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

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT

TE2005-1

sur

'les tarifs du réseau de transport visés à l'article 12, § 1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2005'

établi en application de l'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité

23 mars 2006

Introduction

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) soumet ci-après, en application de l'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau de transport national d'électricité (ci-après : l'arrêté royal du 4 avril 2001), le rapport sur les tarifs appliqués durant l'année d'exploitation 2005, visés à l'article 12, § 1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité).

Le présent rapport a été approuvé par le Comité de direction lors de sa réunion du 23 mars 2006.

Le présent rapport, qui a été rédigé en vue d'exécuter l'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, se compose de quatre parties. La première partie reprend la description du cadre légal. La deuxième partie se compose d'un aperçu des éléments de procédure et présente plus spécifiquement le déroulement de la procédure de fixation des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2005, de même que la discussion des points pour lesquels la CREG a demandé l'adaptation de la proposition initiale afin qu'elle réponde de manière plus précise aux critères qui ont été imposés dans la loi électricité et dans l'arrêté royal du 4 avril 2001. Dans la troisième partie, est établi un rapport relatif au niveau de tarif concret, au moyen, d'une part, de l'aperçu des tarifs tels qu'ils étaient en vigueur au cours de l'année 2005 et, d'autre part, de l'impact des tarifs sur les clients mêmes et la comparaison avec les années précédentes. Les constats et les conclusions de la CREG à propos des tarifs du réseau de transport appliqués au cours de l'année 2005 sont synthétisés dans la quatrième partie.

Le cadre réglementaire

I.1. LA LOI ÉLECTRICITÉ

1. L'article 12, §1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) stipule que le gestionnaire du réseau soumet tous les ans les tarifs pour le raccordement au réseau de transport et l'utilisation de celui-ci, ainsi que les tarifs des services auxiliaires qu'il fournit à l'approbation de la CREG.

L'article 12, § 2, de la loi électricité mentionne six orientations qui doivent être prises en compte lors de la détermination des tarifs précités :

> « 1° ils sont non discriminatoires et transparents ;
>
> 2° ils sont orientés en fonction des coûts et permettent au gestionnaire du réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables aux tâches visées à l'article 8 ;
>
> 3° ils comprennent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau de transport en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme ;
>
> 4° dans la mesure du possible, ils visent à optimaliser l'utilisation de la capacité du réseau de transport ;
>
> 5° ils sont suffisamment décomposés, notamment :
> a) en fonction des conditions et des modalités d'utilisation du réseau de transport ;
> b) en ce qui concerne les services auxiliaires ;
> c) en ce qui concerne les éventuelles surcharges pour les obligations de service public en application des articles 7 et 21, premier alinéa, 3° ;
> d) en ce qui concerne toute contribution à la couverture de coûts échoués, autorisée en application de l'article 24, §§ 1er et 2, de la directive 96/92 ;
>
> 6° les structures tarifaires sont uniformes sur l'ensemble du territoire, sans différenciation par zone géographique. »

I.2. L'ARRÊTÉ ROYAL DU 4 AVRIL 2001

2. Le chapitre 3 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 décrit la procédure de soumission et d'approbation des tarifs.

L'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 stipule ce qui suit :

> « Le 31 mars de chaque année au plus tard, la commission soumet au ministre un rapport sur les tarifs appliqués durant l'exercice précédent, visés à l'article 12, § 1er, de la loi. Le ministre transmet ce dossier aux Chambres législatives fédérales, aux gouvernements de région et au comité de contrôle. Il veille à ce que le rapport soit publié de manière adéquate.
> La commission transmet également ce rapport au gestionnaire du réseau par lettre recommandée de la poste. »

I.3. LES LIGNES DIRECTRICES DE LA CREG

3. Afin, d'une part, d'éviter que lors de chaque évaluation, une nouvelle ligne de conduite de principe ne doive systématiquement être tracée, et afin, d'autre part, de répondre aux exigences de transparence et de non-discrimination postulées dans la première orientation, la CREG a consigné sa politique en la matière dans des lignes directrices propres[1]. Ces lignes directrices s'appliquent notamment en ce qui concerne l'évaluation de la notion de 'marge bénéficiaire équitable' indiquée dans la troisième orientation de l'article 12, §2, de la loi électricité.

Par conséquent, ces lignes directrices ne sont pas, en dépit de leur rédaction, réglementaires ni contraignantes, mais indiquent seulement comment la CREG se propose de déterminer la marge bénéficiaire équitable dans les cas où le gestionnaire du réseau de transport ou du réseau de distribution d'électricité concerné ne propose aucune autre définition qui soit plus adaptée à ses caractéristiques et à sa situation propres, et répond parallèlement à l'orientation relative à la marge bénéficiaire équitable.

Il est évident que ces lignes directrices ne peuvent porter préjudice à la mission que le législateur a confiée à la CREG de soumettre, chaque année, les tarifs présentés par le gestionnaire de réseau à un nouvel examen. La CREG doit dès lors examiner chaque année

---

[1] Lignes directrices (B)030618-CDC-218 relatives à la marge bénéficiaire équitable applicables aux gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité actifs sur le territoire belge, 18 juin 2003.

ces tarifs par rapport à leurs véritables mérites, en tenant compte des circonstances réelles, sans bien sûr tomber dans l'arbitraire. Cela signifie dès lors que, lors de l'évaluation des dossiers concrets déposés par le gestionnaire de réseau, la CREG doit pouvoir s'écarter de ces lignes directrices - voire même être contrainte de le faire si ces dossiers l'y obligent.

Pour la mise en oeuvre des présentes lignes directrices, la CREG a pris en considération les éléments suivants :

(i) la législation en vigueur, et notamment les articles 8 et 12 de la loi électricité ;
(ii) les critères arrêtés par le « *European Electricity Regulatory Forum* », la Commission européenne et les pratiques internationales, en tenant en outre compte des spécificités des réseaux belges ;
(iii) l'évaluation et l'analyse de la branche d'activité 'transport d'électricité' du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, réalisées pour le compte du Secrétaire d'Etat à l'Energie et au Développement Durable et coordonnées par la CREG. La CREG en a notamment tiré des conclusions en ce qui concerne la durée de vie économique des actifs des gestionnaires de réseau, ainsi que des délais d'amortissement et des valeurs résiduelles y afférents.

4. S'agissant de la détermination de la marge bénéficiaire équitable applicable au gestionnaire de réseau, la CREG a développé dans ses lignes directrices une méthodologie de valorisation des actifs investis dans un réseau de transport ou un réseau de distribution d'électricité, en ce compris les nouveaux investissements :

(i) en définissant la notion de « *asset base* » ou « Capitaux Investis » (ci-après : CI) d'après les méthodes conformes aux pratiques mises en œuvre sur le plan international par des pouvoirs publics étrangers compétents. Il s'agit principalement des méthodologies d'évaluation basées sur la «*market value*», la « *current cost accounting* » ou la « *depreciated replacement cost » ;*

(ii) en calculant les taux de rendement des capitaux investis sur cette « *asset base* », par le biais d'une formule reconnue au niveau international par les pouvoirs publics étrangers compétents. Sur la base du « *Capital Asset Pricing Model* », la formule du « *weighted average cost of capital* » ou Coût du Capital Moyen Pondéré (ci-après : le CCMP) est déterminée, en déterminant le «

cost of debt » susceptible d'être déterminé par analogie, en fonction des taux d'intérêt des obligations d'Etat belges à 10 ans de l'année de référence, le « *cost of equity* » et le calcul du ratio fonds propres / fonds empruntés (ci-après : D), qui doit être conforme aux normes habituellement en vigueur pour des entreprises de la même nature, se trouvant dans des circonstances similaires.

En fonction de la structure de financement réelle (exprimée par D), la formule du calcul du CCMP peut être présentée comme suit dans trois scénarios :

- D équivalant à 33% : [33% x CI x (taux d'intérêt sans risque + prime de risque x equity bèta recalculé)] + *embedded financial costs* ;
- D supérieur à 33% : [33% x CI x (taux d'intérêt sans risque + prime de risque x equity bèta recalculé)] + [(67% - (1 - D)) x CI x (1 - t) x (OLO + 70 pb)] + *embedded financial costs* ;
- D inférieur à 33% : [33% x CI x (taux d'intérêt sans risque + prime de risque x equity bèta recalculé)] - [((1 - D) - 67%) x CI x (1 - t) x (OLO + 70 pb)] + *embedded financial costs*.

En ce qui concerne l'exercice d'exploitation 2005, les paramètres ont été déterminés comme suit:

Le taux d'intérêt sans risque est la moyenne arithmétique du pourcentage de rendement des obligations OLO (*Obligation linéaire Obligatie*) émises par les pouvoirs publics belges au cours de l'année précédente, d'une durée de 10 ans, et calculé à 4,1683%.

La prime de risque est la prime de Marché de la Bourse des Titres de Bruxelles (département Bruxelles d'Euronext) et a été calculée à 2,54%.

Le facteur equity bèta recalculé mesure le risque du marché et est calculé comme étant le rapport entre les fluctuations au cours des sept années écoulées du cours des actions du principal producteur d'électricité en Belgique et les fluctuations de l'indice des actions BEL20, le tout adapté à la structure de financement régulée 33/67. Pour l'exercice d'exploitation 2005, ce facteur a été fixé à 1,0485.

Le paramètre 't' est le taux d'imposition réel de l'impôt des sociétés (en pratique 33,99%).

En conséquence, dans le cas d’un facteur D de 33% considéré comme optimal par la CREG, la rémunération nette des fonds propres maximale (après impôt des sociétés) pouvant être obtenue s’éleve à 6,8615%. En ce qui concerne les fonds empruntés, l’ensemble des coûts réels sont remboursés.

5. La CREG évalue le caractère raisonnable de ces coûts notamment :

(i) en les comparant aux coûts correspondants d'entreprises similaires ;

(ii) en vérifiant le respect du principe *'at arm's length'* ;

(iii) en les comparant aux contre-prestations clairement mesurables du fournisseur de biens ou de services en question.

La procédure prévue pour la fixation des tarifs

II.1. APERÇU DE LA PROCÉDURE

6. La CREG évalue le caractère raisonnable des charges opérationnelles du gestionnaire du réseau de transport et le caractère équitable de la marge bénéficiaire réalisée sur les capitaux investis dans le réseau via un contrôle préalable à l'approbation ou au rejet des tarifs de transport élaborés et proposés par le gestionnaire du réseau de transport.

7. Le 30 septembre 2004, à savoir dans les délais légaux, Elia System Operator S.A. (ci-après : le gestionnaire du réseau) a introduit une proposition tarifaire pour le transport d'électricité, accompagnée d'un budget pour l'exercice d'exploitation 2005.

8. Etant donné que la CREG a constaté que le dossier introduit par le gestionnaire du réseau n'était pas complet, la CREG a demandé par courrier, en application de l'article 8, §2, de l'arrêté royal du 4 avril 2001 et dans les délais fixés par celui-ci, le 6 octobre 2004, des informations complémentaires au gestionnaire du réseau.

Le gestionnaire du réseau a répondu, par courrier du 21 octobre 2004, et donc également dans les délais fixés à l'article 8, §2, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, aux questions posées par la CREG.

9. Le 4 novembre 2004, donc largement dans le délai de trente jours calendriers fixé par l'article 8, §3, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, la CREG a décidé de rejeter le budget proposé par le gestionnaire du réseau. Dans cette même décision, la CREG a mentionné, conformément aux dispositions de l'article 8, §3, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, les adaptations que le gestionnaire du réseau devait effectuer pour obtenir l'approbation de la proposition tarifaire.

10. Le 22 novembre 2004, Elia a été entendue à sa demande par la CREG, conformément à l'article 27, troisième alinéa, *juncto* article 8, §4, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

11. Le 22 novembre 2004, la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2005 a été introduite auprès de la CREG par le gestionnaire du réseau, conformément à l'article 8, §4, premier alinéa, de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

A la suite d'un examen soigné de celle-ci, la CREG a décidé de rejeter la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget et d'imposer des tarifs provisoires valables pour une période de trois mois renouvelable à compter du 1er janvier 2005.

12. Le 2 mars 2005, la CREG a reçu un courrier d'Elia daté du 1er mars 2005 dans lequel le gestionnaire annonce ne pas disposer d'éléments nouveaux qui justifieraient l'introduction d'une nouvelle proposition tarifaire en vue de la détermination de tarifs qui seraient d'application à partir du 1er avril 2005.
C'est pourquoi la CREG a décidé, conformément aux dispositions de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, de renouveler pour trois mois à compter du 1er avril 2005, les tarifs provisoires en vigueur depuis le 1er janvier 2005.

13. Le 6 juin 2005, la CREG a reçu un courrier d'Elia daté du 3 juin 2005 dans lequel le gestionnaire de réseau mentionne que :

> « A l'exception de l'entrée en vigueur de nouvelles dispositions relatives aux surcharges facturées par Elia (arrêté ministériel du 13 mai relatif à la cotisation fédérale destinée à compenser la perte de revenus des communes), il n'y a actuellement, à la connaissance d'Elia, pas de fait nouveau justifiant l'introduction d'une demande d'approbation de proposition tarifaire adaptée, accompagnée du budget d'Elia pour l'exercice 2005 modifié.
>
> Dès lors, nous tenions à vous informer par la présente, qu'à l'heure actuelle, Elia n'envisage pas de présenter à la CREG, pour le troisième trimestre 2005, de modification à sa proposition tarifaire adaptée, accompagnée du budget d'Elia pour l'exercice 2005. »

C'est pourquoi la CREG a décidé dans sa décision du 16 juin 2005, conformément aux dispositions de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, de renouveler une nouvelle fois pour trois mois les tarifs provisoires en vigueur depuis le 1er janvier 2005.

14. Le 6 septembre 2005, la CREG a reçu un courrier d'Elia daté du 2 septembre 2005, dans lequel le gestionnaire de réseau écrit que :

> «À la connaissance d'Elia, les seuls faits nouveaux justifiant l'introduction d'une demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée, accompagnée du budget d'Elia pour l'exercice 2005 modifié, concernent les surcharges (ndlr : il s'agit de la cotisation fédérale, y compris la surcharge pour les clients protégés et la surcharge pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie).
>
> Dès lors, Elia propose ci-après deux modifications des surcharges pour le quatrième trimestre 2005, conformément à l'évolution de la législation en la matière. À l'heure actuelle, Elia n'envisage pas de présenter à la CREG, pour le quatrième trimestre 2005, d'autre modification à sa proposition tarifaire adaptée, accompagnée du budget d'Elia pour l'exercice 2005 ».

Etant donné ce qui a précédé, la CREG a décidé de renouveler en tant que tarifs approuvés et provisoires, pour une période de trois mois à compter du 1er octobre 2005, les tarifs provisoires de raccordement sur le réseau de transport, de l'accès et de l'utilisation du réseau de transport imposés dans sa décision du 6 décembre 2004 et renouvelés dans sa décision du 16 juin 2005 à l'exception de :

(i) la 'cotisation fédérale' et la 'surcharge clients protégés' d'application jusqu'au 30 septembre inclus qui, à partir du 1er octobre 2005, ne font plus partie des tarifs applicables par Elia ;

(ii) la surcharge pour la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie applicable aux prélèvements en Région flamande, concernant laquelle un tarif nul est appliqué à partir du 1er octobre 2005.

15. En ce qui concerne également les obligations tant de la CREG que du gestionnaire du réseau en matière de publication des tarifs figurant à l'article 10, §1er à 3, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, la réglementation a été respectée : les décisions tarifaires ont été publiées tant via le Moniteur Belge que par l'intermédiaire des sites Internet respectifs de la CREG et du gestionnaire du réseau.

Le présent rapport et la diffusion de celui-ci font également partie des obligations de la CREG sur le plan de la communication.

16. La CREG est dès lors d'avis que, en ce qui concerne l'exercice d'exploitation 2005, tant le gestionnaire du réseau qu'elle-même ont appliqué correctement les procédures légales.

17. En ce qui concerne les tarifs pour les impôts, prélèvements, surcharges et cotisations mentionnés à l'article 6 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, la procédure est fixée de manière moins claire. D'une part, l'article 2 de l'arrêté royal précité distingue quatre tarifs au sein de la structure tarifaire. D'autre part, à l'article 1, 2°, de ce même arrêté royal, il est fait référence, dans la définition de la « proposition tarifaire », à l'article 12, §1er, de la loi électricité. Cet article ne mentionne toutefois que trois éléments tarifaires, à savoir les tarifs pour le raccordement au réseau de transport, les tarifs pour l'utilisation de celui-ci et les tarifs pour les services auxiliaires.

Par conséquent, il est tout sauf évident de connaître les compétences de la CREG sur le plan des tarifs pour les impôts, prélèvements, surcharges et cotisations qui ne sont pas repris à l'article 12, §1er, précité de la loi électricité.

II.2. LES AXES DE LA POLITIQUE DE PROCÉDURE DE LA CREG

18. Vu l'importance que la CREG accorde à un traitement équitable du gestionnaire de réseau et de ses propositions, elle souhaite veiller à ce que les possibilités en termes de communication, d'implication et de participation du gestionnaire de réseau soient exploitées au maximum. La CREG a, en la matière, admis et mis en œuvre une procédure de concertation durant à la fois les réunions formelles et les réunions informelles, une procédure de communication écrite et électronique en cas de demandes réciproques d'éclaircissement, une procédure d'audition, une procédure de proposition formelle de réaction à ses décisions et une procédure de référence, lors des actes de communication relatifs à ses décisions, aux possibilités du gestionnaire de réseau de faire appel de ses décisions.

La CREG est convaincue qu'elle a utilisé correctement, pour l'exercice d'exploitation 2005, les instruments précités et que, de la sorte, elle a correctement respecté les droits du gestionnaire de réseau.

19. S'agissant de l'approbation des tarifs relatifs aux impôts, prélèvements, surcharges et contributions, que le gestionnaire de réseau avait sollicitée de la part de la CREG, cette dernière a pris ses responsabilités et, bien qu'elle ne soit pas, légalement, strictement compétente en la matière, elle a cependant approuvé un certain nombre de ces tarifs. Cette approbation n'a toutefois été donnée que lorsqu'une base légale tangible était disponible pour l'impôt concerné. A défaut d'une telle base légale, la CREG demandera au gestionnaire de réseau de reporter les coûts y afférents et de les reprendre dans les tarifs de l'exercice d'exploitation suivant.

II.3. LE PROGRAMME DE CONTRÔLE DE LA CREG

20. Le programme utilisé par la CREG en vue du contrôle de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2005 était dès lors axé sur les principales hypothèses de départ précitées.
Il se composait des éléments essentiels suivants :

(i) l'évolution des coûts et des revenus 2003, 2004 et 2005 ;
(ii) le contrôle de la valeur des capitaux investis, des investissements et des désinvestissements ;
(iii) le contrôle du coût du capital moyen (ci-après : CCMP) ;
(iv) contrôle du coût des services auxiliaires ;
(v) contrôle des charges de pensions des rentiers ;
(vi) contrôle des pertes du réseau ;
(vii) contrôle des surcharges, prélèvements et taxes;
(viii) contrôle des tarifs de raccordement ;
(ix) remarques diverses.

II.4. ADAPTATIONS DE LA PROPOSITION TARIFAIRE 2005 ACCOMPAGNÉE DU BUDGET DEMANDÉES PAR LA CREG

21. Dans cette partie, il sera procédé à l'examen des points de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour 2005, introduite initialement le 30 septembre 2004, à propos desquels la CREG a demandé une adaptation au gestionnaire du réseau. A cet effet, il sera systématiquement fait référence aux points y afférents figurant dans le programme de

contrôle repris au paragraphe 20 du présent rapport. Pour chaque point, l'impact financier sera précisé.

Afin de veiller à la confidentialité des données d'exploitation, certains éléments sont exprimés en termes généraux.

22. Etant donné que la proposition tarifaire accompagnée du budget, déposée initialement le 30 septembre 2004 par le gestionnaire de réseau, répondait de manière manifestement insuffisante aux éléments essentiels (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi), (vii), (viii) et (ix) du programme de contrôle dont il est question au paragraphe 20 du présent rapport, la CREG a énuméré 15 conditions concrètes auxquelles la proposition devait se conformer pour obtenir l'approbation de la CREG.

Le budget initial de la proposition tarifaire du 30 septembre 2004 prévoyait un montant de coûts d'exploitation de 753.645.000,00 EUR et un montant de 88.900.000,00 EUR de produits divers.

23. Dans la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget, déposée le 22 novembre 2004, le montant des charges à récupérer avait été réduit par le gestionnaire de réseau de quelque 7.945.000,00 EUR pour atteindre 745.700.000,00 EUR.

24. Bien que le gestionnaire de réseau ait répondu à dix des conditions posées par la CREG, cette dernière a décidé de rejeter cette proposition tarifaire adaptée, car celle-ci ne répondait toujours pas, concernant cinq points, aux conditions imposées par la CREG. Ces cinq points sont discutés ci-dessous.

Etant donné que les informations mises à disposition par Elia ont révélé qu'Elia s'est basée, dans sa proposition budgétaire adaptée de 2005, sur un volume de puissance souscrite inférieur de 2,5% aux puissances souscrites réelles estimées pour 2004, la CREG a imposé une diminution des tarifs pour tous les tarifs des puissances souscrites à concurrence de 2,5% par rapport à la proposition tarifaire adaptée.

Bien qu'Elia, malgré ses contestations, car elle reste d'avis qu'il faut appliquer le rapport entre Fonds propres et CI, avait adapté le mode de calcul du « Facteur D » et avait tenu compte du rapport entre Fonds Propres et total du bilan (projeté), le gestionnaire du réseau

de transport avait toutefois utilisé un procédé qui divergeait de sa proposition tarifaire du 30 septembre 2004 en ce qui concerne les dates de référence utilisées pour le calcul du facteur D qui détermine, entre autres, le volume de la marge bénéficiaire équitable à attribuer aux capitaux investis. La CREG a dès lors réutilisé les dates de référence de la proposition tarifaire du 30 septembre 2004 pour son calcul de la marge bénéficiaire équitable nette et de l'impôt sur les sociétés dû diminué du montant de 4.745.000,00 EUR.

Comme ce fut le cas pour la constitution des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2004, la CREG a également constaté un certain nombre d'éléments dans le déroulement de la procédure qui, selon elle, s'assimilent à une forme de discrimination de prix appliquée par un détenteur de monopole. Il s'agissait des offres de prix introduites pour les services auxiliaires 'réserve primaire', 'réserve secondaire' et 'réserve tertiaire', dont le niveau de prix élevé injustifié avait été constaté par la CREG. Après examen des informations fournies par les fournisseurs de réserves primaires, secondaires et tertiaires, la CREG était d'avis qu'en dépit d'une réservation excessive, une modification inéquitable du *mix* d'apport de capacité de fourniture des réserves et d'une désoptimisation injustifiable de certaines centrales, les prix d'achat proposés étaient restés déraisonnablement élevés et répartis comme suit à concurrence de 13.159.783,57 EUR :

- réserve primaire : 9.206.643,57 EUR ;
- réserve secondaire : 2.500.000,00 EUR ;
- réserve tertiaire : 1.453.140,00EUR.

25. En raison de l'adaptation et du rejet de ces cinq postes, le budget à récupérer via les tarifs a, une nouvelle fois, été réduit de 17.904.783,57 EUR.

Les tarifs provisoires imposés par la CREG à compter du 1er janvier 2005 ont été déterminés en tenant compte de cette dernière réduction.

26. Le gestionnaire du réseau a introduit une requête en annulation au Conseil d'Etat le 22 avril 2005. Au moment de la rédaction du présent rapport, cette affaire fait toujours l'objet d'un examen.

27. Au moment de la rédaction du présent rapport, on ne sait pas encore si l'application des tarifs en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2005 ont entraîné un bonus ou un malus au sens de l'article 24 de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

Les tarifs du réseau de transport en 2005

28. Compte tenu des trois renouvellements consécutifs, les tarifs provisoires imposés par la CREG à compter du 1er janvier 2005 ont été *de facto* en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2005 complet.
Cette partie du rapport se compose, d'une part, de l'aperçu des tarifs appliqués (avec une comparaison du niveau tarifaire de l'exercice d'exploitation 2004) et, d'autre part, de l'impact chiffré de ces tarifs sur les clients, calculé par le biais de l'utilisation de profils de clients types.

III.1 LES TARIFS QUI ÉTAIENT EN VIGUEUR AU COURS DE L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2005

III.1.1. *Tarifs d'utilisation du réseau*

29. Les tarifs d'utilisation du réseau de transport ont évolué comme suit depuis l'exercice d'exploitation 2004.

(i) Tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire (EUR/kW/ année)

30. Ce tarif couvre les coûts de capacité et d'infrastructure du réseau de transport d'électricité. La 'souscription' d'une partie de cette capacité comporte donc un coût de réservation, basé sur les coûts de capacité (en fonction de la puissance en kW) et non sur l'énergie (kWh) globalement transportée, et donc variable. Ce tarif couvre environ 64% du budget total à récupérer par le gestionnaire du réseau via les tarifs.

Tableau 1: les tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire

		tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
Tableau 1 : **Tarif de la puissance souscrite et complémentaire**				
En réseau 380/220/150 kV				
Année		16,0048	13,5561	-18,06%
Mois	Hiver – Heures Pleines	0,9720	0,8138	-19,44%
	Hiver – Heures Creuses	0,5558	0,4949	-12,31%
	Hiver – Weekend	0,3707	0,3201	-15,81%
	Eté – Heures Pleines	0,7203	0,6421	-12,18%
	Eté – Heures Creuses	0,4781	0,4314	-10,83%
	Eté – Weekend	0,3229	0,2804	-15,16%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV				
Année		22,8622	19,6086	-16,59%
Mois	Hiver – Heures Pleines	1,4187	1,2009	-18,14%
	Hiver – Heures Creuses	0,7988	0,7190	-11,10%
	Hiver – Weekend	0,5307	0,4611	-15,09%
	Eté – Heures Pleines	1,0376	0,9311	-11,44%
	Eté – Heures Creuses	0,6825	0,6190	-10,26%
	Eté – Weekend	0,4577	0,4021	-13,83%
En réseau 70/36/30 kV				
Année		33,6622	28,2961	-18,96%
Mois	Hiver – Heures Pleines	2,1230	1,7551	-20,96%
	Hiver – Heures Creuses	1,1856	1,0455	-13,40%
	Hiver – Weekend	0,7825	0,6625	-18,11%
	Eté – Heures Pleines	1,5322	1,3339	-14,87%
	Eté – Heures Creuses	0,9997	0,8821	-13,33%
	Eté – Weekend	0,6661	0,5717	-16,51%
A la sortie des transformations vers MT				
Année		39,2340	32,6058	-20,33%
Mois	Hiver – Heures Pleines	2,4657	2,0280	-21,58%
	Hiver – Heures Creuses	1,3996	1,2082	-15,84%
	Hiver – Weekend	0,9132	0,7650	-19,37%
	Eté – Heures Pleines	1,7847	1,5309	-16,58%
	Eté – Heures Creuses	1,1686	1,0105	-15,65%
	Eté – Weekend	0,7740	0,6585	-17,54%

Remarques:

(i) Pour les prélèvements couverts par la production locale, le prix de la puissance souscrite est réduit de 30%. Seule une formule de souscription par année s'applique pour une telle disposition ;

(ii) S'agissant de la puissance complémentaire constatée *ex post* par Elia, une augmentation tarifaire de 15% est appliquée sur le prix normal des puissances complémentaires, en fonction du moment de leur prélèvement.

(ii) Tarif de la gestion du système (EUR / MWh)

Tableau 2 2° Tarif de la Gestion du Système	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	0,1947	0,3862	49,59%
A la sortie des transformations vers 70/36/30 kV	0,2644	0,5489	51,83%
En réseau 70/36/30 kV	0,3882	0,8399	53,78%
A la sortie des transformations vers MT	0,4666	0,9101	48,73%

III.1.2. *Tarifs des services auxiliaires*

31. Les tarifs des services auxiliaires ont évolué comme suit depuis l'exercice d'exploitation 2004.

(i) Tarif du réglage primaire de la fréquence, du réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge et tarif du service de *black-start*

Tableau 3: les tarifs du réglage primaire de la fréquence, du réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge et tarif du service de *black-start* (EUR/MWh)

Tableau 3	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
3° Tarif du réglage primaire de la fréquence, du réglage de l'équilibre secondaire au sein de la zone de réglage belge et du service de black start (y compris la compensation des pertes (en €/MWh prélevé)			
Hiver			
Heures pleines			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,9157	1,3215	-44,96%
En réseau 70/36/30 kV	2,0928	1,7694	-18,28%
A la sortie des transformations vers la MT	2,4117	1,7861	-35,03%
Heures Creuses			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7569	1,2707	-38,26%
En réseau 70/36/30 kV	1,8206	1,4755	-23,39%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9352	1,4913	-29,77%
Week-end			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7578	1,2408	-41,67%
En réseau 70/36/30 kV	1,8222	1,3561	-34,37%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9380	1,3691	-41,55%
Été			
Heures Pleines			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,8998	1,3220	-43,71%
En réseau 70/36/30 kV	2,0655	1,6467	-25,43%
A la sortie des transformations vers la MT	2,3639	1,6968	-39,32%
Heures Creuses			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7570	1,2674	-38,63%
En réseau 70/36/30 kV	1,8207	1,4534	-25,27%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9354	1,4729	-31,40%
Week-end			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7485	1,2470	-40,22%
En réseau 70/36/30 kV	1,8061	1,3583	-32,97%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9099	1,3725	-39,15%

(ii) Tarif du réglage de la tension et de l'énergie réactive

Tableau 4: Tarif du réglage de la tension et de l'énergie réactive (EUR/MWh)

Tableau 4 4° Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
Hiver			
Heures pleines			
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339	1,97%
Heures Creuses			
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339	1,97%
Week-end			
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339	1,97%
Été			
Heures Pleines			
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339	1,97%
Heures Creuses			
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339	1,97%
Week-end			
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103	2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339	1,97%

(iii) Tarif de la levée des congestions

Tableau 5: les tarifs de la levée des congestions (EUR / MWh)

Tableau 5 5° Tarif de la levée des congestions	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposes Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	0,0568	0,0905	37,24%
A la sortie des transformations vers 70/36/30 kV	0,0710	0,1129	37,11%
En réseau 70/36/30 kV	0,0710	0,1129	37,11%
A la sortie des transformations vers la MT	0,0710	0,1129	37,11%

III.1.3. Tarifs des impôts, prélèvements, surcharges et contributions

32. Les tarifs des impôts, prélèvements, surcharges et contributions ont évolué comme suit:

(i) La cotisation fédérale

La composition de cette cotisation fédérale et le montant de celle-ci sont repris aux tableaux 6 à 11 inclus.

Tableau 6. Cotisation fédérale: le tarif de la composante *'Financement de la CREG' (EUR/MWh)*

Tableau 6 Cotisation fédérale 'CREG'	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	0,0868	0,1041	16,62%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0868	0,1041	16,62%
En réseau 70/36/30 kV	0,0868	0,1041	16,62%
A la sortie des transformations vers la MT	0,0868	0,1041	16,62%

Tableau 7. Cotisation fédérale: tarif de la composante '*Financement des obligations résultant de la dénucléarisation des sites nucléaires BP1 et BP2 de Mol-Dessel*' (EUR/MWh)

Tableau 7 Cotisation fédérale Composante 'financement des obligations dénucléarisation'	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	0,7176	0,6615	-8,48%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,7176	0,6615	-8,48%
En réseau 70/36/30 kV	0,7176	0,6615	-8,48%
A la sortie des transformations vers la MT	0,7176	0,6615	-8,48%

Tableau 8. Cotisation fédérale: tarif de la composante **'***Financement de la politique fédérale en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre*'

Tableau 8 Cotisation fédérale Composante 'financement de la diminution des gaz à effet de serre'	**tarifs imposés Elia 2004**	**tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005**	**Evolution 2005/ 2004 %**
En réseau 380/220/150 kV	0,3225	0,3132	-2,97%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,3225	0,3132	-2,97%
En réseau 70/36/30 kV	0,3225	0,3132	-2,97%
A la sortie des transformations vers la MT	0,3225	0,3132	-2,97%

Tableau 9. Cotisation fédérale: Tarif de la composante '*Financement de l'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies*'

Tableau 9 Cotisation fédérale Composante 'financement de l'aide sociale'	**tarifs imposés Elia 2004**	**tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005**	**Evolution 2005/ 2004 %**
En réseau 380/220/150 kV	0,3216	0,3206	-0,31%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,3216	0,3206	-0,31%
En réseau 70/36/30 kV	0,3216	0,3206	-0,30%
A la sortie des transformations vers la MT	0,3216	0,3206	-0,31%

Tableau 10. Cotisation fédérale: Tarif total de la cotisation fédérale *(EUR/MWh)*

Tableau 10 Cotisation fédérale TOTAL	**tarifs imposés Elia 2004**	**tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005**	**Evolution 2005/ 2004 %**
En réseau 380/220/150 kV	1,4485	1,3994	-3,51%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,4485	1,3994	-3,51%
En réseau 70/36/30 kV	1,4485	1,3994	-3,51%
A la sortie des transformations vers la MT	1,4485	1,3994	-3,51%

Tableau 11. Cotisation fédérale: exonération *(EUR/MWh)*

Tableau 11 Cotisation fédérale Exoneration	**tarifs imposés Elia 2004**	**tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005**	**Evolution 2005/ 2004 %**
En réseau 380/220/150 kV	1,0401	0,9747	-6,71%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,0401	0,9747	-6,71%
En réseau 70/36/30 kV	1,0401	0,9747	-6,71%
A la sortie des transformations vers la MT	1,0401	0,9747	-6,71%

(ii) La surcharge ‘Clients protégés’

Suite à l’arrêté royal du 22 décembre 2003 fixant les modalités de financement du coût réel net résultant de l'application de prix maximaux pour la fourniture d'électricité aux clients protégés résidentiels, une surcharge ‘Clients protégés’ supplémentaire a été instaurée à compter du 1 janvier 2004.
Le montant de celle-ci est repris au tableau 12.

Tableau 12. La surcharge ‘Clients protégés’ *(EUR/MWh)*

Tableau 12 Surcharge Clients protégés	**tarifs imposés Elia 2004**	**tarifs imposés Elia jusqu'au 30/09/2005**	**Evolution 2005/ 2004 %**
En réseau 380/220/150 kV	0,2021	0,3176	36,37%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2021	0,3176	36,37%
En réseau 70/36/30 kV	0,2021	0,3176	36,37%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2021	0,3176	36,37%

(iii) La surcharge pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie ne s'applique qu’aux prélèvements en Région flamande

Tableau 13: Tarif de la surcharge des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Tableau 13 Surcharge Utilisation rationnelle de l'énergie Région flamande	**tarifs imposés Elia 2004**	**tarifs imposés Elia 2005**	**Evolution 2005/ 2004 %**
En réseau 380/220/150 kV	n.a.	n.a.	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0769	0,0756	-1,72%
En réseau 70/36/30 kV	0,0769	0,0756	-1,72%
A la sortie des transformations vers la MT	0,0769	0,0756	-1,72%

(iv) La surcharge pour l'utilisation du domaine public est en vigueur depuis 1er janvier 2004, mais uniquement pour les prélèvements en Région flamande

Tableau 14: tarif de la surcharge en matière d'utilisation du domaine public (EUR/MWh)

Tableau 14 Surcharge Utilisation du domaine public Région flamande	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	n.a.	n.a.	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000	0,0000	
En réseau 70/36/30 kV	0,0000	0,0000	
A la sortie des transformations vers la MT	0,0000	0,0000	

(v) La surcharge pour l'utilisation du domaine public est en vigueur depuis 1er janvier 2004, mais uniquement pour les prélèvements en Région wallonne

Tableau 15: tarif de la surcharge en matière d'utilisation du domaine public (EUR/MWh)

Tableau 15 Surcharge Utilisation du domaine public Région wallonne	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	n.a.	n.a.	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2956	0,2351	-25,73%
En réseau 70/36/30 kV	0,2956	0,2351	-25,73%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2956	0,2351	-25,73%

(vi) La surcharge pour la couverture de la rétribution de la taxe de voirie est en vigueur depuis le 1er juillet 2004 et s'applique uniquement aux prélèvements effectués en Région de Bruxelles-capitale

Tableau 16: tarif de la surcharge pour la couverture de la rétribution de la taxe de voirie (EUR/MWh).

Tableau 16 Surcharge Utilisation du domaine public Région de Bruxelles-Capitale	tarifs imposés Elia 2004	tarifs imposés Elia 2005	Evolution 2005/ 2004 %
En réseau 380/220/150 kV	2,5729	2,6400	2,54%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	2,5729	2,6400	2,54%
En réseau 70/36/30 kV	2,5729	2,6400	2,54%
A la sortie des transformations vers la MT	n.a.	n.a.	

II.2. L'IMPACT DES TARIFS SUR LES CLIENTS

33. Afin de permettre une comparaison entre les niveaux de prix successifs, un calcul des coûts annuels pour certains types de clients a été simulé ci-dessous. Dans ce cadre, il a été fait usage de profils de clients standards qui, selon le gestionnaire du réseau de transport, sont représentatifs des clients du réseau de transport. Les profils de clients varient notamment en fonction du prélèvement d'énergie annuel, de la puissance de pointe et de la durée du prélèvement.

Afin d'améliorer la comparabilité, les coûts ont été expurgés des montants des prélèvements et des surcharges.

Tableau 21: description des profils de clients utilisés

Clients types	Niveau de tension	Puissance maximale	Consommation d'énergie (GWh)	Durée d'utilisation (h)
1	380/220/150 kV	75	420	5600
2	Transf. 70/36/30 kV	25	145	5800
3	70/36/30 kV	2,5	13,5	5400

34. Les coûts annuels totaux exprimés en euros (hors montants pour les prélèvements, les surcharges et la Taxe sur la Valeur Ajoutée) ont évolué comme indiqué dans le tableau 22.

Tableau 22: évolution des tarifs à acquitter par le client du réseau de transport

Période	Client type 1 (EUR/an)	Client type 2 (EUR/an)	Client type 3 (EUR/an)
L'année 2001 sur la base des tarifs indicatifs de CPTE	3.064.600	1.425.850	191.635
L'année 2002 pour 9 mois aux barèmes indicatifs de CPTE et pour 3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003	2.909.272	1.337.762	177.975
L'année 2003 (3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003 et 9 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	2.332.492	999.018	129.763
L'année 2004 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	2.090.928	915.234	121.253
L'année 2005 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	1.778.840	798.427	109.266

35. La diminution relative du coût annuel par rapport à l'exercice d'exploitation 2004 est reprise ci-dessous.

Tableau 23: évolution relative du coût annuel à payer par le client du réseau de transport (2003 = 100%)

Période	Client type 1 %	Client type 2 %	Client type 3 %
L'année 2005 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	-14,92%	-12,76%	-9,97%

36. La diminution exprimée en pourcentage par rapport à l'année de référence 2001 figure au tableau 24.

Tableau 24: évolution relative du coût annuel à payer par le client du réseau de transport (2001 = 100%)

Période	Client type 1 %	Client type 2 %	Client type 3 %
L'année 2001 sur la base des tarifs indicatifs de CPTE	100,00	100,00	100,00
L'année 2002 pour 9 mois aux barèmes indicatifs de CPTE et pour 3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003	94,93	93,82	92,87
L'année 2003 (3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003 et 9 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	76,11	70,06	67,71
L’année 2004 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	68,23	64,19	63,27
L’année 2005 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	58,04	56,00	57,02

CONSTATATIONS ET CONCLUSIONS

37. Sur le plan de la procédure, en ce qui concerne les tarifs au cours de l'exercice d'exploitation 2005, la CREG constate que :

(i) tant les procédures fixées par le législateur que celles développées par le régulateur lui-même ont été suivies correctement par le gestionnaire du réseau et par la CREG ;

(ii) la succession des tarifs provisoires, qui ne sont valables qu'au cours d'une période de trois mois, entraîne non seulement un alourdissement de la charge de travail pour le gestionnaire de réseau et le régulateur, mais s'avère également préjudiciable pour les autres acteurs du marché. Ces derniers doivent en effet pouvoir évaluer l'évolution de ces tarifs sur une période plus longue (pouvant excéder dans certains cas une année), en vue de déterminer leur stratégie à long terme et de pouvoir proposer des contrats de plus d'un an. C'est pourquoi la CREG prône également la mise en place de tarifs pluriannuels. La loi du 1er juin 2005 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité offre toutefois une vue d'ensemble concrète à ce sujet.

38. Sur le fond, la CREG constate que :

(i) les premiers tarifs du réseau de transport régulés par la CREG présentaient un caractère provisoire (valables pour des périodes successives de trois mois) et imposés (par la CREG). Au cours de cette année, le gestionnaire de réseau n'a pas été en mesure de se conformer suffisamment aux demandes d'adaptation formulées par le régulateur (comme en témoigne le recours au Conseil d'Etat introduit contre la décision tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2005), mais n'a, par contre, pas dû adapter de nouveaux éléments devant permettre à la CREG d'adapter son point de vue dans la décision concernée ;

(ii) le transfert, à compter du 1er octobre 2005, de la perception de la cotisation fédérale du gestionnaire du réseau aux fournisseurs offre une solution à un certain nombre de problèmes. La CREG a fourni une contribution importante dans ce cadre en affectant un montant de 28.000.000,00 EUR de l'*excédent* de

facturation pour l'exercice d'exploitation 2004 afin de ne pas interrompre le financement des fonds concernés ;

(iii) ses efforts soutenus au niveau de la régulation de l'activité de transport ont continué à porter leurs fruits : l'évaluation critique permanente par la CREG du caractère raisonnable de ces coûts et du caractère équitable de la rémunération des capitaux investis a généré une réduction substantielle des charges en 2005 également. Le Tableau 24 figurant au paragraphe 36 du présent rapport atteste d'une baisse des charges tarifaires (hors prélèvements, surcharges et TVA) pour les clients concernés de l'ordre de 42 à 44% par rapport à l'exercice 2001.

39. L'attention que la CREG accorde à ce processus de maîtrise des coûts et d'amélioration de l'efficacité est bien évidemment permanente.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Guido Camps	Christine Vanderveeren
Directeur	Président du Comité de direction