2012
<b>(B)130717-CDC-657G/07</b>	Décision relative aux soldes rapportés par la S.A. FLUXYS LNG concernant les exercices d'exploitation 2011 et 2012 Beslissing betreffende de saldi gerapporteerd door de N.V. FLUXYS LNG voor de exploitatiejaren 2011 en 2012
<b>(B)130516-CDC-658E/26</b>	Décision relative à la proposition tarifaire rectifiée de ELIA SYSTEM OPERATOR S.A. du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012 – 2015 Beslissing betreffende het correctief tariefvoorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR van 2 april 2013 voor de regulatoire periode 2012 – 2015
<b>(B)130530-CDC-658E/27</b> <b>(B)130704-CDC-658E/27</b>	Projet de décision relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'exercice d'exploitation 2012 Décision relative au rapport tarifaire introduit par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR incluant les soldes concernant l'exercice d'exploitation 2012 tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté Beslissing betreffende het tariefverslag met inbegrip van de saldi, ingediend door de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende het exploitatiejaar 2012 en zoals aangepast door het aangepast tariefverslag
<b>(B)131219-CDC-658E/28</b>	Décision relative à la proposition du 13 novembre 2013 de SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2014 des tarifs pour les obligations de service public et des taxes et surcharges et à la demande d'Elia du 17 décembre 2013 Beslissing over het voorstel van 13 november 2013 van ELIA SYSTEM OPERATOR NV tot aanpassing vanaf 1 januari 2014 van de tarieven voor openbare dienstverplichtingen en van toeslagen en heffingen en van de vraag van Elia van 17 december 2013
<b>(Z)130228-CDC-1109/2</b>	Projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport Ontwerp van besluit tot wijziging van het besluit van 24 november 2011 tot vaststelling van voorlopige methoden voor het berekenen en vastleggen van de tarifaire voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot het elektriciteitsnetwerk met een transmissiefunctie
<b>(F)130123-CDC-1173</b>	Etude relative à une valorisation des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel en 2010 Studie over een valorisatie van de Belgische elektriciteits- en aardgasmarkt in 2010
<b>(Z)130123-CDC-1216/1</b>	Rapport de consultation relatif au projet de décision relative à une charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les utilisateurs résidentiels et les PME Verslag van de raadpleging over het ontwerp van beslissing betreffende een charter voor goede praktijken voor prijsvergelijkingswebsites voor elektriciteit en gas voor residentiële gebruikers en KMO's
<b>(B)130123-CDC-1216/2</b> <b>(B)130704-CDC-1216/3</b> <b>(B)130708-CDC-1216/4</b>	Décisions relatives à une charte de bonnes pratiques pour les sites Internet de comparaison des prix de l'électricité et du gaz pour les consommateurs résidentiels et les PME Beslissingen betreffende een charter voor goede praktijken voor prijsvergelijkingswebsites voor elektriciteit en gas voor residentiële gebruikers en KMO's
<b>(B)130131-CDC-1219E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1219E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1219E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1219E/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EBEM tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1219G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1219G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1219G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1219G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis van leverancier EBEM tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1220E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1220E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1220E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1220E/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EDF LUMINUS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1220G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1220G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1220G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1220G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier EDF LUMINUS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1221E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1221E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1221E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1221E/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130417-CDC-1221G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1221G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1221G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1221G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1222E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1222E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1222E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1222E/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELEGANT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013

<b>(B)130131-CDC-1222G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1222G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1222G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1222G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELEGANT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1223G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1223G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1223G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1223G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ENECO tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1224E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1224E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1224E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1224E/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ENI tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1224G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1224G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1224G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1224G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ENI tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1225E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1225E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1225E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1225E/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ESSENT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130417-CDC-1225G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1225G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1225G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1225G/4</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ESSENT tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1226G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1226G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1226G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1226G/4</b>	Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur LAM-PIRIS durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestres de 2013
<b>(B)130131-CDC-1227E/1</b> <b>(B)130417-CDC-1227E/2</b> <b>(B)130711-CDC-1227E/3</b> <b>(B)131011-CDC-1227E/4</b>	Décisions sur la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur OCTA+ durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestres de 2013 Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis van leverancier OCTA+ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130131-CDC-1227G/1</b> <b>(B)130417-CDC-1227G/2</b> <b>(B)130711-CDC-1227G/3</b> <b>(B)131011-CDC-1227G/4</b>	Décisions relatives à la constatation de l'application correcte de la formule d'indexation et la conformité avec la liste exhaustive des critères admis pour les contrats-types à prix variable de l'énergie par le fournisseur OCTA+ durant le premier, le deuxième, le troisième et le quatrième trimestres de 2013 Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis van leverancier OCTA+ tijdens het eerste, tweede, derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(A)130123-CDC-1228</b>	Advies betreffende de herziening van de individuele productievergunning van de STEG-centrale van de N.V. T-Power te Tessenderlo voor de verhoging van het netto ontwikkelbaar vermogen met 40 MW
<b>(A)130123-CDC-1229</b>	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle relative à l'extension d'une installation de production d'électricité (parc éolien) à Estinnes par la S.A. WindVision WindFarm Estinnes
<b>(A)120207-CDC-1230</b>	Advies over de aanvraag A323-3877 van de N.V. Fluxys Belgium voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie DN250 HD Tessenderlo (Schoonhees) – Diest (Webbekom), Afsluiterknooppunt DN250/80 Tessenderlo (Fabrieksstraat knooppunt), Diest (Webbekom) Station
<b>(B)130207-CDC-1231</b> <b>(B)130228-CDC-1231</b>	Ontwerpbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolen F2 op de Thorntonbank Décision finale relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par l'éolienne F2 sur le Thorntonbank Eindbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolen F2 op de Thorntonbank
<b>(B)130221-CDC-1232</b>	Décision relative à la demande d'approbation de la mise à jour du règlement d'accès pour le stockage (c.-à-d. les annexes B, C1, C2, H1, H2 et Main), du programme de stockage et du contrat de stockage standard (c.-à-d. les annexes Main et 3) de la S.A. Fluxys Belgium Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van de update van het Toegangsreglement voor Opslag (i.e. bijlagen B, C1, C2, H1, H2 en Main), het Opslagprogramma en het Standaard Opslagcontract (i.e. bijlagen Main en 3) van de N.V. Fluxys Belgium
<b>(E)130228-CDC-1233</b>	Proposition relative à l'octroi d'une autorisation de fourniture d'électricité à Lampiris S.A.
<b>(A)130228-CDC-1234</b>	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan Gazprom Marketing & Trading Ltd
<b>(B)130314-CDC-1235</b>	Décision relative aux modifications de l'annexe 1 du contrat standard pour l'accès du client final au réseau de transport de gaz naturel (appelé «contrat standard de raccordement») proposées par la S.A. FLUXYS BELGIUM Beslissing over de door de N.V. FLUXYS BELGIUM voorgestelde wijzigingen van bijlage 1 van het standaardcontract voor de toegang van de eindafnemer tot het aardgasvervoersnet (het zgn. "standaard aansluitingscontract")

<b>(B)130314-CDC-1236</b> <b>(B)130711-CDC-1236</b>	Projet de décision relative à la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited Ontwerpbeslissing over de aanvraag tot certificering van Interconnector (UK) Limited Décision finale relative à la demande de certification d'Interconnector (UK) Limited Eindbeslissing over de aanvraag tot certificering van Interconnector (UK) Limited
<b>(A)130314-CDC-1237</b>	Advies over de aanvraag tot verlenging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden (Thorntonbank) toegekend aan de N.V. C-POWER bij ministerieel besluit van 27 juni 2003 en gewijzigd bij ministerieel besluit van 3 februari 2010
<b>(A)130314-CDC-1238</b>	Advies over de aanvraag van de N.V. Fluxys Belgium voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie DN350 LD Evergem (Caelebeek) – Gent Zeehaven, DN150 LD Gent (Scheepszatestraat – Bronsstraat), DN150 LD Gent (Zeehaven – Meulestede), DN250 LD Gent – Volvo, DN250 LD Merelbeke – Zwiinaarde en DN250 HD Zevegem – Evergem
<b>(B)130516-CDC-1239</b>	Décision relative aux règles complémentaires pour le calcul de la marge à calculer afin de définir les prix maximaux d'électricité à appliquer aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié Beslissing over de nadere regels betreffende de berekening van de marge te berekenen voor de bepaling van de maximumprijzen elektriciteit toe te passen op niet-beschermde gedropte klanten
<b>(B)130516-CDC-1240</b>	Décision relative aux règles complémentaires pour le calcul de la marge à calculer afin de définir les prix maximaux du gaz naturel à appliquer aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié Beslissing over de nadere regels betreffende de berekening van de marge te berekenen voor de bepaling van de maximumprijzen aardgas toe te passen op niet-beschermde gedropte klanten
<b>(B)130328-CDC-1241</b>	Décision relative aux modifications des conditions générales du contrat d'accès proposées par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR Beslissing over de door ELIA SYSTEM OPERATOR NV voorgestelde wijzigingen van de algemene voorwaarden van het toegangscontract
<b>(B)130411-CDC-1242</b>	Décision sur les modifications du Contrat standard de transport de gaz naturel, des annexes A et B du Règlement d'accès pour le Transport de gaz naturel et du Programme de transport de gaz naturel proposées par la SA Fluxys Belgium Beslissing over de door de NV Fluxys Belgium voorgestelde wijzigingen van het Standaard Aardgasvervoercontract, de bijlagen A en B van het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer en het Aardgasvervoersprogramma
<b>(A)130503-CDC-1243</b>	Avis sur les modalités de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité Advies over de modaliteiten voor de procedure van offerteaanvraag voorzien in artikel 5 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt
<b>(A)130425-CDC-1244</b>	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan E.ON Energy Sales GmbH
<b>(Z)130411-CDC-1245</b>	Rapport comparatif des objectifs formulés dans la note de politique générale de la CREG et des réalisations de l'année 2012 Vergelijkend verslag van de doelstellingen geformuleerd in het beleidsplan van de CREG en van de verwezenlijkingen van het jaar 2012
<b>(A)130503-CDC-1246</b>	Advies over de aanvraag van de NV Fluxys Belgium voor de toekenning van een vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie DN150 HD Beveren (Kallo Steenlandlaan) – ADPO
<b>(F)130530-CDC-1247</b>	Etude relative aux fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012 Studie over de werking van en de prijzevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit - monitoringrapport 2012
<b>(B)130530-CDC-1248</b> <b>(B)130626-CDC-1248</b>	Projet de 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 2014 Ontwerpbeslissing over de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundaire en tertiair reservevermogen voor 2014 Décision finale sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014 Eindbeslissing over de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2014
<b>(A)130530-CDC-1249</b>	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan EDF Luminus NV
<b>(A)130606-CDC-1250</b>	Advies over de aanvraag van de NV Fluxys Belgium voor de toekenning van een bijvoegsel bij de vervoersvergunning voor de vervoersinstallatie DN150 HD Herentals – Geel
<b>(B)130704-CDC-1251</b>	Décision finale relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B1 et C1 sur le Thorntonbank Eindbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens B1 en C1 op de Thorntonbank
<b>(B)130704-CDC-1252</b>	Décision concernant la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-heures - Entrée en vigueur en partie le 1 <sup>er</sup> octobre 2013 et intégralement le 1 <sup>er</sup> janvier 2014 Beslissing over het voorstel van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR betreffende de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten – Gedeeltelijke inwerkingtreding op 1 oktober 2013 en volledige inwerkingtreding op 1 januari 2014
<b>(A)130606-CDC-1253 à 1256</b>	Avis relatifs à l'indépendance de x en tant qu'administrateurs indépendants au sein du conseil d'administration de FLUXYS BELGIUM SA Adviezen over de onafhankelijkheid van x als onafhankelijke bestuurders in de raad van bestuur van FLUXYS BELGIUM NV

<b>(A)130626-CDC-1257</b>	Avis l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à Total Gas & Power Belgium SA
<b>(F)130626-CDC-1258</b>	Etude relative à la réforme du soutien à l'énergie éolienne offshore, incluant le rapport annuel sur l'efficacité du prix minimum pour l'énergie éolienne offshore Studie over de hervorming van de ondersteuning voor offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie
<b>(F)130626-CDC-1259</b>	Etude relative à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2012 Studie over de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2012
<b>(F)131205-CDC-1260</b>	Etude relative aux mécanismes de fixation du prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de Electrabel S.A.
<b>(C)130704-CDC-1261</b>	Proposition d'arrêté royal portant modification de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables Voorstel van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen
<b>(B)130626-CDC-1262</b> <b>(B)130711-CDC-1262</b>	Ontwerpbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens A1, A2 en A3 op de Thorntonbank Décision finale relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes A1, A2 et A3 sur le Thorntonbank Eindbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens A1, A2 en A3 op de Thorntonbank
<b>(A)130626-CDC-1263</b>	Advies over de onafhankelijkheid van x als onafhankelijke bestuurder in de raad van bestuur van FLUXYS LNG NV
<b>(A)130626-CDC-1264</b>	Advies over de onafhankelijkheid van x als onafhankelijke bestuurder in de raad van bestuur van FLUXYS LNG NV
<b>(A)130626-CDC-1265</b>	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan Prima LNG NV
<b>(A)130704-CDC-1266</b>	Avis relatif au projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique veut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer Advies betreffende het ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht
<b>(A)130711-CDC-1267</b>	Advies over de aanvraag tot wijziging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden toegekend aan de tijdelijke handelsvennootschap RENTEL bij ministerieel besluit van 4 juni 2009 en overgedragen aan de NV RENTEL op 22 juni 2012
<b>(B)130711-CDC-1268G/1</b> <b>(B)131017-CDC-1268G/2</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ANTARGAZ tijdens het derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130711-CDC-1269E/1</b> <b>(B)131017-CDC-1269E/2</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELEXYS tijdens het derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130711-CDC-1269G/1</b> <b>(B)131017-CDC-1269G/2</b>	Beslissingen over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijis door de leverancier ELEXYS tijdens het derde en vierde kwartaal van 2013
<b>(B)130822-CDC-1270</b> <b>(B)130926-CDC-1270</b>	Ontwerpbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de implementatie van de day-ahead marktkoppeling in de regio NWE (Noord-West Europa) Décision finale relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en oeuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest) Eindbeslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de implementatie van de day-ahead marktkoppeling in de regio NWE (Noord-West Europa)
<b>(F)130926-CDC-1271</b>	Etude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel Studie over de componenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen
<b>(B)130822-CDC-1272</b> <b>(B)130926-CDC-1272</b>	Ontwerpbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens B3, B4, B5, B6, en C7 op de Thorntonbank Décision finale relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B3, B4, B5, B6 et C7 sur le Thorntonbank prise en application de l'article 10 de l'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 Eindbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens B3, B4, B5, B6 en C7 op de Thorntonbank genomen met toepassing van artikel 10 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen
<b>(B)130907-CDC-1273</b> <b>(B)131003-CDC-1273</b>	Ontwerpbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens B7, C3, C4, C5, C6, D0, D7 en D8 op de Thorntonbank Décision finale relative à la demande de C-Power d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite par les éoliennes B7, C3, C4, C5, C6, D0, D7 et D8 sur le Thorntonbank Eindbeslissing over de aanvraag van C-Power voor toekenning van groenestroomcertificaten voor de elektriciteit opgewekt door de windmolens B7, C3, C4, C5, C6, D0, D7 en D8 op de Thorntonbank



<b>(RA)130910-CDC-1274</b>	Rapport relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2014
<b>(RA)131017-CDC-1274/2</b>	Rapport relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture de services auxiliaires, en l'occurrence, les produits de réglage tertiaire des services d'ajustement de profil et de réglage tertiaire via des prélèvements interruptibles pour l'exercice d'exploitation 2014
<b>(A)130919-CDC-1275</b>	Avis relatif à la demande d'approbation des modifications proposées par Belpex au règlement de marché de Belpex Advies over de aanvraag tot goedkeuring van de door Belpex voorgestelde wijzigingen aan het Belpex marktreglement
<b>(B)131205-CDC-1276</b>	Etude relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2012 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de EDF Luminus s.a.
<b>(B)130919-CDC-1277</b>	Décision relative à la demande d'approbation des conditions principales pour le chargement des camions de GNL, composées du contrat GNL standard, du règlement d'accès et du programme GNL de la S.A. Fluxys LNG Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van de belangrijkste voorwaarden voor het laden van LNG vrachtwagens, bestaande uit het Standaard LNG-contract, het Toegangsreglement en het LNGprogramma van de N.V. Fluxys LNG
<b>(A)130926-CDC-1278</b>	Avis relatif à l'octroi d'une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à AXPO France & Benelux SA
<b>(B)131003-CDC-1279</b> <b>(B)131114-CDC-1279</b>	Ontwerpbeslissing 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. NORTHWIND Décision finale relative à la demande d'approbation de la proposition de contrat pour l'achat de certificats verts entre la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR et la S.A. NORTHWIND Eindbeslissing 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. NORTHWIND
<b>(B)131107-CDC-1280</b>	Décision finale relative à la demande d'Elia de modification des méthodes d'allocation aux responsables d'accès de la capacité annuelle et mensuelle disponible pour les échanges d'énergie avec le réseau français et avec le réseau néerlandais, telles qu'établies dans le cadre des initiatives régionales CWE et CSE ainsi qu'avec la Suisse Eindbeslissing over de aanvraag van Elia tot wijziging van de methodes voor toekenning aan de toegangsverantwoordelijken van de jaarlijkse en maandelijkse capaciteit die beschikbaar is voor energie-uitwisselingen met het Franse en het Nederlandse net, zoals vastgelegd in het kader van de regionale initiatieven CWE en CSE, evenals met Zwitserland
<b>(B)131024-CDC-1281</b>	Décision relative aux modifications du Programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B, E et G du Règlement d'accès pour le transport de gaz naturel proposées par la S.A. Fluxys Belgium Beslissing over de door de NV Fluxys Belgium voorgestelde wijzigingen van het Aardgasvervoersprogramma en van de bijlagen A, B, E en G van het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer
<b>(B)131010-CDC-1283</b>	Décision sur les modifications du Programme de transport de gaz naturel et des annexes A, B et C3 du Règlement d'accès pour le Transport de gaz naturel proposées par la SA Fluxys Belgium en vue de l'amélioration des services de conversion de qualité Beslissing over de door de NV Fluxys Belgium voorgestelde wijzigingen van het Aardgasvervoersprogramma en van de bijlagen A, B en C3 van het Toegangsreglement voor Aardgasvervoer met het oog op de verbetering van de kwaliteitsconversiediensten
<b>(B)131010-CDC-1284</b>	Décision relative à la demande d'approbation d'une modification du contrat standard de transport de gaz naturel (article 14.1.1, (ii)) Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van een wijziging van het Standaardcontract voor aardgasvervoer (Artikel 14.1.1, (ii))
<b>(B)131017-CDC-1285</b>	Beslissing over de vaststelling van de correcte toepassing van de indexeringsformule en de conformiteit met de exhaustieve lijst van toegelaten criteria voor de contracttypes met een variabele energieprijz door de leverancier WATZ tijdens het vierde kwartaal van 2013
<b>(A)131017-CDC-1287</b>	Avis relatif à une série de dispositions concernant l'électricité et le gaz naturel contenues dans le projet d'arrêt royal relatif à l'établissement du plan d'aménagement des espaces marins Advies betreffende een aantal bepalingen in verband met elektriciteit en aardgas van het ontwerp van koninklijk besluit tot vaststelling van het marien ruimtelijk plan
<b>(B)131024-CDC-1288</b>	Décision relative aux prix de rachat proposés par la SA Fluxys Belgium dans le cadre du système incitatif de surréservation et de rachat de capacité additionnelle Beslissing over de door de NV Fluxys Belgium voorgestelde terugkooprijzen in het kader van de stimuleringsregeling voor overboeking en terugkoop van additionele capaciteit
<b>(B)131024-CDC-1290</b>	Décision relative à la modification des conditions générales des contrats d'accès et des conditions générales des contrats de responsables d'accès, proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau Beslissing over de wijziging van de algemene voorwaarden van de toegangscontracten en van de algemene voorwaarden van de contracten van toegangsverantwoordelijke, aangeboden door de netbeheerder aan de netgebruikers
<b>(A)131023-CDC-1291</b>	Avis relatif à la faisabilité et la conformité entre l'avant-projet de loi et le projet de convention relative à la prolongation de la durée de vie de Tihange 1 Advies betreffende de haalbaarheid en de conformiteit tussen het voorontwerp van wet en het voorstel van conventie betreffende de verlenging van de levensduur van Tihange 1
<b>(A)131024-CDC-1292</b>	Advies over de toekenning van een individuele leveringsvergunning voor aardgas aan GETEC Energie Akiengesellschaft
<b>(Z)131024-CDC-1293</b>	Note de politique générale pour l'année 2014 Beleidsnota van de CREG voor het jaar 2014

<b>(A)131114-CDC-1294</b>	Advies over de aanvraag van de NV Fluxys Belgium voor de toekenning van een vervoersvergunning A323-3907 voor de vervoersinstallatie Grimbergen (Strombeek-Bever Heyzel) – Station
<b>(C)131205-CDC-1295</b>	Proposition sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2014
<b>(A)131205-CDC-1297</b>	Advies over de aanvraag tot wijziging van de domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden toegekend aan de tijdelijke handelsvennootschap SEASTAR bij ministerieel besluit van 1 juni 2012
<b>(E)131212-CDC-1298</b>	Voorstel betreffende 'de toekenning van een vergunning voor de levering van elektriciteit aan GETEC Energie A.G.







**Éditeur responsable**

Koen LOCQUET  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles

**Conception graphique et mise en page**

[www.inextremis.be](http://www.inextremis.be)  
Couverture : [www.inextremis.be](http://www.inextremis.be) et [fotolia.com](http://fotolia.com)

**Photo du personnel**

Hans Roels



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](mailto:info@creg.be) • [www.creg.be](http://www.creg.be)