



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION

(B)151203-CDC-658E/36

relative à

“la demande d’approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2016-2019”

adoptée en application de l’article 12, § 7 et de l’article 23, § 2, alinéa 2, 14°, de la Loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité

3 décembre 2015

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	5
LEXIQUE EXPLICATIF	7
I. FONDEMENT JURIDIQUE	10
II. LA PROCEDURE	12
II.1 Antécédents.....	12
II.2 Procédure suivie et exhaustivité du dossier	15
III. ANALYSE DES INVESTISSEMENTS, DES HYPOTHÈSES PRISES EN COMPTE POUR L'ÉTABLISSEMENT DE LA PROPOSITION TARIFAIRE, ET DES RÉSERVES FORMULÉES PAR ELIA.....	17
III.1 Analyse des investissements et des désinvestissements.....	17
III.2 Analyse des hypothèses prises en compte par Elia	20
III.3 Analyse des réserves formulées par Elia	21
IV. ANALYSE DU REVENU TOTAL PROPOSÉ	25
IV.1 Le revenu total proposé 2016-2019	25
IV.2 Constats généraux.....	27
IV.3 Constats relatifs à la séparation entre activités régulées et non- régulées	28
IV.4 Constats relatifs aux coûts non gérables	29
IV.4.1 Les amortissements et les dépréciations	29
IV.4.2 L'utilisation des services auxiliaires.....	31
IV.4.3 L'utilisation de l'infrastructure appartenant à des tiers.....	33
IV.4.4 Les charges de pensions	35
IV.4.5 L'impôt des sociétés	36
IV.4.6 Les autres impôts et taxes	39
IV.4.7 Les plus-values et moins-values	43
IV.4.8 Les charges et produits financiers	45
IV.4.9 Les coûts relatifs aux interconnexions	47
IV.4.10 Les transferts entre le compte de résultats et le bilan	49

IV.4.11	Produits divers non-gérables	51
IV.5	Constats relatifs aux coûts gérables	52
IV.5.1	Inflation.....	52
IV.5.2	Les coûts relatifs à l'achat de biens et de services.....	52
IV.5.3	Les coûts des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes.....	59
IV.5.4	Produits en réduction des coûts gérables	66
IV.6	Constats relatifs aux coûts influençables	70
IV.6.1	Coûts de réservation des réserves de puissances primaires (R1 ou FCR) et secondaires (R2 ou aFRR).....	71
IV.6.2	Les coûts des réserves tertiaires (R3 ou mFRR)	74
IV.6.3	Les pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires	77
IV.7	Constats relatifs à la rémunération d'Elia	83
IV.7.1	La marge équitable	84
IV.7.2	Les incitants.....	88
V.	ANALYSE DES VOLUMES DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE PRIS EN COMPTE PAR ELIA.....	91
V.1	Principes de base liés à l'énergie.....	91
V.1.1	Energie prélevée par les charges	92
V.1.2	Energie nette injectée.....	94
V.1.3	Energie nette prélevée	94
V.1.4	Avis de la CREG	95
V.2	Principes de base liés à la puissance	95
V.2.1	La pointe annuelle.....	95
V.2.2	La pointe mensuelle	98
VI.	L'ALLOCATION DU REVENU TOTAL AUX TARIFS.....	100
VI.1	Constats de la CREG relatifs à l'allocation des coûts.....	100
VI.1.1	Points d'attention de la CREG	100
VI.1.2	Allocation du revenu total aux services et tarifs individuels	105

VI.1.3	Allocation des coûts au prélèvement et/ou à l'injection	106
VII.	ANALYSE DES TARIFS ET DES MODALITÉS TARIFAIRES PROPOSÉS	118
VII.1	Constats de la CREG relatifs à la structure tarifaire, à l'ensemble des tarifs proposés et aux charges tarifaires.....	118
VII.2	Constats de la CREG relatifs aux tarifs individuels	121
VII.2.1	Tarifs de raccordement.....	121
VII.2.2	Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau....	122
VII.2.3	Neutralisation des volumes injectés pour l'application des tarifs sur la pointe annuelle et la pointe mensuelle	122
VII.2.4	La période tarifaire de pointe annuelle	124
VII.2.5	Tarifs pour la gestion du système électrique	130
VII.2.6	Tarifs de compensation des déséquilibres	130
VII.2.7	Les tarifs pour l'intégration du marché	144
VII.2.8	Tarifs pour les obligations de service public.....	145
VIII.	LES SURCHARGES	157
IX.	RÉSERVE GÉNÉRALE.....	159
X.	DISPOSITIF	160
ANNEXE 1	165
ANNEXE 2	165

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la demande d'approbation de la proposition tarifaire 2016-2019 adaptée pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, introduite le 9 novembre 2015 par Elia System Operator S.A. (ci-après : « Elia»). Elia a soumis cette Proposition tarifaire adaptée suite au Projet de décision¹ de la CREG du 9 octobre 2015.

Outre la table des matières, l'introduction et le lexique explicatif, la présente décision se décline en dix parties:

- 1) la première partie contient le fondement juridique sur lequel la CREG se base pour établir cette décision ;
- 2) la procédure suivie est décrite dans la deuxième partie ;
- 3) dans la troisième partie, la CREG traite l'analyse des investissements, des hypothèses prises en compte pour l'établissement de la Proposition tarifaire, et des réserves formulées par Elia ;
- 4) le revenu total proposé est analysé dans la quatrième partie ;
- 5) les volumes de puissance et d'énergie présumés par Elia sont traités dans la cinquième partie ;
- 6) l'allocation du revenu total aux tarifs est analysée dans la sixième partie ;
- 7) l'analyse des tarifs et des modalités tarifaires proposés est abordée dans la septième partie ;
- 8) la CREG traite les surcharges dans la huitième partie ;
- 9) une réserve générale est formulée dans la neuvième partie ;
- 10) le dispositif de cette décision figure dans la dixième et dernière partie.

¹ CREG, Projet de décision (B)151009-CDC-658E/36 relatif à *la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2016-2019*, 9 octobre 2015

Dans chacune des parties précitées, la CREG vérifie et évalue les suites données par Elia aux demandes d'adaptation formulées par la CREG dans son Projet de décision du 9 octobre 2015. La Proposition tarifaire devait être adaptée sur les points problématiques avant de pouvoir être approuvée, à moins que la CREG n'ait, dans son évaluation finale, été convaincue par le raisonnement de ou les montants avancés par Elia.

Le Comité de direction de la CREG a adopté la présente décision lors de sa réunion du 3 décembre 2015.

////

LEXIQUE EXPLICATIF

« **CREG** »: la commission de régulation de l'électricité et du gaz telle que décrite dans l'article 23 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

« **Loi du 29 avril 1999** » ou « **Loi électricité** » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

« **Elia** » : Elia System Operator S.A. qui à compter du 17 septembre 2002 a été désignée gestionnaire au niveau fédéral du réseau de transport dans l'article 10, § 1, de la loi du 29 avril 1999. Elia System Operator S.A. dispose également des licences nécessaires des trois régions pour les réseaux d'électricité d'une tension entre 30 kV et 70 kV. Tous les réseaux d'électricité qu'elle gère ont de ce fait une fonction de transport.

« **Méthodologie tarifaire** » : la méthodologie visée à l'article 12, § 2 de la Loi électricité et établie par la CREG dans son arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 du 18 décembre 2014 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport et consultable² sur le site Web de la CREG.

Cette méthodologie, y compris le revenu total et les tarifs du réseau, se rapporte à la zone de réglage belge: celle-ci couvre le territoire belge (à l'exception d'une partie du réseau du gestionnaire du réseau de distribution AIESH) et une partie du Grand-duché de Luxembourg.

En raison du maillage élevé des réseaux électriques belges, le périmètre du gestionnaire du réseau national de transport pour l'électricité ne se limite pas aux réseaux dont le niveau de tension est supérieur à 70.000 Volts; tous les autres réseaux dont Elia assure la gestion ont également une fonction de transport.

C'est pourquoi l'infrastructure complète du réseau doté d'une fonction de transport est gérée comme étant une unité technique unique. La méthodologie s'applique dès lors à toutes les activités régulées du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, quel que soit le niveau de tension.

² Site web de la CREG : <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1109-7FR.pdf>

« **Méthodes tarifaires provisoires** » : La version coordonnée de l'arrêté de la CREG (Z)111124-CDC-1109/1 fixant les méthodes de calcul provisoires et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès au réseau d'électricité ayant une fonction de transport, visée comme mesure transitoire jusqu'à l'adoption de la méthodologie tarifaire.

« **Proposition tarifaire** » : l'ensemble des documents visés à l'article 12, § 6 de la Loi électricité et à l'article 2 de la méthodologie tarifaire, rédigés conformément au Modèle de rapport *ex ante*. Ainsi, la Proposition tarifaire comprend le revenu total estimé, tous les tarifs soumis à l'approbation de la CREG (à savoir, d'une part, les tarifs de transport et, d'autre part, les tarifs pour obligations de service public) et toutes autres informations nécessaires pour contrôler et évaluer les deux éléments susmentionnés.

« **Proposition tarifaire adaptée** » : la Proposition tarifaire visée dans l'article 4, § 3, alinéa 3, de l'Accord du 25 août 2014.

« **Proposition tarifaire rectifiée 2012-2015** » : la Proposition tarifaire 2012-2015 pour le réseau de transport d'électricité tel que rectifiée par Elia suite à l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013.

« **Modèle de Rapport** » : les tableaux et directives visés en Annexe 1 de la Méthodologie tarifaire, qui ont pour objectif de rationaliser les rapports tarifaires entre Elia et la CREG.

Dans un acte de la CREG présentant un caractère *ex ante*, comme le présent acte, dont l'objectif est de prendre une décision sur les tarifs de réseau proposés avant le début de la période régulatoire, le "Modèle (de rapport) *ex ante*", également consultable sur le site Web de la CREG³, est utilisé.

« **Rapport tarifaire** » : rapport comportant les valeurs réelles des différents éléments du revenu total et la comparaison avec les montants budgétés dans la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation. Cette comparaison donne lieu aux soldes découlant des différences entre le revenu total approuvé (coûts et produits) et les résultats comptables réalisés. Les différences (positives ou négatives) résultant d'un écart dans les ventes ou les volumes en comparaison avec ce qui était prévu dans le budget font partie des soldes.

³ Site web de la CREG : <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/DossierAdmin/E-13-LignesDirectricesExAnte.pdf> et <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/DossierAdmin/E-13-ModeleDeRapportExAnte.pdf>

Le revenu total et les soldes sont calculés sur la base de la consolidation des données financières réelles de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de la SA ELIA ASSET et de la SA ELIA ENGINEERING et est rédigé conformément au cadre de référence comptable en vigueur en Belgique.

Il ne faut pas confondre le rapport tarifaire avec le rapport annuel d'Elia (par exemple pour 2014, comme disponible au site web de Elia dès 10 avril 2015) et avec les comptes annuels consolidés d'Elia (qui ont été approuvés le 19 mai 2015 par l'assemblée générale des actionnaires et déposés auprès de la Banque nationale de Belgique) : les documents précités sont établis en conformité avec les International Financial Reporting Standards telles qu'adoptées dans l'Union européenne. Les bases de consolidation de ces rapports financiers sont par conséquent différentes des principes utilisés lors de l'élaboration du rapport tarifaire⁴.

Dans un acte de la CREG présentant un caractère *ex post*, comme un rapport tarifaire, dont l'objectif est de prendre une décision sur le revenu total réel et l'application réelle des tarifs de réseau approuvés, donc à l'issue de chaque année de la période régulatoire concernée, le "Modèle (de rapport) *ex post*", également consultable⁵ sur le site Web de la CREG, est utilisé.

« **Transfer Pricing Policy** » : L'accord avec Elia approuvé par la CREG le 11 janvier 2010 et comprenant quatre cas de figure : TP0, TP1, TP2, TP3, TP4. Le TP1 concernait des travaux pour compte de tiers en Belgique. Le TP2 concernait des travaux pour compte de tiers à l'étranger. Le TP3 concernait les participations financières Elia qui sont considérées comme régulées en Belgique. Le TP4 concernait les participations financières d'Elia considérées comme non-régulées en Belgique. Le TP0 concernait les autres activités de gestionnaire de réseau en Belgique. A partir du 1^{er} janvier 2016, cet accord est remplacé par différentes dispositions reprises dans la méthodologie tarifaire.

⁴ Cette différence a été confirmée par la Commission Bancaire, Financière et des Assurances (de l'époque) dans son courrier du 16 août 2010 : « Lors de l'examen [...], le Comité de Direction de la CBFA a constaté la coexistence de deux logiques, l'une présidant à l'établissement des comptes consolidés et l'autre sous-tendant la fixation des tarifs ».

⁵ Site web de la CREG: <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/DossierAdmin/E-13-LignesDirectricesExPost.pdf> et <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/DossierAdmin/E-13-ModeleDeRapportExPost.pdf>

I. FONDEMENT JURIDIQUE

1. L'article 12, § 6, de la Loi électricité dispose que « *le gestionnaire du réseau établit la proposition tarifaire dans le respect de la méthodologie tarifaire établie par la commission et introduit celle-ci dans le respect de la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs* ».

L'article 12, § 2, de la Loi électricité prévoit que la CREG établit la méthodologie tarifaire devant être utilisée par le gestionnaire de réseau pour l'établissement de sa proposition tarifaire, en concertation avec ce gestionnaire, et suivant une procédure déterminée d'un commun accord, à défaut de quoi la Loi électricité fixe une procédure minimale de concertation à respecter.

A cette fin, le 12 février 2014, la CREG et la SA Elia System Operator ont conclu un accord relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité. Cet accord a été modifié le 12 juin 2014.

Le 18 décembre 2014, la CREG a adopté un arrêté (Z)141218-CDC-1109/7, fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. Cet arrêté est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2015 (art. 49). L'article 47 de la Méthodologie tarifaire a abrogé les Méthodes tarifaires provisoires.

2. L'article 12, § 7, de la Loi électricité prévoit que « *la commission examine la proposition tarifaire, décide de l'approbation de celle-ci et communique sa décision motivée au gestionnaire dans le respect de la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs* ».

3. L'article 12, § 8, de la Loi électricité prévoit que cette procédure fait l'objet d'un accord entre la CREG et le gestionnaire du réseau et qu'à défaut, une procédure prévue par la loi est d'application.

La procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs a été convenue entre la CREG et la SA Elia System Operator le 25 août 2014.

4. L'article 12ter de la Loi électricité dispose comme suit :

« Art. 12ter. La commission motive et justifie pleinement ainsi que de manière circonstanciée ses décisions en matière tarifaire, tant au niveau des méthodologies tarifaires que des propositions tarifaires, afin d'en permettre le contrôle juridictionnel. Lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation reprend tous les éléments qui justifient cette décision.

Lorsque ces décisions reposent sur une comparaison, la motivation comprend toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison.

En vertu de son obligation de transparence et de motivation, la commission publie, sur son site Internet, les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions en vertu des articles 12 à 12quinquies, ainsi que tout acte préparatoire, rapport d'experts, commentaire des parties consultées y afférents. Elle assure cette publicité en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel. La commission établit à cette fin, après consultation des entreprises d'électricité concernées, des lignes directrices identifiant les informations tombant dans le champ de la confidentialité.

La commission joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées. »

Les lignes directrices de la CREG concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel, visées par l'article 12ter, alinéa 3, ont été fixées par la CREG par une décision [B]140828-CDC-1336, du 28 août 2014⁶.

5. L'article 23, § 2, alinéa 2, 14°, de la Loi électricité prévoit que la CREG exerce les compétences tarifaires visées aux articles 12 à 12quinquies.

6. Les articles 12, § 7, et 23, § 2, alinéa 2, 14°, constituent le fondement juridique de la présente décision.

⁶ Lignes directrices en matière tarifaire (R)140828-CDC-1136 concernant « les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel ». Ce document est disponible sur le site web de la CREG : http://www.creg.info/pdf/Lignes_Directrices/R1336FR.pdf

II. LA PROCEDURE

II.1 Antécédents

7. La procédure suivie pour l'introduction et le traitement de la Proposition tarifaire 2016-2019 figure dans l'accord du 25 août 2014 conclu entre la CREG et Elia, consultable sur le site Web de la CREG⁷ (ci-après : l'Accord du 25 août 2015).

8. Alors qu'auparavant cette procédure commençait généralement le 30 juin de la dernière année de la période régulatoire, la procédure d'introduction et de traitement de la proposition tarifaire a été entamée dès l'approbation de la Méthodologie tarifaire, à savoir le 14 décembre 2014. En effet, cette Méthodologie tarifaire prévoit un certain nombre d'incitants axés sur l'augmentation de la qualité de la fourniture de service d'Elia qui nécessitaient la réalisation de travaux préparatoires complémentaires.

D'une part, il s'agissait de l'élaboration des modalités d'application concrètes qui, en application de l'article 23 de la Méthodologie tarifaire, devait aboutir à un accord entre la CREG et Elia. Cet accord, conclu le 25 juin 2015, est consultable sur le site Web de la CREG⁸.

D'autre part, Elia a élaboré après le 14 décembre 2014 une proposition dans le cadre de l'article 25, § 3 de la Méthodologie tarifaire, qui prévoit la possibilité d'octroyer des incitants particuliers pour des projets d'investissements importants et spécifiques. Lors de l'approbation de la Méthodologie tarifaire, aucune proposition n'avait en effet à ce stade été soumise à la CREG. Etant donné que la Méthodologie tarifaire prévoit que ces incitants particuliers pour des projets d'investissements importants et spécifiques y seront annexés, la CREG a organisé une consultation publique à ce sujet qui s'est déroulée du 24 août au 14 septembre 2015 inclus. Lors de sa réunion du 26 novembre 2015, le Comité de direction de la CREG a approuvé ces incitants sous la forme d'une Annexe 4 à la Méthodologie tarifaire.

9. Lors des réunions de travail du 13 mars, 24 mars et 1^{er} avril 2015, Elia a informé la CREG d'un certain nombre d'évolutions à prévoir dans sa Proposition tarifaire 2016-2019.

⁷ Site web de la CREG: <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/E-AccordProcedure-FR.pdf>

⁸ Site web de la CREG: <http://www.creg.info/pdf/Divers/Accord-Modalit%C3%A9sR%C3%A9gulationIncitativeFR.pdf>

10. Conformément à l'article 2, § 1^{er}, 2^{ème} alinéa de l'accord du 25 août 2014, Elia a organisé une consultation des entreprises d'électricité concernées sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans sa future Proposition tarifaire. Cette consultation du marché s'est déroulée du 20 avril 2015 au 4 mai 2015 inclus. Les documents soumis à la consultation sont consultables sur le site Web d'Elia⁹. Le rapport de consultation d'Elia du 30 juin 2015 a également été publié sur son site Web¹⁰.

11. Après une série de réunions de travail, la CREG et Elia ont signé le 25 juin 2015 un accord sur les modalités de la régulation incitative applicable à Elia pour la période 2016-2019 (ci-après : l'Accord du 25 juin 2015).

12. Le 25 juin 2015, la CREG a également approuvé dans sa décision (B)15025-CDC-658E/33 le solde des coûts de la classe 1 pour l'exercice 2014 et le solde cumulé total des exercices 2011, 2012, 2013 et 2014, à transférer vers les tarifs 2016-2019.

13. Le 30 juin 2015, la CREG a reçu la Proposition tarifaire d'Elia pour la période régulatoire 2016-2019. Comme le prévoit l'Accord du 25 août 2014, cette Proposition tarifaire comporte également le rapport de consultation d'Elia du 30 juin 2015 ainsi que les commentaires des parties consultées.

14. Le 16 juillet 2015, le 13 août 2015, le 16 et le 24 septembre 2015 et le 1^{er} octobre 2015, des réunions de travail ont eu lieu entre Elia et la CREG, lors desquelles le gestionnaire de réseau a fourni des explications sur sa Proposition tarifaire ou sur certains thèmes spécifiques.

15. Le 17 juillet 2015, la CREG a approuvé la Proposition tarifaire introduite par Elia en vue de la mise en application à partir du 1^{er} septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

16. Le 21 août 2015, la CREG a adressé à Elia une demande d'informations complémentaires concernant la Proposition tarifaire.

⁹ Site web d'Elia:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/20150420_MASTER-FR_Final-for-consultation.pdf

¹⁰ Site web d'Elia:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/20150630-Rapport_public_consultation_tarifs-FR.pdf

17. Le 21 septembre 2015, la CREG a reçu d'Elia la plupart des renseignements complémentaires demandés.

18. Les 21, 22, 23, 24 et 28 septembre 2015 et le 6 octobre 2015, la CREG a demandé par email à Elia certaines précisions additionnelles.

19. Le 29 septembre et les 2 et 6 octobre 2015, Elia a envoyé par email à la CREG certaines des informations demandées. La réponse d'Elia du 2 octobre comportait également une demande d'adaptation du tarif pour l'obligation de service public relative au financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre.

20. Le 2 octobre 2015, la CREG a également reçu la Proposition tarifaire d'Elia concernant la réserve stratégique pour la période hivernale.

21. Le 5 octobre 2015, Elia a fourni à la CREG et aux régulateurs régionaux une proposition d'adaptation du contrat d'accès. Ces adaptations sont nécessaires pour rendre la relation contractuelle entre Elia et les utilisateurs du réseau conforme à la nouvelle Méthodologie tarifaire (entre autres en vue de l'application de la méthode de travail adaptée en matière de puissance mise à disposition). L'objectif est qu'Elia fixe à l'automne 2015 les nouvelles conditions et arrangements contractuels avec les utilisateurs du réseau individuels.

22. Le 9 octobre 2015, le Comité de direction de la CREG a adopté le Projet de décision (B)151009-CDC-658E/36 relatif à la demande d'approbation de la Proposition tarifaire introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2016-2019 (ci-après : « le Projet de décision du 9 octobre 2015 »).

23. En application de l'article 4, § 3, 2^{ème} alinéa de l'Accord du 25 août 2014 relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des Propositions tarifaires et de modification des tarifs, la CREG a invité Elia, dans sa lettre d'accompagnement à Elia du 9 octobre 2015, à solliciter une audition le 16 octobre 2015 si elle le souhaitait.

Elia a utilisé la possibilité et a exposé lors de cette audition ses observations relatives au projet de décision du 9 octobre 2015. A cette occasion, Elia a précisé qu'elle soumettrait une Proposition tarifaire adaptée.

Le procès-verbal de cette audition est joint en annexe de la présente décision.

24. Les 21, 22, 23 et 27 octobre 2015, des réunions de travail informelles se sont tenues entre les collaborateurs d'Elia et de la CREG. Lors de ces réunions, Elia a fourni des explications sur la manière dont elle pouvait donner suite aux demandes d'adaptation de la CREG.

25. Par e-mails échangés en octobre et novembre 2015, Elia et la CREG ont respectivement demandé et reçu des clarifications supplémentaires.

26. Le 9 novembre 2015, Elia a soumis à la CREG sa Proposition tarifaire adaptée pour la période réglementaire 2016-2019.

27. Le 26 novembre 2015, le Comité de direction de la CREG a adopté l'Arrêté¹¹ fixant l'annexe 4 à la Méthodologie tarifaire.

II.2 Procédure suivie et exhaustivité du dossier

28. La CREG constate qu'elle-même et Elia ont respecté jusqu'à la date de la présente décision les étapes et les délais qui étaient prévus dans l'Accord du 25 août 2014.

Dans le Projet de décision du 9 octobre 2014, y faisaient seulement exception :

- 1) un certain nombre de facettes du processus tarifaire relatif à la réserve stratégique : dans sa Proposition tarifaire du 30 juin 2015, Elia n'a repris que des informations incomplètes sur les frais de fonctionnement liés à cette obligation de service public et n'a remis à la CREG une Proposition tarifaire séparée à ce propos que le 2 octobre 2015 ;
- 2) les problèmes tarifaires récents concernant le tarif relatif à l'obligation de service public du financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre, signalés par Elia dans une réponse du 2 octobre 2015.

¹¹ CREG, Arrêté (Z)151126-CDC-1109/9 fixant l'annexe 4 à la Méthodologie tarifaire pour le réseau de transport et les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, 26 novembre 2015.

Bien qu'elle soit consciente des problèmes particuliers survenus dans la préparation du dossier relatif à la réserve stratégique et que la décision tarifaire à ce propos ne pouvait être prise que de façon tardive, la CREG aurait cependant souhaité que ce dossier soit entièrement repris dans la Proposition tarifaire, le cas échéant avec la formulation d'une réserve supplémentaire sur les développements chiffrés.

Dans cette décision, la CREG s'est prononcée également sur les deux éléments précités.

III. ANALYSE DES INVESTISSEMENTS, DES HYPOTHÈSES PRISES EN COMPTE POUR L'ÉTABLISSEMENT DE LA PROPOSITION TARIFAIRE, ET DES RÉSERVES FORMULÉES PAR ELIA

III.1 Analyse des investissements et des désinvestissements

29. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les investissements évoluent comme le montre le tableau 1 ci-après.

Tableau 1 : Évolution des investissements en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

	Réalité 2014	Budget 2015	Proposition tarifaire Elia				Total Elia 2016-2019
			2016	2017	2018	2019	
NON repris dans les plans de développement ni d'investissements	112.876	113.651	54.224	28.558	69.532	96.170	248.484
<i>Dont</i>							
<i>Maintien</i>	71.347	69.623	20.890	2.328	20.150	41.971	85.339
<i>Redéploiement</i>	12.071	1.040	20.000	13.732	36.243	40.745	110.720
<i>Autre</i>	29.458	42.988	13.334	12.498	13.139	13.454	52.425
Plan de développement Fédéral	114.702	190.232	333.954	325.883	343.322	247.924	1.251.083
<i>Dont</i>							
<i>Maintien</i>			66.863	90.005	93.668	77.735	328.271
<i>Redéploiement</i>			62.492	57.651	39.149	29.988	189.280
<i>Intégration Européenne</i>	37.610	112.423	204.599	178.227	210.505	140.201	733.532
Plan d'investissement de la Région Flamande	16.205	16.431	18.068	16.621	21.398	9.004	65.091
Plan d'investissement Région Bruxelles-Capitale	5.227	2.561	1.647	943	3.951	5.955	12.496
Plan d'adaptation de la Région Wallonne	13.166	23.250	11.650	13.692	9.898	11.538	46.778
<i>Dont</i>							
<i>Maintien</i>	10.942	10.710	24.926	25.778	23.039	17.811	91.554
<i>Redéploiement</i>	23.476	31.532	6.439	5.478	12.208	8.686	32.811
	262.176	346.125	419.543	385.697	448.101	370.591	1.623.932

Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia n'a pas introduit de modifications.

30. La CREG constate une augmentation importante des investissements durant la période 2016-2019 par rapport aux années précédentes. Le principal inducteur est la catégorie "Intégration Européenne", qui représente 45% des investissements totaux de la période tarifaire 2016-2019.

Tableau 2: Évolution des investissements en 2014-2019

	Proposition Elia				Total Elia
	2016	2017	2018	2019	2016-2019
NON repris dans les plans de développement ou d'investissement	13%	12%	16%	26%	16%
dont					
<i>Maintien</i>	5%	6%	4%	11%	6%
<i>Redéploiement</i>	5%	3%	8%	5%	5%
<i>Autre</i>	3%	3%	3%	11%	3%
Plan de développement fédéral	80%	80%	77%	67%	76%
dont					
<i>Maintien</i>	16%	22%	21%	21%	20%
<i>Redéploiement</i>	15%	14%	9%	8%	12%
<i>Intégration Européenne</i>	49%	44%	47%	38%	45%
Plan d'investissement de la Région flamande	4%	4%	5%	2%	4%
dont					
<i>Maintien</i>	3%	3%	2%	1%	2%
<i>Redéploiement</i>	1%	1%	2%	1%	2%
Plan d'investissement Région de Bruxelles-Capitale	0%	0%	1%	2%	1%
dont					
<i>Maintien</i>	0%	0%	1%	2%	2%
<i>Redéploiement</i>	0%	0%	0%	0%	0%
Plan d'adaptation de la Région wallonne	3%	3%	2%	3%	3%
dont					
<i>Maintien</i>	3%	3%	2%	2%	3%
<i>Redéploiement</i>	0%	0%	0%	1%	0%
	100%	100%	100%	100%	100%

31. La catégorie "Intégration Européenne" réunit tous les projets relatifs au renforcement du réseau 380 kV, aux interconnexions avec les pays voisins et au raccordement des parcs éoliens offshore. Les projets figurent dans le Plan de développement fédéral du réseau de transport visé à l'article 13 de la Loi électricité et ont un intérêt essentiel pour garantir la sécurité d'approvisionnement et pour intégrer l'énergie renouvelable.

Les différentes interconnexions prévues feront sensiblement augmenter les possibilités d'importation depuis les pays voisins. Pour la Belgique (et le consommateur belge), ces investissements sont importants pour ainsi avoir accès à l'énergie la plus avantageuse économiquement via le mécanisme de couplage de marché. Les projets Brabo, Alegro et Avelin-Horta en font partie.

En outre, de nouveaux investissements viennent renforcer le réseau 380kV. Les renforcements sont nécessaires pour faire face à l'augmentation prévue de la capacité d'interconnexion, mais aussi pour permettre l'augmentation des flux de transit internationaux et le raccordement potentiel de nouvelles unités de production. Les projets Lixhe-Herderen, Mercator-Horta et Van Eyck-Zutendaal-Gramme en font partie.

Enfin, quelques grands investissements ont pour but de permettre l'intégration de l'énergie renouvelable. Le projet Stevin est nécessaire pour intégrer au réseau de haute tension l'énergie éolienne des parcs éoliens situés en mer du Nord. Par ailleurs, le projet Stevin est également nécessaire à la réalisation du projet NEMO. Le projet Stevin sera l'un des principaux projets d'Elia durant la prochaine période régulatoire.

Son coût total est estimé à 376 millions d'EUR et représente environ 23% du budget d'investissement total de la période tarifaire. Compte tenu de l'importance stratégique de cet investissement et de son coût, la CREG suivra ce projet de près.

32. Les investissements figurant dans le Plan de développement fédéral représentent au total 76% du budget d'investissement d'Elia. Outre les investissements "Intégration Européenne", des investissements pour le "maintien" et le "redéploiement" sont prévus. Tous les renforcements, raccordements et remplacements en font partie.

33. Les investissements qui ne figurent pas dans le Plan de développement fédéral et dans les plans d'investissement régionaux représentent dans leur ensemble environ 16% du budget total 2016-2019. On peut observer une hausse importante de ces investissements en 2019. La raison en est un déplacement entre les catégories résultant du fait que les plans d'investissement en vigueur ne vont pas jusqu'en 2019.

34. La CREG a analysé les investissements et constate qu'Elia a un programme d'investissement ambitieux pour la période 2016-2019. Les investissements figurant dans le Plan de développement fédéral et les plans d'investissement régionaux figurent intégralement dans la Proposition tarifaire. Après analyse des investissements proposés et de leurs coûts, la CREG constate que les coûts d'investissement sont justifiés.

35. Tant dans la Proposition tarifaire que dans la Proposition tarifaire adaptée d'Elia, les désinvestissements évoluent comme suit:

Tableau 3 : Évolution des désinvestissements en 2014-2019 (en EUR)

[CONFIDENTIEL]

Le niveau élevé de 2019 se justifie entre autres par le remplacement des conducteurs classiques par des conducteurs du type "*High Temperature Low Sag*" sur la connexion Horta-Avelin.

III.2 Analyse des hypothèses prises en compte par Elia

36. Dans l'établissement de sa Proposition tarifaire pour 2016-2019, Elia est partie d'un certain nombre d'hypothèses de travail. Celles-ci concernent:

- 1) la séparation stricte entre les activités régulées en Belgique, les autres activités d'Elia, avec si nécessaire, l'application des principes du *Transfer pricing policy* en se fondant sur les coûts salariaux standard déterminés et la compensation des coûts indirects qui y sont liés (voir également sous IV.3 infra) ;
- 2) la détermination des volumes annuels d'électricité consommée pour les utilisateurs de réseau directement raccordés (aux alentours du niveau de 2012) et des gestionnaires du réseau de distribution (en diminution depuis 2010) (voir également sous V infra) ;
- 3) la détermination des volumes annuels produits sur la base d'un parc de production centralisée disposant d'une capacité nucléaire opérationnelle de 5000 MW, ce qui correspond à l'équivalent de Doel 1 intégralement hors service, Doel 2 hors service au 31 mars 2016 et Doel 3 et Tihange 2 intégralement disponibles pour la période 2016-2019 (voir également sous V infra) ;
- 4) la détermination des volumes annuels produits de façon décentralisée sur la base du scénario PRO de l'étude « Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020 » (Flandre), de l'étude « Actualisation 200* du plan pour la Maitrise Durable de l'Énergie » (Wallonie), des détenteurs de concessions des parcs éoliens offshore, des capacités de production photovoltaïque existantes et de la capacité installée totale des unités décentralisées au moment de l'établissement de la Proposition tarifaire (voir également sous V infra) ;
- 5) un nombre limité d'heures de production pour les centrales TGV et l'augmentation qui en découle des coûts de *must run* pour la livraison des services auxiliaires (voir également sous IV.6 infra) ;
- 6) une importation nette annuelle d'électricité de 13.000 GWh en moyenne sur la période régulatoire de 2016-2019 ;
- 7) une évolution du prix attendue pour les coûts gérables de 1,40% en 2016, de 1,50% en 2017, de 1,60 % en 2018 et de 1,60 % en 2019 (voir également sous IV.5.1 infra).

37. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG avait pris note des hypothèses formulées par Elia.

38. Pendant la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia a indiqué que, bien que le régulateur n'ait pas formulé d'objection formelle contre l'hypothèse par rapport à la capacité nucléaire disponible, la CREG avait toutefois demandé des adaptations par rapport à la disponibilité supposée de 5000 MW de la capacité de production nucléaire.

La CREG est bien entendu consciente des conséquences de la disponibilité ou non d'un certain volume de capacité de production nucléaire sur le revenu total d'Elia. La CREG a toutefois préféré s'appuyer sur un certain nombre de constatations récentes relatives au fonctionnement réel du marché.

III.3 Analyse des réserves formulées par Elia

39. Dans sa Proposition tarifaire, Elia a expressément fait référence aux grands défis que le gestionnaire est amené à relever dans les années à venir, à savoir:

- accélérer l'intégration européenne du marché de l'énergie ;
- répondre aux besoins des utilisateurs du réseau ;
- maintenir en bon état un réseau vieillissant.

Le gestionnaire de réseau indique qu'un programme d'investissement ambitieux a été prévu à cet effet et qu'il a également besoin des moyens opérationnels nécessaires pour la gestion du système électrique belge.

40. En même temps, Elia relève d'importantes incertitudes qui rendent particulièrement difficile l'anticipation pour la période 2016-2019 : en illustration de ses propos, Elia mentionne l'incertitude relative à la composition du parc de production belge pour l'électricité, tant au niveau des choix politiques et des développements légaux qu'à propos des développements sur le terrain (par exemple les réacteurs nucléaires Doel 1 et Doel 2).

Elia formule pas moins de 14 réserves :

- 1) le cadre légal et réglementaire qui peut imposer des tâches et des modalités supplémentaires, tant au niveau belge qu'europpéen (par exemple les mécanismes de capacité et la création d'une « norme énergétique ») ;

- 2) l'évolution du parc de production qui peut avoir une importante répercussion sur les centrales au gaz, les coûts des capacités de réserve et l'ampleur des revenus de congestion liés aux mécanismes de capacité aux frontières ;
- 3) le problème de la sécurité d'approvisionnement, avec les éventuels mécanismes de capacité qui y sont liés et l'intégration éventuelle de la capacité de production étrangère dans le réseau belge ;
- 4) les modifications éventuelles sur le marché belge au cas où, en raison d'importantes flambées des prix (tarifs de déséquilibre de 3000 à 4500 EUR/MWh), certains responsables d'accès ne pourraient plus respecter leurs obligations financières à l'égard d'Elia ;
- 5) l'instabilité éventuelle des mécanismes de soutien pour l'énergie renouvelable et ses conséquences pour Elia qui joue souvent un rôle d'intermédiaire ;
- 6) les adaptations éventuelles à la Méthodologie tarifaire actuelle si, par exemple, le taux d'intérêt OLO continue à diminuer (et devient même négatif), mais aussi en ce qui concerne l'attrait des moyens financiers nécessaires pour permettre les investissements importants ou les conséquences du calibrage des nouveaux stimulants sur le résultat d'Elia ;
- 7) l'incertitude quant aux investissements offshore possibles dans le cadre de « la prise en mer », raison pour laquelle il n'a pas été tenu compte de tels projets dans la présente Proposition tarifaire ;
- 8) les risques de ne pas pouvoir réaliser les plans d'investissement, tant sur le plan des autorisations requises qu'en ce qui concerne la levée des moyens financiers nécessaires ;
- 9) les conséquences des évolutions du marché sur les possibilités pour Elia d'acheter un volume suffisant de services auxiliaires, à un prix suffisamment aligné aux hypothèses adoptées dans le dossier tarifaire ;
- 10) le coût résultant du fait de se voir fournir (de la part des responsables d'accès mais aussi des gestionnaires du réseau de distribution) des informations erronées ou tardives sur les déséquilibres dans l'application des systèmes d'informations proposés dans le « *near real time* » ;

- 11) une réserve générale à propos des conséquences des litiges en cours et éventuellement nouveaux, également à propos du traitement du présent dossier tarifaire ;
- 12) une réserve concernant l'incertitude quant à la faisabilité technique des solutions choisies pour un certain nombre de projets d'investissement prévus ;
- 13) la situation économique générale qui peut fortement influencer la demande d'énergie et son transport ;
- 14) une réserve sur les critères d'évaluation de la CREG quant aux coûts d'Elia pour la gestion des *stakeholders*.

41. Consciente du caractère critique et de l'incertitude concernant certains développements, la CREG prend note de la réserve étendue qu'Elia a formulée.

La CREG constate que depuis le début de la régulation par la CREG, Elia a l'habitude de consacrer une partie importante de ses Propositions tarifaires à la formulation de réserves. Force est toutefois de constater qu'Elia n'a encore jamais fait appel à ces réserves pour demander une adaptation de ces tarifs du réseau de transport.

42. La CREG avait l'impression que, depuis l'utilisation de tarifs constants pour la durée d'une période régulatoire de 4 ans, Elia était réticente à prendre elle-même l'initiative d'adapter les tarifs constants approuvés au cours de la période régulatoire

Cette adaptation a en effet créé quelques problèmes techniques lors de l'utilisation de tarifs constants nominatifs.

Il est possible que les Méthodes tarifaires provisoires comportaient également insuffisamment de certitude pour Elia quant à l'acceptation par la CREG d'une demande d'adaptation d'Elia : elles ne comportaient en effet pas de droit d'initiative explicite pour le gestionnaire de réseau concernant d'éventuelles adaptations.

Néanmoins, ce constat n'est plus de mise. En effet, l'accord du 25 août 2014 relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des Propositions tarifaires et de modification des tarifs prévoit expressément à l'article 8 la possibilité, tant pour le gestionnaire de réseau que pour la CREG, de prendre une initiative tarifaire pour le cas où les tarifs ne seraient plus proportionnels ou ne pourraient plus être appliqués de façon non discriminatoire. En outre, cas où une nouvelle activité régulée est développée ou une activité existante est adaptée, Elia peut introduire une Proposition tarifaire actualisée (article 9), tout comme en cas d'obligations de service public nouvelles ou fortement modifiées (article 10).

Par ailleurs, des éventuelles adaptations tarifaires semblent davantage réalisables en cours de période car les tarifs constants nominatifs ne sont désormais plus utilisés et ont été remplacés par des tarifs changeant chaque année (certes publiés lors de la première décision tarifaire).

43. La CREG a surtout confiance dans la capacité d'Elia à attirer les capitaux financiers nécessaires, que ce soit sous la forme de fonds propres ou empruntés. Pour les fonds propres, l'annexe 4 de la Méthodologie tarifaire, approuvée le 26 novembre 2015 par le Comité de direction de la CREG, offre une garantie claire. Pour ce qui est d'attirer les fonds empruntés, la CREG relève l'intérêt manifeste¹² des marchés financiers, tant sur le plan du carnet d'ordres que de la marge de crédit, pour l'émission récente de 500 millions EUR d'obligations.

44. La CREG prend également acte du message clair d'Elia dans sa réserve générale formulée à la première page de sa Proposition tarifaire du 30 juin 2015 :

« Dans le cadre de la présente Proposition Tarifaire 2016-2019, Elia a entrepris ses meilleurs efforts pour établir des budgets prévisionnels les plus fiables possibles. Mais les sources d'incertitudes évoquées supra nous forcent à prendre la précaution de signaler que les prévisions établies sont d'autant moins fiables qu'elles s'éloignent de la date de dépôt de la présente Proposition Tarifaire ».

C'est dans ce même contexte d'incertitude que la procédure particulière doit être comprise pour le suivi et la fixation des coûts autorisés liés aux rémunérations du personnel et aux charges sociales, formulés aux paragraphes 167 et 168 de la présente décision.

¹² <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/newsroom/news/2015/23-11-2015-Emission-emprunt-obligataire-500-millions>

IV. ANALYSE DU REVENU TOTAL PROPOSÉ

45. Le revenu total est lié aux coûts des activités régulées d'Elia en Belgique. Le revenu total doit être couvert par les tarifs. Tant la proposition tarifaire d'Elia que la Proposition tarifaire adaptée comprennent une évaluation pour chaque année de la période régulatoire 2016-2019 et une comparaison de cette évolution par rapport aux chiffres approuvés les plus récents, à savoir ceux du revenu total budgété pour l'exercice d'exploitation 2015.

Dans ce volet, la CREG évalue le caractère raisonnable de tous les éléments du revenu présentés, à savoir successivement et en détail:

- 1) l'évolution du revenu total dans son ensemble (suite sous IV.1) ;
- 2) les constatations générales de la CREG (suite sous IV.2) ;
- 3) les constatations dans la distinction entre les activités régulées en Belgique et les autres activités d'Elia (suite sous IV.3) ;
- 4) les éléments non gérables du revenu total (suite sous IV.4) ;
- 5) les éléments gérables du revenu total (suite sous IV.5) ;
- 6) les éléments influençables du revenu total (suite sous IV.6) ;
- 7) les rémunérations pour le gestionnaire de réseau : la marge équitable et les incitants (suite sous IV.7).

IV.1 Le revenu total proposé 2016-2019

46. Le revenu total représente le montant net dont le gestionnaire de réseau a besoin pour remplir ses missions. Ce montant net doit être couvert par des tarifs.

Pour l'ensemble de la période régulatoire 2016-2019, dans sa Proposition tarifaire initiale, Elia avait proposé un revenu total de 3.620.787.000,00 EUR.

La composition de ce revenu total **initial** et sa ventilation entre chaque année de la période régulatoire sont indiquées dans le tableau 4.

Tableau 4 : Évolution du revenu total proposé par Elia (x 1.000,00 EUR)

Éléments du revenu total (* 1.000,00 EUR)	(1)	(2)	(2bis)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)=(4)+(5)+(6)+(7)	(9) = (2bis) X 4	(10) = % [(8)-(9)] / (9)
	Budget 2014	Réalisé 2014	Budget 2015	Best estimate Elia 2015	Proposition initiale (30/6) 2016	Proposition initiale (30/6) 2017	Proposition initiale (30/6) 2018	Proposition initiale (30/6) 2019	Total Proposition initiale (30/6) 2016-2019	Budget Elia 2015 X 4	Évolution revenu initial 2016-2019 / 4 x budget 2015
Coûts & produits influençables + non gérables	447.757	375.881	477.099	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Coûts et produits gérables	281.573	274.512	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Rémunérations	86.589	69.682	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Marge équitable nette	62.475	35.109	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Plus value iRAB Decommissioning	19.158	22.270	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Incitant Y1 (maîtrise des coûts)	0	5.824	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Incitant Y 2 (investissements de remplacement)	4.956	6.478	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Autres produits financiers	0	0	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Incitants visant l'augmentation de la qualité	0	0	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Revenu total initial à couvrir par les tarifs	815.919	720.075	854.345	[CONF]	870.029	891.019	913.803	945.936	3.620.787	3.417.380	5,95%

Le revenu total initial augmentait aussi de 435 millions EUR (13,66%) par rapport au budget rectifié approuvé relatif à la période 2012-2015 (3.186 millions EUR).

Le revenu total initial proposé pour l'exercice 2016 augmentait de 150 millions EUR (20,82 %) par rapport au revenu total réel de 2014 et de [CONFIDENTIEL] EUR ([CONFIDENTIEL] %) par rapport à l'estimation (" *best estimate* ") d'Elia pour l'année 2015. Il augmentait de 15 millions EUR (1,84%) par rapport au budget 2015.

Sur l'ensemble de la période régulatoire 2016-2019, il augmentait de 740 millions EUR (25,71 %) par rapport à quatre fois le montant du revenu réel de l'année 2014 et de [CONFIDENTIEL] millions EUR ([CONFIDENTIEL] %) par rapport à quatre fois le montant du revenu réel de l'année 2015.

47. Les adaptations apportées par Elia dans sa Proposition tarifaire adaptée du 9 novembre 2015 sont nombreuses et significatives.

La composition du revenu total adapté et sa répartition entre les années de la période régulatoire sont indiquées dans le tableau 4 Adapté. Pour mieux visualiser les adaptations mêmes, comme la plupart des tableaux 'Adaptés' dans la présente décision, ce tableau 'Adapté' est composé de 3 parties : la première partie reprend l'aperçu de la Proposition initiale ; la deuxième partie reprend les montants après adaptation comme repris dans la Proposition adaptée ; la troisième partie comprend la différence entre la deuxième et la première partie et exprime donc l'adaptation même.

Tableau 4 Adapté : Évolution du revenu total proposé par Elia (x 1.000,00 EUR)

Éléments du revenu total (* 1.000,00 EUR)	(1)	(2)	(2bis)	(3)	(4)=delta 'adaptée - initiale' 2016	(5)=delta 'adaptée - initiale' 2017	(6)=delta 'adaptée - initiale' 2018	(7)=delta 'adaptée - initiale' 2019	(8)= (4)+(5)+(6)+(7)
	Budget 2014	Réalité 2014	Budget 2015	Best estimate Elia 2015	Adaptation proposition 2016	Adaptation proposition 2017	Adaptation proposition 2018	Adaptation proposition 2019	Adaptation totale 2016-2019
<i>Adaptation des Coûts et produits influençables</i>	0	0	0	0	-20.538	-22.555	-22.093	-22.661	-87.847
<i>Adaptation des Coûts et produits non gérables</i>	0	0	0	0	-31.097	-26.152	-28.019	-33.400	-118.668
<i>Adaptation des Coûts et produits gérables</i>	0	0	0	0	-8.125	-10.533	-11.961	-12.127	-42.748
<i>Adaptations des Rémunérations</i>	0	0	0	0	-7.716	-9.758	-10.400	-13.083	-40.958
<i>Adaptation totale = proposition adaptée - proposition initiale</i>	0	0	0	0	-67.477	-68.998	-72.474	-81.272	-290.221

Les adaptations apportées par Elia dans sa Proposition adaptée donnent donc lieu à une diminution du revenu total initialement proposé d'environ 290 millions EUR. Sur l'ensemble de la période régulatoire 2016-2019, le montant à couvrir par les tarifs du réseau de transport est même de 2,54 % inférieurs à quatre fois le budget approuvé pour l'exercice d'exploitation 2015.

La CREG évaluera individuellement toutes les adaptations proposées par Elia. Les chiffres détaillés correspondants seront utilisés dans chaque évaluation.

IV.2 Constats généraux

48. Comme déjà constaté dans les paragraphes 30 et 31 de la présente décision, la Proposition tarifaire d'Elia et la Proposition tarifaire adaptée partent d'efforts d'investissement qui sont significativement plus élevés que ceux observés par le passé: pour la période régulatoire 2016-2019, le portefeuille d'investissements présenté comprend des projets prévus pour un montant total (après déduction des interventions éventuelles du donneur d'ordre) de 1.615 millions EUR. C'est 570 millions de plus que prévu au cours de la période régulatoire de 2012-2015 (+ 55%).

Considérant qu'en règle générale, dans les industries de réseau, les charges d'investissement (CAPEX) sont le moteur des dépenses opérationnelles (OPEX), la CREG ne s'étonne pas du fait qu'Elia s'attende à ce que ces derniers augmentent. Malgré la reprise dans la Proposition tarifaire initiale de l'excédent tarifaire de la période 2011-2014 (environ 140 millions EUR), le revenu total présenté augmentait en effet fortement. Le problème actuel relatif à la sécurité d'approvisionnement avait également incité Elia à prévoir d'importantes augmentations des coûts pour les capacités de réserve (« coûts influençables »), tandis que le gestionnaire de réseau prévoyait en même temps des

diminutions de rentes de congestion et des augmentations de coûts en raison de la modification de la fiscalité.

49. Bien qu'au cours de l'audition, Elia ait exprimé sa préoccupation quant à l'importance des adaptations demandées, le gestionnaire de réseau a tenu compte de toutes les demandes du régulateur. La CREG a également pris soin d'écouter les nouveaux arguments et les nouvelles données avancés par Elia.

50. Dans la Proposition tarifaire initiale, le montant total des rémunérations (marge équitable et incitants) était d'environ 40 millions d'Euro plus élevé que pour la période 2012-2015 : du fait que les capitaux investis dans le réseau sont déterminants pour ces rémunérations, cette augmentation (+12%) correspond *grosso modo* à celle de la valeur prévue pour l'actif régulé (+527 millions EUR, soit + 13%). Le remplacement d'un certain nombre d'éléments du cadre de rémunération précédent (plus-value iRAB en cas de *decommissioning*, facteur Y2) par des incitants financiers axés sur l'amélioration de la qualité n'a donc aucun effet négatif sur les tarifs de réseau 2016-2019 proposés.

51. Chacun des éléments cités sera approfondi dans leur discussion à partir de la partie IV.4 *infra*.

IV.3 Constats relatifs à la séparation entre activités régulées et non- régulées

52. La CREG a contrôlé la séparation entre activités régulées et non-régulées dans le cadre de ses contrôles réalisés rubrique par rubrique. Ce contrôle de la séparation entre activités régulées et non-régulées avait mené à certains constats et rejets de coûts en ce qui concerne (i) les coûts relatifs à l'achat de biens et de services et (ii) les coûts des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes. Les constats et les suites données par Elia sont abordés ci-après dans la décision.

IV.4 Constats relatifs aux coûts non gérables

53. Les coûts non gérables constituent une partie importante du revenu total d'Elia.

Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces éléments non gérables évoluaient comme dans le tableau 5.

Tableau 5 : Évolution des coûts non gérables (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

Dans la Proposition tarifaire adaptée, les éléments non gérables ont été adaptés comme dans les 3 parties du tableau 5Adapté.

Tableau 5Adapté : Évolution des coûts non gérables (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

L'adaptation des budgets pour les éléments non gérables est importante : il s'agit d'une diminution de [CONFIDENTIEL] EUR.

La composition et l'évaluation des composantes individuelles est reprise dans les points IV.4.1 à IV.4.11.

IV.4.1 Les amortissements et les dépréciations

54. Dans la Proposition tarifaire d'Elia, les amortissements évoluent comme suit:

Tableau 6 : Évolution des amortissements proposée par Elia (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

55. La CREG a analysé les amortissements et constate que la nette hausse depuis 2016 résulte du programme d'investissements ambitieux d'Elia. Comme indiqué aux numéros 29, 30 et 31, ces investissements augmentent fortement. Cette évolution concernera aussi les amortissements, en tenant toutefois compte d'un décalage. Comme indiqué par Elia dans les renseignements complémentaires, ce décalage est la conséquence du traitement comptable des actifs : ils sont repris dans la classe "*assets under construction*" durant la période où les investissements d'un projet sont réalisés. Dès que le projet est livré, les actifs sont repris dans la base d'amortissement et les amortissements sont engagés.

56. La CREG constate que les pourcentages d'amortissement sont correctement appliqués et estime que les amortissements sont suffisamment justifiés dans la Proposition tarifaire.

La CREG signale qu'en ce qui concerne la demande relative à la première classe d'actifs, elle avait déjà communiqué sa position très claire dans sa lettre à Elia du 30 avril 2015, avec les références 15/P267/V310-CDC0430. S'agissant de l'infrastructure de basse tension, la CREG a demandé à Elia, lors des réunions de travail, de lui fournir plus de pièces justificatives techniques concernant une Proposition tarifaire adaptée. La CREG répondra à cette question, indépendamment de la Proposition tarifaire adaptée.

57. La CREG n'ayant fait aucune objection à cet égard, Elia n'a pas apporté d'adaptations dans sa Proposition tarifaire adaptée.

Tableau 6Adapté : Évolution adaptée des amortissements proposée par Elia (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

58. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande de la CREG.

IV.4.2 L'utilisation des services auxiliaires

59. Dans la Proposition tarifaire d'Elia, les coûts relatifs à l'utilisation des services auxiliaires évoluaient comme le montre le tableau 7 ci-après.

Tableau 7 : Évolution des coûts relatifs à l'utilisation des services auxiliaires en 2014-2019
(x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

60. La CREG a analysé cet élément dans le détail et a constaté ce qui suit.

IV.4.2.1 Les charges liées à la compensation des pertes de réseau

61. Concernant les charges liées à la compensation des pertes de réseau, la CREG a constaté qu'Elia avait élaboré les budgets repris dans la Proposition Tarifaire 2016-2019 sur la base d'un prix unitaire pour des blocs d'énergie de [CONFIDENTIEL] EUR/MWh en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR/MWh en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR/MWh en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR/MWh en 2019.

62. Il ressort des réponses d'Elia du 21 septembre 2015 que ces prix unitaires étaient basés sur une projection des prix de marché de gros d'électricité réalisée par IHS CERA en septembre 2014, c'est-à-dire à un moment où d'importantes craintes - qui se sont *a posteriori* avérées sensiblement exagérées¹⁴ - circulaient dans les médias quant à la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

63. Considérant (i) que les prix unitaires utilisés par Elia ne tenaient pas compte de la réalité des achats déjà effectués par Elia - à des prix sensiblement inférieurs à ceux précités - et (ii) que les cotations *forward* pertinentes ont connu depuis septembre 2014 d'importantes baisses, la CREG a demandé à Elia par email le 21 septembre 2015 de proposer un budget modifié de charges liées à la compensation des pertes qui tiendrait compte (i) de la réalité des achats déjà effectués par Elia et (ii) de nouvelles estimations de prix *forward* d'IHS CERA.

¹⁴ CREG, Etude 1454 concernant « la réserve stratégique et le fonctionnement du marché au cours de la période hivernale 2014-2015 », 10 septembre 2015
Consultable sur : <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1454FR.pdf>

64. Le 29 septembre 2015, Elia a communiqué par email son calcul de budget modifié basé sur (i) la réalité des achats déjà effectués par Elia et (ii) la moyenne des estimations de prix *forward* d'IHS CERA formulées respectivement en septembre 2014, janvier 2015, mars 2015 et juin 2015. Ce budget adapté proposé par Elia était inférieur à celui repris dans la Proposition Tarifaire du 30 juin 2015 de, respectivement [CONFIDENTIEL] kEUR en 2016, [CONFIDENTIEL] kEUR en 2017, [CONFIDENTIEL] kEUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] kEUR en 2019.

65. La CREG était d'accord avec la proposition de correction formulée par Elia dans sa réponse du 29 septembre 2015, pour autant qu'une petite correction y soit apportée: pour les raisons précitées, les estimations faites par IHS CERA en septembre 2014 ne devaient pas être prises en considération. Cette non-prise en compte entraînait une réduction supplémentaire des montants budgétés d'environ [CONFIDENTIEL] kEUR/an.

66. En conclusion, concernant les charges liées à la compensation des pertes de réseau, dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG avait demandé à Elia de diminuer les montants budgétés dans la Proposition Tarifaire du 30 juin 2015 de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019. Pour cette composante, les montants budgétés dans la Proposition Tarifaire adaptée devaient donc être de respectivement [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

67. Les coûts relatifs à l'utilisation des services auxiliaires repris dans la proposition tarifaire adaptée d'Elia sont repris dans le tableau 7 Adapté.

Tableau 7 Adapté : Évolution des coûts adaptés relatifs à l'utilisation des services auxiliaires en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

68. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a donc adapté les budgets relatifs aux charges liées à la compensation des pertes de réseau comme la CREG l'a demandé dans son Projet de décision du 9 octobre 2015. Le revenu total *ex ante* pour la période régulatoire 2016-2019 a été diminué de [CONFIDENTIEL] EUR

69. Tenant compte de cette adaptation, Elia **satisfait** à la demande de la CREG.

IV.4.3 L'utilisation de l'infrastructure appartenant à des tiers

70. Dans la proposition tarifaire initiale d'Elia, les coûts relatifs à l'utilisation de l'infrastructure appartenant à trois gestionnaires de réseau tiers mais faisant partie du périmètre tarifaire d'Elia évoluaient comme le montre le tableau 8 ci-après.

Tableau 8 : Évolution des coûts relatifs à l'utilisation de réseaux de tiers en 2014-2019 (en EUR)

[CONFIDENTIEL]

Les composantes de ces coûts ont été reprises dans le tableau 8bis.

Tableau 8bis : Évolution des coûts relatifs à l'utilisation de réseaux de tiers en 2014-2019 (en EUR)

[CONFIDENTIEL]

Dans ses questions complémentaires, la CREG a demandé à Elia de s'assurer auprès de ces gestionnaires de réseau que les rémunérations équitables étaient calculées conformément à la Méthodologie tarifaire.

Dans le cadre de ses réponses, Elia a fourni de nouvelles données communiquées par les gestionnaires de réseau. Ceux-ci reconnaissent des erreurs dans les données et les calculs de rémunération équitable tels que fournis en premier lieu et transmis dans la proposition tarifaire.

Les nouveaux budgets attendus par la CREG étaient alors les suivants :

Tableau 9 : Évolution des coûts relatifs à l'utilisation de réseaux de tiers en 2014-2019 (2^e version)

[CONFIDENTIEL]

71. La CREG a analysé cet élément dans le détail et avait constaté que le budget pour la période 2016-2019 diminuait globalement de [CONFIDENTIEL] EUR, dont [CONFIDENTIEL] EUR au niveau des rémunérations équitables.

La CREG a toutefois noté que des paramètres du calcul de la marge équitable n'étaient toujours pas fournis.

Concernant GRD A , l'ensemble des paramètres du calcul ont été transmis. Toutefois la CREG a constaté que le taux OLO utilisé ne correspondait pas à celui qui devait être utilisé par Elia, comme le montre le tableau 10 ci-dessous.

Tableau 10 : L'évolution du taux OLO en 2016-2019

	2016	2017	2018	2019
OLO10y GRD A	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
OLO10y Elia	0,70%	0,70%	0,80%	0,90%

Sur la base de ces taux OLO à 10 ans, la CREG avait trouvé les valeurs suivantes pour l'utilisation du réseau de GRD A.

Tableau 11 : Les couts de GRD A en 2016-2019 (en EUR)

[CONFIDENTIEL]

Par conséquent, dans son Projet de décision, la CREG a demandé à Elia de réduire le budget, inflation comprise, pour l'utilisation du réseau de GRD A de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

Dans l'attente des éléments manquants dans le calcul de rémunération équitable GRD B et GRD C, la CREG a rejeté les coûts pour l'utilisation de ces réseaux.

72. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les coûts relatifs à l'utilisation de réseaux de tiers ont été adaptés comme le montre le tableau 8Adapté.

Tableau 8Adapté : Évolution des coûts adaptés relatifs à l'utilisation de réseaux de tiers en 2014-2019

[CONFIDENTIEL]

73. Elia a reçu des propriétaires de ces réseaux (GRD A, GRD B et GRD C) les montants des rémunérations équitables résultant d'une correcte application de la Méthodologie tarifaire et des paramètres transmis par la CREG. Elia n'a pas formulé d'observations quant à cette composante du revenu total.

74. La CREG constate que la Proposition adaptée d'Elia se base sur des montants fournis par les propriétaires de réseau concernés qui respectent les dispositions de la Méthodologie tarifaire. Les montants proposés sont donc conformes aux attentes de la CREG : le revenu total *ex ante* de la période régulatoire 2016-2019 est diminué de [CONFIDENTIEL] EUR.

75. En ce faisant, Elia **satisfait** à la demande de la CREG.

IV.4.4 Les charges de pensions

76. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 11ter ci-après.

Tableau 11ter : Évolution des charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

77. Elia a justifié cette évolution descendante sur la base du fait que le nombre des non-actifs qui constituent cette population évolue à la baisse.

78. La CREG a analysé cet élément dans le détail et a constaté qu'il s'agissait en effet de coûts échoués constitués par les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées. En outre, un certain nombre d'obligations de pension dont la CREG avait considéré le coût comme déraisonnable depuis le début de la régulation atteignent leur date de fin. C'est pourquoi il n'est plus question, pour ces obligations, ni de coûts rejetés, ni de mouvements sur les comptes de provision.

79. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a estimé que les montants proposés avaient été budgétés de façon consciencieuse et raisonnable et pouvaient être suivis. Rien de déraisonnable n'a été observé en la matière.

C'est pourquoi la CREG n'a pas demandé d'adaptation. La Proposition tarifaire adaptée contient donc les mêmes montants, comme repris dans le tableau 11terAdapté.

Tableau 11ter Adapté : Évolution des charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées adaptés 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

IV.4.5 L'impôt des sociétés

80. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 12 ci-après.

Tableau 12 : Évolution des impôts en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

81. Elia a justifié cette évolution au moyen de 3 arguments:

- 1) l'absence de certitude quant aux résultats du renouvellement du "ruling" fiscal;
- 2) la diminution du pourcentage de la déduction d'intérêts notionnels;
- 3) la diminution des montants de la déduction d'intérêts notionnels du passé.

Pour le calcul des impôts, Elia a tenu compte d'un taux d'imposition moyen de [CONFIDENTIEL] % et a mentionné dans les renseignements complémentaires que la procédure du ruling fiscal ne pouvait être entamée avant d'avoir plus de certitude quant aux incitants définitifs prévus à l'annexe 4 de la Méthodologie tarifaire, au sujet de laquelle une consultation publique avait été lancée le 24 août 2015. Elia n'a toutefois ajouté à sa Proposition tarifaire initiale aucune justification chiffrée des [CONFIDENTIEL] %.

Dans les renseignements complémentaires, Elia mentionnait que les simulations seraient faites dans les prochains mois pour calculer l'impact sur le taux d'imposition réel attendu. Lors de la réunion de travail du 14 octobre 2015, Elia faisait savoir oralement que ses calculs montraient un taux d'imposition moyen de tout au plus [CONFIDENTIEL] % pour les exercices 2016 et 2017, alors qu'il pourrait atteindre environ [CONFIDENTIEL] % pour les exercices 2018 et 2019.

82. La CREG a analysé cet élément et a constaté que, sur la base du calcul relatif à l'année 2014, un taux d'imposition moyen de [CONFIDENTIEL] % était appliqué pour des fonds propres similaires. La CREG a signalé qu'elle avait expressément insisté dans le cadre des réunions préparatoires du printemps 2015 (voir numéro 9 ci-dessous) pour qu'Elia entame les démarches en vue d'adapter le ruling existant au cadre adapté d'indemnisations.

En vue de son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a estimé dans ces conditions qu'il était exclu qu'Elia applique ce taux d'imposition élevé à l'ensemble de la période régulatoire. Le régulateur était d'avis qu'Elia devait adapter le taux d'imposition moyen en tenant compte des résultats obtenus avec la demande de ruling, combinés au taux d'imposition fixé pour le calcul technique de la déduction d'intérêts notionnels. Etant donné que le ruling actuel est applicable jusqu'à la fin 2015, cette demande serait peut-être quand même discutée à court terme. En tous les cas, selon la CREG, aucun taux d'imposition supérieur à celui qu'Elia peut justifier à la CREG ne pouvait être appliqué en 2016 et 2017. Au moment de l'adoption du Projet de décision du 9 octobre, ce taux s'élevait à [CONFIDENTIEL] %, à défaut de toute justification d'une modification.

83. Par ailleurs, il résultait des remarques relatives aux adaptations de la marge équitable formulées aux paragraphes 230 et 231 que le montant de l'impôt sur les sociétés dû devait également être adapté aux résultats modifiés.

84. La CREG a estimé que cet élément de la Proposition tarifaire d'Elia était contraire à la Méthodologie tarifaire, en particulier à l'article 30. La CREG a estimé par conséquent que cet élément de la Proposition tarifaire était déraisonnable. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a demandé à Elia d'adapter les montants au taux de [CONFIDENTIEL] %.

85. Pendant la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia a présenté ses objections quant à l'adaptation demandée par la CREG.

Elia ne pouvait pas suivre la demande de la CREG, en raison du fait qu'elle ne disposait pas encore d'une décision du Service des Décisions anticipées en matières fiscales (ci-après : « SDA ») que ses simulations détaillées démontraient clairement une forte augmentation de ce taux en 2018 et 2019, suite à la diminution de l'application des intérêts notionnels. Le taux moyen serait de [CONFIDENTIEL] %.

C'est pourquoi Elia préconisait un ajustement du taux sur la base de cette dernière estimation.

86. Dans la Proposition adaptée d'Elia, ces coûts évoluent comme le montre le tableau 12 Adapté.

Tableau 12 Adapté : Évolution des impôts adaptés en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

87. Elia a intégré dans sa Proposition tarifaire adaptée des montants correspondant à un taux d'imposition moyen de [CONFIDENTIEL] % par an, et ce afin de maintenir un équilibre tarifaire durant la période 2016-2019. Le taux de taxation moyen proposé est calculé au moyen de simulations établies sur la base d'une proposition soumise au SDA le 10 novembre 2015. Elia a commenté cette proposition soumise au SDA lors d'une réunion de travail tenue le 21 octobre 2015. Sur la base de ce projet de paramètres modifiés et compte tenu de l'utilisation des réserves restantes de l'intérêt notionnel et du calcul de l'intérêt notionnel pour les années 2016-2019, ce taux de taxation a été estimé à [CONFIDENTIEL] % par an. Ces calculs sont provisoires, étant donné que le ruling doit encore être soumis aux autorités compétentes.

88. En outre, le montant des impôts a été adapté suite aux adaptations demandées du calcul de la marge équitable globale (voir à ce sujet les §§ 230 et 231).

89. La CREG constate que les montants des impôts figurant dans la Proposition tarifaire initiale ont été remplacés par les données les plus récentes de la proposition soumise au SDA et par la marge équitable adaptée. La CREG accepte la proposition d'Elia de calculer les impôts au moyen du taux d'imposition moyen, calculé sur les quatre années de la période tarifaire, afin que les tarifs fluctuent moins fortement au cours de la période tarifaire.

90. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.4.6 Les autres impôts et taxes

IV.4.6.1 Les montants

Dans la proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 13 ci-après.

Tableau 13 : Évolution des autres impôts et taxes en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

91. La CREG a constaté que les renseignements complémentaires du tableau 9 du Modèle de rapport *ex ante* "autres impôts et taxes" dans lesquels les impôts communaux doivent être spécifiés, n'avaient pas été remplis. La CREG a dès lors demandé à Elia de ventiler ces données.

92. Entre-temps, Elia a fourni les informations figurant dans le tableau 13bis ci-dessous qui devaient figurer dans le tableau 9 précité.

Tableau 13bis : Détail des autres impôts et taxes

[CONFIDENTIEL]

93. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a demandé un nombre d'adaptations à Elia.

94. Les données de ce tableau portent sur le précompte immobilier et sur d'autres impôts et taxes, qui à leur tour se composent de taxes sur les pylônes, taxes sur les surfaces occupées, taxes sur les tranchées et "autres impôts et taxes".

Le précompte immobilier

Elia a justifié l'augmentation des montants du précompte immobilier et en particulier l'augmentation entre la réalité 2014 et le budget 2016 par une régularisation suite à l'achat d'installations 70 kV et par une partie récurrente suite à une augmentation des centimes additionnels, des nouveaux bâtiments et installations et d'autres régularisations annuelles.

La CREG a analysé cet élément et a constaté qu'Elia avait repris la régularisation de [CONFIDENTIEL] KEUR durant toutes les années de la période régulatoire, alors qu'elle s'applique uniquement à l'année 2016, ce qui conduisait à une nette surestimation des coûts.

L'application de ce raisonnement de la CREG menait à une diminution du précompte immobilier de [CONFIDENTIEL] MEUR (diminution de [CONFIDENTIEL] KEUR pour chacune des années 2017, 2018 et 2019). La CREG a dès lors rejeté un montant de [CONFIDENTIEL] MEUR tant pour l'année 2017, que pour les années 2018 et 2019, en raison du critère de surestimation des coûts.

95. Pendant la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia n'a pas formulé d'observations quant au précompte immobilier.

96. Dès lors, Elia a clairement accepté la demande de la CREG : le gestionnaire de réseau a accepté de limiter la régularisation du précompte immobilier de [CONFIDENTIEL] MEUR uniquement à l'exercice 2016. Cet élément est reflété dans la Proposition tarifaire adaptée menant à un écart total de [CONFIDENTIEL] MEUR.

97. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.4.6.2 La taxe sur les pylônes et la taxe sur les tranchées

a) Les montants

Dans sa Proposition tarifaire initiale, Elia justifiait l'augmentation des montants de la taxe sur les pylônes sur la base de la constatation selon laquelle un nombre croissant de communes ont prélevé cette taxe ces dernières années.

La CREG a demandé des informations complémentaires sur le nombre de pylônes et leur emplacement entre les différentes régions. Selon les informations d'Elia, la taxe sur les pylônes était estimée en 2015 à 3,32 MEUR et concernait principalement des pylônes situés en Flandre (3,28 MEUR).

Après analyse, la CREG était d'avis que l'augmentation des taxes sur les pylônes était insuffisamment justifiée. La CREG estimait que cet élément de la Proposition tarifaire d'Elia était contraire à la méthodologie tarifaire, en particulier à l'article 30, 1e, qui prévoit : "*Les éléments de coût visant simplement à anticiper une législation et réglementation en général incertaine sont, en principe, considérés comme inutiles.*" La CREG estimait dès lors que cet élément de la Proposition tarifaire initiale était déraisonnable et qu'elle pouvait accepter uniquement le montant prévu pour 2015.

De plus, Elia n'avait selon la CREG pas tenu compte dans sa Proposition tarifaire initiale de la récupération auprès de tiers d'éventuelles taxes, si bien que seul un montant net de 3,28 MEUR était accepté.

98. Elia justifiait le montant de la taxe sur les tranchées en effectuant un calcul sur la base d'un certain nombre de kilomètres par an et d'un coût de 70 KEUR par kilomètre. Dans les renseignements complémentaires, Elia a déclaré qu'un règlement sur les travaux sur le domaine public existe dans les villes et communes suivantes : Assenede, Beerse, Bruges, Eeklo, Evergem, Gand, Ypres, Mortsel, Ostende, Poperinge, Vilvorde et Zwijndrecht. Ces communes représentent plus de la moitié des communes dans lesquelles Elia prévoyait des travaux durant la période régulatoire actuelle. Dans les autres communes, aucune réglementation contenant une taxe générale ou forfaitaire n'existe pour l'instant. Elia estimait toutefois qu'il était probable que cette réglementation serait élargie à d'autres communes dans les prochaines années.

La CREG a analysé cet élément et était d'avis que l'estimation des taxes sur les tranchées était insuffisamment justifiée. La CREG a estimé que cet élément de la Proposition tarifaire d'Elia était contraire à la méthodologie tarifaire, en particulier à l'article 30, 1e, qui prévoit : *"Les éléments de coût visant simplement à anticiper une législation et réglementation en général incertaine sont, en principe, considérés comme inutiles."* La CREG estimait dès lors déraisonnable cet élément de la Proposition tarifaire et acceptait uniquement le montant fixé selon la législation ou réglementation en vigueur. La CREG demandait à Elia d'adapter les montants sur la base des travaux sur le territoire des communes énumérées dans les renseignements complémentaires et où une réglementation existe au moment de l'introduction de la Proposition tarifaire. La CREG avait ainsi retenu dans son aperçu le montant de 2016 sans augmentation progressive.

99. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a adapté les budgets relatifs à la taxe pylône et à la taxe sur les tranchées comme la CREG l'a demandé dans son Projet de décision du 9 octobre 2015.

Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG

b) *Le traitement tarifaire*

100. Dans le cadre de l'analyse de la Proposition Tarifaire, la CREG a constaté que la taxe sur les pylônes instaurée dans certaines communes de Flandre représentait déjà actuellement un coût significatif (2,6 MEUR en 2014) et risquait d'augmenter fortement au cours des prochaines années (6,7 MEUR en 2019 selon des estimations d'Elia).

La CREG a également compris qu'Elia avait introduit différents recours contre ces taxes communales mais en avait été systématiquement déboutée. Ce faisant, il existait un risque important que cette taxe soit généralisée à l'ensemble des communes flamandes sur le territoire desquelles des pylônes sont situés.

La CREG a enfin constaté que, si les 9.670 pylônes situés en Flandre venaient à être taxés au montant de 2.500 EUR/pylône - comme l'ont fait la plupart des communes qui ont récemment adopté cette taxe -, celle-ci pourrait entraîner pour Elia un coût total de plus de 24 MEUR/an.

101. Par ailleurs, la CREG a également constaté qu'une taxe sur les tranchées était d'application dans la majorité des communes de Flandre. Ce prélèvement communal taxe la nuisance provoquée par les travaux sur le domaine public, en appliquant un taux par mètre courant et par nombre de jours pendant lesquels une tranchée est restée ouverte. Le coût lié à cette taxe était estimé par Elia à 0,7 MEUR en 2016 et 1,47 MEUR/an à partir de 2017.

102. La CREG a rappelé que l'article 7 de la Méthodologie Tarifaire dispose comme suit:

«§2. Tout prélèvement, taxe, contribution de toute nature, tel que les redevances pour occupation du domaine public, qui est imposé au gestionnaire de réseau par une autorité publique du seul fait de l'existence de l'infrastructure de réseau sur un territoire donné, est également ajouté à la structure tarifaire au travers d'une surcharge.

§3. Les surcharges et prélèvements visés aux §1er et 2, établis par l'autorité compétente à l'échelle d'une région, de provinces ou d'un nombre significatif de communes d'une même région ne peuvent pas être répercutées sur les utilisateurs du réseau établis sur le territoire des autres régions »

103. Considérant que les 9.670 pylônes localisés en Flandre sont répertoriés sur le territoire de 229 communes - soit 74% des communes de Flandre -, la CREG a demandé à Elia de mettre en place, sur la base de l'article 7 de la Méthodologie Tarifaire, une surcharge qui répercute soit sur le territoire de la région flamande, soit sur une partie du territoire de cette région, le montant des taxes sur les pylônes localisés en région flamande.

104. Considérant l'existence, dans la majorité des communes flamandes, d'une réglementation en matière de taxe sur les tranchées, la CREG a par ailleurs demandé à Elia de mettre en place, sur la base de l'article 7 de la Méthodologie Tarifaire, une surcharge qui répercute soit sur le territoire de la région flamande, soit sur une partie du territoire de cette région, le montant de la taxe sur les tranchées perçue pour les travaux réalisés en région flamande.

105. Elia a, dans sa Proposition tarifaire adaptée et en référence à l'article 7 de la Méthodologie Tarifaire, proposé une telle surcharge, dont le calcul sera traité dans le chapitre VIII sur les surcharges. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les montants évoluent comme le montre le tableau 13Adapté.

Tableau 13Adapté : Évolution des autres impôts et taxes adaptés en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

106. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a donc tenu compte des remarques de la CREG visant à

- 1) ne pas accepter l'augmentation de la taxe sur les pylônes et la taxe sur les tranchées sur la base de la législation future, d'une part ;
- 2) répercuter les montants de la taxe sur les pylônes et de la taxe sur les tranchées au moyen d'un prélèvement distinct en Flandre, d'autre part.

Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.4.7 Les plus-values et moins-values

107. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 14 ci-après.

Tableau 14 : Evolution plus-values et moins-values en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

108. Elia justifiait ces plus-values et moins-values dans le tableau 10 du Modèle de rapport joint à la Proposition tarifaire, dont il ressort que les moins-values résultent principalement des mises hors service des immobilisations corporelles. Dans les renseignements complémentaires, Elia a détaillé ces mises hors service prévues au moyen d'une liste des projets de mises hors service mentionnées par projet pour les quatre années de la période tarifaire. Les moins-values découlent du fait que ces actifs n'avaient pas encore été totalement amortis lors de la mise hors service. Il s'agit de la partie de la valeur d'acquisition historique de ces actifs. Il est constaté dans l'évolution de la RAB que la valeur d'acquisition historique de 36.552,21 MEUR et la partie de la plus-value de l'iRAB liée aux actifs mis hors service ([CONFIDENTIEL] MEUR sur 4 ans) sont déduites de cette valeur de la RAB.

109. La CREG a constaté que lors du désinvestissement de ces actifs, seul un montant limité était récupéré via diverses ventes de ferrailles. La CREG souhaiterait par conséquent augmenter le montant des recettes des ventes de ferraille (voir "Produits en diminution des coûts gérables", partie IV.5.4.2).

110. La CREG a analysé la déclaration d'Elia et constate que les désinvestissements prévus augmentent dans la même mesure au cours de la période tarifaire, ce qui s'explique par le remplacement suite aux investissements complémentaires. Outre la constatation selon laquelle Elia prévoit, dans la prochaine période régulatoire, de mettre hors service 10% de la plus-value iRAB, la CREG ne voit pas le signe d'un quelconque caractère déraisonnable. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a accepté les montants proposés comme éléments du revenu total 2016-2019 et n'a donc pas demandé d'adaptations.

C'est pourquoi dans la Proposition tarifaire adaptée, les valeurs des plus-values et des moins-values dans le tableau 14Adapté restent inchangées par rapport à celles figurant dans la Proposition tarifaire initiale.

Tableau 14Adapté : Evolution plus-values et moins-values en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

IV.4.8 Les charges et produits financiers

111. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les coûts relatifs aux charges et produits financiers évoluaient comme le montre le tableau 15 ci-après.

Tableau15 : Évolution des charges et produits financiers en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

112. Elia justifiait cette évolution notamment sur la base de projections financières formulées par [CONFIDENTIEL].

113. Après analyse des informations communiquées par Elia, la CREG a constaté qu'Elia avait pris en compte d'une manière prématurée une possible baisse de son *rating* financier de A- à BBB+ à partir de 2017. Ce faisant, le taux de l'émission obligatoire prévue en [CONFIDENTIEL] qu'Elia a utilisé était surévalué du *spread* estimé entre les entreprises notées BBB+ et Elia, à savoir [CONFIDENTIEL] bp.

114. Dans ses réponses du 30 septembre 2015, Elia a reconnu la problématique et a proposé de ne pas prendre en compte ce *spread* de [CONFIDENTIEL] bp pour les crédits contractés en 2016.

115. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a marqué son accord avec la Proposition de correction formulée par Elia. Considérant que tant un EUROBOND de [CONFIDENTIEL] EUR qu'un emprunt auprès de la BEI de [CONFIDENTIEL] EUR devraient être refinancés en [CONFIDENTIEL] mais également qu'Elia anticipait une augmentation des dettes à un an au plus de [CONFIDENTIEL] EUR, la CREG estimait la correction à une diminution des charges financières [CONFIDENTIEL] EUR/an et demandait dès lors à Elia de diminuer le budget de charges financières d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR/an. Le montant des charges et produits financiers devait donc être fixé à [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

116. Dans la Proposition tarifaire adaptée, et tenant compte des adaptations intervenues par ailleurs, Elia a recalculé le besoin d'emprunts supplémentaires en [CONFIDENTIEL] qui est finalement de [CONFIDENTIEL] EUR dont [CONFIDENTIEL] EUR ne devraient se manifester qu'à partir du [CONFIDENTIEL]. De plus, Elia a mentionné également l'existence d'un effet mineur lié à l'impact de l'année bissextile. Ce faisant, Elia a proposé dans sa Proposition tarifaire adaptée de diminuer le budget d'intérêts sur emprunts obligataires de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017 et 2018 ainsi que de [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

117. La CREG constate que sur ce point l'argumentaire exposé par Elia est convaincant.

118. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a également constaté qu'Elia n'avait pas pris en compte le fait qu'en application de l'article 24, §2 de la Méthodologie tarifaire, 40% des dividendes perçus et des plus-values réalisées sur les participations financières telles que CASC, CORESO, AMPACIMON et HGRT doivent revenir aux utilisateurs du réseau.

La CREG a donc demandé à Elia de corriger le budget de produits divers non-gérables en y insérant une rubrique intitulée "dividendes perçus et plus-values réalisées sur les participations financières telles que CASC, CORESO, AMPACIMON et HGRT" dont le montant est de [CONFIDENTIEL] EUR/an afin de refléter le fait que 40% des dividendes perçus et des plus-values réalisées sur ces participations reviennent aux utilisateurs du réseau. Ce montant correspondait à 40% de la moyenne sur les cinq dernières années, corrigée pour les éléments qu'Elia estime non-récurrents, des dividendes perçus et des plus-values réalisées sur les participations financières pertinentes.

119. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a accepté la prise en compte d'un montant correspondant aux « dividendes perçus et plus-values réalisées sur les participations financières telles que CASC, CORESO, AMPACIMON et HGRT » de [CONFIDENTIEL] EUR/an mais a toutefois pris en compte cet élément d'une autre manière que celle préconisée par la CREG : afin de mieux refléter le traitement comptable futur, Elia a comptabilisé des produits financiers à déduire des charges financières pour un montant de [CONFIDENTIEL] EUR/an.

Elia précisait toutefois que l'utilisation de ce montant est conforme à l'article 24, §2 de la méthodologie tarifaire :

- 1) [CONFIDENTIEL] kEUR/an sont alloués au bénéfice net de l'entreprise ;
- 2) [CONFIDENTIEL] EUR/an sont des impôts sur les sociétés ;
- 3) le solde de [CONFIDENTIEL] kEUR/an est mécaniquement mis en diminution du chiffre d'affaires des tarifs de transport.

120. La CREG constate que l'argumentaire exposé par Elia est convaincant. Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

121. Considérant les adaptations précitées ainsi que l'évolution du besoin en financement généré par les adaptations intervenues par ailleurs, les coûts nets évoluent comme le montre le tableau 15Adapté.

Tableau 15Adapté : Évolution des charges et produits financiers en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

Elia a donc **satisfait** aux demandes de la CREG relatives aux coûts et produits financiers.

IV.4.9 Les coûts relatifs aux interconnexions

122. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les coûts relatifs aux interconnexions évoluaient comme le montre le tableau 16 ci-après. Ces coûts étant négatifs, il s'agit en réalité de produits.

Tableau 16 : Évolution des charges et produits liés aux interconnexions en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

123. Elia justifiait l'évolution des rentes de congestion par des observations complétées par des tendances qui venaient des simulations du marché CWE.

124. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a estimé que le niveau de revenus des rentes de congestion budgétés par Elia pour l'année 2016 (cf. [CONFIDENTIEL] EUR) était manifestement insuffisant. Sur la base d'une analyse communiquée à Elia le 21 août 2015, et sur laquelle Elia avait eu l'occasion de réagir, la CREG a estimé qu'un niveau de [CONFIDENTIEL] EUR était plus réaliste pour l'année 2016. En effet :

- 1) les revenus de congestion " *year* " et " *month* " pouvaient être estimés pour 2016 à respectivement [CONFIDENTIEL] EUR et [CONFIDENTIEL] EUR en divisant par 2 - pour tenir compte de la répartition des rentes de congestion entre les deux GRTs frontaliers - le résultat de la multiplication entre les volumes habituels vendus aux enchères - qui sont stables ces dernières années - avec 8.760 heures et avec le spread observé en ce qui concerne le contrat Cal 2016 ;
- 2) les revenus de congestion " *day* " pouvaient être estimés pour 2016 à [CONFIDENTIEL] EUR. Sur la base des " *parallel runs* ", la CREG rappelait en effet que les rentes de congestion en *Flow-Based Market Coupling* (FBMC) étaient en 2013 et 2014 environ la moitié des rentes de congestion pour l'ATC pour la Belgique. Par ailleurs, la CREG notait également que l'évolution des différentiels de prix (absolus) pour le contrat Cal 2016 était semblable à celle du contrat Cal 2013. Ce faisant, les rentes de congestion " *day* " pour 2016 (sous un système FBMC) pouvaient être estimées à la moitié des rentes de congestion perçues par Elia en 2013.

En conclusion, la CREG demandait à Elia d'augmenter le budget de rentes de congestion d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016.

125. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a accepté d'augmenter le budget de rentes de congestion d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR pour l'ensemble de la période 2016-2019 en proposant de ventiler ce montant entre les quatre années de la période tarifaire. *De facto*, les coûts liés aux interconnexions évoluent comme le montre le tableau 16Adapté.

Tableau16Adapté : Évolution des couts liés aux interconnexions en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

126. Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.4.10 Les transferts entre le compte de résultats et le bilan

127. Les montants suivants liés au transfert du compte de résultats au bilan étaient repris dans la Proposition tarifaire initiale:

Tableau 17 : Evolution des transferts entre comptes de résultats et bilan en 2014-2019

[CONFIDENTIEL]

Tableau 18 : Evolution des transferts entre comptes de résultats et bilan : répercussion des comptes régulatoires de la période précédente

[CONFIDENTIEL]

128. Les montants des transferts entre comptes de résultats et bilan sont d'abord les montants repris comme immobilisations produites et concernent les achats et les coûts du personnel activés pour les investissements.

129. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les montants suivants liés à la répercussion des soldes régulatoires des années précédentes ont été proposés par Elia dans le tableau 13 de son Modèle de rapport *ex ante*:

Tableau 19 : Évolution des soldes régulatoires en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

En KEUR	Réalité 2014	Budget 2015	Budget 2016	Budget 2017	Budget 2018	Budget 2019
Compte régulateur (début)	32.721					[CONFIDENTIEL]
Utilisation du compte régulateur	32.744			[CONFIDENTIEL]		[CONFIDENTIEL]
Ajout au compte régulateur	74.445					
Compte régulateur (fin)	139.911					0

130. La CREG a constaté qu'Elia n'avait pas tenu compte, dans son tableau, des données qui devaient être traitées en 2015 conformément à la Proposition tarifaire 2012-2015. La CREG était d'avis que ces montants devaient figurer dans la Proposition tarifaire 2016-2019 car la CREG a pris une décision relative à la Proposition tarifaire qui comporte ces répercussions.

131. Selon la CREG, le tableau 13 de la Proposition tarifaire devait être adapté comme suit pour l'année 2015, afin d'être conforme aux décisions précédentes de la CREG :

[CONFIDENTIEL]

132. Il ressort de ce tableau qu'un montant de [CONFIDENTIEL] KEUR doit également être porté en compte dans les tarifs de la période tarifaire 2016-2019. Cette régularisation concerne une diminution des tarifs. Elia a indiqué que ces montants pourraient être compensés par des excédents de l'année 2015 ; l'adaptation n'était donc pas nécessaire à son sens. La CREG a estimé toutefois que, conformément aux articles 31 et 38 de la Méthodologie tarifaire, ces soldes devaient être portés en compte et qu'on ne pouvait déroger aux décisions précédentes de la CREG.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2016, la CREG a demandé à Elia d'exécuter intégralement la décision du 25 juin 2015 et de transférer le montant de 142.539.000 EUR dans la période régulatoire 2016-2019.

133. S'agissant de la répartition des transferts régulatoires sur les différentes années, Elia a déclaré que de tels transferts étaient nécessaires pour pouvoir tenir compte du profil non linéaire de certaines recettes et certains coûts, afin que les tarifs puissent évoluer de manière égale. La CREG a accepté ce raisonnement.

134. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les coûts nets évoluent comme le montre le tableau 18 Adapté.

Tableau 18Adapté : Évolution des soldes régulatoires en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

135. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a tenu compte intégralement des demandes d'adaptation demandées par la CREG dans son Projet de décision du 9 octobre 2015.

136. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.4.11 Produits divers non-gérables

137. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les produits divers non gérables évoluaient comme le montre le tableau 20 ci-après.

Tableau 20 : Évolution des produits divers non gérables en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

Dans le cadre de ses contrôles, la CREG a constaté que ces produits divers non gérables repris dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia étaient manifestement sous évalués car Elia n'avait pas pris en compte un accord précédemment conclu dans le cadre de l'élaboration du cadre réglementaire dit de " cap&floor ". Suivant cet accord, les coûts de développement lié à NEMO et qui avaient été mis à la charge des utilisateurs de réseau au cours de la période 2009-2015 seraient compensés par un produit non-gérable équivalent au cours de la période 2016-2019.

138. Dans ses réponses datées du 21 septembre 2015, Elia a reconnu cet oubli et a proposé de prendre en compte le fait qu'Elia adresserait en 2016 à la société NEMO LINK une facture pour un montant de [CONFIDENTIEL] EUR qui ne serait toutefois honorée qu'en 2019 au plus tôt. Entre 2016 et 2019, un intérêt annuel de [CONFIDENTIEL] %, soit [CONFIDENTIEL] EUR/an, serait dû par NEMO LINK.

139. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a accepté la proposition de correction formulée par Elia et a demandé à Elia de corriger le budget de produits divers non-gérables en y insérant une rubrique intitulée "récupération des coûts de développement liés à NEMO" dont le montant est de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

Dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia a corrigé le budget de produits divers non-gérables en y insérant une rubrique intitulée "récupération des coûts de développement liés à NEMO" dont le montant est de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

140. *De facto*, les produits divers non-gérables évoluent comme le montre le tableau 20Adapté

Tableau 20Adapté: Évolution des produits divers non gérables en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

141. Du fait de l'augmentation de ces produits de [CONFIDENTIEL] EUR, la CREG constate qu'Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5 Constats relatifs aux coûts gérables

IV.5.1 Inflation

142. Dans sa Proposition tarifaire initiale, et comme dans la précédente Proposition Tarifaire 2012-2015, le gestionnaire de réseau avait basé ses hypothèses en matière d'inflation sur les anticipations formulées par le Bureau Fédéral du Plan. Précisément, le gestionnaire de réseau a repris les montants de la publication de juin 2014 intitulée "Perspectives économiques 2014-2019", à savoir +1,4% en 2016, +1,5% en 2017 et +1,6% en 2018 et 2019.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a toutefois constaté qu'en mai 2015 le Bureau Fédéral du Plan avait revu à la baisse ses anticipations en matière d'inflation dans le cadre de ses "Perspectives économiques 2015-2020": +1,2% en 2016 et +1,4% en 2017, 2018 et 2019. Ce faisant, la CREG a demandé à Elia de corriger à la baisse les budgets de coûts gérables en prenant en compte les hypothèses suivantes en matière d'inflation: +1,2% en 2016 et +1,4% en 2017, 2018 et 2019.

Elia a effectué la correction demandée en tenant compte des autres adaptations demandées.

143. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.2 Les coûts relatifs à l'achat de biens et de services

144. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les coûts relatifs à l'achat de biens et services évoluaient comme le montrent les tableaux 21 et ci-après.

Tableau 21 : Évolution des coûts relatifs à l'achat de biens et services en 2014-2019

[CONFIDENTIEL]

145. Pour l'ensemble de cet élément du revenu relatif à l'achat de biens et de services, Elia a proposé pour la période 2016-2019 des budgets annuels qui étaient en moyenne [CONFIDENTIEL] % plus élevés que les coûts réels de l'exercice d'exploitation 2014.

Dans ses questions complémentaires, la CREG a rappelé le fait que l'article 31 de la Méthodologie tarifaire dispose que le gestionnaire de réseau doit systématiquement justifier les écarts d'au moins 10% entre le budget et les montants approuvés dans le dernier rapport tarifaire, soit celui relatif à l'exercice d'exploitation 2014. Le manque de justification entraîne en principe un rejet des coûts.

Elia a communiqué une réponse, sur la base de laquelle la CREG a fait les constats suivants.

IV.5.2.1 Les Grands travaux 'Large Infrastructure Projects'

146. Concernant les Grands Travaux « *Large Infrastructure Projects* », la CREG a constaté une forte augmentation des budgets annuels par rapport à la valeur de 2014, comme présenté dans le tableau 22 ci-dessous:

Tableau 22 : Évolution des coûts relatifs aux Grands travaux 'LIPS'

[CONFIDENTIEL]

Dans le cadre des réponses aux questions de la CREG, Elia a justifié cette évolution par (i) les niveaux d'investissements plus élevés qu'en 2014, (ii) la complexité croissante des pré-études, (iii) le démantèlement d'infrastructures importantes et (iv) des dépenses accrues dans le cadre de l'acceptabilité des nouvelles installations.

La CREG a constaté que le poste Grands Travaux « *Large Infrastructure Projects* » avait été ajouté dans le Rapport tarifaire *ex-post* d'Elia pour comptabiliser notamment les coûts des études dans le cadre du Belgian Offshore Grid (ci-après « BOG »), comme le montre le tableau 23 suivant :

[CONFIDENTIEL]

Début 2014, la mise à l'arrêt du projet, et donc des procédures d'achats et des contrats de consultance, a été décidée. Les retards accumulés dans le cadre du projet Stevin ainsi que les incertitudes quant à la solution envisagée et au périmètre du BOG ont obligé Elia à suspendre le projet, le temps de convenir avec les concessionnaires, l'administration et la CREG d'une (nouvelle) solution pour le raccordement des parcs éoliens offshore. En définitive, c'est plus de 85% du coût réel total du poste Grands Travaux « *large Infrastructure Projects* » qui a pris fin en 2014 (ou 2015).

Pour 2016, Elia a indiqué qu'un montant de [CONFIDENTIEL] MEUR était budgété pour l'enlèvement des brise-lames en Mer du Nord. Les montants de 2018 et 2019 étaient alors cohérents avec celui de 2016, sans ce coût exceptionnel. Elia n'a indiqué aucune raison particulière pour expliquer le solde de la différence avec la valeur pour 2014, soit environ [CONFIDENTIEL] MEUR.

Pour 2017, Elia a indiqué que « *la valeur plus faible [CREG : + 33% par rapport à 2014] s'explique par une absence d'effets particuliers comme des démolitions importantes* ». La CREG en a déduit que pour les années 2016, 2018 et 2019, Elia prévoyait des effets particuliers comme des démolitions importantes mais ne disposait pas d'information d'Elia qui corroborerait ce point.

Etant donné le manque d'information quant à ces budgets et sur la base de l'article 31 de la méthodologie tarifaire, la CREG a rejeté l'élément « Grands Travaux « *Large Infrastructure Projects* » » du revenu total proposé.

La CREG a invité dès lors Elia à lui fournir une justification convaincante des montants budgétés. A défaut, la CREG demandait à Elia de conserver comme budget annuel pour la période régulatoire 2016-2019, le montant réellement supporté en 2014, augmenté de l'inflation.

147. Pendant la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia a souhaité formuler des justifications additionnelles.

148. Pendant les réunions de travail et dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia a clairement indiqué que le poste « Large Infrastructure Projects » n'a plus trait au BOG, mais bien aux projets de la catégorie « Intégration Européenne », tels qu'Alegro, Stevin et Brabo.

Les budgets OPEX pour ces grands projets d'infrastructures doivent couvrir les éléments qui ne sont pas amortissables, tels que les études de faisabilité et les démolitions d'infrastructures existantes vouées à être remplacées par lesdits projets.

La CREG constate que ces explications sont convaincantes.

149. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande de justification de la CREG.

IV.5.2.2 Les récupérations assurances et les Travaux avec assurances

150. Concernant les coûts et produits relatifs aux assurances, la CREG a constaté que dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, les postes « Récupérations d'assurances » et « Travaux avec assurances » suivaient le profil suivant :

Tableau 24 : Évolution des postes « Récupérations d'assurances » et « Travaux avec assurances » en 2012-2019

[CONFIDENTIEL]

La CREG a constaté que les budgets des récupérations d'assurances avaient un profil stable sur la période régulatoire, à l'exception du budget pour 2018 qui décroissait de [CONFIDENTIEL] % par rapport au budget de 2017.

Dans sa réponse à la question II.3.2.5., Elia a justifié cette évolution sur la base du constat que le profil des données historiques n'était pas linéaire.

La CREG a analysé cet élément dans le détail et constaté que cette justification n'était pas convaincante : il est rare qu'un profil historique de coût soit parfaitement linéaire mais cela ne signifie pas que la meilleure estimation du futur ne le soit pas.

Le tableau 25 ci-dessous montre le profil des postes « Récupérations d'assurances » et « Travaux avec assurances » de 2008 à 2019.

[CONFIDENTIEL]

Comme l'a expliqué Elia dans sa réponse à la question II.3.2.4, il y a une « *timing difference* » entre les postes « Récupérations d'assurance » et « Travaux avec assurance ». Les coûts du second sont directement comptabilisés alors que les récupérations d'assurance n'interviennent qu'après un certain délai.

Or, la CREG a constaté que les travaux avec dossier d'assurance ont connu une forte hausse en 2014 ([CONFIDENTIEL] % par rapport à la moyenne 2012-2013) et que les budgets annuels pour la période 2016-2019 reflétaient cette valeur exceptionnelle ([CONFIDENTIEL] % en moyenne par rapport à 2014 mais [CONFIDENTIEL] % par rapport à la moyenne 2012-2013).

La CREG en a déduit qu'Elia prévoyait le maintien du haut niveau des travaux avec assurance durant la période 2016-2019, proche de 2014. Etant donné la « *timing difference* », il était probable que cette hausse des travaux avec assurance se traduise en une hausse des récupérations d'assurance durant la période 2016-2019 et en particulier à la fin de celle-ci, notamment en 2018.

Selon la CREG, la croissance du poste « Travaux avec assurance » devrait mécaniquement mener à une croissance du poste « Récupérations d'assurance ».

Enfin, Elia a motivé le niveau du poste « Récupérations d'assurance » sur la base d'une analyse « des sinistres statistiques ». L'observation des montants du passé a incité la CREG à émettre quelques doutes quant à la qualité de cette analyse, qui ne lui a du reste jamais été présentée en détail.

Déjà dans le cadre de la Proposition Tarifaire 2012-2015, malgré des récupérations annuelles moyennes entre 2008 et 2010 d'environ [CONFIDENTIEL] MEUR, le budget pour 2012 était fixé à [CONFIDENTIEL] EUR, sur la base de cette même argumentation. Comme le montre le tableau *supra*, la réalité a été toute autre, au bénéfice des actionnaires d'Elia.

Etant donné (i) le caractère très volatil des récupérations d'assurances, (ii) le manque de transparence, voire de pertinence, de l'analyse sur base des sinistres statistiques, la CREG a demandé à Elia de maintenir au niveau de l'inflation la croissance du budget annuel du poste « récupérations d'assurance » tout au long de la période 2016-2019 sur base du niveau réel de 2014.

Graphiquement l'impact pour la période 2016-2019 serait le suivant :

[CONFIDENTIEL]

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a dès lors demandé à Elia d'augmenter les budgets des produits gérables « Récupérations d'Assurances » pour la période 2016-2019 de [CONFIDENTIEL] EUR, soit [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

151. Lors de la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia a estimé que la demande de la CREG sur les récupérations d'assurances reviendrait à prendre en compte plus de récupérations que de coûts encourus. C'est pourquoi Elia souhaitait proposer une alternative à la CREG.

152. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les coûts nets évoluent comme le montre le tableau 24Adapté.

Tableau 24Adapté : Évolution des postes « Récupérations d'assurances » et « Travaux avec assurances » en 2012-2019

[CONFIDENTIEL]

153. Elia propose donc des budgets pour les postes « travaux avec assurances » et « récupérations d'assurances » [CONFIDENTIEL] de la période 2016-2019. Le niveau est celui qui était proposé initialement pour le poste « travaux avec assurances » en 2016, soit [CONFIDENTIEL] EUR. Ce montant évolue au rythme constant de [CONFIDENTIEL] % par an jusqu'en 2019.

Cette approche est le résultat de trois éléments:

- l'existence d'une franchise de [CONFIDENTIEL] EUR par incident. Cette franchise, sous l'hypothèse d'une reconstruction à l'identique des éléments endommagés, doit logiquement conduire à des coûts supérieurs aux récupérations.
- la réalité qui montre que les éléments endommagés suite à un sinistre ne sont pas systématiquement reconstruits à l'identique, voire pas réparés du tout. Cette réalité implique des récupérations supérieures aux coûts.
- la grande variabilité historique des coûts et récupérations réels.

Les budgets proposés impliquent une réduction des coûts nets liés aux incidents avec assurance de [CONFIDENTIEL] % par rapport à la demande de la CREG (la CREG demandait une réduction des coûts nets [CONFIDENTIEL] EUR et la Proposition tarifaire adaptée d'Elia implique une réduction de [CONFIDENTIEL] EUR).

154. Bien que la CREG juge que la Proposition d'Elia reste prudente, eu égard aux franchises et aux incertitudes qui entourent l'occurrence des incidents et, *a fortiori*, les montants qui seront réellement perçus ou encourus suite à ces incidents, la CREG accepte la proposition d'Elia comme raisonnable et convaincante.

155. Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.2.3 Les honoraires

156. Concernant le poste « Honoraires », la CREG a constaté qu'Elia avait oublié de mettre une partie de la rémunération des administrateurs à charge des activités non-régulées. Il ressortait en effet des réponses d'Elia du 1^{er} octobre 2015 qu'un montant d'environ [CONFIDENTIEL] kEUR avait été mis à charge des tarifs régulés pour la rémunération des administrateurs via le poste "Honoraires".

La CREG a constaté toutefois qu'il était mentionné dans le rapport annuel 2014 d'Elia que la rémunération des administrateurs était de 641.963,96 EUR en 2014. Considérant que la clé de répartition entre activités régulées et non régulées est de 50%/50% en 2016, seuls environ [CONFIDENTIEL] kEUR/an auraient dû être mis à charge des activités régulées en 2016.

157. La CREG a estimé que cet élément de la proposition tarifaire d'Elia était contraire à sa Méthodologie tarifaire et que, par conséquent, cet élément de la Proposition tarifaire initiale était déraisonnable.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a donc demandé à Elia de déduire - hors inflation - la différence, soit [CONFIDENTIEL] kEUR/an.

158. Dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia marque son accord avec l'analyse de la CREG et accepte de diminuer les budgets du poste « Honoraires » en conséquence.

En tenant compte de l'inflation, la modification demandée par la CREG conduit à une diminution des coûts totaux de [CONFIDENTIEL] EUR sur la période régulatoire 2016-2019.

159. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.3 Les coûts des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes

160. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 26 ci-après.

Tableau 26 : Évolution des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

161. Dans le cadre de son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a demandé à Elia de diminuer le montant des coûts des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes d'un total de [CONFIDENTIEL] EUR sur la période 2016-2019. Ce montant total pouvait être ventilé comme suit : [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

Cette demande de correction était motivée suite à l'identification par la CREG de trois problèmes:

- 1) [CONFIDENTIEL] des [CONFIDENTIEL] FTE repris pour l'année 2014 à la page 105 de sa Proposition Tarifaire et sur la base desquels Elia a basé l'évolution du nombre de FTE au cours de la période 2016-2019 étaient des ressources qui, en 2014, avaient été affectées soit à des activités non-régulées, soit à la réserve stratégique;
- 2) parmi l'augmentation de FTE demandée par Elia pour la période 2016-2019, [CONFIDENTIEL] FTE ont été incorporés pour travailler sur le projet NEMO et ce sans qu'aucune récupération ne soit budgétée;
- 3) le coût moyen par FTE augmentait au cours de la période 2016-2019 d'une manière importante et non-justifiée (cf. [CONFIDENTIEL] % entre 2014 et 2019).

Pour chacun de ces trois problèmes abordés ci-après successivement, la CREG rappelle le contenu de son Projet de décision du 9 octobre 2015, les éléments pertinents repris dans la Proposition tarifaire adaptée d'Elia et son analyse.

IV.5.3.1 Concernant les ressources affectées en 2014 à des activités non-régulées et à la réserve stratégique,

162. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a mis en exergue les éléments suivants :

- 1) Dans son rapport tarifaire du 25 février 2015 (cf. Tableau T.4.1.2.2.), Elia avait rapporté que parmi les [CONFIDENTIEL] EUR de charges de personnels supportées en 2014, un montant total de [CONFIDENTIEL] EUR a été alloué à des activités non-régulées qui se rapportent notamment à des prestations pour Elia GRID INTERNATIONAL et 50HERTZ. Considérant un *overhead* de 25% et un coût moyen par FTE¹⁵ de [CONFIDENTIEL] kEUR en 2014, la CREG a constaté que ce montant total de [CONFIDENTIEL] EUR équivaut à [CONFIDENTIEL] FTE qui n'ont pas travaillé en 2014 sur des activités régulières. *De facto*, dans le cadre de l'élaboration de la Proposition Tarifaire d'Elia, ces [CONFIDENTIEL] FTE ne pouvaient donc pas être pris en considération et auraient dû être soustraits des [CONFIDENTIEL] FTE de 2014.

¹⁵ Coût moyen par FTE = Total des coûts 62 pour agents actifs / nombre de FTE moyen annuel

En complément du montant total de [CONFIDENTIEL] EUR alloué à des activités non-régulées en 2014, environ [CONFIDENTIEL] EUR de charges de personnel relatives au département de Business Development étaient également incluses dans les [CONFIDENTIEL] EUR de charges de personnels supportées en 2014. Considérant un coût moyen par FTE de [CONFIDENTIEL] kEUR en 2014, la CREG a constaté que ce montant total de [CONFIDENTIEL] EUR équivalait à [CONFIDENTIEL] FTE qui avaient travaillé en 2014 sur des activités de Business Development. Considérant les échanges de courriers intervenus entre la CREG et Elia au cours de l'année 2014, la CREG a rappelé que ces activités de Business Development ne seraient plus considérées comme des activités régulières au cours de la période 2016-2019. De facto, dans le cadre de l'élaboration de la Proposition Tarifaire d'Elia, ces [CONFIDENTIEL] FTE ne pouvaient donc pas être pris en considération et auraient dû être soustraits des [CONFIDENTIEL] FTE de 2014 ;

- 2) Dans son courrier daté du 11 décembre 2014 (ref. [CONFIDENTIEL]), Elia a rapporté que parmi les [CONFIDENTIEL] EUR de charges de personnels supportées en 2014, un montant total (*overhead* inclus) de [CONFIDENTIEL] EUR a été consacré au développement de la Réserve Stratégique. Considérant un *overhead* de [CONFIDENTIEL] % et un coût moyen par FTE de [CONFIDENTIEL] kEUR en 2014, la CREG a constaté que ce montant total de [CONFIDENTIEL] EUR équivaut à [CONFIDENTIEL] FTE qui avaient travaillé en 2014 sur le développement de la Réserve Stratégique. *De facto*, dans le cadre de l'élaboration de la Proposition Tarifaire d'Elia, ces [CONFIDENTIEL] FTE auraient dû être soustraits des [CONFIDENTIEL] FTE de 2014. La CREG a souligné ici que le nombre de FTE nécessaire à la Réserve Stratégique au cours de la période 2016-2019 pouvait toutefois être repris dans un budget séparé sur la base duquel le tarif OSP concerné serait calculé.

163. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a mis en exergue les deux éléments pertinents suivants :

- 1) la CREG a omis de prendre en compte le fait que, dans les « autres récupérations diverses » reprises dans sa Proposition tarifaire initiale, Elia avait valorisé un produit lié aux prestations attendues par le personnel d'Elia dans des activités non-régulées ([CONFIDENTIEL] kEUR/an hors inflation). Pour être cohérent, la CREG devait accepter que ce produit soit égal à zéro dans la Proposition tarifaire adaptée ;
- 2) les coûts de « business development » n'avaient plus été repris dans l'enveloppe gérable de 2014 comme la CREG l'a elle-même constaté dans sa décision (B)150625-CDC-658E/33 du 25 juin 2015 relative aux soldes 2014. *De facto*, seuls [CONFIDENTIEL] FTE auraient dû être déduits des [CONFIDENTIEL] FTE repris pour l'année 2014 à la page 105 de la Proposition Tarifaire et sur la base desquels Elia a basé l'évolution du nombre de FTE au cours de la période 2016-2019.

Après analyse, la CREG confirme la pertinence des deux remarques précitées et accepte les adaptations proposées par Elia. La CREG tient à souligner que les corrections apportées par rapport à la Proposition tarifaire initiale ne remettent aucunement en cause les augmentations de FTE demandées par Elia pour réaliser par exemple son ambitieux programme d'investissement ou encore les importants projets que devrait développer la direction Energy & System Management.

IV.5.3.2 Concernant les [CONFIDENTIEL] FTE travaillant sur le projet NEMO

164. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG avait mis en exergue qu'Elia avait budgété [CONFIDENTIEL] FTE qui " rendraient service à l'entreprise NEMOLINK " sans qu'aucune récupération liée à ces [CONFIDENTIEL] FTE n'ait été budgétée par Elia dans sa Proposition Tarifaire. Considérant que les coûts liés au projet NEMO faisaient l'objet d'un cadre réglementaire spécifique repris à l'annexe 3 de la méthodologie tarifaire et qu'il n'est pas acceptable que [CONFIDENTIEL] FTE aient été budgétés sans qu'une récupération auprès de NEMOLINK d'un montant équivalent ne soit budgétée, la CREG avait indiqué ne pas pouvoir marquer son accord avec les [CONFIDENTIEL] FTE travaillant sur le projet NEMO qui avaient été repris dans l'augmentation de FTE demandée par Elia pour la période 2016-2019.

Dans sa Proposition tarifaire adaptée, Elia a accepté la correction demandée par la CREG.

IV.5.3.3 *Concernant la forte augmentation du coût moyen par FTE observée au cours de la période 2016-2019,*

165. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a rappelé avoir demandé le 21 août 2015 à Elia de justifier cette forte augmentation (cf. [CONFIDENTIEL] % entre 2014 et 2019) en détaillant scrupuleusement les calculs. En réponse à cette question, Elia n' a pas fourni de calcul détaillé, mais s'est limitée (i) à mentionner que l'évolution des charges salariales ne tient pas compte des décisions prises par le gouvernement fédéral pour modérer l'évolution des charges patronales (cf. saut d'index et réduction des charges patronales) et (ii) à citer les éléments suivants qui auraient été pris en compte dans son estimation:

- 1) une inflation de +0,2% en 2015, +1,4% en 2016, +1,5% en 2017 et +1,6% en 2018 et 2019;
- 2) une " augmentation salariale suivant la politique salariale appliquée en Elia depuis 2010 " dont l'ampleur n'était pas précisée ;
- 3) des augmentations " hypothétiques " de [CONFIDENTIEL] % par an octroyées par CCT ;
- 4) des changements législatifs concernant l'âge effectif de la retraite et les conditions pour partir à la retraite anticipée.

Considérant les montants en jeu, la CREG ne pouvait bien entendu pas se contenter d'un tel argumentaire si vague et peu détaillé. En référence à l'article 31 de la Méthodologie Tarifaire, la CREG a rappelé que le manque de justification, notamment en ce qui concerne les hypothèses et méthodes d'indexation utilisées, entraîne en principe un rejet des coûts. La CREG a donc calculé une évolution du coût moyen par FTE qui lui paraissait raisonnable (cf. [CONFIDENTIEL] % entre 2014 et 2019). Cette évolution était basée sur les hypothèses suivantes :

- 1) une inflation de +0,2% en 2015, +1,2% en 2016 et +1,4% en 2017, 2018 et 2019 ;

- 2) la prise en compte du saut d'index qu'a décidé le gouvernement fédéral selon lequel, à partir du mois d'avril 2015, l'indice santé est bloqué à son niveau de mars 2015 jusqu'à ce qu'un saut d'index de 2% soit réalisé. Ce saut d'index a pour conséquence qu'aucune indexation de la charge salariale d'Elia ne devrait intervenir en 2015, 2016 et au cours de la première partie de l'année 2017¹⁶. En référence à l'article 31 de la Méthodologie Tarifaire, la CREG a considéré que le saut d'index était un élément exceptionnel anticipé pour la prochaine période régulatoire. Considérant qu'étant donné son statut de monopole naturel, Elia ne souffrait pas de problème de compétitivité mais également que cet élément exceptionnel n'était aucunement lié à un effort particulier dans le chef d'Elia, la CREG a estimé qu'il était tout à fait légitime que l'intégralité des avantages liés à ces mesures décidées par le gouvernement fédéral bénéficie directement aux utilisateurs du réseau - qui verraient ainsi leur compétitivité doublement renforcée.
- 3) la prise en compte à partir de 2018 de la diminution des charges patronales de 33% à 25% que le gouvernement fédéral a annoncée dans son accord de gouvernement du 9 octobre 2014¹⁷. Celui dispose clairement que : *"le gouvernement amplifiera les réductions de charges patronales déjà décidées dans le pacte de compétitivité adopté par le gouvernement sortant. A cet effet, il réduira, avant la fin de la législature, le taux de base des cotisations patronales avec l'objectif d'atteindre 25%"*. En référence à l'article 31 de la Méthodologie Tarifaire, la CREG a considéré que la diminution des charges patronales était un élément exceptionnel anticipé pour la prochaine période régulatoire. Considérant qu'étant donné son statut de monopole naturel Elia ne souffrait pas de problème de compétitivité mais également que cet élément exceptionnel n'était aucunement lié à un effort particulier dans le chef d'Elia, la CREG a estimé qu'il était tout à fait légitime que l'intégralité des avantages liés à ces mesures décidées par le gouvernement fédéral bénéficie directement aux utilisateurs du réseau - qui verraient ainsi leur compétitivité doublement renforcée.

¹⁶ <http://vbo-feb.be/Global/Actiedomeinen/Economie%20-%20Conjunctuur/Competitiviteit/Le%20saut%20d%E2%80%99index%20a%20%C3%A9t%C3%A9%20vot%C3%A9%20!/Circulaire%20Saut%20d'index.pdf> et <http://vbo-feb.be/fr-be/Dossiers/Economie-conjoncture/Competitivite/Le-saut-dindex-a-ete-vote/>

¹⁷ http://www.premier.be/sites/default/files/articles/accord_de_gouvernement_-_regeerakkoord.pdf

- 4) l'absence d'augmentation additionnelle complémentaire à l'inflation - corrigée pour tenir compte des mesures gouvernementales précitées - car la politique de rémunération pratiquée par Elia était déjà très compétitive. A ce propos, la CREG a avancé trois arguments. Premièrement, la CREG a rappelé qu'une augmentation du coût moyen par FTE avait déjà été prise en compte dans la Proposition Tarifaire 2012-2015 d'Elia afin de faire face à une possible « *War for talent* » et que, de l'aveu même d'Elia, cette « *War for talent* » n'a pas eu lieu au cours de la période 2012-2015. Deuxièmement, la CREG a rappelé que les discussions relatives au projet «[CONFIDENTIEL]» ont mis en lumière le fait que les rémunérations offertes par le gestionnaire de réseau à ses employés étaient sensiblement supérieures à celles pratiquées par exemple dans le secteur de la consultance. Troisièmement, la CREG a constaté qu'Elia n'était pas en mesure de donner l'identité des entreprises qui démarchaient ses collaborateurs sur la base d'une rémunération supérieure à celle pratiquée chez Elia.

166. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a accepté de prendre en compte les éléments suivants demandés par la CREG en ce qui concerne l'évolution du coût moyen par FTE:

- 1) une inflation de +0,2% en 2015, +1,2% en 2016 et +1,4% en 2017, 2018 et 2019 ;
- 2) le saut d'index qu'a décidé le gouvernement fédéral en insistant toutefois pour que la prise en compte du saut d'index effectif représente un élément non-gérable pour Elia ;
- 3) la prise en compte de la diminution des charges patronales avant la fin de la présente législature. Considérant l'incertitude entourant la date d'entrée en vigueur de cette mesure, Elia propose toutefois que (i) les pourcentages de charges patronales pris en compte dans la Proposition tarifaire adaptée restent identiques à ceux pris en compte dans la Proposition tarifaire initiale mais (ii) une fois implémentée, la diminution des charges patronales entraînera automatiquement une correction à la baisse de l'enveloppe gérable. Ainsi, comme demandé par la CREG, la diminution des charges patronales constituera un élément non-gérable pour Elia ;
- 4) une augmentation additionnelle en plus de l'inflation - corrigée pour tenir compte des mesures gouvernementales précitées - de [CONFIDENTIEL] % en 2015, [CONFIDENTIEL] % en 2016 et de [CONFIDENTIEL] %/an en 2017, 2018 et 2019.

167. Après analyse, la CREG accepte les adaptations proposées par Elia moyennant l'organisation d'une réunion annuelle entre la CREG et Elia lors de laquelle la prise en compte du saut d'index réellement observé, la diminution des charges patronales réellement observée et l'évolution réelle du coût moyen par FTE seront abordés. Suite à cette réunion, la CREG pourra décider d'adapter l'enveloppe gérable correspondante.

168. En résumé, sur la base de ce qui précède, les coûts des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes évoluent dans la Proposition tarifaire adaptée comme le montre le tableau 26Adapté ci-après.

Tableau 26Adapté : Évolution adaptée des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

169. Sans prendre en compte dans ce calcul les conséquences de la diminution des charges patronales qui bénéficieront intégralement aux utilisateurs du réseau¹⁸, la CREG constate que le budget repris dans la Proposition tarifaire adaptée pour la période 2016-2019 est de [CONFIDENTIEL] EUR inférieur à celui initialement repris dans la Proposition tarifaire.

170. En conclusion, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.4 Produits en réduction des coûts gérables

171. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces produits évoluaient comme le montre le tableau 27 ci-après.

Tableau 27 : Évolution des produits en réduction des coûts gérables 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

¹⁸ Tout en soulignant que les modalités concrètes d'application ne sont pas définitivement connues, on peut estimer l'impact de cette diminution des charges patronales à environ 8.500.000,00 EUR/an.

La CREG a analysé cet élément et constaté que les produits en réduction des coûts gérables étaient sous évalués de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019. Ainsi, le montant des produits en réduction des coûts gérables devrait pour la CREG être fixé à [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019. Les éléments motivant cette correction concernaient quatre rubriques : les travaux pour tiers, les plus-values sur vente d'actifs immobilisés, les autres récupérations diverses ainsi que les récupérations autres liées à différentes surcharges.

172. Pour chacune des quatre rubriques précitées, la CREG rappelle le contenu de son Projet de décision du 9 octobre 2015, les éléments pertinents repris dans la Proposition tarifaire adaptée d'Elia et son analyse.

IV.5.4.1 Les travaux pour tiers

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a constaté qu'Elia expliquait la forte baisse des « travaux pour tiers » par la fin des travaux en synergie avec d'autres gestionnaires de réseau, des travaux qui ne généraient pas de marge et représentaient [CONFIDENTIEL] MEUR de chiffre d'affaires en 2014. Toutefois, la CREG a constaté également que les coûts liés aux travaux pour tiers ne diminuaient que de [CONFIDENTIEL] MEUR entre 2014 et 2016, ce qui générait une marge d'un peu plus de [CONFIDENTIEL] MEUR dont bénéficierait Elia à hauteur de 50%. Afin de maintenir la cohérence de la motivation apportée par Elia, la CREG a demandé à Elia d'augmenter le montant des autres récupérations diverses d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

173. Dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia ne formule pas de remarques à ce propos et accepte la correction demandée par la CREG tout en proposant de prendre cet élément en compte en augmentant d'un montant équivalent les « autres récupérations diverses ».

174. Considérant que le fait de reprendre cette correction sous la rubrique « autres récupérations diverses » en lieu et place de la rubrique « travaux pour tiers » est sans impact sur le montant total des « produits en réduction des coûts gérables », Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.4.2 Les Plus-Values sur ventes d'actifs immobilisés

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a constaté que, dans sa Proposition Tarifaire, le gestionnaire de réseau ne prévoyait plus que [CONFIDENTIEL] MEUR/an de plus-values sur ventes d'actifs immobilisés. La CREG a estimé que ce montant était manifestement sous-évalué. Sur la base du graphique ci-dessous, élaboré sur la base des données reprises dans les rapports annuels d'Elia, la CREG a souhaité premièrement rappeler que les plus-values sur ventes d'actifs immobilisés, bien que volatiles, (i) n'avaient jamais été inférieures à [CONFIDENTIEL] MEUR/an au cours de la période 2008-2014 et (ii) avaient atteint jusqu'à [CONFIDENTIEL] MEUR en 2010.

[CONFIDENTIEL]

La CREG a souhaité ensuite rappeler qu'Elia entendait mener au cours de la période 2016-2019 un ambitieux programme de désinvestissement qui, comme rappelé par Elia dans ses réponses du 21 septembre 2015, porterait sur des actifs qui ne disposent plus d'une valeur nette comptable. Ce programme devrait logiquement mener à la réalisation d'ambitieuses plus-values au cours de la prochaine période tarifaire. Afin d'aligner le montant des plus-values sur ventes d'actifs immobilisés sur la moyenne historique observée au cours de la période 2010-2014, la CREG a demandé à Elia d'augmenter le montant des plus-values sur vente d'actifs immobilisés d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR/an.

175. Dans la Proposition tarifaire adaptée ainsi que lors de plusieurs réunions de travail, Elia a souhaité faire état des considérations suivantes :

- 1) les plus-values enregistrées lors des années 2008 à 2010 ainsi qu'en 2012 reprennent des éléments exceptionnels qui ne sont pas susceptibles de se reproduire chaque année;
- 2) il est inapproprié de prendre *a priori* en compte un élément « vente d'actifs immobilisés » car cela implique de devoir viser un objectif de « ventes d'actifs immobilisés ».

Sur cette base, Elia a proposé de ne pas augmenter le montant des plus-values sur vente d'actifs immobilisés.

176. La CREG constate que les considérations présentées par Elia sont pertinentes et accepte que le montant des plus-values sur vente d'actifs immobilisés ne soit pas augmenté.

Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.4.3 Les autres récupérations diverses

177. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a constaté que les montants budgétés pour la sous-rubrique « divers » étaient sensiblement inférieurs au niveau de cette rubrique observé pour l'année 2014 [CONFIDENTIEL] EUR): de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016 à [CONFIDENTIEL] EUR. Considérant que cette évolution n'était pas motivée par Elia, la CREG ne pouvait pas accepter cette évolution à la baisse et demande à Elia de budgéter - hors inflation - un montant pour la sous-rubrique « divers » correspondant à celui observé en 2014. Ainsi, Elia devait augmenter le montant des autres récupérations diverses d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

178. Dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia ne formule pas de remarques à ce propos et accepte la correction demandée par la CREG

179. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.4.4 Les récupérations autres liées à différentes surcharges

180. Dans son projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a constaté qu'Elia n'avait pas pris en compte les éléments suivants qui entraînent une augmentation des récupérations liées à différentes surcharges :

- 1) l'existence d'une récupération liée à la cotisation fédérale, qui s'élevait à [CONFIDENTIEL] kEUR en 2014;
- 2) l'existence d'une récupération liée à la surcharge régionale wallonne, qui s'élève selon Elia à [CONFIDENTIEL] kEUR/an ;
- 3) la mise en service du parc éolien offshore [CONFIDENTIEL] en 2018, qui augmente à partir de 2018 de [CONFIDENTIEL] EUR/an le montant de la récupération liée à la surcharge fédérale CV ;
- 4) la mise en service des parcs éoliens offshore [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] en 2019, qui augmente en 2019 de [CONFIDENTIEL] EUR le montant de la récupération liée à la surcharge fédérale CV.

Inversement, la CREG a constaté qu'Elia avait indûment pris en compte certains éléments qui ne devaient pas l'être, à savoir :

- 1) l'indexation des récupérations liées à certaines surcharges, qui n'est pas prévue par la législation ;
- 2) la diminution de la récupération de la surcharge REG liée à une diminution des frais du contrat [CONFIDENTIEL].

181. En conclusion, la CREG demandait à Elia d'augmenter le montant des récupérations autres liées à différentes surcharges [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

182. Dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia ne formule pas de remarques à ce propos et a correctement appliqué les corrections demandées par la CREG.

183. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.5.4.5 L'impact global des produits en déduction des coûts gérables

184. Considérant les corrections précitées – y compris celle relative à la suppression du produit lié aux prestations attendues par le personnel d'Elia dans des activités non-régulées ([CONFIDENTIEL] kEUR/an hors inflation) ainsi que l'adaptation des hypothèses en matière d'inflation, dans la Proposition tarifaire adaptée, les montants globaux sur ces éléments évoluent comme le montre le tableau 28Adapté.

Tableau 28Adapté : Évolution des produits en réduction des coûts gérables 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

IV.6 Constats relatifs aux coûts influençables

185. Les coûts influençables se composent des coûts suivants:

- 1) les coûts de réservation des réserves de puissance (voir point IV.6.1) ;
- 2) déduction faite des pénalités imposées aux acteurs du marché dans la mesure où ils n'ont pas tenu les volumes contractés à la disposition d'Elia (voir point IV.6.2).

IV.6.1 Coûts de réservation des réserves de puissances primaires (R1 ou FCR) et secondaires (R2 ou aFRR)

186. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 29 ci-après.

Tableau 29 : Évolution des réserves primaires (R1 ou FCR) et secondaires (R2 ou aFRR) entre 2014 et 2019

[CONFIDENTIEL]

187. Elia a justifié cette évolution comme suit.

Pour l'estimation des prix des réserves FCR et aFRR, Elia a élaboré une méthodologie qui part du postulat que ces prix sont fortement dépendants de la disponibilité du parc nucléaire. Selon Elia, la forte baisse des prix de réservation en 2015 (voir *infra*) est principalement imputable à la faible disponibilité du parc nucléaire. Cette faible disponibilité implique un plus grand nombre d'heures de fonctionnement des unités fonctionnant au gaz qui fournissent la majeure partie des volumes de FCR et aFRR, réduisant ainsi les coûts dits de *must run* incorporés dans les prix de leurs offres. En plus de la disponibilité du parc nucléaire, Elia a incorporé d'autres effets dans sa méthodologie [CONFIDENTIEL]. D'autre part, sur la base de l'hypothèse d'un « retour du nucléaire » en [CONFIDENTIEL] (5000 MW, cf. partie III.2 sur les hypothèses *supra*), Elia a estimé que le *Clean Spark Spread* (ci-après : CSS) allait significativement décroître en [CONFIDENTIEL] avant de se stabiliser pour le reste de la période. Enfin, Elia a constaté une brusque diminution de la variabilité du CSS en 2014 et 2015, ce qui a, selon elle, un impact à la baisse sur les prix. Elia suggérait que la variabilité du CSS devait augmenter dès [CONFIDENTIEL]¹⁹.

¹⁹ [CONFIDENTIEL]

188. La CREG a analysé cette méthodologie en détail et fait les constats suivants.

Eu égard à la réalité du marché en 2015, et comme le montre le tableau ci-dessous, les résultats présentés par Elia ne sont clairement pas raisonnables. Le tableau 30 montre l'évolution des prix moyen estimés par Elia au départ du *Best Estimate*²⁰ de la CREG pour l'exercice 2015 :

Tableau 30 : Évolution des prix moyens estimés par Elia

[CONFIDENTIEL]

Ainsi, sur base de sa méthodologie, Elia prévoyait en [CONFIDENTIEL] une augmentation du coût moyen par MW des réserves FCR de [CONFIDENTIEL] % et de [CONFIDENTIEL] % pour les réserves aFRR, sans effet volume, sur la base de la seule hypothèse d'une présence continue de 5.000 MW de production nucléaire et d'une diminution du nombre d'heures de fonctionnement des unités de production au gaz concomitante, de l'ordre de [CONFIDENTIEL] % par rapport à [CONFIDENTIEL]. Ce résultat est très clairement déraisonnable.

Selon la CREG, cette méthodologie ne prenait pas en compte les effets bénéfiques sur les prix et les volumes des évolutions du marché, [CONFIDENTIEL].

Sur la base du constat qui précède, mais reconnaissant l'effet potentiellement significatif de l'hypothèse d'Elia sur la disponibilité du parc nucléaire, la CREG a, dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, demandé à Elia d'appliquer le profil d'évolution des prix tel que proposé dans la Proposition Tarifaire (et résultant de la méthodologie d'Elia) mais sur la base du [CONFIDENTIEL]. Ainsi, la CREG proposait une augmentation du budget de [CONFIDENTIEL] % par rapport au [CONFIDENTIEL].

189. L'application de cette méthodologie conduisait selon la CREG aux montants figurant dans le tableau 30bis.

²⁰ Le *Best Estimate* pour l'exercice 2015 est calculé sur base des résultats des appels d'offres mensuels des 10 premiers mois de 2015 auxquels sont ajoutés le coût du mois le plus cher de ces 10 mois multiplié par 2.

Tableau 30bis : Évolution des prix réserves primaires (FCR) et secondaire (aFRR) en 2015-2019

[CONFIDENTIEL]

190. Lors de la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia a annoncé, pour les réserves R1, R2 et R3, souhaiter proposer des alternatives au raisonnement de la CREG, menant à des réductions budgétaires importantes, mais dans des limites plus raisonnables.

Elia contestait l'analyse de la CREG en raison du fait qu'elle ne prenait pas suffisamment en compte l'impact sur les prix du retour (probable) de l'ensemble des unités nucléaires sur le marché.

En revanche, Elia reconnaissait que sa proposition tarifaire initiale ne tenait pas suffisamment compte des réductions de coûts dues [CONFIDENTIEL]. La CREG a pris bonne note et a reconnu à son tour qu'Elia, au moment de la rédaction de sa Proposition initiale, ne disposait que de peu d'informations sur les résultats [CONFIDENTIEL].

191. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les coûts proposés ont évolué comme le montre le tableau 30bisAdapté ci-après.

Tableau 30bisAdapté : Évolution des prix réserves primaires (FCR) et secondaire (aFRR) en 2015-2019

[CONFIDENTIEL]

Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a intégré la première estimation d'ENTSO-E du volume de FCR que la Belgique doit fournir au marché européen en 2016, soit 73 MW au lieu des 85 MW prévus dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia.

Enfin, comme pour les estimations de revenus des rentes de congestion, Elia a tenu compte des effets liés à l'incertitude du retour d'une partie du parc nucléaire en [CONFIDENTIEL] et donc d'un *Clean Spark Spread* plus favorable en [CONFIDENTIEL].

Les nouveaux calculs d'Elia, sur la base des éléments ci-dessus, menaient à une réduction des budgets de FCR et aFRR de [CONFIDENTIEL] EUR sur l'ensemble de la période.

192. La CREG constate que la proposition d'Elia est acceptable étant donné qu'elle tient notamment compte de ses remarques [CONFIDENTIEL] et sur le niveau actuel des estimations du marché quant au *Clean Spark Spread* en [CONFIDENTIEL]. La CREG reconnaît que sa demande, exprimée dans le Projet de décision, était trop restrictive au vu des arguments développés par Elia, notamment concernant l'impact du retour des unités nucléaires qui étaient à l'arrêt en 2015. Dès lors, la Proposition adaptée constitue, en raison des grandes incertitudes qui entourent le parc nucléaire, ainsi que le résultat des futurs appels d'offres et les volumes à contracter, une voie intermédiaire raisonnable.

193. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.6.2 Les coûts des réserves tertiaires (R3 ou mFRR)

194. Dans la Proposition tarifaire initiale d'Elia, ces coûts évoluaient comme le montre le tableau 31 ci-après.

Tableau 31 : Évolution des réserves tertiaires (mFRR) entre 2014 et 2019

[CONFIDENTIEL]

195. Elia avait justifié cette évolution comme suit :

Elia applique une méthodologie qui incorpore :

- 1) le prix historique moyen [CONFIDENTIEL] ;
- 2) les volumes escomptés à contracter ;
- 3) [CONFIDENTIEL] un effet volume ;
- 4) l'inflation ;
- 5) un gain d'efficacité [CONFIDENTIEL].

Dès 2016, une partie des volumes de R3 *Production* et R3 *Dynamic Profile* (R3 DP) sera contractée via des appels d'offres mensuels. [CONFIDENTIEL]. A ce stade, le passage à des enchères à plus court terme n'est pas encore acté pour le produit R3 ICH. [CONFIDENTIEL].

196. La CREG a analysé cette méthodologie en détail et fait les constats suivants.

Globalement, l'approche suivie par Elia semblait fondée et pragmatique. Cependant, la CREG a perçu certaines incohérences dans le choix de certains paramètres.

Premièrement, la CREG ne comprenait pas la raison pour laquelle Elia n'avait pas pris comme point de départ le prix réel moyen pour [CONFIDENTIEL], si ce n'est le fait qu'il est moins élevé que celui de [CONFIDENTIEL]²¹. [CONFIDENTIEL].

Deuxièmement, Elia a indiqué avoir appliqué des taux de gains d'efficacité (réduction du prix) de [CONFIDENTIEL]. L'étude de la méthodologie d'Elia montre que, puisque ces gains d'efficacité ne sont pas cumulables, les taux annuels réels sont [CONFIDENTIEL].

Ces gains d'efficacité ne sont pas cohérents avec l'expérience du passage aux appels d'offre de court terme pour les réserves primaires (FCR) et secondaires (aFRR) en 2014 (partiellement) et 2015 (entièrement). En 2014, les prix moyens de FCR et aFRR avaient globalement connus une hausse par rapport à la réalité de 2013, alors qu'en 2015 ils ont fortement baissés. Dans sa réponse à la question II.4.9. Elia a expliqué que le passage aux appels d'offre de court terme pour la réserve tertiaire aurait un impact positif sur les prix (donc à la baisse) mais moins important (« plutôt limité »). La CREG partage l'analyse d'Elia sur ce point.

L'étape qui consiste à ne proposer qu'un volume limité aux appels d'offres mensuels a été jugé nécessaire pour permettre aux acteurs du réseau d'adapter leur comportement d'offre et pour « tester » le marché. Il est cependant évident, et l'expérience de la FCR et de l'aFRR l'a démontré, que cette situation est sub-optimale et que seul le passage au court terme pour l'ensemble des volumes permet d'améliorer significativement le fonctionnement du marché et infléchir les prix.

A défaut d'une justification convaincante pour les taux de gains d'efficacité proposés par Elia, la CREG a suggéré d'appliquer de manière cumulative les taux suivants : [CONFIDENTIEL]²².

²¹ [CONFIDENTIEL]

²² [CONFIDENTIEL]

197. L'application de ce raisonnement, demandé par la CREG dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, conduisait aux montants figurant dans le tableau 31bis pour cet élément du revenu total :

Tableau 31bis : Évolution des prix de fourniture de la mFRR en 2016-2019

[CONFIDENTIEL]

L'impact sur le revenu total de la période 2016-2019 serait alors de [CONFIDENTIEL] EUR.

198. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les coûts évoluent comme le montre le tableau 31Adapté ci-après.

Tableau 31Adapté : Évolution des réserves tertiaires (mFRR) en 2016-2019

[CONFIDENTIEL]

199. Elia a reconnu que le fait de baser sa méthodologie pour l'élaboration des budgets de mFRR sur le prix moyen pour [CONFIDENTIEL] n'est pas pertinent. Elia a dès lors proposé de se baser sur [CONFIDENTIEL].

D'autre part, Elia a reconnu que sa Proposition tarifaire initiale concernant les taux de réduction des prix n'est pas pertinente et a accepté la proposition de la CREG, à l'exception du taux pour [CONFIDENTIEL].

[CONFIDENTIEL]

200. La CREG constate que le prix moyen [CONFIDENTIEL] pour la mFRR en [CONFIDENTIEL], ne constitue pas nécessairement une bonne base pour l'application de la méthodologie d'Elia pour l'estimation des budgets sur la période 2016-2019. Selon l'article 12quinquies de la Loi électricité, la CREG doit remettre un rapport sur le caractère raisonnable ou non des prix offerts. Le cas échéant, le Roi peut prendre un arrêté royal pour imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés. En d'autres termes, la sélection d'offres qui résulte de l'appel d'offres n'est pas nécessairement celle qui sera finalement à la disposition d'Elia.

201. La CREG reconnaît cependant que le prix moyen de [CONFIDENTIEL] ne constitue pas non plus une bonne estimation du prix de [CONFIDENTIEL].

202. La CREG reconnaît dès lors que, étant donné l'incertitude qui existe quant aux évolutions des volumes, des produits et des offres de mFRR, [CONFIDENTIEL] constituent une base valable pour l'estimation des budgets.

203. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande de la CREG.

IV.6.3 Les pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires

204. Les pénalités liées à l'achat de services auxiliaires sont des réductions de coûts réalisées par Elia via l'imposition de pénalités en cas de livraisons non-conformes aux prescriptions figurant dans les contrats de fourniture de services auxiliaires qu'Elia signe avec ses fournisseurs.

Les montants initialement prévus par Elia sont ceux que montre le tableau 31ter.

Tableau 31ter : Évolution des montants des pénalités en 2016-2019

[CONFIDENTIEL]

205. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a précisé partager l'opinion d'Elia suivant laquelle l'objectif d'un mécanisme de pénalités est de parvenir à obtenir, par des incitants adéquats (cf. design des produits et dispositif contractuel), une bonne qualité de fourniture des réserves. L'objectif d'un mécanisme de pénalités ne peut être de collecter un certain budget de pénalités par année. Toutefois, la CREG était d'avis qu'à partir du moment où la qualité de la fourniture de services auxiliaires d'un prestataire donné ne peut être qualifiée de bonne par rapport aux objectifs de qualité définis dans le contrat, Elia a le devoir de percevoir auprès de ce prestataire les pénalités contractuellement prévues. La perception de ces pénalités est en effet nécessaire pour maintenir vis-à-vis des fournisseurs de services auxiliaires un incitant à fournir une bonne qualité de service. La CREG tient donc à souligner que les éventuelles adaptations contractuelles qu'Elia envisagerait d'adopter au niveau des mécanismes de pénalités en vigueur pour les services auxiliaires feront l'objet d'une attention toute particulière de sa part : celles-ci ne pourront aucunement avoir pour objectif de collecter un certain montant de pénalités par année mais devront toujours avoir pour objectif de renforcer les incitants à ce que la fourniture de services auxiliaires soit de bonne qualité.

206. Ceci étant précisé, la CREG a souligné que la manière suivant laquelle les pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires avaient été prises en compte dans la Proposition Tarifaire du 30 juin 2015 appelait deux adaptations majeures en ce qui concerne, premièrement, le caractère influençable de ces revenus et, deuxièmement, le montant budgété par Elia.

207. Premièrement, la CREG a constaté qu'Elia considérait (p. 119 de la Proposition Tarifaire) que seules les pénalités liées à la réservation de services auxiliaires (hors Black-Start) seraient considérées comme influençables. Autrement dit, une partie des pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires pour le non-accomplissement de leurs obligations ne devrait pas, selon Elia, être considérée comme une réduction de coûts influençables.

208. La CREG a estimé que cette approche était contraire (i) au contenu de la Méthodologie tarifaire et (ii) aux conclusions de plusieurs réunions de travail qui se sont tenues tant lors de l'élaboration de la Méthodologie tarifaire que préalablement à l'introduction de la Proposition Tarifaire initiale.

209. La CREG a rappelé avoir démontré au cours notamment de son contrôle des soldes de l'exercice 2009, [CONFIDENTIEL], qu'Elia exerçait une influence non-négligeable sur le montant des pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires - tant pour les pénalités liées à la réservation que pour les pénalités liées à l'utilisation des services auxiliaires -. Ce faisant, il était justifié qu'Elia soit partiellement exposée tant à l'évolution des pénalités liées à la réservation qu'à l'évolution des pénalités liées à l'utilisation des services auxiliaires.

210. Dans le rapport annuel sur les soldes 2009 d'Elia, la CREG avait pour rappel constaté un important écart entre le montant de pénalités liées à l'achat de services auxiliaires initialement budgété pour 2009 ([CONFIDENTIEL] kEUR) et celui effectivement supporté au cours de l'exercice d'exploitation 2009 ([CONFIDENTIEL] kEUR), à savoir un écart de [CONFIDENTIEL] %. Dans ce cadre, la CREG avait donc décidé de contrôler la perception par Elia de ces pénalités.

La CREG s'était penchée dans un premier temps sur l'évolution de ces pénalités au cours des années précédentes (Figure 1 ci-dessous : la courbe bleue représente l'évolution des pénalités liées à l'achat de services auxiliaires qu'Elia a rapportée au cours de la période 2004-2009 ; la courbe rouge représente l'évolution des pénalités imposées aux [CONFIDENTIEL] principaux producteurs ; un éventuel écart entre ces deux courbes bleues et rouges traduit l'imposition de pénalités à des clients interruptibles.).

Figure 1 : Evolution des pénalités liées aux services auxiliaires au cours de la période 2004-2009

[CONFIDENTIEL]

Au cours de la période 2004-2007 (où l'arrêté royal tarifaire du 4 avril 2001 était d'application), la CREG avait constaté qu'en ce qui concerne la perception par Elia des pénalités liées à l'achat de services auxiliaires:

- 1) les pénalités rapportées par Elia étaient, abstraction faite de l'exercice 2005, toujours comprises entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] KEUR ;
- 2) ces pénalités étaient presque exclusivement imposées aux producteurs.

Au cours de la période 2008-2009 (où l'arrêté royal tarifaire du 8 juin 2007 était d'application), la CREG avait en revanche constaté, concernant la perception par Elia des pénalités liées à l'achat de services auxiliaires que :

- 1) les pénalités rapportées par Elia étaient en chute libre depuis 2007 : de [CONFIDENTIEL] KEUR en 2007, celles-ci étaient passées à [CONFIDENTIEL] KEUR en 2008 et [CONFIDENTIEL] KEUR en 2009 ;
- 2) ces pénalités n'étaient plus exclusivement imposées aux [CONFIDENTIEL] principaux producteurs: de [CONFIDENTIEL] EUR en 2007, les pénalités imposées aux clients interruptibles étaient passées à [CONFIDENTIEL] KEUR en 2008 et à [CONFIDENTIEL] KEUR en 2009 ;
- 3) cette forte augmentation des pénalités imposées aux clients interruptibles ne suffisait néanmoins pas à compenser la forte diminution des pénalités imposées aux [CONFIDENTIEL] principaux producteurs : de [CONFIDENTIEL] KEUR en 2007, celles-ci étaient passées à [CONFIDENTIEL] KEUR en 2008 et à [CONFIDENTIEL] KEUR en 2009.

211. Constatant donc que depuis l'introduction du nouveau cadre tarifaire, les pénalités imposées par Elia aux producteurs [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] avaient été divisées par trois en l'espace de deux ans, la CREG avait porté dans un deuxième temps son attention vers les services auxiliaires pour lesquels Elia avait conclu un contrat de fourniture avec les [CONFIDENTIEL] principaux producteurs: la R1, R2, R3 et le Black Start.

Les contrôles mis en place par la CREG se sont focalisés sur la réconciliation entre :

- 1) les montants des pénalités rapportées par Elia pour ces fournisseurs et les montants repris au sein des pièces comptables justificatives ;
- 2) les montants repris au sein des pièces comptables justificatives et les montants obtenus sur la base des formules de calcul des pénalités reprises au sein des contrats de fourniture de services auxiliaires qu'Elia a signés avec ces fournisseurs.

212. Sur la base de contrôles ponctuels, la CREG avait finalement posé les constats suivants :

- 1) certaines explications données par Elia étaient lacunaires : [CONFIDENTIEL];
- 2) certaines dispositions contractuelles convenues entre Elia et ses fournisseurs de services auxiliaires (cf. [CONFIDENTIEL]) avaient été adaptées d'une manière particulièrement favorable aux fournisseurs de services auxiliaires ;
- 3) Elia n'avait pas correctement récupéré auprès d'un producteur les pénalités auxquelles Elia avait contractuellement droit ;
- 4) Elia avait toléré qu'un producteur envoie, avec d'importants retards, certaines de ses notes de crédit relatives aux pénalités liées à l'achat de services auxiliaires, [CONFIDENTIEL].

213. Dans sa décision sur les soldes 2009, et tout en rejetant certains coûts, la CREG avait conclu que " *la modification du cadre tarifaire entre 2007 et 2008 a eu pour effet de supprimer l'intéressement aux pénalités récupérées dont Elia bénéficiait, tout en maintenant le coût de cette récupération (essentiellement des charges gérables de personnel) à la charge du GRT. D'une manière générale, la CREG s'interroge sur la détermination et les moyens mis en place par Elia pour maintenir et récupérer auprès des producteurs les pénalités auxquelles le GRT a contractuellement droit. La CREG se doit en effet de constater depuis 2007 une très nette baisse des pénalités perçues auprès [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] conjuguée à certains manquements dans la négociation et l'exécution des contrats d'achats des services auxiliaires avec ces fournisseurs.* "

Sous la menace de nouveaux rejets de coûts au cours des années ultérieures, Elia avait fourni les années suivantes d'importants efforts afin de récupérer auprès des fournisseurs de services auxiliaires toutes les pénalités auxquelles elle avait contractuellement droit : révision du cadre contractuel, mise en place de procédures de contrôle et de validation, renforcement des effectifs chargés du contrôle des prestations et de la récupération des pénalités, développement de nouvelles applications informatiques pour effectuer plus rapidement et de manière exhaustive le contrôle des prestations livrées, etc.

La Figure 2 ci-dessous démontre que ces nombreux efforts ont eu impact rapide sur le niveau des pénalités récupérées par Elia : celles-ci sont remontées dès 2010 au niveau des pénalités perçues en 2008 et sont restées stables entre 2010 et 2013 inclus. Ceci démontre que les efforts fournis - ou pas - par Elia ont un impact important sur le niveau des pénalités récupérées par Elia auprès des fournisseurs de services auxiliaires.

Figure 2 : Evolution des pénalités liées aux services auxiliaires au cours de la période 2004-2014.

[CONFIDENTIEL]

214. Cette démonstration justifie qu'Elia soit partiellement exposée tant à l'évolution des pénalités liées à la réservation qu'à l'évolution des pénalités liées à l'utilisation des services auxiliaires. Dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire, toutes les pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires ont ainsi été considérées comme des éléments influençables, à savoir les éléments sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle limité.

215. La CREG a également rappelé que l'article 10. 18) de la méthodologie tarifaire dispose que sont considérés comme influençables : "*les coûts liés à la réservation (puissance) des services auxiliaires, le cas échéant diminué par les amendes infligées aux fournisseurs pour le non-accomplissement de leurs obligations en la matière, à l'exception des coûts liés à la réservation du service de Black Start*". Pour la CREG, le vocable " en la matière " vise explicitement les " services auxiliaires " - et pas uniquement " la réservation (puissance) des services auxiliaires " comme le laissait entendre Elia dans ses réponses du 21 septembre 2015 -. Ainsi, la CREG a rappelé que c'est tout à fait volontairement que l'article 10. 2) de la méthodologie tarifaire, qui reprend les coûts non-gérables liés à l'utilisation des services auxiliaires ainsi que les coûts liés à la réservation du service de Black Start, ne fait aucunement mention des pénalités.

216. Deuxièmement, en ce qui concerne le montant de pénalités budgétées par Elia dans sa Proposition Tarifaire initiale, la CREG a constaté qu'Elia n'a budgété qu'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR/an pour les pénalités liées aux services auxiliaires.

217. Pour la CREG, ce montant budgété était insuffisant eu égard aux éléments suivants:

- 1) en faisant abstraction de l'année 2009 pour laquelle la CREG avait constaté de graves manquements dans le chef d'Elia (cf.[CONFIDENTIEL]), il ressort de la précédente Figure que les pénalités liées aux services auxiliaires (i) n'ont jamais été inférieures à [CONFIDENTIEL] MEUR/an au cours de la période 2004-2014 et (ii) sont relativement stables autour de [CONFIDENTIEL] MEUR/an au cours de la période 2004-2014 ;
- 2) Elia a anticipé pour les prochaines années l'arrivée de nouveaux fournisseurs de services auxiliaires - qui ne sont pas uniquement des agrégateurs et des fournisseurs de produits " demande " - , ce qui devrait logiquement avoir un impact haussier sur les pénalités et/ou récupérations perçues ;
- 3) Elia a anticipé une augmentation tant des volumes contractés que de la rémunération unitaire, ce qui devrait logiquement avoir un impact haussier sur les pénalités et/ou récupérations perçues ;
- 4) à partir de 2016, et au contraire de ce qui se faisait précédemment, une pénalité sera appliquée dans le cadre de la fourniture du service de réglage de la tension. Ceci devrait logiquement avoir un impact haussier sur les pénalités et/ou récupérations perçues.

218. Pour les raisons précitées, La CREG a demandé à Elia d'augmenter le montant des pénalités budgétées au niveau de la moyenne des pénalités observées au cours de la période 2010-2014, à savoir [CONFIDENTIEL] EUR/an.

219. En résumé, dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a demandé à Elia d'apporter les adaptations suivantes à sa Proposition Tarifaire initiale :

- 1) toutes les pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires devaient être considérées comme des réductions de coûts influençables ;
- 2) le montant des pénalités infligées aux fournisseurs de services auxiliaires devait être fixé à [CONFIDENTIEL] EUR/an. Ceci correspond à un revenu influençable additionnel de [CONFIDENTIEL] EUR/an.

220. Dans la Proposition Tarifaire adaptée (voir tableau 31terAdapté), Elia a mentionné accepter de considérer la totalité des pénalités comme « influençables » et a budgété [CONFIDENTIEL] EUR/an de pénalités, ce qui mène à une diminution du revenu total budgété pour la période régulatoire de [CONFIDENTIEL] EUR.

Tableau 31ter : Évolution des montants des pénalités en 2016-2019

[CONFIDENTIEL]

221. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

222. Par ailleurs, Elia a demandé à la CREG de confirmer que les montants des pénalités repris dans le calcul de l'incitant sur les coûts influençables pour l'année Y sera basé sur la réalité des pénalités (telle que observée en année Y-1 et année Y). La CREG confirme que celle est bien l'approche qui sera suivie.

IV.7 Constats relatifs à la rémunération d'Elia

223. La rémunération du gestionnaire de réseau comprend :

- 1) la marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau (voir IV.7.1) ;
- 2) des incitants (voir IV.7.2).

224. Dans la Proposition Tarifaire Initiale d'Elia, ces rémunérations évoluaient comme le montre le tableau 32 ci-après.

Tableau 32: Évolution des rémunérations en 2014-2019 (x 1.000,00 EUR)

[CONFIDENTIEL]

IV.7.1 La marge équitable

225. La marge équitable est la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau.

Elle est fixée chaque année en multipliant la moyenne arithmétique de la valeur initiale et finale de l'actif régulé pour l'exercice d'exploitation concerné par le pourcentage de rendement.

Elia a tenu compte des montants suivants dans sa Proposition Tarifaire Initiale:

Tableau 32bis: Le calcul de la marge équitable nette

[CONFIDENTIEL]

IV.7.1.1 La RAB

226. Dans sa Proposition Tarifaire Initiale, Elia a présenté l'évolution de la valeur de l'actif régulé comme reprise dans le tableau 32ter.

Tableau 32ter : Le calcul et l'évolution de la RAB en 2016-2019

EUR		Réalité 2014	Periode 2015-2019
Valeur de départ	Immob incorp. (licences et software) Immob corp (VNC de Val D'Acq historique) Plus-value Immob Fin. BFR Total	 3.934.605.087,16 3.934.605.087,16	 3.869.452.886,32 3.869.452.886,32
Investissements	Total Immobilisations incorporelles Immobilisations corporelles Immobilisations financières	262.018.170,40 261.996.590,54 21.579,86	2.000.057.271,33 2.000.057.271,33
Interventions des tiers - clientèle		7.747.749,44	40.303.513,36
Subsides	Nouveaux montants Diminution des subsides suite aux amortissements	 -896.320,94	 312.960,00
Désinvestissements	Total (5) = (3)+(4) Total valeur nette comptable (3)=(1)-(2) Valeur d'acquisition (1) Amortissements cumulés (2) Plus-value RAB (4)	37.711.216,27 10.782.118,04 -10.782.118,04 26.929.098,23	250.547.737,26 43.672.207,26 -43.672.207,26 206.875.530,00
Amortissements		99.780.011,15	613.539.339,80
Δ Besoin en Fonds de Roulement (BFR)		-182.827.715,32	-12.138.213,91
Valeur finale RAB (31/12/xx)		3.869.452.886,32	4.952.668.393,32

227. L'évolution de la RAB pour la Proposition Tarifaire 2016-2019 ne tient pas compte des installations relatives au réseau en mer ni de Nemo, et ce, tant au niveau des investissements futurs prévus qu'au niveau des dotations d'amortissements prévues sur ceux-ci, dans la mesure où Nemo fait l'objet d'un cadre réglementaire distinct, et qu'au stade actuel du développement du réseau en mer, Elia ne prévoit pas d'impact sur la RAB au cours de la période 2016-2019 (à l'exception de la pose des câbles *on shore*).

La valeur de la RAB augmente à concurrence de [CONFIDENTIEL] MEUR par an en moyenne. Cette augmentation est la conséquence des investissements diminués des interventions de tiers ou des utilisateurs du réseau, des subsides, des désinvestissements et des amortissements et majorés du besoin en fonds de roulement positif ou négatif.

228. Bien que la CREG n'ait pas de remarques à formuler sur les calculs initiaux d'Elia, l'adaptation des coûts financiers demandée par la CREG a mené Elia à adapter la composante du besoin en fonds de roulement dans le tableau précédent.

La proposition tarifaire adaptée tient compte des résultats comme le montre le tableau 32terAdapté.

Tableau 32terAdapté : Le calcul et l'évolution de la RAB adaptée en 2016-2019

[CONFIDENTIEL]

IV.7.1.2 Le pourcentage de rendement

229. La manière selon laquelle le pourcentage de rendement a été calculé (voir également tableau 32bis) par Elia dans sa Proposition Tarifaire Initiale a appelé deux adaptations en ce qui concerne, d'une part le Taux Sans Risque (TSR) utilisé et, d'autre part, le facteur Béta utilisé.

230. Concernant le Taux Sans Risque (TSR), Elia a basé son estimation sur les prévisions faites par le Bureau fédéral du Plan pour l'OLO à 10 ans dans une version préliminaire datée du 19 mars 2015 du rapport sur les " Perspectives économiques 2015-2020 " : 0,8% en 2016, 0,9% en 2017, 1,0% en 2018 et 1,2% en 2019.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a toutefois constaté que, dans la version finale du rapport précité datée de mai 2015, le Bureau fédéral du Plan avait actualisé - à la baisse - ses prévisions pour l'OLO à 10 ans: 0,7% en 2016 et 2017, 0,8% en 2018 et 0,9% en 2019.

Ce faisant, la CREG a demandé à Elia de diminuer la marge équitable pour prendre en compte un TSR de 0,7% en 2016 et 2017, 0,8% en 2018 et 0,9% en 2019. Cette adaptation correspondait à une diminution de la marge équitable budgétée d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

231. Concernant le facteur Béta, la Proposition Tarifaire Initiale a été établie sur la base d'un facteur Béta de [CONFIDENTIEL].

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a toutefois rappelé que, en application de l'article 19, §1^{er} de la Méthodologie tarifaire, le facteur Béta repris dans la Proposition Tarifaire devait être calculé conformément à l'article 17, § 4 de la Méthodologie tarifaire. Ceci avait selon la CREG les conséquences suivantes :

- 1) le facteur Béta doit être calculé sur une période de trois années ;
- 2) si le résultat du calcul est inférieur à 0,53, alors la valeur est fixée à 0,53.

Comme souligné p. 126 de la Proposition Tarifaire Initiale, le résultat du calcul effectué sur une période de trois années étant inférieur à 0,53, la valeur du facteur Béta aurait donc dû être de 0,53.

Pour ces raisons, la CREG a demandé à Elia de diminuer la marge équitable pour prendre en compte un facteur Béta de 0,53. Cette adaptation correspond à une diminution additionnelle de la marge équitable budgétée d'un montant de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

En résumé, la CREG a demandé à Elia de budgéter une marge équitable budgétée à [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

232. Dans la Proposition Tarifaire Adaptée, Elia a accepté de corriger les hypothèses précitées comme demandé par la CREG. Elia a mentionné toutefois aboutir à des montants sensiblement différents de ceux mentionnés par la CREG : [CONFIDENTIEL] EUR en 2016, [CONFIDENTIEL] EUR en 2017, [CONFIDENTIEL] EUR en 2018 et [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

Suite aux demandes d'adaptation formulées par la CREG, les calculs dans la proposition tarifaire adaptée mènent aux éléments repris dans le tableau 32bisAdapté.

Tableau 32bisAdapté: Le calcul de la marge équitable nette adaptée

[CONFIDENTIEL]

233. La CREG constate que les adaptations d'Elia mènent à des montants repris dans sa Proposition Tarifaire Adaptée qui sont sensiblement supérieurs à ceux demandés par la CREG dans son Projet de décision. L'adaptation globale est de [CONFIDENTIEL] EUR sur la période 2016-2019.

[CONFIDENTIEL]

234. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

IV.7.2 Les incitants

235. En complément de la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux, Elia perçoit une rémunération calculée en fonction des performances réalisées dans certaines de ses activités : la Méthodologie tarifaire prévoit des incitants financiers qui visent à encourager Elia à la poursuite d'objectifs de performance et à la réalisation de projets particuliers.

La Méthodologie Tarifaire et ses modalités d'exécution prévoient un montant minimum et maximum pour la plupart de ces incitants. Elia ne peut reprendre dans sa Proposition Tarifaire (*ex ante*) que les montants que la CREG a approuvés. Il prévoit également pour certains d'entre eux le ou les indicateurs observés dans le cadre de la mesure de la performance. Les modalités précises de mesure de la performance et de calcul des incitants correspondants ont fait l'objet d'un accord entre Elia et la CREG. Les montants qui seront

octroyés au gestionnaire de réseau seront calculés à la fin de chaque année selon ces modalités, en fonction du niveau de performance atteint.

Les montants des incitants seront corrigés ex-post en fonction de la performance effective.

236. Dans sa Proposition Tarifaire, Elia a repris les montants figurant au tableau 35 ci-dessous :

Tableau 35: Les incitants repris dans la proposition tarifaire initiale

[CONFIDENTIEL]

237. Elia a indiqué qu'elle estimait pouvoir réaliser globalement [CONFIDENTIEL] % du montant maximal des huit²³ incitants, tel que fixé par la Méthodologie Tarifaire à [CONFIDENTIEL] MEUR, soit une espérance de performance totale de [CONFIDENTIEL] MEUR.

La méthodologie Tarifaire fixe pour six des huit incitants non seulement un montant maximal mais également un montant qui doit être repris par Elia dans sa Proposition Tarifaire. Pour les deux autres incitants²⁴, le fait que la Méthodologie tarifaire ne prévoit pas de montant à reprendre dans la Proposition Tarifaire implique qu'aucun montant ne peut être ajouté. La Méthodologie tarifaire impose ainsi une espérance raisonnable de performance pour ces huit incitants de [CONFIDENTIEL] MEUR. La CREG considère que le fait de budgétiser une espérance de performance autre que celle fixée dans méthodologie tarifaire via les montants à reprendre dans la proposition tarifaire, revient à ne pas respecter la Méthodologie tarifaire.

Dans sa Proposition Tarifaire, Elia a comparé alors les deux espérances de performance ([CONFIDENTIEL] MEUR et [CONFIDENTIEL] MEUR) et en a déduit une " Valeur d'ajustement aux prévisions de performances " de [CONFIDENTIEL] MEUR (brut) qui est ajoutée au budget.

²³ L'incitant « part des dividendes et plus-values des participations financières » et l'incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques ne sont pas pertinents pour la présente discussion.

²⁴ Un incitant pour l'amélioration de la continuité de l'approvisionnement et un incitant sur les coûts influençables.

La CREG ne pouvait évidemment pas souscrire à une telle méthode et a rejeté ce montant.

Enfin, la CREG a constaté une erreur dans l'application de la méthodologie tarifaire : pour l'incitant à l'efficacité de la gestion du portefeuille d'investissements, Elia avait repris un montant de [CONFIDENTIEL] EUR au lieu des 2.000.000 EUR imposés par la méthodologie tarifaire. Inversement, Elia avait comptabilisé un montant de [CONFIDENTIEL] EUR pour l'incitant pour l'amélioration de la continuité de l'approvisionnement alors qu'aucun montant n'est prévu par la méthodologie tarifaire.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a demandé à Elia de ne plus reprendre le montant pour la Valeur d'ajustement aux prévisions de performances dans sa Proposition tarifaire adaptée et de ne reprendre pour les incitants que les montants prévus par la Méthodologie Tarifaire.

238. Dans sa Proposition Tarifaire Adaptée, Elia a intégralement tenu compte de la demande de la CREG, comme le montre le tableau 35Adapté. Les incitants prévus dans le budget 2016-2019 diminuent [CONFIDENTIEL] EUR.

Tableau 35Adapté: L'évolution des incitants repris dans les propositions tarifaires d'Elia

[CONFIDENTIEL]

239. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande de la CREG.

V. ANALYSE DES VOLUMES DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE PRIS EN COMPTE PAR ELIA

240. Dans le contexte tarifaire, les volumes de puissance et d'énergie constituent les inducteurs des coûts (*'cost drivers'*). En d'autres termes, ils sont déterminants pour les recettes tarifaires : les tarifs unitaires sont en effet appliqués à ces volumes. Il ne s'agit pas uniquement des volumes stricts, mais plutôt du mix de volumes, à savoir les volumes par niveau d'infrastructure, par niveau de tension donc.

Outre les suppositions de base relatives au prélèvement et à l'injection, les principes de base liés à la pointe annuelle utilisée et à la puissance mise à disposition doivent être posés. Il convient en outre de tenir compte de manière raisonnable de la distinction entre les entreprises directement raccordées aux réseaux Elia, d'une part, et les gestionnaires du réseau de distribution, d'autre part.

241. Elia avait déjà repris un certain nombre de ses principes de base relatifs à ces volumes dans son document sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire.

V.1 Principes de base liés à l'énergie

242. Dans sa proposition tarifaire, pour estimer les énergies nettes prélevées, Elia a procédé en trois étapes:

- 1) l'estimation de l'évolution de l'énergie prélevée par les charges (voir chapitre V.1.1);
- 2) l'estimation des volumes d'énergie produite localement (voir chapitre V.1.2) ;
- 3) l'estimation des volumes d'énergie nette prélevée (voir chapitre V.1.3).

V.1.1 Energie prélevée par les charges

243. L'estimation des énergies prélevées par les charges pour l'année 2015, a été établie comme suit :

- 1) en ce qui concerne les utilisateurs directement raccordés au réseau d'Elia, l'énergie prélevée par les charges en 2015 est supposée être au niveau observé en 2014 ;
- 2) en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de distribution, une décroissance des énergies prélevées par les charges a été supposée, comme cela a pu être constaté en 2014, après correction des effets liés à la température (hiver fort doux). La décroissance des énergies prélevées par les charges est un phénomène récent qui peut s'expliquer par les mesures prises dans le cadre de la réduction de consommation d'électricité. Pour 2015, Elia a pris la moitié de la décroissance observée en 2014, après correction des effets liés à la température.

244. Pour estimer l'évolution 2016-2019 de l'énergie prélevée par les charges, Elia a utilisé les hypothèses de croissance établies par *IHS Cambridge Energy Research Associates* (IHS CERA) pour la demande d'électricité en Belgique. Par rapport au niveau 2015, l'étude IHS CERA du 12 décembre 2014 prévoit les taux de croissance suivants (tableau 36).

Tableau 36 : Prévisions [CONFIDENTIEL] de l'énergie prélevée

2016	2017	2018	2019
[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

245. Pour déterminer les énergies nettes prélevées par les utilisateurs directement raccordés au réseau d'Elia, Elia a procédé comme suit:

- 1) estimation des capacités de productions décentralisées raccordées au réseau d'Elia pour les années 2015 à 2019 ;
- 2) identification parmi les productions décentralisées raccordées au réseau d'Elia, des productions qui couvrent un prélèvement (appelées ci-après 'productions locales') ;
- 3) détermination des heures de fonctionnement par type d'unité ;

- 4) détermination des énergies produites par les productions locales pour les années 2015 à 2019 en multipliant les capacités estimées par les heures de fonctionnement ;
- 5) l'évolution ainsi obtenue, est appliquée sur la part des prélèvements couverts par de la production locale en 2014 ;
- 6) en déduisant la part des prélèvements couverts par de la production locale des énergies prélevées par les charges, Elia obtient les énergies nettes prélevées
- 7) en respectant les totaux des énergies nettes prélevées obtenues de cette manière, des informations plus spécifiques, dont Elia disposait via la demande annuelle envoyée aux utilisateurs de réseau directement raccordés au réseau d'Elia, ont été intégrées.

246. Pour déterminer les énergies nettes prélevées par les gestionnaires de réseau de distribution, Elia a procédé comme suit :

- 1) estimation des capacités des productions décentralisées raccordées aux réseaux de distribution pour les années 2014 à 2019 ;
- 2) détermination des heures de fonctionnement par type d'unité ;
- 3) détermination des énergies produites par les productions décentralisées raccordées aux réseaux de distribution pour les années 2014 à 2019 en multipliant les capacités estimées par les heures de fonctionnement ;
- 4) les énergies produites par les productions décentralisées raccordées aux réseaux de distribution diminuées des pertes sur ces réseaux, sont ensuite à déduire des prélèvements par les charges afin d'obtenir les énergies nettes prélevées ;
- 5) quant aux profils des gestionnaires de réseau de distribution, une adaptation de la répartition mensuelle des prélèvements a été effectuée sur les profils 2014 afin d'éliminer les effets de l'hiver doux en 2014.

V.1.2 Energie nette injectée

247. Elia est partie des hypothèses d'évolution quant à la capacité de production raccordée au réseau d'Elia. Ensuite les heures de fonctionnement moyennes par type d'unité ont été définies et ceci pour les centrales non-flexibles (décentralisées, renouvelables,...), les centrales nucléaires et les centrales de pointe. Pour les centrales à gaz à cycle combiné, les heures de fonctionnement ont été établies entre autres sur la base du bilan d'énergie et son évolution sur la période 2016-2019.

Le total des énergies injectées par les productions raccordées au réseau d'Elia est obtenu en appliquant les heures de fonctionnement aux estimations des capacités de production.

Les énergies nettes injectées sont alors obtenues en déduisant des énergies injectées par les productions raccordées au réseau d'Elia la part des prélèvements couverts par de la production locale, telle que calculée ci-dessus afin d'obtenir les énergies nettes prélevées par les utilisateurs de réseau directement raccordés au réseau d'Elia.

Les hypothèses et calculs mènent aux volumes repris dans le tableau 37.

Tableau 37 : Évolution de l'énergie nette injectée (en MWh. Source Elia)

[CONFIDENTIEL]

V.1.3 Energie nette prélevée

Le processus mène aux données reprises dans le tableau 38.

En moyenne les volumes diminuent d'environ 1% par an pour les utilisateurs du réseau belge.

Tableau 38 : Évolution de l'énergie nette prélevée (en MWh. Source Elia)

Energie prélevée nette						
MWh	Réalité 2014	Budget 2015	Budget 2016	Budget 2017	Budget 2018	Budget 2019
Total incl Lux	69.462.812	70.734.439	69.597.690	69.150.885	68.457.451	67.602.964

V.1.4 Avis de la CREG

248. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2016, la CREG n'a pas émis d'objection aux principes de base formulés par Elia, ni à ses calculs et leur résultat, qui constituent donc une base raisonnable pour la poursuite de la fixation tarifaire.

A ce sujet, la CREG soutient aussi le point de vue adopté par Elia dans son rapport relatif à la "consultation des entreprises d'électricité concernées portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire" (ci-après: le "rapport de consultation de Elia") : l'évolution du prélèvement retenue dans le cadre de la détermination du volume des réserves stratégiques est une estimation de la croissance de la demande de pointe brute, qui est déterminante pour la sécurité de l'approvisionnement (suivant une logique de « *worst case* »). Les pointes de consommation ne suivent pas nécessairement la même évolution que l'énergie (suivant une logique de « probabilité moyenne »).

V.2 Principes de base liés à la puissance

249. La détermination des éléments suivants est examinée tant pour l'utilisateur du réseau directement raccordé que pour les gestionnaires du réseau de distribution :

- 1) la pointe annuelle (voir chapitre V.2.1) ;
- 2) la pointe mensuelle (voir chapitre V.2.2) ;
- 3) la puissance mise à disposition (voir chapitre V.2.3).

V.2.1 La pointe annuelle

V.2.1.1 Pour les utilisateurs directement raccordés au réseau d'Elia

250. Etant donné que les profils des utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia sont très variables et qu'il n'y a pas de corrélation régulière entre l'évolution des puissances et des énergies nettes prélevées, dans sa proposition tarifaire initiale, Elia a pris comme hypothèse de maintenir pour 2015 le niveau de la pointe annuelle observé en 2014.

Ensuite, pour déterminer la pointe annuelle, Elia a intégré pour des utilisateurs particuliers du réseau, les informations obtenues via les demandes annuelles auprès des utilisateurs du réseau sur l'évolution de leurs futurs prélèvements et injections.

Enfin, suite au fait que, pour le calcul de la pointe annuelle, une période transitoire en 2016 s'impose, la pointe annuelle ne pourra tenir compte d'un historique de 11 mois complets qu'à partir de décembre 2016. L'évolution pour la pointe annuelle est dès lors discontinuée en 2017 et affiche une augmentation plus importante.

251. Sur la base des hypothèses susmentionnées dans la Proposition Tarifaire Initiale, l'évolution de la pointe annuelle pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia s'élève donc à :

Évolution année par année en %	2016	2017	2018	2019
Evolution pointe annuelle	0,1%	7,7%	0,0%	0,0%

252. Dans la Proposition Tarifaire Initiale, cette évolution donnait les pointes annuelles suivantes liées aux utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia :

2016	2017	2018	2019
4.178 MW	4.498 MW	4.500 MW	4.500 MW

V.2.1.2 Pour les gestionnaires de réseau de distribution

253. Par le passé, Elia a constaté que, dans le cas d'une évolution négative des énergies nettes prélevées par les gestionnaires de réseau de distribution, les puissances nettes prélevées suivent l'évolution de l'énergie nette prélevée avec un retard de 1% par an.

Les pointes baissent moins vite, vu que la baisse des volumes nets prélevés par les gestionnaires de réseau de distribution est essentiellement liée à une augmentation de la production décentralisée des éoliennes et des panneaux solaires.

254. Ainsi l'évolution en puissance nette prélevée par rapport à l'évolution en énergie nette prélevée s'élève à :

Evolution année par année en %	2016	2017	2018	2019
Evolution énergie prélevée nette	-1,5%	-1,0%	-1,6%	-2,5%
Evolution puissance prélevée nette	-0,5%	0,0%	-0,6%	-1,5%

255. Suite au fait que, pour le calcul de la pointe annuelle, une période transitoire en 2016 s'impose, la pointe annuelle ne pourra tenir compte d'un historique de 11 mois complets qu'à partir de décembre 2016. L'évolution pour la pointe annuelle est dès lors discontinuée en 2017 et affiche une augmentation plus importante :

Evolution année par année en %	2016	2017	2018	2019
Evolution pointe annuelle	-0,5%	3,7%	-0,6%	-1,5%

256. Dans la proposition tarifaire initiale, cette évolution se traduisait dans les pointes annuelles suivantes :

2016	2017	2018	2019
10.042 MW	10.416 MW	10.352 MW	10.194 MW

V.2.1.3 Total

257. Dans la Proposition Tarifaire Initiale, pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia et les gestionnaires de réseau de distribution ensemble, la somme des pointes annuelles s'élevait à :

2016	2017	2018	2019
14.220 MW	14.915 MW	14.852 MW	14.694 MW

V.2.1.4 Avis de la CREG

258. Considérant les adaptations demandées ci-après en ce qui concerne la définition de la période tarifaire de pointe annuelle, la CREG a demandé à Elia de recalculer les volumes précités.

V.2.1.5 La suite donnée par Elia à la demande d'adaptation de la CREG

259. Ni lors de la séance d'audition du 16 octobre 2015, ni dans ses observations écrites, Elia n'a émis de remarque sur la demande de la CREG.

Bien que Elia maintienne, sur le principe, l'argumentation figurant dans sa Proposition Tarifaire Initiale du 30 juin 2016, Elia a, '*dans la perspective de pouvoir bénéficier d'une décision favorable*', adapté dans sa Proposition Tarifaire 2016-2019 Adaptée la période tarifaire de pointe annuelle comme demandé par la CREG c'est-à-dire les mois de novembre à mars, les jours de semaine – hors jours fériés –, entre 17h00 et 20h00.

Les points de vue de la CREG sur l'argumentation d'Elia sont repris dans les §§ 318 jusqu'au 326 de la présente décision.

260. Ce changement de période tarifaire de pointe annuelle a pour conséquence que les pointes annuelles qui sont à la base du calcul des tarifs pour la pointe annuelle pour le prélèvement, sont amenées à changer. Ci-dessous sont reprises les nouvelles pointes annuelles obtenues en se limitant à la période tarifaire de pointe annuelle, comme demandé par la CREG.

[CONFIDENTIEL]

261. La CREG constate qu'Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

V.2.2 La pointe mensuelle

V.2.2.1 Pour les utilisateurs directement raccordés au réseau d'Elia

262. Etant donné que les profils des utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia sont très variables et qu'il n'y a pas de corrélation régulière entre l'évolution des puissances et des énergies nettes prélevées, Elia a pris comme hypothèse de maintenir pour 2015 le niveau de la pointe mensuelle observé en 2014.

Ensuite pour déterminer la pointe annuelle, Elia a intégré pour des utilisateurs particuliers du réseau, les informations obtenues via les demandes annuelles auprès des utilisateurs du réseau sur l'évolution de leurs futurs prélèvements et injections.

263. Sur la base des hypothèses susmentionnées, l'évolution des pointes mensuelles pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia représente :

Évolution année par année en %	2016	2017	2018	2019
Evolution pointe annuelle	0,8%	0,3%	0,0%	0,0%

264. Cette évolution donne les pointes mensuelles suivantes liées aux utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia :

2016	2017	2018	2019
5.022 MW	5.035 MW	5.034 MW	5.035 MW

V.2.2.2 Pour les gestionnaires de réseau de distribution

265. Comme mentionné au paragraphe 253 de la présente décision, les puissances nettes prélevées par les gestionnaires de réseau de distribution suivent une évolution « négative » de l'énergie nette prélevée avec 1% de retard.

L'évolution des pointes mensuelles par rapport à l'évolution des énergies nettes prélevées s'élève dès lors à:

Evolution année par année en %	2016	2017	2018	2019
Evolution énergie prélevée nette	-1,5%	-1,0%	-1,6%	-2,5%
Evolution pointe mensuelle	-0,5%	0,0%	-0,6%	-1,5%

266. Cette évolution donne les pointes mensuelles suivantes liées aux gestionnaires de réseau de distribution :

2016	2017	2018	2019
8.931 MW	8.936 MW	8.881 MW	8.745 MW

V.2.2.3 Total

267. Pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia et les gestionnaires de réseau de distribution ensemble, la somme des pointes mensuelles s'élève à :

2016	2017	2018	2019
13.953 MW	13.971 MW	13.915 MW	13.780 MW

V.2.2.4 Avis de la CREG

268. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG n'a pas émis d'objection aux principes de base formulés par Elia, ni à ses calculs et leur résultat, qui constituent donc une base raisonnable pour la poursuite de la fixation tarifaire.

VI. L'ALLOCATION DU REVENU TOTAL AUX TARIFS

VI.1 Constats de la CREG relatifs à l'allocation des coûts

VI.1.1 Points d'attention de la CREG

269. Afin de déduire du revenu total la valeur de chaque tarif pour un niveau de tension donné, un processus d'allocation spécifique est nécessaire.

En voici les deux principales facettes:

- 1) l'allocation du revenu total aux tarifs individuels (voir point VI.1.2) ;
- 2) la répartition de cette allocation entre le prélèvement du réseau et l'injection (voir point VI.1.3).

270. Dans le même temps, il convient de veiller à ce que les tarifs proposés satisfassent aux lignes directrices spécifiques de l'article 12, § 5 de la Loi électricité que la Méthodologie tarifaire doit respecter, à savoir:

- 1) être non discriminatoires ;
- 2) être transparents ;
- 3) être proportionnels ;
- 4) être uniformes sur le territoire desservi par le réseau du gestionnaire du réseau ;
- 5) refléter les coûts ;
- 6) encourager les investissements nécessaires et permettre de les réaliser ;
- 7) viser à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals ;
- 8) encourager le gestionnaire du réseau à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement ainsi qu'à mener la recherche et le développement nécessaires à ses activités.

Par ailleurs, conformément à l'article 12, §5, 17°, les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport ou des réseaux ayant une fonction de transport applicables à des unités de production peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la commission, tel un *benchmarking* avec les pays voisins, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées.

La CREG a confronté les tarifs proposés par Elia aux 9 critères précités dans les numéros 271 à 278 inclus ci-après.

271. Les tarifs proposés tiennent compte du principe de non-discrimination, étant donné qu'ils jettent les bases du paiement, par l'utilisateur du réseau, de la totalité des coûts engendrés par ou affectés aux services et parties de l'infrastructure qu'il utilise. En effet, la méthodologie tarifaire prévoit une attribution proportionnelle générale des coûts des services système et une attribution proportionnelle spécifique des coûts des parties de l'infrastructure utilisées par l'utilisateur du réseau. Par exemple, un utilisateur du réseau prélevant son électricité à un niveau de tension de 380 kV paiera sa part du coût des services système de la partie de l'infrastructure se rapportant au niveau de tension de 380 kV, tandis qu'un utilisateur du réseau prélevant son électricité à un niveau de tension de 70 kV paiera non seulement une part proportionnelle générale des services système, mais également une part du coût de l'infrastructure à 380 kV, 220 kV, 150 kV, et 70 kV. Ce système en cascade est utilisé pour l'affectation des coûts sur la base de l'hypothèse qu'en général, l'injection d'énergie a lieu au niveau de tension le plus élevé, ce qui signifie que les utilisateurs du réseau à des niveaux de tension plus faibles utilisent également, de manière indirecte, l'infrastructure à des niveaux de tension plus élevés.

272. L'exigence de transparence est respectée par l'introduction, dans la structure tarifaire et dans la détermination des tarifs, du principe de traçabilité des coûts, depuis leur première comptabilisation selon la nature de la charge jusqu'à leur inclusion dans le tarif qui sera appliqué à l'utilisateur du réseau. Cette traçabilité des coûts sera réalisée comme suit : les charges selon leur nature devant également être comptabilisées par centres de coût sont, lors d'un stade administratif ultérieur, converties en ou imputées à des coûts par activité. Chaque coût par activité est ensuite soit entièrement affecté à un seul objet de coût, soit partiellement affecté à plusieurs objets de coût. Un objet de coût représente un composant tarifaire répercuté sur l'utilisateur du réseau. Le total des coûts par nature de charge, par centre de coût, par activité et par objet de coût doit évidemment toujours être égal.

L'intégration de toutes ces affectations de coûts dans le cadre comptable offre les avantages suivants : une consistance accrue dans l'application des règles d'évaluation et une efficacité accrue lors des contrôles ultérieurs. Les différents stades des affectations de coût forment ensemble « *l'activity based costing* » ou la « méthode de comptabilité par activités ». Cette méthodologie est recommandée lorsqu'une société fournit des services composés de plusieurs activités. Chaque enregistrement comptable débute par l'affectation des charges selon leur nature, ce qui est d'ailleurs imposé par le droit comptable. L'issue ou le résultat final de l'affectation des coûts résultera finalement en la répercussion des coûts sur les utilisateurs du réseau. Le processus de conversion des coûts lie les charges selon leur nature aux objets de coût par l'imputation des coûts par activité.

Comme c'est le cas depuis le début de la régulation, la proposition tarifaire d'Elia mentionne explicitement l'utilisation des principes précités *d'activity based costing*.

Un autre principe important pour le respect de la transparence consiste à établir un rapport contenant les données financières budgétées. Un budget est une méthode destinée à présenter et à communiquer des informations financières et à prédire en partie l'avenir sur la base de chiffres. Les tarifs sont approuvés en vue d'être appliqués au cours de l'exercice suivant, et donc sur la base du budget du gestionnaire du réseau. Pour pouvoir comprendre correctement la genèse des tarifs, il est indispensable d'établir un rapport circonstancié sur l'élaboration du budget du gestionnaire du réseau. Le suivi semestriel du budget annuel et le fait d'exiger une justification circonstanciée pour les écarts par rapport au budget supérieurs à 10 %, tel que prévu par la méthodologie tarifaire constitue une suite utile et indispensable à cette élaboration du budget. Le suivi, tant de l'élaboration du budget que du budget lui-même et des écarts ultérieurs par rapport à ce budget, a un effet positif sur la transparence parce qu'il permet de justifier les chiffres du budget et les écarts par rapport au budget, non seulement de manière quantitative, mais également qualitative.

273. La proportionnalité est entre autres assurée au moyen d'une répercussion tarifaire des coûts pendant la période où les coûts sont réellement encourus.

274. Comme le dispose la Méthodologie tarifaire dans son article 4, § 3 et conformément à la Loi électricité, les tarifs proposés par Elia respectent le principe d'uniformité sur le territoire desservi par le gestionnaire de réseau.

275. En ce qui concerne la réfectivité des coûts, les tarifs proposés permettent au gestionnaire du réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables aux tâches visées (voir chapitre IV de la présente décision).

Le processus d'allocation des coûts, tel que décrit au paragraphe 272 de la présente décision, lié à l'exigence de transparence, garantit que les tarifs sont déterminés en fonction des coûts et non, par exemple, en fonction d'un prix de marché susceptible d'être manipulé par un détenteur de monopole à son avantage.

Afin que tous les coûts réels soient effectivement repris dans les tarifs, il est indispensable que le gestionnaire du réseau justifie l'élaboration de son budget de la manière la plus précise possible, afin que la CREG puisse, lors de l'approbation des tarifs, établir la distinction entre les coûts nécessaires et efficaces et les autres. Les tarifs proposés encouragent et permettent la réalisation des investissements nécessaires car la Méthodologie tarifaire qui en est à la base et qui a été appliquée dans l'élaboration de la proposition tarifaire d'Elia contient les principes d'une rémunération adaptée qui doit rendre l'exécution du portefeuille d'investissement attrayant. Ces éléments de rémunération sont intégralement répercutés dans les tarifs proposés. A noter que l'obtention par le gestionnaire de réseau des principaux incitants financiers dépend de la réalisation des projets d'investissements projetés au cours de la période régulatoire.

276. L'objectif consistant à atteindre un équilibre entre la qualité des services fournis et le prix final payé par l'utilisateur final est atteint par la tarification de la fourniture de services et par les benchmarks annuels effectués par ENTSO-E sur les charges tarifaires de tous les membres d'ENTSO-E. Il ressort des figures 3 et 4 ci-dessous que les charges tarifaires d'Elia se situent parmi les meilleures d'Europe jusqu'en 2014 inclus tant pour les prélèvements que pour l'injection, du moins si l'on ne compare que les tâches classiques d'un gestionnaire de réseau/gestionnaire de système (donc hors autres obligations de service public et surcharges).

Figure 3: La charge tarifaire à charge de *Load* en 2014 (en EUR/MWh). Source : ENTSO-E.

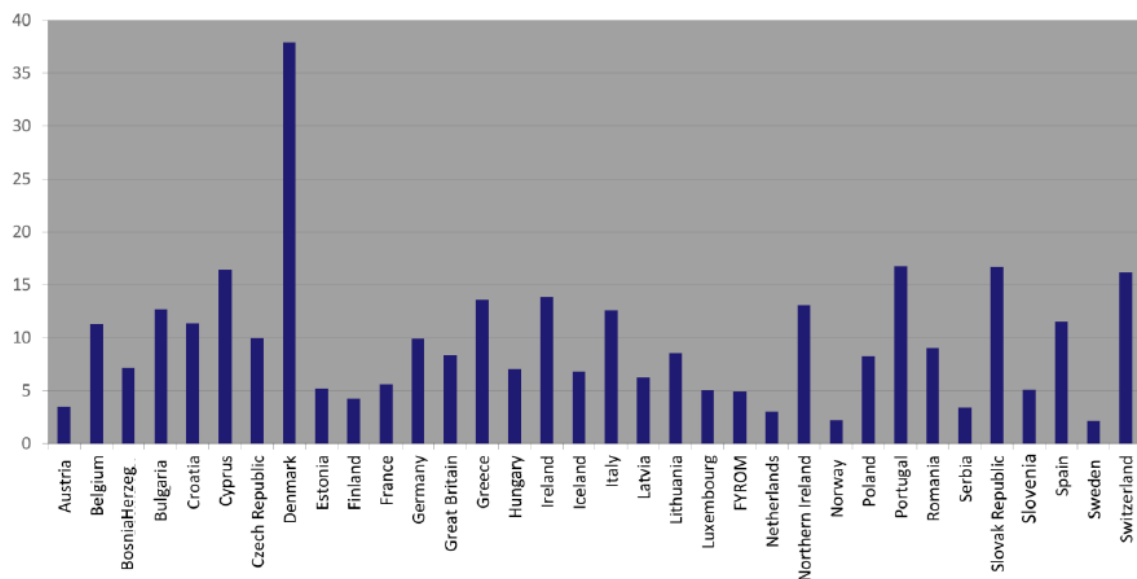
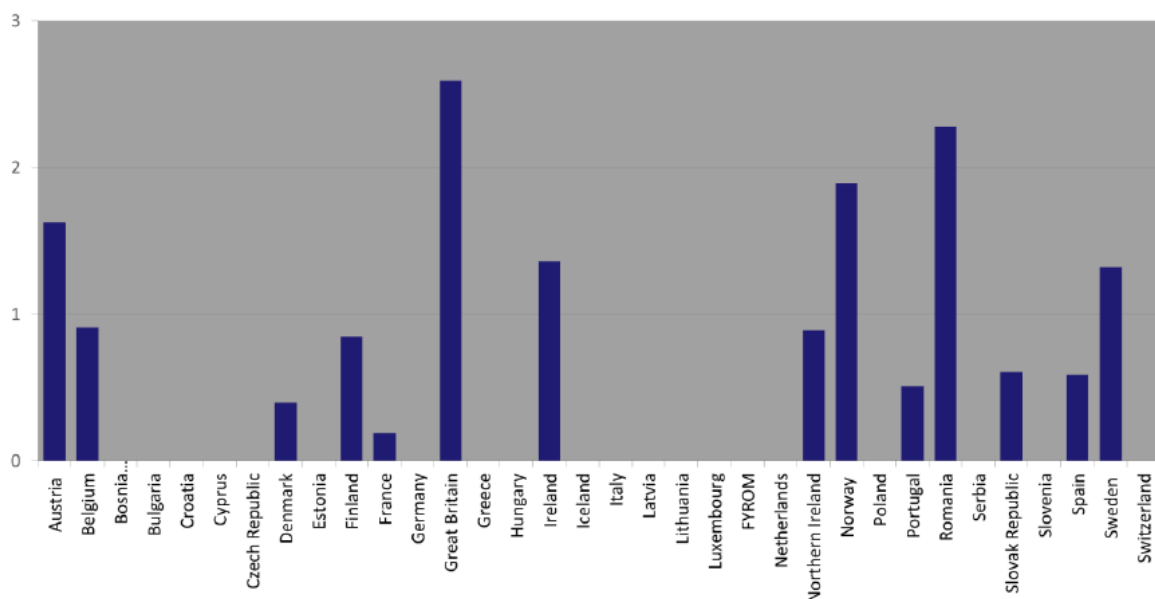


Figure 4: La charge tarifaire à charge de *Generation* en 2014 (en EUR/MWh). Source : ENTSO-E



277. L'amélioration de la qualité de la fourniture de services précitée du gestionnaire de réseau au moyen d'incitants ciblés figure expressément dans la méthodologie tarifaire, et a également été intégrée dans le revenu proposé et dans le calcul tarifaire.

278. Dans sa Proposition Tarifaire Initiale, Elia avait déjà bien tenu compte, pour l'application éventuelle de tarifs d'injection pour des raisons de réfectivité des coûts, de son impact sur la position concurrentielle des entreprises concernées et ce, sur la base d'un benchmark. La CREG constate que tel est encore le cas dans la Proposition Tarifaire Adaptée. Le point VI.2.3 en rend compte dans le détail.

VI.1.2 Allocation du revenu total aux services et tarifs individuels

279. Comme c'est le cas depuis le début de la régulation, Elia a appliqué les principes convenus *d'activity based costing* pour la répartition du revenu total proposé aux tarifs individuels avec leurs éventuelles modalités d'application particulières.

Cela implique les étapes suivantes:

- 1) l'allocation de tous les éléments du revenu total aux catégories de services fixées (raccordement, gestion de l'infrastructure, gestion du système, gestion de l'équilibre et intégration de marché); l'allocation de ces montants par service aux objets de coût ;
- 2) l'allocation des coûts par objet de coûts aux différents niveaux d'infrastructure (de 4 à 3 à compter de la période régulatoire 2016-2019) en application du principe de cascade ;
- 3) la facturation par unité du *cost driver* (puissance ou énergie).

280. Un certain nombre des mécanismes et des clés de répartition utilisés sont conformes à ceux utilisés dans le passé. La CREG a accordé une attention particulière à l'allocation des coûts du nouveau service "intégration de marché" (numéro 287) et à l'allocation de l'excédent tarifaire de la période régulatoire 2012-2015 (numéro 288).

281. Comme coûts de l'intégration du marché, Elia a considéré les charges nécessaires aux services pour le développement du marché de l'électricité, la recherche et le développement, les travaux et coopération avec les instances et centres européens, ainsi qu'une partie des charges liées aux grands projets d'intégration européens.

Les principales charges sont les suivantes :

- 1) les charges liées aux services repris ci-dessus tels que les services pour le développement du marché de l'électricité, la recherche et le développement, les travaux et coopération avec les instances et centres européens en ce compris une part des charges des unités hiérarchiques d'assistance et de support. Cette quote-part est déterminée suivant le poids des ressources d'Elia allouées directement à ces activités;
- 2) une partie des coûts de financement et d'amortissement des projets identifiés comme contribuant directement à l'intégration des marchés européens. Cette démarche respecte la logique de la Méthodologie Tarifaire qui identifie qu'un des

piliers de la promotion de l'intégration de marché est le renforcement de la capacité des interconnexions (article 24 de la Méthodologie Tarifaire) ;

- 3) une partie de la contribution à la rémunération brute des fonds propres ainsi que, pour tout ou partie, les incitants relatifs à l'intégration du marché pour l'augmentation de l'utilité totale, l'augmentation des capacités d'interconnexions et l'incitant pour la recherche et le développement. La part de rémunération brute (y compris les taxes) associée à l'intégration de marché est déterminée en tenant compte d'une moyenne des trois ressources nécessaires à la mise en œuvre des activités d'Elia, c'est-à-dire le personnel d'Elia pondéré par service, le poids de chacun des services à travers les charges à couvrir ainsi que la valeur des capitaux investis par services.

Cette méthode de travail conduit à des coûts annuels pour la fourniture de services relative à l'intégration de marché, lesquels évoluent de [CONFIDENTIEL] EUR en 2016 à [CONFIDENTIEL] EUR en 2019.

Comme prévu pour le calcul tarifaire, Elia n'a pas établi de distinction entre les tarifs par niveau d'infrastructure. C'est pourquoi les coûts précités ont été répartis équitablement entre les 3 niveaux de tension.

La CREG comprend l'approche d'Elia et n'a pas d'objections à émettre contre le procédé utilisé.

282. En ce qui concerne l'allocation de l'excédent cumulé de la période 2011-2014, Elia a ventilé ce solde de manière proportionnelle aux charges à couvrir par les différents services, et ce pour la gestion et le développement de l'infrastructure réseau, la gestion du système électrique, la gestion de compensation des déséquilibre et l'intégration du marché (le raccordement ne contribue en tant que tel jamais à un excédent ou un déficit).

VI.1.3 Allocation des coûts au prélèvement et/ou à l'injection

283. Tout comme elle l'a fait dans sa proposition tarifaire rectifiée du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015, Elia a utilisé, tant dans sa proposition tarifaire initiale que dans la proposition adaptée pour la période régulatoire 2016-2019, la possibilité offerte par la Méthodologie tarifaire, à certaines conditions, de porter certains tarifs de réseau au compte de l'injection d'électricité dans ses réseaux, et donc pas uniquement à celui des prélèvements.

Elia propose, dans le cadre de ses services de compensation des déséquilibres, en particulier pour le tarif pour les réserves de puissance et le Black Start, d'imputer une partie de ses coûts à l'injection dans ses réseaux.

VI.1.3.1 Point de vue d'Elia sur son choix et sur les conditions à remplir

284. Elia a formulé et motivé son point de vue et son procédé comme suit dans sa proposition tarifaire initiale :

« (1) Selon la Méthodologie Tarifaire, divers tarifs sont facturés soit sur base de la puissance prélevée et/ou injectée, soit l'énergie prélevée et/ou injectée. Le choix effectué dans l'allocation des coûts détermine par conséquent les coûts nécessaires à supporter par la puissance/énergie injectée et par la puissance/énergie prélevée.

(2) La directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures (Journal Officiel JO° L 33, page 22) oblige les Etats membres à encourager la capacité de production (voir notamment les articles 3 et 5). La Loi Electricité elle-même (article 8, §1, et 8, §1, 3°) oblige Elia, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport (GRT), à veiller à la sécurité de l'approvisionnement.

(3) Le législateur a également inséré une ligne directrice traitant des tarifs appliqués à l'injection dans un objectif de sécurité d'approvisionnement (Loi Electricité article 12, §5, 17°) : "les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport ou des réseaux ayant une fonction de transport applicables à des unités de production peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la [CREG], tel un benchmarking avec les pays voisins, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées".

(4) Il ressort des travaux préparatoires (Chambre DOC 53 1725/001, p. 43, in fine) que le but du législateur était de veiller à la sécurité d'approvisionnement du pays en ne diminuant pas la compétitivité de la production d'électricité en Belgique. Cet objectif du législateur, et le caractère illustratif du benchmarking ("tel un"), commandent de donner une interprétation effective à cette ligne directrice. Ainsi, le benchmarking ne doit pas être fait avec les seuls pays géographiquement voisins mais avec tous les pays dont les centrales sont en situation de concurrence avec les centrales établies en Belgique.

De même, il serait absurde d'interpréter de manière stricte les tarifs qui sont l'objet du benchmarking - il faut soumettre à ce benchmarking tous les tarifs de transport qui peuvent avoir un impact sur la compétitivité de la production d'électricité en Belgique.

(5) En outre, la Méthodologie Tarifaire stipule qu'il y a lieu de tenir compte dans l'application des tarifs d'injection d'un benchmarking, afin de ne pas compromettre la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées.

(6) Dans la précédente période régulatoire 2012-2015, un tarif d'injection était déjà d'application pour le « tarif pour la réservation du réglage primaire de la fréquence, la réservation du réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge, la réservation de la réserve tertiaire et le service de black-start ». Un benchmarking avec les pays limitrophes a également été pris en compte lors de la détermination de ce tarif dans le cadre de la Proposition Tarifaire rectifiée d'Elia du 2 avril 2013.

(7) Pour la période régulatoire 2016-2019, l'allocation entre les tarifs d'injection et de prélèvement se fonde sur les principes et les choix relatifs aux tarifs d'injection tels que définis dans la Proposition Tarifaire rectifiée d'Elia du 2 avril 2013 pour la période régulatoire 2012-2015.

(8) Cela signifie donc qu'un benchmarking est d'abord réalisé. Le tarif d'injection total maximal doit être fixé sur la base des résultats de ce benchmarking. Un tarif d'injection est ensuite envisagé pour le tarif pour les réserves de puissance et de black-start, et ce, pour un maximum de 50 % des frais sous-jacents des puissances de réserve, de manière similaire à la méthode suivie dans le cadre de la Proposition Tarifaire rectifiée d'Elia du 2 avril 2013. Si, en faisant ainsi, le tarif d'injection maximal découlant du benchmarking n'est pas atteint, des tarifs d'injection pour d'autres composantes tarifaires peuvent être envisagés. En revanche, si le tarif d'injection maximal est déjà atteint, Elia propose de ne pas prévoir de tarifs d'injection supplémentaires. » [Numérotation des alinéas ajoutée par la CREG]

VI.1.3.2 Point de vue de la CREG sur le choix d'Elia, sur sa justification et sur les conditions formulées par Elia

285. Comme Elia le mentionne au point (1) de la citation ci-dessus, la Méthodologie tarifaire en vigueur permet en effet une tarification à charge de l'injection pour 3 services, à savoir:

- 1) les services de gestion et de développement de l'infrastructure du réseau, notamment pour les tarifs pour la pointe mensuelle et pour la pointe annuelle (en fonction de la pointe mensuelle de puissance nette prélevée et/ou injectée) ;
- 2) les services de gestion du système électrique, notamment pour le tarif de gestion du système électrique (sur l'énergie nette prélevée et/ou injectée) ;
- 3) les services de compensation des déséquilibres, notamment pour le tarif pour les réserves de puissances et le Black Start (sur l'énergie prélevée et/ou injectée).

En raison de sa compétence de proposition, le choix précité, accompagné de l'obligation de sa justification, appartient à Elia. La CREG prend acte du lien qu'Elia fait au point (2) de la citation ci-dessus avec son obligation en tant que GRT de veiller à la sécurité de l'approvisionnement.

286. La ligne directrice figurant à l'article 12, § 5, 17°, de la Loi électricité, citée par Elia dans son point (3) fait intégralement partie de la Méthodologie tarifaire (voir Annexe 2. Description des services et des tarifs de transport, sous 2.8.)

287. Le point de vue qu'Elia a adopté au point (4) est clair : le gestionnaire de réseau souhaite définir au mieux le benchmark précité et l'impact éventuel de tarifs d'injection sur la compétitivité des centrales de production belges. Son point de vue est d'ailleurs soutenu par l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 25 mars 2015 : alors que la ligne directrice précitée de la Loi électricité mentionne que ce benchmark est effectué avec les pays voisins de la Belgique, la cour définit le benchmarking (tel qu'illustré dans la décision attaquée) comme suit :

"Etant donné que les marchés de l'électricité du Nord-Ouest de l'Europe (NWE), à savoir la Belgique, la France, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Luxembourg, la Grande-Bretagne et les pays scandinaves, auxquels s'ajoutent l'Autriche, sont couplés depuis novembre 2010, couplage qui s'intensifiera encore en novembre 2013 (après la décision attaquée donc), ces pays sont pris en considération comme marché de référence."

288. A l'alinéa (5), Elia mentionne une nouvelle fois l'importance de la préservation de la concurrence des producteurs belges d'électricité et de l'utilisation du benchmarking.

Elia a ainsi accédé à la demande expresse de la CREG de réalisation d'un benchmarking pour tous les types de tarifs, et donc pas uniquement ceux relatifs à l'utilisation de l'infrastructure de réseau : la CREG s'était engagée, à la demande expresse de la FEBEG, à (faire) réaliser cette large analyse comparative. Elia s'y était engagée également à l'égard de la CREG. La CREG avait annoncé cet engagement dans sa décision du 25 juin 2015²⁵.

La CREG constate qu'Elia a publié sa méthode de travail, y compris la liste des pays concernés, dans son document consultatif relatif aux éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire.

Le gestionnaire de réseau a reçu de nombreuses réactions à ce sujet, auxquelles il a été répondu de manière satisfaisante dans le rapport d'Elia relatif à cette consultation.

289. Elia indique aux alinéas (6) et (7) de la citation ci-dessus qu'elle s'est fondée dans sa Proposition Tarifaire Initiale (comme dans sa Proposition Tarifaire Adaptée) sur les mêmes principes de base et modèles de calcul que ceux de sa proposition tarifaire rectifiée pour la période régulatoire 2012-2015.

La CREG ne peut que constater que la cour d'appel de Bruxelles a déclaré ce qui suit à ce sujet dans son arrêt du 25 mars 2015 :

"106. La cour déclare que ce benchmarking est resté dans les limites de la compétence politique de la CREG et a contribué à une motivation cohérente et soutenue par des faits vérifiables de la tarification imposée par la décision attaquée."²⁶

²⁵ CREG, Décision (B)150625-CDC-658 E/13 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2014, tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté, 25 juin 2015, p.33

²⁶ Traduction libre du texte en Néerlandais : «*Het hof stelt vast dat deze benchmarking, binnen de grenzen van de beleidsbevoegdheid van de CREG is gebleven, en heeft bijgedragen tot een coherente en door verifieerbare feiten gedragen motivering van de tarifiering die door de bestreden beslissing wordt opgelegd.* »

Au sujet du montant du tarif d'injection 2012-2015, la cour mentionne très explicitement ce qui suit au numéro 105 de son arrêt :

« Afin qu'une unité de production située dans un pays du marché de référence NWE puisse importer de l'électricité en Belgique, il est nécessaire pour une telle unité d'obtenir de la capacité de transport transfrontalière avec la Belgique. Un prix est lié à cette unité de production étrangère. Si le prix le plus pertinent est pris en considération, en cas de tarif de 0,91 EUR/MWh pour les producteurs belges, le risque que la position concurrentielle de ces derniers, et donc la sécurité d'approvisionnement du pays, soient atteints est limité.

La compétitivité des unités en Belgique et l'impact sur la sécurité d'approvisionnement qui s'ensuit sont également influencés par une série d'éléments susceptibles de contribuer à l'investissement dans des unités de production.»²⁷

Dans ces conditions, la CREG peut difficilement émettre des objections sur la méthode de travail d'Elia, étant donné qu'elle est identique à celle utilisée (et approuvée) pour la proposition tarifaire rectifiée pour la période 2012-2015.

290. La CREG souscrit à l'importance prioritaire qu'Elia pose comme principe dans son alinéa (8) pour le benchmark et son lien avec la fixation d'un tarif pour les puissances de réserve et le *black start*. Ce dernier tarif peut être mis à charge des producteurs pour maximum 50% des coûts de ce service.

Elia constate dans ce cadre que, si le lien causal entre les coûts et celui qui en est à l'origine est avéré, on pourrait envisager des tarifs d'injection supplémentaires si le benchmark prévoit un espace pour ce faire. A l'inverse, ces tarifs supplémentaires à charge de la production ne peuvent être envisagés si l'on atteint le benchmark.

²⁷ Traduction libre du texte en Néerlandais: « *Opdat een productie-eenheid gelegen in een land behorende tot de referentiemarkt in België elektriciteit kan invoeren, moet deze eenheid grensoverschrijdende transmissiecapaciteit met België verkrijgen. Daaraan is voor die buitenlandse productie-eenheid een prijs verbonden. Wordt de meest relevante prijs in aanmerking genomen, dan is, bij een tarief van 0,91 EUR/MWh voor de Belgische producenten, het risico dat de concurrentiepositie van deze laatsten, en dus de bevoorradingszekerheid van het land, aangetast worden, beperkt.*

De competitiviteit van de eenheden in België en de daarmee gepaard gaande impact op de bevoorradingszekerheid, worden eveneens beïnvloed door een reeks elementen die ertoe kunnen bijdragen te investeren in productie-eenheden.»

La CREG partage le point de vue d'Elia en la matière. De plus, elle fait remarquer que la conséquence logique de la non-imputation aux producteurs de tous les coûts via les tarifs de réseau consiste à intégrer la partie de ces charges dans celles qui sont portées au compte du prélèvement.

Elia propose à juste titre de ne pas porter de tarifs supplémentaires au compte des producteurs: le résultat du benchmark est en effet insuffisant pour porter au compte des producteurs le montant correspondant à 50% des coûts initiaux concernés (voir point 342), ni des coûts adaptés (voir point 351)

VI.1.3.3 Benchmark d'Elia pour l'évaluation des tarifs d'injection

291. Elia a chargé le bureau d'études Microeconomix d'une étude de benchmarking sur les tarifs mis à charge de la *Generation*. Elia a fait sienne l'approche et les résultats de l'étude précitée.

292. Quant au périmètre géographique, Microeconomix explique que les pays suivants constituent un périmètre approprié : Pays-Bas, France, Allemagne et Autriche, Grande-Bretagne, Danemark, Norvège, Suède et Finlande. Il s'agit de la région NWE complétée par l'Autriche.

Ce périmètre est identique à celui utilisé dans le benchmarking réalisé dans le cadre de la Proposition Tarifaire rectifiée d'Elia du 2 avril 2013 pour les tarifs de la période 2012-2015.

Microeconomix s'est basé sur les arguments suivants :

- 1) la région NWE complétée par l'Autriche se situe au centre du processus d'intégration du marché que l'on observe depuis de nombreuses années déjà. Les marchés de ces pays sont de plus en plus interconnectés. Ces pays étaient également les premiers à appliquer un couplage de marché entièrement lié aux prix ;
- 2) dans ce périmètre, l'intégration se voit renforcée par des investissements supplémentaires dans la capacité d'interconnexion entre les pays concernés. C'est le cas tant en Belgique et dans les pays limitrophes qu'en Grande-Bretagne et dans les pays scandinaves ;
- 3) il est peu probable que la concurrence entre des unités de production belges et des unités de production implantées dans des pays plus éloignés (sur un plan géographique mais aussi en termes de réseau électrique), situés hors du

périmètre considéré, compromette gravement la sécurité d'approvisionnement de la Belgique ;

- 4) le choix de ce périmètre permet également d'assurer la continuité avec le benchmarking réalisé pour la période régulatoire 2012-2015

Microeconomix a également étudié des périmètres géographiques alternatifs, en particulier la combinaison France/Pays-Bas/Allemagne et la même combinaison étendue à la Grande-Bretagne.

293. Ensuite, Microeconomix et Elia déterminent un tarif d'injection moyen pour les pays compris dans le périmètre considéré, lequel tient compte également des éventuelles obligations en nature imposées aux producteurs étrangers. À cette fin, Microeconomix se base sur le rapport de synthèse d'ENTSO-E relatif aux tarifs de transport en 2014.

La méthodologie suivie par Microeconomix exige entre autres qu'un tarif belge équivalent soit calculé pour les obligations en nature imposées aux producteurs situés dans un autre pays afin de garantir la comparabilité. Ces obligations sont présentes en France et au Danemark, respectivement pour le service de black-start et le réglage de la tension.

Les tarifs utilisés par Microeconomix ont été fournis par Elia et se basent sur les données suivantes. Un tarif moyen pour la période 2016-2019 a été calculé dans le tableau 39.

Tableau 39: Calcul du tarif belge équivalent pour le Black-start et le réglage de la tension (source : Microeconomix)

	Tarif belge équivalent (EUR/MWh)	Coût annuel moyen dans la période 2016-2019 (kEUR)	Volume moyen dans la période 2016-2019 (GWh)
Black-start	[CONFIDENTIEL]	9.504	[CONFIDENTIEL]
Réglage de la tension	[CONFIDENTIEL]	8.369	[CONFIDENTIEL]

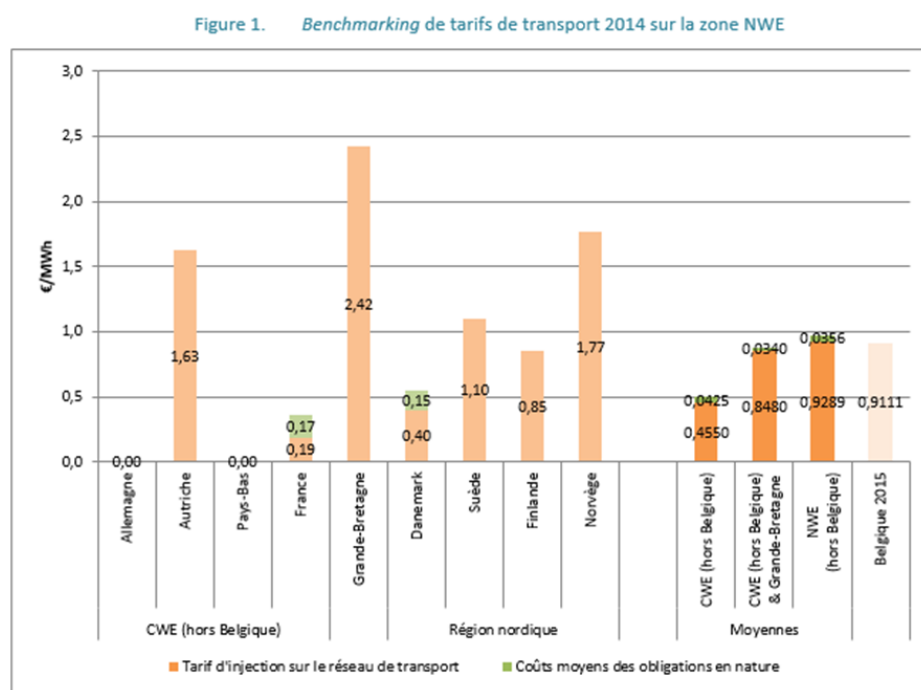
294. Parallèlement aux tarifs d'injection dans le périmètre géographique concerné, Microeconomix analyse également d'autres aspects qui ont un impact sur la compétitivité des unités de production belges. L'ordre de grandeur de l'impact de ces aspects (exprimé en EUR/MWh) fait à chaque fois l'objet d'une estimation. Les aspects suivants sont pris en compte :

- 1) le coût de réservation de la capacité d'interconnexion aux frontières belges et autres frontières au sein du périmètre géographique considéré ;
- 2) les différences de prix pour le gaz naturel au sein du périmètre considéré ;

- 3) le comportement du prix « forward » de l'électricité belge vis-à-vis des autres pays de la zone NWE ;
- 4) les coûts d'émissions de CO₂ supplémentaires au sein du périmètre considéré ;
- 5) les différences dans les « *clean dark spreads* » et « *clean spark spreads* » au sein du périmètre considéré ;
- 6) les rémunérations venant des marchés de capacité perçu au sein du périmètre considéré ;
- 7) les différences entre niveaux de soutien aux énergies renouvelables dans les différents pays de la zone NWE.

295. Les données de base de l'étude sont reflétées dans le tableau 40 de Microeconomix figurant ci-dessous.

Tableau 40: Les données de base sur les tarifs d'injection (source : Microeconomix)



Sources : données ENTSO-E (2014) et calculs Microeconomix

Selon le rapport de Microeconomix, comme conclusion du benchmarking, le tarif d'injection moyen pour les pays compris dans le périmètre géographique considéré (Pays-Bas, France, Allemagne, Autriche, Grande-Bretagne, Danemark, Finlande, Suède et Norvège) est égal à 0,9644 EUR/MWh (0,9289 EUR/MWh pour ce tarif de transport et 0,0355 EUR/MWh pour les autres obligations au Danemark et en France).

296. Par ailleurs, le rapport de Microeconomix montre qu'outre le tarif d'injection moyen dans les pays considérés, d'autres éléments déterminent également la compétitivité des unités de production :

- les unités de production étrangères qui souhaitent concurrencer les unités de production belges sur le marché belge doivent toujours prévoir une capacité de transport transfrontalière suffisante ;
- les marchés de capacité peuvent prévoir une indemnisation complémentaire des unités de production. (p. ex. : Grande-Bretagne) ;
- dans certains pays, un coût supplémentaire pour les émissions de CO₂ est porté en compte en plus des droits EU-ETS. (p. ex. : Grande-Bretagne et Norvège) ;
- la différence de prix du combustible (gaz naturel) entre différents pays joue un rôle important au niveau des coûts (p. ex. prix le plus élevé en Finlande, prix le plus bas en Belgique) ;
- d'autres facteurs liés au marché ont également un impact sur la position d'une unité de production en Belgique par rapport à d'autres pays faisant partie du périmètre, tels que la concurrence avec d'autres technologies (p. ex. la différence dans les « *clean dark spreads* » et « *clean spark spreads* »), la demande (déclinante) d'électricité, etc.

Pour les unités de production basées sur les énergies renouvelables les niveaux de soutien obtenus en différents pays sont substantiellement différents.

Selon l'étude, l'ordre de grandeur estimé de l'impact de ces éléments précités, exprimé en EUR/MWh, est souvent supérieur à celui du tarif d'injection moyen. L'impact sur les unités de production belges est variable. Microeconomix et Elia concluent que la compétitivité n'est donc pas seulement déterminée par un tarif d'injection ; il s'agit d'une combinaison complexe de différents éléments.

297. Il ressort également des résultats du benchmarking que si un périmètre géographique plus limité était appliqué (en particulier les combinaisons France / Pays-Bas / Allemagne et France / Pays-Bas / Allemagne / Grande-Bretagne), la sécurité d'approvisionnement du pays ne serait pas non plus compromise, du fait d'une baisse de la compétitivité des unités de production concernées : l'étude estime que, même si tous les impacts sont pris en compte, notamment celui du coût de la capacité d'interconnexion que les unités de production étrangères doivent payer pour pouvoir importer en Belgique,

un tarif d'injection maximal de 0,9644 EUR/MWh serait encore sensiblement inférieur à la combinaison de tous les facteurs considérés.

298. En conclusion, Elia vise par cette étude à démontrer qu'un tarif d'injection pour les unités de production belges ne dépassant pas 0,9644 EUR/MWh est justifié et ne compromet pas la sécurité d'approvisionnement du pays du fait d'une baisse de la compétitivité des unités de production concernées. Le tarif d'injection moyen découlant du benchmarking, dont Elia tient compte pour déterminer le tarif d'injection des réserves de puissance et du service de black-start pour la période 2016-2019, est égal à 0,9644 EUR/MWh. En d'autres termes, le tarif d'injection retenu pour la période 2016-2019 ne peut en aucun cas être supérieur à 0,9644 EUR/MWh.

VI.1.3.4 Evaluation de la CREG

299. La CREG constate que:

- 1) l'étude tient compte du périmètre géographique défini par la Cour d'appel de Bruxelles (voir numéro 292 ci-dessus). Ainsi, il est clairement répondu aux questions d'un certain nombre d'acteurs du marché posées à l'occasion de la consultation d'Elia relative à la « portée géographique proposée » ;
- 2) ce périmètre est le même que celui qui constituait la référence pour la délimitation du tarif d'injection figurant dans la proposition rectifiée d'Elia de la période réglementaire 2012-2015 ;
- 3) la Cour d'appel de Bruxelles s'est prononcée positivement le 25 mars 2015 sur la contribution de ce benchmark et son approche ;
- 4) l'étude comporte des éléments pertinents qui sont également déterminants pour la position concurrentielle des producteurs belges ;
- 5) le périmètre du benchmark avait également été clairement défini par le gestionnaire de réseau dans son document consultatif et son rapport de consultation.

300. La CREG accepte les éléments de base, les données et les arguments avancés par Elia sur la base des résultats de l'étude de benchmarking dont la réalisation a été confiée par le gestionnaire de réseau à Microeconomix. La CREG vise ainsi tant le périmètre que le calcul du tarif moyen et des autres éléments qui ont également une influence sur la position concurrentielle de la production d'électricité en Belgique. Cependant, la CREG se consacrera principalement au strict tarif G arithmétique moyen des pays appartenant au périmètre défini.

La CREG n'accepte pas le point de vue selon lequel les résultats de ce benchmark restent inchangés par définition pour toute la durée de la période régulatoire. Etant donné la valeur actuelle du benchmark, la CREG estime que le montant de 0,9644 EUR/MWh est un maximum pour la période régulatoire 2016-2019. La CREG demande à Elia de vérifier à temps quelles sont les conséquences d'une poursuite du couplage de marché sur ce chiffre.

VII. ANALYSE DES TARIFS ET DES MODALITÉS TARIFAIRES PROPOSÉS

301. Dans ce chapitre, la CREG analyse les éléments de la proposition tarifaire d'Elia relatifs aux tarifs et aux modalités tarifaires. Elle fait ses constats sur :

- 1) la structure tarifaire et l'ensemble des tarifs proposés et les charges tarifaires (voir chapitre VII.1) ;
- 2) les tarifs individuels (voir chapitre VII.2) ;
- 3) la période tarifaire de pointe annuelle (voir chapitre VII.3).

VII.1 Constats de la CREG relatifs à la structure tarifaire, à l'ensemble des tarifs proposés et aux charges tarifaires

302. La CREG constate que l'ensemble des tarifs proposés par Elia correspond intégralement à la structure tarifaire prévue dans l'article 5 de la Méthodologie tarifaire de la CREG du 18 décembre 2014 : Elia propose tant les tarifs de transport que les tarifs pour obligations de services publics.

Les tarifs de transport proposés par Elia comprennent :

- 1) les tarifs de raccordement;
- 2) les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau :
 - 2.1) les tarifs pour la pointe mensuelle ;
 - 2.2) les tarifs pour la pointe annuelle ;
 - 2.3) les tarifs pour la puissance mise à disposition ;
- 3) les tarifs de gestion du système électrique :
 - 3.1) le tarif pour la gestion du système électrique ;
 - 3.2) le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire ;

- 4) Les tarifs de compensation des déséquilibres :
 - 4.1) le tarif pour les réserves de puissance et le black start ;
 - 4.2) le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels ;
- 5) Le tarif pour l'intégration du marché.

Les tarifs pour les obligations de service public sont structurés selon la fourniture de service concrète individuelle imposée au gestionnaire de réseau.

La CREG examine les tarifs individuels proposés à partir du point VII.2.

303. Contrairement aux tarifs constants de la période régulatoire 2012-2015, la proposition tarifaire initiale et la proposition tarifaire adaptée comportent un tarif variable pour chaque année de la période régulatoire 2016-2019.

304. La principale constatation est qu'Elia impute un de ses services partiellement aux clients ("*Load*") et partiellement aux producteurs ("*Generation*"). Le point VII.3.2.1 de la présente décision y est consacré.

En comparaison avec les décisions et évolutions tarifaires antérieures, il est désormais plus difficile de donner une image générale des charges tarifaires par client-type : Selon le niveau d'infrastructure (le nombre de niveaux d'infrastructure est désormais ramené de 4 à 3, ce qui implique immédiatement pour certains utilisateurs du réseau soit un facteur entraînant une hausse, soit un facteur entraînant une baisse) et le profil spécifique de l'utilisateur du réseau (production locale ou non, charge de base ou consommation de pointe, souscriptions ou non, etc.), l'évolution du tarif pour cet utilisateur du réseau peut fortement s'écarter des tendances moyennes. C'est pourquoi la CREG comprend la réponse similaire d'Elia dans son rapport de consultation relatif aux réactions concernant le chapitre "Principes généraux d'allocation des coûts et des tarifs" : Elia avait utilisé comme règle empirique que, dans le contexte de la proposition tarifaire initiale, la charge tarifaire moyenne annuelle à compter de l'année 2016 augmenterait d'un pourcentage situé entre 2% et 5%.

Aux niveaux de tension les plus élevés, dans la proposition tarifaire initiale, il était attendu que le prélèvement d'énergie augmente (entre autres en conséquence de la diminution de la production locale au moyen de grandes unités de cogénération alimentées au gaz en conséquence du prix du gaz).

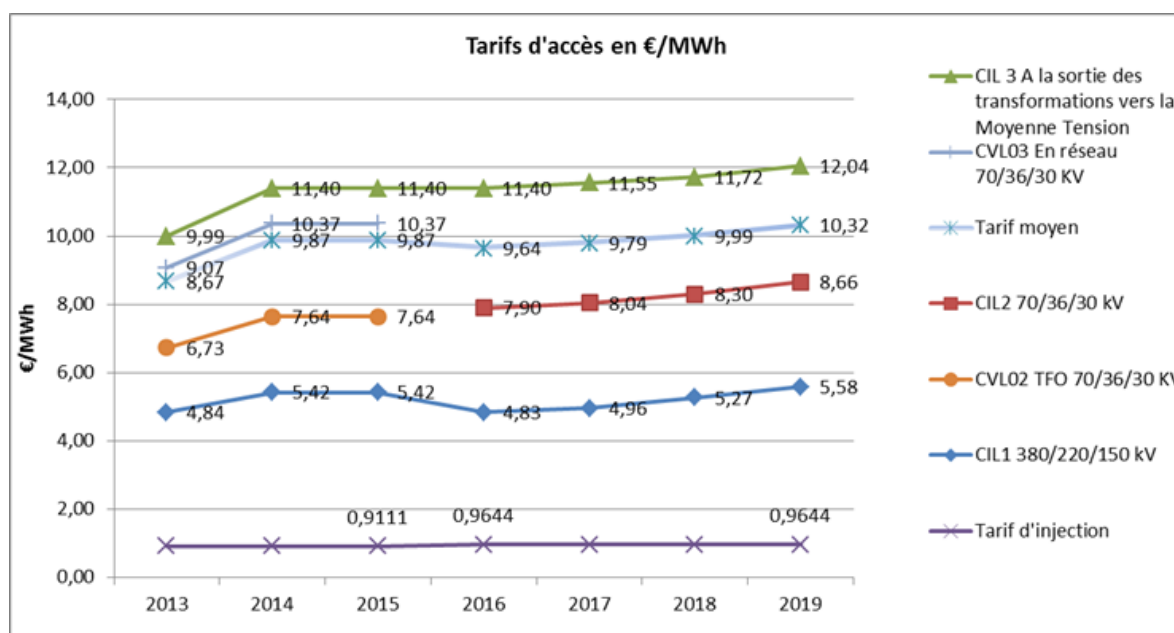
Au niveau de tension le plus bas (gestionnaire du réseau de distribution), il était plutôt attendu que le prélèvement d'énergie diminue en raison de l'augmentation de la production des *prosumers*.

305. Par conséquent, dès le début du processus tarifaire, on pouvait déjà s'attendre à ce qu'en moyenne une augmentation de la charge tarifaire se fasse plutôt sentir au niveau de tension le plus bas, alors que celle aux niveaux de tension les plus élevés se fassent moins sentir en moyenne.

306. Depuis le début de la régulation tarifaire, Elia et la CREG utilisent des "profils types" pour chaque niveau de tension. A cet effet, on se base sur un utilisateur du réseau présentant un profil de prélèvement représentatif. Bien que des différences existent encore pour ces profils types, la CREG estime utile d'utiliser l'évolution de leur charge tarifaire comme fil conducteur.

307. La figure 5 rend compte de l'évolution de la charge tarifaire des profils types existants.

Figure 5: La charge tarifaire à charge de *Load & Generation* en 2015 (en EUR/MWh).



Evolution tarifaire: profils représentatifs ¹	CIL1 380/220/150 kV	CIL2 70/36/30 kV	CIL 3 Transformation vers MT (GRD)
Puissance mise à disposition (MVA)	45	12	50
Pointe annuelle (MW) ²	30	6	20
Pointe mensuelle (MW)	35	7	17
Prélèvement net (GWh)	155	32	90

¹ Le client ne dispose pas de production locale; ² Pointe au cours de "periode de pointe"

Il ressort de la figure 5 que:

- 1) Pour le profil type CIL1 au niveau de tension le plus élevé (réseaux 380/220/150 kV), la charge tarifaire prévue (courbe bleue inférieure) diminue en 2016, 2017 et 2018 et reste à un niveau inférieur en 2018 à celui de 2015, alors qu'en 2019 (quand les coûts augmentent, elle sera supérieure de 2,9 % à celle de 2015;
- 2) pour le nouveau profil type CIL2 (courbe rouge à compter de 2016), les différences sont inévitables, compte tenu de la transition de quatre à trois niveaux de tension tarifaires. Le CIL2 implique la fusion de deux profils précédemment distincts, à savoir à la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV et sur les réseaux 70/36/30 kV ;

Pour qui appartenait précédemment au groupe "sur les réseaux 70/36/30 kV" (courbe bleue supérieure illustrée uniquement pour 2013, 2014 et 2015), la courbe rouge est synonyme de diminution sensible des charges tarifaires.

Pour qui appartenait précédemment au groupe "à la sortie des transformations vers réseaux 70/36/30 kV" (courbe orange illustrée uniquement pour 2013, 2014 et 2015), la courbe rouge continue est synonyme de légère augmentation de 2 à 3 % par an.

- 3) Pour le profil type CIL3 (transformation en Moyenne tension et donc principalement les gestionnaires du réseau de distribution), on prévoit un statu quo en 2016. Il s'ensuit une légère hausse de 1,3 % et 1,4 % en 2017 et 2019. Une augmentation de la charge tarifaire est inévitable l'année 2019 durant laquelle le revenu total d'Elia augmente le plus (+2,7 %, dans la même ligne que le CIL1 et le CIL2).

VII.2 Constats de la CREG relatifs aux tarifs individuels

VII.2.1 Tarifs de raccordement

308. En ce qui concerne les tarifs de raccordement, la méthodologie tarifaire n'a pas apporté de modifications de principe. La CREG constate que les adaptations résultent principalement de:

- 1) l'application de l'inflation ;
- 2) l'adaptation du taux d'intérêt (WACC) qu'Elia continue d'utiliser pour le financement de ces installations.

Essentiellement en raison du fait que les utilisateurs du réseau n'ont pas formulé de remarques à ce sujet lors de la consultation organisée par Elia, la CREG n'a pas d'objections contre le maintien de la méthode de travail proposée ni contre les tarifs qui en découlent.

VII.2.2 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau

309. La proposition tarifaire d'Elia en la matière comporte des propositions relatives :

- 1) aux modalités d'application des tarifs pour la pointe mensuelle et le niveau proposé des tarifs ;
- 2) à la détermination de la période tarifaire de pointe annuelle, les modalités d'application des tarifs (période transitoire comprise) pour la pointe annuelle et le niveau proposé des tarifs ;
- 3) aux tarifs pour « la puissance mise à disposition » des utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia (les points d'accès « Principal » et « Complémentaire », le « tarif incitant » et les « modalités d'évolution » compris) ;
- 4) aux tarifs pour « la puissance mise à disposition » des gestionnaires de réseau de distribution, tant pour la puissance mise à disposition à la sortie de la transformation vers la Moyenne Tension qu'en réseaux 70/36/30 kV (les valeurs proposées, l'application du coefficient de la charge mobile et les tarifs en cas de dépassement de la puissance comprise).

310. La proposition tarifaire ne met aucun de ces tarifs à charge de l'injection d'électricité ("*Generation*"). Ces tarifs pour l'utilisation de l'infrastructure sont donc limités au seul prélèvement ("*Load*").

VII.2.3 Neutralisation des volumes injectés pour l'application des tarifs sur la pointe annuelle et la pointe mensuelle

311. La CREG constate que plusieurs répondants à la consultation organisée par Elia au sujet des éléments déterminants repris dans la proposition tarifaire (EDORA, FEBELIEC, Gabe, Ineos, Lampiris) ont demandé que des exceptions soient introduites pour l'application des tarifs sur les pointes et pour la puissance mise à disposition en cas d'activation des services auxiliaires à la demande d'Elia.

312. A cette demande, Elia a répondu que, en cas d'activation de free bids à la baisse (DBids) dans le cadre du contrat CIPU, les quart d'heures concernés (ou « activés ») seront neutralisés pour le calcul des tarifs sur les pointes mensuelles et annuelles.

Dans le cadre de ses réponses aux questions complémentaires de la CREG, Elia explique que pour les volumes offerts pour l'activation et qui n'ont pas fait l'objet d'une réservation préalable, il n'est pas possible de répercuter les éventuels coûts tarifaires associés à l'énergie activée autrement que via le prix d'activation. Sur cette base, Elia perçoit une discrimination, une absence de *level playing field* sur le marché des activations, entre les offres pour offres « libres ».

La proposition d'Elia consiste à ne pas prendre en compte (neutraliser), pour le calcul des tarifs sur la pointe annuelle et sur la pointe mensuelle, les quart-d'heures ayant fait l'objet d'une activation d'un Dbid.

313. La CREG a analysé ces arguments dans le détail et émet les considérations suivantes.

La CREG considère que les marchés des réserves et des activations sont deux marchés différents et qu'il y a lieu de favoriser un *level playing field* pour l'ensemble des acteurs non pas entre ces marchés, mais bien au sein de chacun d'entre eux. En d'autres termes, dans le marché des réserves, où des productions et du stockage sont en concurrence avec des prélèvements, le fait que certains fournisseurs soient éventuellement soumis à des coûts tarifaires et que d'autres ne le soient pas – ou dans une moindre mesure –, pose des questions de discrimination et hypothèque tout *level playing field*.

La CREG constate par ailleurs qu'Elia corrige déjà les périmètres de déséquilibre des Responsables d'accès (ARP – BRP) lors de l'activation de certains produits. Par rapport à une neutralisation pure et simple des quarts d'heures concernés, il ne semble donc pas techniquement plus difficile de ne corriger que l'énergie activée au cours des quarts d'heures concernés.

La CREG estime que cet élément de la proposition tarifaire d'Elia est contraire à sa méthodologie tarifaire. La CREG estime par conséquent que cet élément de la proposition tarifaire est déraisonnable.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a demandé à Elia de prévoir, dans sa Proposition Adaptée, pour toutes les activations assimilables à des baisses d'injection, une correction par les volumes activés pour le calcul des tarifs sur les pointes mensuelles et annuelles.

314. Pendant la séance d'audition du 16 octobre 2015, sur cette demande, Elia n'a pas formulé de remarque.

315. Dans la proposition tarifaire adaptée, Elia a confirmé qu'elle corrigera pour la facturation des tarifs pour la pointe mensuelle et annuelle, les prélèvements par point d'accès raccordé au réseau d'Elia pendant les quarts d'heure où Elia a demandé une activation à la baisse (« *decremental bids* » dans le cadre du contrat CIPU). Cette correction sera effectuée sur base des activations demandées par Elia.

316. Dans le cas d'une activation d'un *bid* à la baisse agrégé, Elia corrigera les prélèvements aux points d'accès concernés dans la mesure où elle dispose des informations sur la répartition de l'activation entre les différents points d'accès.

Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

VII.2.4 La période tarifaire de pointe annuelle

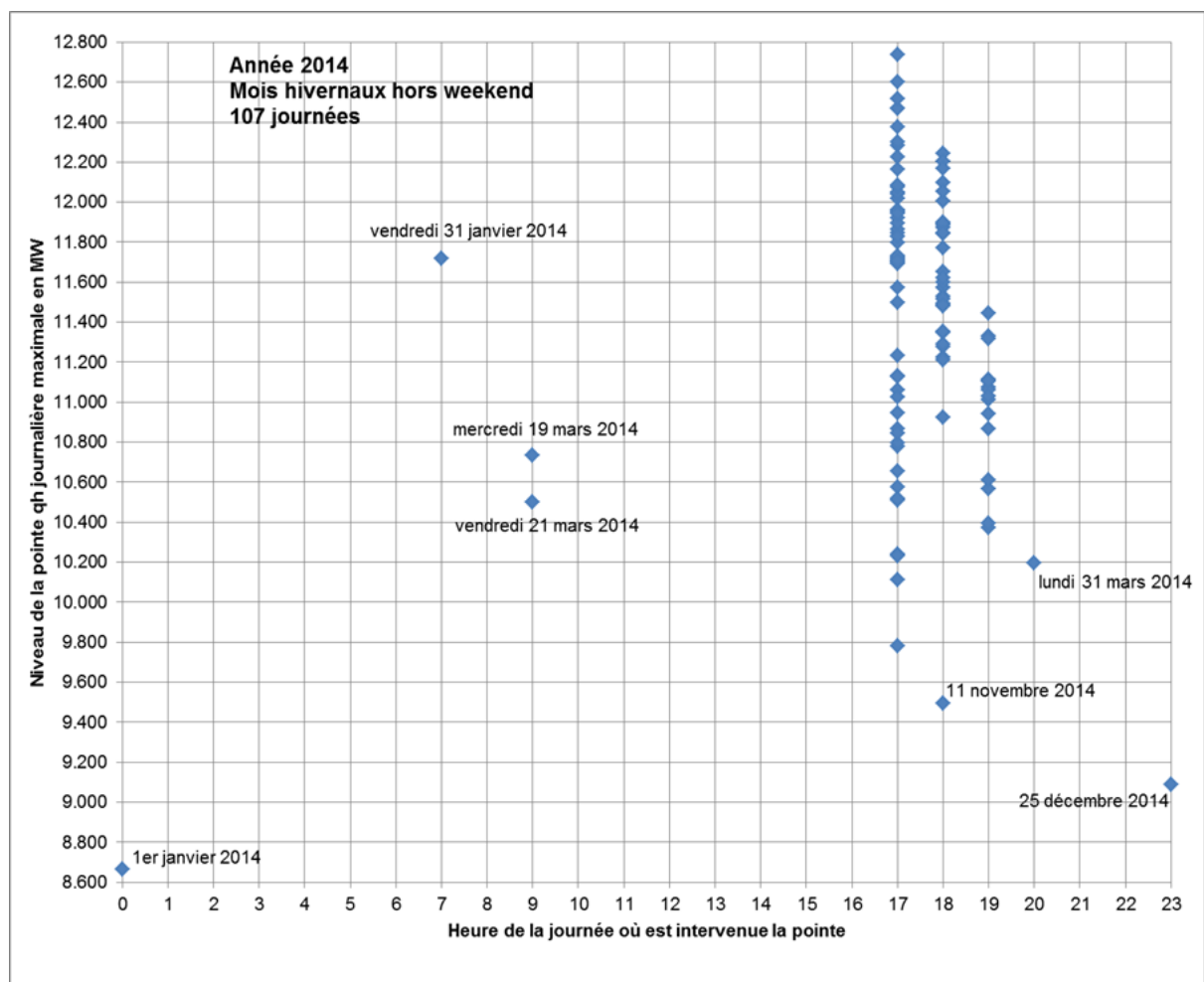
317. Dans sa Proposition Tarifaire du 30 juin 2015, Elia a proposé de définir la période tarifaire de pointe annuelle visée à l'article 5, §2, 2.2. de la Méthodologie tarifaire comme étant tous les quarts d'heure durant les mois de novembre à mars, les jours de semaine - hors jours fériés -, entre 8h00 et 12h00 ainsi qu'entre 16h00 et 20h00.

318. Dans le cadre de l'élaboration des questions posées à Elia le 21 août 2015, la CREG a toutefois constaté que, dans le cadre de la consultation publique organisée par Elia en avril 2015 sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition Tarifaire, aucun répondant ne soutenait explicitement cette proposition d'Elia. La CREG a constaté que de nombreux répondants avaient proposé des plages horaires sensiblement plus courtes que celles proposées par Elia (classées de la plus courte à la plus longue) : entre 17h00 et 19h00 (pour FEBELIEC, INEOS CHLORVINYLS et INFRABEL), entre 17h00 et 20h00 (pour ANODE et LAMPIRIS) et entre 7h00 et 10h00 mais également entre 17h00 et 20h00 (pour [CONFIDENTIEL]). D'autres répondants, tels que FEBEG, ODE et EDORA n'avaient pas proposé une plage horaire précise mais avaient exprimé l'opinion qu'il ne fallait pas inclure les heures autour du temps de midi dans la période tarifaire de pointe.

319. Considérant les commentaires formulés par les répondants à la consultation publique en avril 2015, la CREG a effectué des analyses complémentaires aboutissant à trois constats soumis à l'appréciation d'Elia dans le cadre des questions envoyées par la CREG le 21 août 2015. Ces trois constats sont repris ci-après.

320. Le premier graphique (figure 6) ci-dessous reprend la pointe quart-horaire maximale observée pour chacune des 107 journées hivernales hors weekend de l'année 2014.

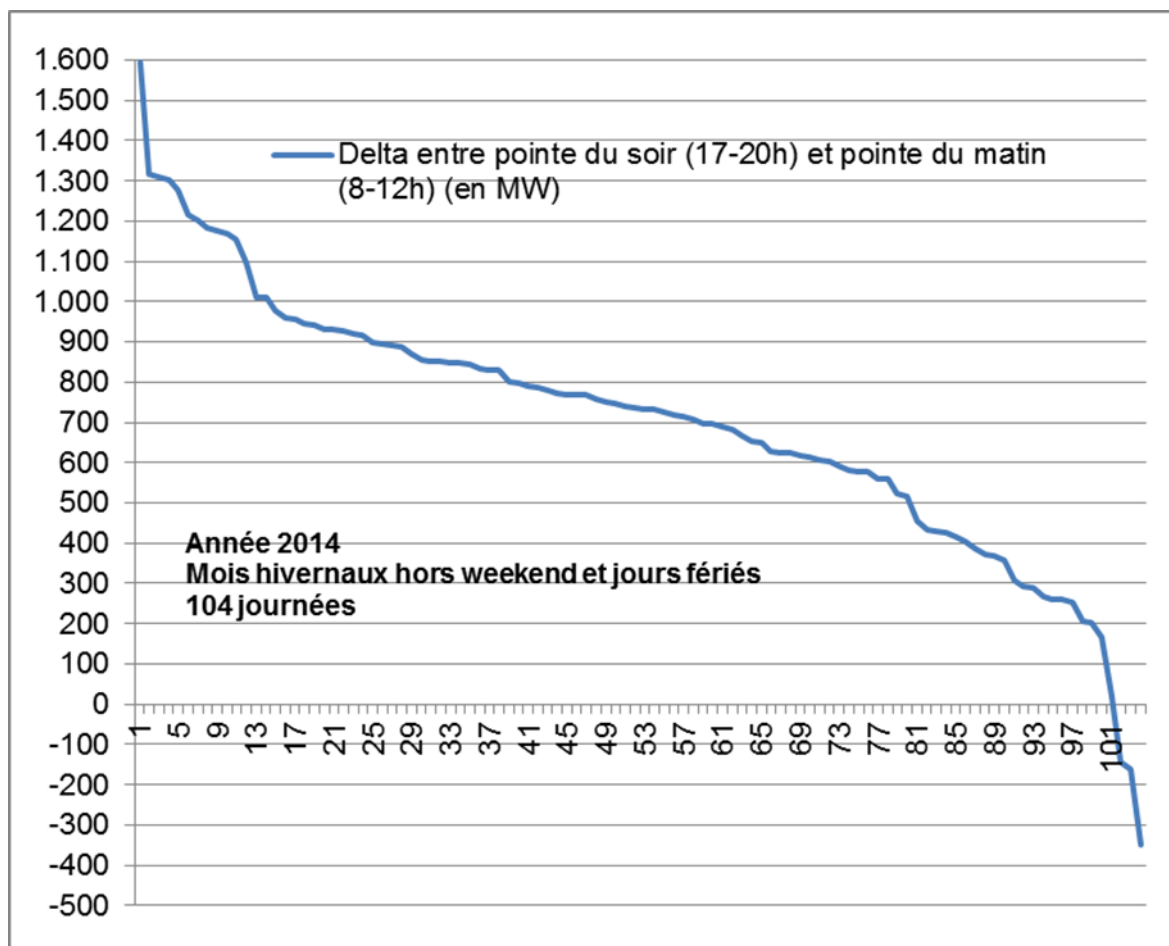
Figure 6: La pointe horaire maximale des journées hivernales en 2014.



Constat numéro 1 : durant les jours ouvrables de la période hivernale, la pointe quart-horaire journalière maximale apparaît presque systématiquement entre 17h et 20h (100 occurrences sur 104 observations en 2014). Lors des rares journées où la pointe quart-horaire journalière maximale n'est pas observée entre 17h et 20h, la hauteur de cette pointe quart-horaire journalière maximale est d'un niveau significativement inférieur à la pointe quart-horaire annuelle maximale.

321. Le deuxième graphique ci-dessous (figure 7) reprend sous la forme d'une monotone, pour chacune des 104 journées hivernales hors weekend et hors jours fériés de l'année 2014, la différence entre la pointe quart-horaire maximale observée en soirée (17h-20h) et la pointe quart-horaire maximale observée en matinée (8h-12h).

Figure 7: La différence entre la pointe en soirée et celle en matinée.

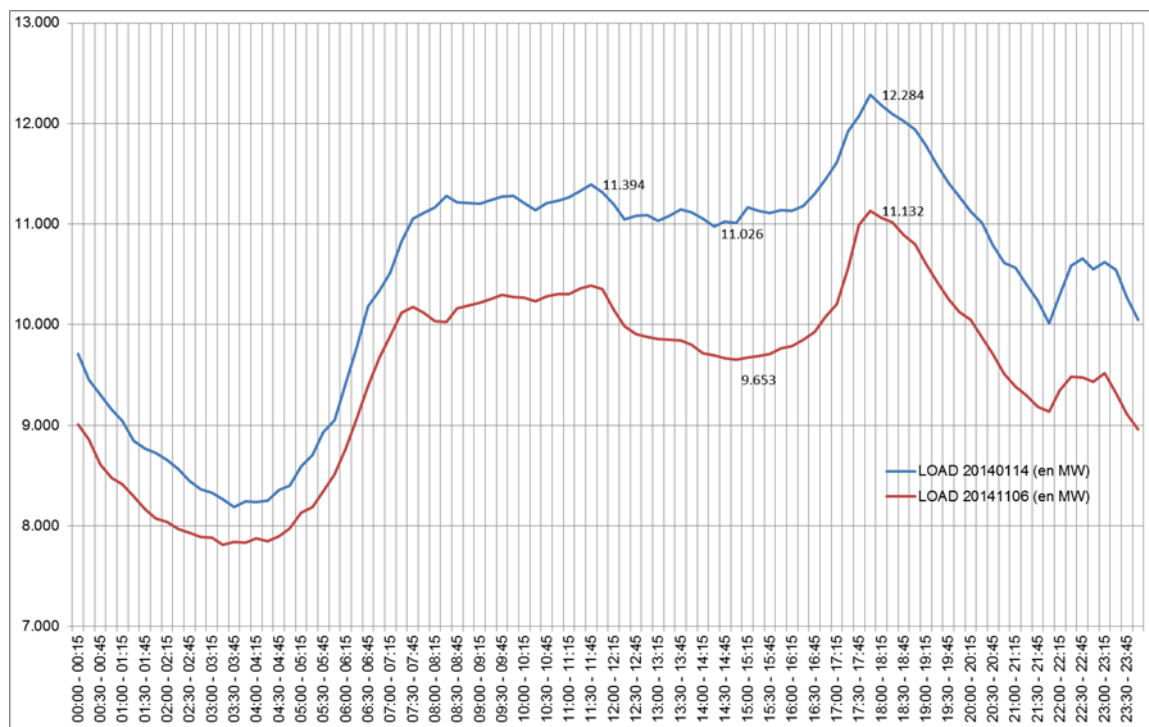


Constat numéro 2 : durant les jours ouvrables de la période hivernale, la pointe quart-horaire observée en soirée (17h-20h) est presque systématiquement significativement plus importante que la pointe quart-horaire observée en matinée (8h-12h).

322. Le troisième graphique ci-dessous (figure 8) reprend deux courbes de charge présentant un profil similaire - où la pointe quart-horaire journalière maximale est effectivement observée entre 17h et 20h -. Les quarts d'heure où la charge sur le réseau avoisine 11.100 MW sont autour du quart d'heure 1.400 (à supposer que le quart d'heure 1 est celui où la pointe quart-horaire maximale a été observée au cours de l'année 2014). Bien que la pointe quart-horaire journalière maximale du 6 novembre 2014 intervenue autour de 18h (11.132 MW) est au même niveau que les prélèvements relativement stables observés

entre 8h et 17h le 14 janvier 2014, la pointe quart-horaire journalière maximale du 14 janvier 2014 intervenue autour de 18h est à un niveau nettement supérieur (cf. entre 900 et 1.200 MW d'écart) aux prélèvements relativement stables observés entre 8h et 17h le 14 janvier 2014.

Figure 8: Les deux courbes de charge

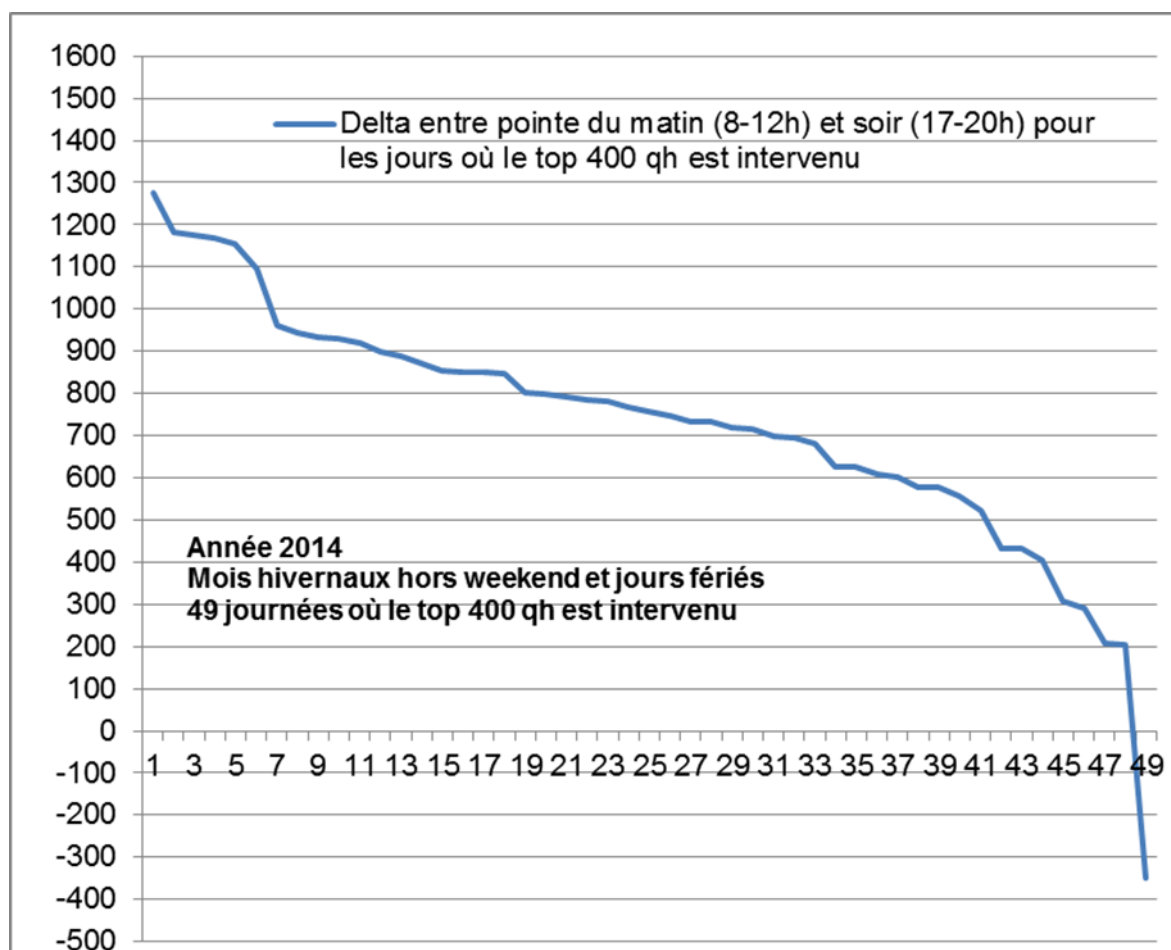


Constat numéro 3 : l'analyse statistique proposée par Elia pour justifier la prise en compte de la tranche horaire 8h-12h, qui est basée sur l'analyse d'un trop grand nombre de quarts d'heures où la charge est la plus importante (400 à 2000 qh) sans tenir compte du profil journalier des courbes de charge, masque inutilement l'occurrence presque systématique de la pointe quart-horaire journalière maximale entre 17h et 20h.

323. Dans ses réponses communiquées le 21 septembre 2015, Elia a reconnu la pertinence des trois constats posés par la CREG. Ainsi, Elia reconnaît que son analyse basée sur 2000qh n'était pas pertinente (cf. constat 3 de la CREG). Bien qu'Elia reconnaissait également que la pointe journalière est généralement observée lors de la pointe du soir (cf. constat 1 de la CREG) et que la pointe du soir est généralement plus élevée que la pointe en matinée (cf. constat 2 de la CREG), Elia précisait qu'il convenait de nuancer ces constats en effectuant une analyse analogue basée uniquement sur les jours où ont été observés les 400 qh où la charge sur le réseau est la plus importante.

324. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a donné suite à cette remarque formulée par Elia en reprenant dans la figure 9 sous la forme d'une monotone, pour chacune des 49 journées hivernales hors weekend et hors jours fériés de l'année 2014 où la charge sur le réseau la plus importante a été observée, la différence entre la pointe quart-horaire maximale observée en soirée (17h-20h) et la pointe quart-horaire maximale observée en matinée (8h-12h). La CREG a toutefois constaté que la forme de cette monotone est analogue à la monotone reprise ci-avant. Ce faisant, la nuance qu'Elia souhaitait apporter n'était, selon la CREG, pas de nature à remettre en question le fait que la pointe journalière est généralement observée lors de la pointe du soir (cf. constat 1 de la CREG) et que la pointe du soir est généralement plus élevée que la pointe en matinée (cf. constat 2 de la CREG).

Figure 9: La différence entre les pointes maximales en soirée et en matinée pendant les 49 journées hivernales



325. Dans ses réponses communiquées le 21 septembre 2015, Elia a également mentionné qu'une période tarifaire de pointe annuelle plus longue inciterait d'autant mieux à changer les comportements. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG avait mentionné ne pas partager pas cette opinion pour deux raisons. Premièrement, en augmentant la durée de la période tarifaire de pointe annuelle, on augmente en effet également la probabilité qu'un utilisateur du réseau n'aie aucun incitant à limiter ses prélèvements au moment où la charge sur le réseau est la plus importante. Deuxièmement, toutes autres choses restant égales par ailleurs, l'augmentation de la durée de la période tarifaire de pointe annuelle entraîne une diminution du tarif concerné, ce qui diminue également l'incitant à changer de comportement.

326. Dans ses réponses communiquées le 21 septembre 2015, Elia avait également rapporté que le profil de prélèvement de l'ensemble des points d'accès des détenteurs d'accès est différent du profil de prélèvement de l'ensemble des points d'interconnexion vers les gestionnaires de réseau de distribution : alors que le profil de prélèvement de l'ensemble des points d'interconnexion vers les gestionnaires de réseau de distribution connaît une pointe en soirée, le profil de prélèvement de l'ensemble des points d'accès des détenteurs d'accès connaît une pointe le matin et une pointe le soir. Pour Elia, le fait que les utilisateurs du réseau de distribution ne seront incités qu'indirectement par les tarifs de distribution, voire pas du tout, justifiait le maintien de la tranche horaire matinale dans la période tarifaire de pointe annuelle. Dans son projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a mentionné ne pas partager cette conclusion: le fait que les tarifs de distribution n'incitent actuellement pas l'utilisateur du réseau à limiter ses prélèvements au cours de la période tarifaire de pointe annuelle ne veut pas dire qu'ils ne l'inciteront pas à l'avenir. Tout en soulignant qu'il s'agit d'une compétence exclusivement régionale, la CREG a en effet considéré que , d'une part, pour les mêmes raisons qu'Elia, les gestionnaires de réseau pourraient également avoir un intérêt à limiter les prélèvements sur leur réseau au cours de la période tarifaire de pointe annuelle et, d'autre part, les gestionnaires de réseau pourraient être intéressés à répercuter ce tarif de transport lié aux prélèvements lors de la période tarifaire de pointe vers leurs utilisateurs qui ont contribué à ces prélèvements. La structure tarifaire des tarifs de distribution pourrait connaître dans le futur certaines évolutions.

327. En conclusion, dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG avait demandé à Elia d'adapter sa Proposition Tarifaire pour fixer la période tarifaire de pointe annuelle comme étant tous les quarts d'heure durant les mois de novembre à mars, les jours de semaine - hors jours fériés -, entre 17h00 et 20h00.

La CREG avait également demandé à Elia d'adapter le montant unitaire du tarif concerné afin de tenir compte de cette adaptation au niveau de la définition de la période tarifaire de pointe.

Dans la proposition tarifaire adaptée, le gestionnaire de réseau a appliqué les demandes d'adaptation formulées par la CREG dans son Projet de décision du 9 octobre 2015. Elia **satisfait** donc à la demande de la CREG.

VII.2.5 Tarifs pour la gestion du système électrique

328. La Proposition tarifaire d'Elia en la matière comporte des propositions relatives à ce qui suit:

- 1) le tarif pour la gestion du système électrique (modalités d'application et, le niveau proposé inclus) ;
- 2) le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire (tarif zone 1, tarif zone 2, niveau des tarifs proposé et les valeurs limites inclus).

329. Elia propose d'appliquer le tarif pour la gestion du système en fonction du niveau d'infrastructure. En effet, les niveaux d'infrastructure ne bénéficient pas tous de la même manière des services fournis par Elia :

- 1) Exemple 1 : Alors que tous les niveaux d'infrastructure bénéficient des services fournis par le centre de contrôle national, les centres de contrôle régionaux se concentrent essentiellement sur les niveaux d'infrastructure inférieurs ;
- 2) Exemple 2 : Selon les dispositions du Règlement Technique fédéral, les responsables d'équilibre au niveau d'infrastructure le plus élevé doivent pourvoir eux-mêmes aux pertes actives sur le réseau pour l'ensemble de leurs points d'accès. Pour les niveaux d'infrastructure inférieurs, cette tâche revient à Elia.

VII.2.6 Tarifs de compensation des déséquilibres

330. La proposition tarifaire d'Elia en la matière comporte des propositions relatives à ce qui suit:

- 1) le tarif pour les réserves de puissance et le Black-start et ses modalités d'application (ci-après sous VII.2.6.1) ;
- 2) le mécanisme tarifaire et le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels (ci-après sous VII.2.6.2).

VII.2.6.1 Les tarifs pour les réserves de puissance et le Black-start

331. Tant la Proposition tarifaire initiale que la Proposition tarifaire adaptée expliquent que pour ce service une allocation aux prélèvements et aux injections est justifiable.

La motivation, qui est la même que celle appliquée dans la Proposition tarifaire rectifiée 2012-2015, est exposée ci-après.

332. Pour le fonctionnement du système électrique, le gestionnaire de réseau fait appel à plusieurs services auxiliaires, dont les réserves de puissance et le service du Black start. Elia propose de mettre une partie des coûts de ces services à charge des producteurs par le biais d'un tarif d'injection proportionnel à l'énergie nette injectée par les unités de production raccordées au réseau de transport ou ayant une fonction de transport. Il s'agit en l'espèce des services auxiliaires suivants:

- 1) le réglage primaire de la fréquence ;
- 2) le réglage secondaire de l'équilibre dans la zone de réglage belge ;
- 3) la réserve tertiaire, dont le service d'interruption de l'accès au réseau de charges industrielles, appelé ci-après ICH (*Interruptible Contract Holders*) ;
- 4) le service de black-start.

333. Il est important de noter que le tarif d'injection proposé vise à couvrir uniquement une partie, justifiée ci-après, des coûts de « réservation » des services mentionnés ci-avant.

La justification de l'allocation aux producteurs d'une partie des coûts de réservation des services auxiliaires se base donc essentiellement sur l'évaluation de la mesure dans laquelle les producteurs et consommateurs sont à l'origine des coûts de réservation et non sur la question de l'utilisation effective de ce service, cette dernière étant rémunérée par une composante tarifaire différente de celle qui fait l'objet de la présente justification.

334. La détermination du besoin en réserves primaires est basée sur la nécessité de faire face au niveau européen à un incident de référence. Cet incident de référence est la perte simultanée de deux unités de production de 1500 MW chacune, d'où le besoin de réservation de 3000 MW de réserve primaire à l'échelle européenne. Le partage de ces réserves se fait conformément aux règles de l'association européenne des gestionnaires de réseau ENTSO-E, par le biais d'une clé représentant l'énergie produite sur base annuelle dans les pays des TSO membres de l'association. Pour ce calcul, la production de l'année Y-2 sert de référence pour le partage des puissances à réserver en réserve primaire en l'année Y.

Le lien entre le coût de réservation de la réserve primaire et l'incident de référence au niveau de la production est donc clairement établi et univoque.

En ce qui concerne le lien de cause à effet entre les besoins en réservation de réserve primaire et les effets au niveau de la consommation, il importe de signaler que les grands incidents de « perte de clientèle », par exemple une perte de 3000 MW de consommation (ce qui pourrait se produire lors d'un blackout régional) sollicitent également la réserve primaire. Néanmoins, les effets économiques en matière de coût de réservation sont fondamentalement différents : alors que des réserves tournantes (« *spinning reserve capacity* ») sont nécessaires pour remédier à des pertes de production, et que ces réserves représentent la cause principale du coût de réservation, les pertes de clientèle ne nécessitent quant à elles aucune réserve tournante. En effet, les pertes de clientèle causent une augmentation de la fréquence qui met en œuvre automatiquement une diminution de la production effective du moment, sans solliciter aucune réserve tournante éventuelle.

Finalement, il convient de mentionner que, en dehors des « grands incidents de référence », les effets aléatoires de variation de la consommation et de la production (notamment, mais pas exclusivement, la production sur base de sources renouvelables) sollicitent également une activation quasi-continue de la réserve primaire. La partie de la réserve primaire ainsi sollicitée est relativement petite, inférieure à 10 % du total réservé. En effet, une variation brusque de 300 MW d'une injection ou consommation dans la zone de réglage belge cause l'activation d'environ 10 % de la capacité réservée pour réserve primaire à charge de la zone de réglage belge. Ces effets, bien que significatifs pour l'activation, ne sont aucunement déterminants pour la réservation de réserve primaire.

En conclusion, en ce qui concerne la réserve primaire, il est établi que le lien de cause à effet entre les effets production/consommation et les coûts de réservation se situe de façon très prépondérante au niveau de la production.

335. Contrairement à la réserve primaire qui réagit à des déviations de la fréquence, la réserve secondaire de l'équilibre dans la zone de réglage belge réagit de façon automatique au solde global des déséquilibres des responsables d'accès dans la zone de réglage belge.

Les phénomènes qui causent l'activation de la réserve secondaire peuvent se distinguer de la façon suivante :

- 1) les variations de la consommation par rapport aux programmes des acteurs de marché ;
- 2) les variations de la production par rapport aux programmes des acteurs de marché, causées par des effets comme par exemple la variabilité des injections éoliennes et photovoltaïques en fonction du vent et du soleil, la variabilité de la puissance des centrales au gaz en fonction de la température et pression atmosphérique, etc. ;
- 3) des déviations entre les programmes commerciaux d'échange d'énergie entre acteurs qui nécessitent des échanges physiques entre centrales électriques. Il s'agit par exemple de la substitution d'une centrale au gaz par un programme d'importation provenant d'une centrale étrangère. Il se produit fréquemment des manques de synchronisation entre le programme de diminution de la production de l'une des deux centrales et le programme d'augmentation de l'autre unité, ce qui résulte temporairement en une sollicitation de la réserve secondaire. Ce phénomène se produit lors des changements horaires, étant donné que les programmes commerciaux sont définis par pas horaire ;
- 4) Les déclenchements imprévus ou « trips » des grandes unités de production. Ces événements causent la sollicitation simultanée de l'ensemble des réserves et sont traités dans ce contexte ci-après.

En ce qui concerne l'allocation des coûts de réservation de la réserve secondaire, il importe d'examiner en quelle mesure les différents phénomènes décrits ci-dessus sollicitent la capacité de réserve secondaire:

- 1) bien que des variations de consommation se produisent continuellement, elles ne sollicitent qu'extrêmement rarement l'entièreté de cette réserve. En fait, il s'agirait au niveau de la distribution de la consommation totale d'une zone de l'ordre de 100.000 à 200.000 habitants ou, au niveau des clients directs, d'environ la moitié de la consommation des chemins de fer belges au moment de leur pointe. Il est peu vraisemblable que la zone belge connaisse de telles variations de consommation.

En conséquence, les variations de consommation, même si elles sollicitent l'activation de la réserve secondaire, ne constituent pas l'élément dimensionnant pour en fixer les besoins en réservation ;

- 2) la sollicitation de l'entièreté de la réserve secondaire devient de plus en plus fréquente en raison des déviations de la production éolienne et photovoltaïque ;
- 3) les difficultés techniques du réglage des centrales aux moments de changement de programmes deviennent de plus en plus fréquentes dans un contexte libéralisé où le marché de gros se situe de fait au niveau transfrontalier de la région CWE. Ces phénomènes ont été analysés et documentés par ENTSO-E et sollicitent régulièrement l'entièreté de la plage du réglage secondaire ;
- 4) pour les « trips », voir ci-après sous « Réserve tertiaire ».

En guise de conclusion pour la réservation de la réserve secondaire, il est établi que les phénomènes au niveau de la production sont au moins à l'origine de 50% de ces coûts. Ceci ne préjuge en rien du partage des coûts d'activation de cette réserve, répercutés par les tarifs pour la compensation du déséquilibre des responsables d'accès.

336. La réserve tertiaire est activée de façon manuelle dans un délai d'un quart d'heure maximum, en complément des réserves primaires et secondaires.

L'événement type qui sollicite presque toujours l'activation de la réserve tertiaire est le déclenchement imprévu et soudain (« trip ») d'une unité de production et particulièrement les unités nucléaires de l'ordre de 1000 MW. Sauf dans les cas où un tel trip se produit pendant les moments de creux de la consommation (les moments pendant lesquels beaucoup de réserve tournante est en général présente dans le système), l'ensemble des réserves primaires, secondaires et tertiaires est activé lors d'un tel trip afin de rétablir l'équilibre de la zone de réglage belge endéans le quart d'heure, en conformité avec les normes d'ENTSO-E.

Dans la période de 2007 à 2011 inclus, le système belge a enregistré 36 trips soudains d'unités nucléaires de l'ordre de 1000 MW.

Dans l'année 2012, la réserve tertiaire a été activée pendant 26 jours. Durant 16 de ces 26 jours, les 13/01, 23/01, 31/01, 02/02, 03/02, 04/02, 06/02, 07/02, 08/02, 09/02, 13/02, 16/02, 12/04, 17/04, 18/04 et 19/04, la cause était le trip d'une centrale de production (gaz, charbon ou nucléaire). Deux de ces trips (17/04 et 19/04) étaient des unités nucléaires de 1000 MW. Un autre trip de 1000 MW (le 01/03) s'était produit à un moment où suffisamment de réserve tournante était présente dans le système.

Sur 3 jours de ces 26, les 05/03 et 05/04 (éolien) et le 18/06 (PV) l'activation de la réserve tertiaire était causée par une saturation de la réserve secondaire à cause de la production à base d'énergie renouvelable. Pour les 7 autres jours, le reporting ne permet pas d'identifier la cause précise.

Comme conclusion pour la réserve tertiaire, une allocation des coûts de réservation à charge de la production, s'élevant à 50 % du coût total de réservation, constitue certainement une limite inférieure si l'on se base sur les éléments de cause à effet entre les déclenchements des unités de production et les besoins en réserve tertiaire.

Une composante particulière des réserves tertiaires concerne les contrats interruptibles de sites industriels (les contrats ICH – *Interruptible Contract Holders*). Le nombre annuel d'activations est très limité par ces contrats : 4 à 12 fois par an pour 8 ou 2 heures. Les opérateurs d'Elia sont donc contraints à limiter leur activation à des cas où le système risque se trouver dans une situation de grand déséquilibre négatif, ce qui se produit de façon majoritaire lors d'incidents dans le parc de production.

Il est donc établi que le lien de cause à effet entre et les phénomènes de production et le besoin de réservation du type ICH justifie au moins une prise en charge de 50% de ces coûts par l'activité production.

337. Quant aux coûts de réservation du service de black-start, la remise en état du système électrique, après un black-out, passe par le redémarrage des unités de production du système, au moyen d'unités équipées pour le service de black-start et réservées afin d'être mises à disposition.

La nécessité de pouvoir redémarrer les activités du système électrique après un blackout est cruciale autant pour les producteurs, pour lesquels il s'agit de l'essentiel de leur activité économique que pour les consommateurs, pour lesquels la consommation d'électricité est souvent un service de base essentiel.

Le lien de cause à effet entre et les phénomènes de production et le besoin de réservation en unités de black-start justifie au moins une prise en charge de 50% de ces coûts par l'activité production.

338. Il résulte de l'analyse qui précède qu'une partie au moins égale à 50% des coûts de réservation des services auxiliaires pourrait être allouée à l'activité de production, dans l'hypothèse où le critère de l'origine des coûts serait le seul déterminant pour l'établissement des tarifs.

339. De façon analogue, les producteurs sont à l'origine d'une partie non négligeable des coûts de l'infrastructure du réseau. On pense par exemple aux postes à haute tension, construits pour l'injection d'énergie des centrales électriques, de lignes qui transportent l'énergie produite vers les centres de consommation, etc. Néanmoins, une telle logique d'analyse est nuancée au regard de différents critères. Ces critères concernent notamment :

- 1) le constat général que le réseau, et les services auxiliaires, n'ont pas exclusivement pour finalité de permettre aux centrales de produire, mais de veiller à l'alimentation des consommateurs en assurant une sécurité d'approvisionnement (article 8, §1er, alinéa 2, de la Loi Electricité). Les bénéficiaires finaux du réseau et de ses services sont les consommateurs. Plus précisément, les services auxiliaires visent à assurer la continuité et la sécurité de l'approvisionnement des consommateurs ; autrement dit, si les coûts de la réservation des services auxiliaires sont générés par la production dans une proportion d'au moins 50%, lesdits coûts bénéficient plus à la consommation. Un même raisonnement pourrait être tenu pour l'infrastructure ;
- 2) une volonté de donner des incitants de localisation géographique pour les investissements ;
- 3) des considérations de compétitivité transfrontalière de l'activité des sites belges de production, qu'il faut prendre en compte dans l'élaboration des tarifs pour l'utilisation du réseau suivant l'article 12, §5, 17° de la Loi Electricité (voir section 6.4.1.9) ;
- 4) une volonté de transparence sur les composants des tarifs de transport, dès lors que les coûts mis à charge des producteurs seront vraisemblablement répercutés ultérieurement vers la clientèle de ces derniers (c'est-à-dire les consommateurs).

Ces critères ont conduit à mettre à charge des consommateurs une partie significative des coûts, à l'instar des Propositions tarifaires d'Elia antérieures et de la pratique courante dans la plupart des pays européens.

340. Les partages concrets entre tarifs à charge respectivement de la production et des consommateurs, qui font l'objet de la présente Proposition tarifaire sont :

- 1) 50% des coûts de réservation des services auxiliaires (coûts influençables) à charge des producteurs pour autant que le montant ne dépasse pas le benchmark calculé ;
- 2) 0% des coûts de développement et de gestion de l'infrastructure à charge de la production.

341. Pour ces tarifs la base tarifaire initiale (à couvrir par des tarifs) a évolué dans la Proposition tarifaire adaptée comme repris dans le tableau 40bis

342. Sur la base du montant des coûts influençables qu'Elia a prévus dans son revenu total initial, l'imputation de 50% de celui-ci aux producteurs pour des raisons de réfectivité des coûts mènerait à un tarif évoluant comme suit : [CONFIDENTIEL] EUR/MWh injecté net (2016), en passant par [CONFIDENTIEL] EUR/MWh (2017) et [CONFIDENTIEL] EUR/MWh (2018) jusqu'à [CONFIDENTIEL] EUR/MWh (2019).

Tableau 40bis : Evolution de la base de coûts des puissances de réserve (en kEUR)

[CONFIDENTIEL]

Étant donné que le calcul de benchmark mène à un maximum de 0,9644 EUR/MWh, Elia dès sa Proposition tarifaire initiale, a proposé de limiter ce tarif à charge des producteurs à 0,9644 EUR/MWh. L'application du recouvrement des coûts a pour conséquence qu'une partie supplémentaire de ces coûts est portée au compte du prélèvement.

343. Le calcul de ces tarifs nécessite une attention particulière : alors que la base de coûts à couvrir par le prélèvement et la production est exactement égale à 50 % de cet élément du revenu total (et est donc égale pour le prélèvement et pour la production), celle des volumes (le nombre de MWh constituant les porteurs des tarifs n'est pas la même, et ce essentiellement parce que les volumes de puissances de réserve sont basés sur la production/l'injection dans la zone de réglage belge. Du fait de la position d'importation nette de notre zone, le volume prélevé dans la zone est sensiblement supérieur à celui injecté. Comme il ressort des tableaux 40ter et 40terAdapté ci-dessous, la stricte application de ces principes peut même donner lieu à un tarif par MWh prélevé inférieur à celui par MWh injecté, malgré l'activation du benchmark.

Dans ce cadre, il convient également de souligner que la méthodologie tarifaire mentionne que cette tarification est fonction entre autres de l'énergie injectée. Cette notion est plus large que l'énergie injectée par les producteurs (classiques) : elle concerne aussi les productions locales et les gestionnaires du réseau de distribution (ces derniers uniquement dans la mesure où ils injectent dans les réseaux 70/36/30 kV) (et donc pas la transformation en Moyenne tension car la puissance mise à disposition correspond déjà à la puissance maximale mentionnée sur le transformateur). Il s'agit également d'un élément d'harmonisation des méthodes appliquées aux clients directement raccordés et de celles appliquées aux gestionnaires du réseau de distribution. L'objectif est d'éviter toute forme de discrimination faisant apparaître un avantage ou un inconvénient important pour les utilisateurs du réseau à se raccorder à un réseau 36 kV auprès du GRD ou d'Elia.

Tableau 40ter : Calcul initial du tarif pour les puissances de réserve à charge de G et de L

Proposition Tarifaire 30 juin 2015				
	2016	2017	2018	2019
Coûts R1				[MEuro]
Coûts R2, R3 & Solde Pool				[MEuro]
Coûts Black Start				[MEuro]
Total				[MEuro]
Volumes L à prendre en compte pour R1 & BS				[MWh]
Volumes L à prendre en compte pour R2 & R3 & Solde Pool				[MWh]
Volumes G				[MWh]
50% Coûts L				[MEuro]
50% Coûts G				[MEuro]
Tarif Unitaire L R1				[Euro/MWh]
Tarif Unitaire L R2, R3				[Euro/MWh]
Tarif Unitaire L BS				[Euro/MWh]
Tarif unitaire total L				[Euro/MWh]
Tarif unitaire G				[Euro/MWh]
Cap sur tarif G				[Euro/MWh]
Delta [G et cap G]				[Euro/MWh]
Deficet (EUR) suite au cap G				[MEuro]
Nouveaux coûts L R1				[MEuro]
Nouveaux coûts L R2 & R3				[MEuro]
Nouveaux coûts L BS				[MEuro]
Nouveaux coûts L				[MEuro]
Tarif unitaire L R1 corrigé				[Euro/MWh]
Tarif unitaire L R2 & R3 corrigé				[Euro/MWh]
Tarif unitaire L BS corrigé				[Euro/MWh]
Tarif unitaire total L corrigé				[Euro/MWh]

CONFIDENTIEL

344. Elia avait dès lors proposé les tarifs suivants dans sa Proposition tarifaire initiale du 30 juin 2015:

Tableau 40quater : Tarif initial pour les réserves de puissance et le Black start à charges du prélèvement pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia

[CONFIDENTIEL]

Tableau 40quinquies : Tarif initial pour les réserves de puissance et le Black start pour les gestionnaires de réseau de distribution

[CONFIDENTIEL]

345. Comme la base de coûts de la proposition tarifaire adaptée a sensiblement diminué, les tableaux adaptés sont repris ci-après.

Tableau 40terAdapté : Calcul du tarif adapté pour les puissances de réserve à charge de G et de L

Proposition Tarifaire Adaptée				
	2016	2017	2018	2019
Coûts R1				[MEuro]
Coûts R2, R3 & Solde Pool				[MEuro]
CoûtsBlack Start				[MEuro]
Total (*)				[MEuro]
Volumes L à prendre en compte pour R1 &BS (*) (**)				[MWh]
Volumes L à prendre en compte pour R2 & R3 & Solde Pool (**) (***)				[MWh]
Volumes G (**)				[MWh]
50% Coûts L				[MEuro]
50% Coûts G				[MEuro]
Tarif Unitaire L R1				[Euro/MWh]
Tarif Unitaire L R2, R3				[Euro/MWh]
Tarif Unitaire L BS				[Euro/MWh]
Tarif unitaire total L				[Euro/MWh]
Tarif unitaire G				[Euro/MWh]
Cap sur tarif G				[Euro/MWh]
Delta [G et cap G]				[Euro/MWh]
Deficiet (EUR) suite au cap G				[MEuro]
Nouveaux coûts L R1				[MEuro]
Nouveaux coûts L R2 & R3				[MEuro]
Nouveaux coûts L BS				[MEuro]
Nouveaux coûts L				[MEuro]
Tarif unitaire L R1 corrige				[Euro/MWh]
Tarif unitaire L R2 & R3 corrigé				[Euro/MWh]
Tarif unitaire L BS corrigé				[Euro/MWh]
Tarif unitaire total L corrigé				[Euro/MWh]

CONFIDENTIEL

346. Une division de 50% des charges à couvrir par les volumes d'injection, sans prise en compte du résultat du benchmarking, conduirait à un tarif d'injection pour la période régulatoire 2016-2019 de :

[CONFIDENTIEL]

347. Les tarifs adaptés proposés sont repris dans le tableau 40quaterAdapté:

Tableau 40quaterAdapté : Tarif Adapté pour les réserves de puissance et le Black start à charges du prélèvement pour les utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia

	Tarif (EUR/kWh net prélevé)			
	2016	2017	2018	2019
En réseau 380/220/150 kV	0,0009165	0,0011189	0,0013710	0,0015626
En réseau 70/36/30 kV	0,0009165	0,0011189	0,0013710	0,0015626
A la sortie de s transformations vers Moyenne Tension	0,0009165	0,0011189	0,0013710	0,0015626

Tableau 40quinquiesAdapté : Tarif Adapté pour les réserves de puissance et le Black start pour les gestionnaires de réseau de distribution

	Tarif (EUR/kWh net injecté)			
	2016	2017	2018	2019
En réseau 380/220/150 kV	0,0009644	0,0009644	0,0009644	0,0009644
En réseau 70/36/30 kV	0,0009644	0,0009644	0,0009644	0,0009644
A la sortie de s transformations vers Moyenne Tension	0,0009644	0,0009644	0,0009644	0,0009644

VII.2.6.2 Point de vue de la CREG sur les tarifs proposés pour les puissances de réserve et le black start

348. La CREG accepte les principes proposés par Elia.

349. La CREG ne pouvait pas accepter les valeurs tarifaires initiales proposées car elle est avait estimé déraisonnable la valeur proposée par Elia comme coûts influençables.

Elia devait vérifier si la valeur adaptée pour ces coûts dépassait ou non le benchmark.

350. Dans la Proposition tarifaire adaptée, les coûts à couvrir ont évolué comme dans le tableau 41ter.

351. Étant donné que le tarif d'injection calculé ci-dessus est supérieur au tarif d'injection moyen découlant du benchmarking (notamment 0,9644 EUR/MWh), le tarif d'injection pour les réserves de puissance et le *black start* reste limité à 0,9644 EUR/MWh. Le budget réduit au niveau des charges à couvrir n'a donc pas entraîné des tarifs d'injection adaptés.

La CREG constate qu'aucun autre tarif d'injection n'est prévu pour la période régulatoire 2016-2019.

352. La CREG approuve les principes appliqués et les calculs adaptés d'Elia. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

VII.2.6.3 Tarifs pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'accès

353. Le mécanisme tarifaire pour la, période régulatoire 2016-2019 vise la continuité du mécanisme appliqué lors de la période régulatoire précédente

Elia propose de continuer pour la période 2016- 2019 le mécanisme de « single marginal pricing » pour le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels. Ce mécanisme, ayant déjà montré ses mérites lors de la période 2012-2015, reflète un coût marginal de moyens de réglage pour le maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge et non un coût moyen. Le prix applicable aux déséquilibres positifs est – aux éventuels paramètres près - égal au prix applicable aux déséquilibres négatifs pour un même quart d'heure.

Afin de garantir des incitants efficaces sur les responsables d'accès dans des situations spécifiques, notamment en cas où le volume de déséquilibre système excédentaire approche ou dépasse les réserves disponibles à la baisse ou en cas de problèmes d'approvisionnement, des règles particulières pour la détermination de la valeur du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels peuvent être d'application. Selon le cas, ces règles seront décrits dans :

- 1) les règles de fonctionnement de la réserve stratégique ; c'est notamment le cas :
 - en cas d'activation des réserves stratégiques, comme prévu dans section 4.2 de l'annexe 2 de la Méthodologie Tarifaire ;
 - en application de l'article 7septies §2 de la Loi Electricité ;
- 2) les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires ; c'est notamment le cas d'incompressibilité.

Le cas échéant, des règles additionnelles relatives à cette matière, proposées par Elia et approuvées par le CREG, seront également prises en compte.

354. Elia propose également :

- 1) un tarif pour inconsistance externe ;
- 2) un tarif pour programmes inconsistants ;
- 3) des principes à reprendre dans la convention de collaboration avec les GRD dans le contexte de règlement tardif d'énergie entre gestionnaires de réseaux de distribution et Elia.

355. Bien qu'il ne s'agisse pas directement d'une disposition tarifaire, la CREG prend acte du message d'Elia sur la mise à disposition des informations relatives au tarif pour le maintien et de la restauration de l'équilibre individuel des Responsables d'Accès.

356. Quant au lien avec le tarif de 4.500 EUR/MWh, dans sa fiche tarifaire relative au maintien et à la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès, le gestionnaire du réseau ne mentionne pas le montant du tarif de déséquilibre de 4.500 EUR/MWh appliqué en cas d'activation de la réserve stratégique en situation de déséquilibre structurel, mais renvoie aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

Bien que cette option se défende sur le plan juridique, en réponse à une demande d'informations complémentaires de la CREG, le gestionnaire du réseau estime qu'il serait possible de prévoir la mention du tarif directement dans la fiche tarifaire en renvoyant aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour ce qui concerne les modalités d'application de ce tarif.

La CREG privilégie cette option qui présente l'avantage d'une plus grande lisibilité des tarifs et demande donc au gestionnaire du réseau d'adapter sa Proposition tarifaire en ce sens.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a donc demandé que la fiche tarifaire relative au maintien et à la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès soit adaptée pour mentionner le montant du tarif de déséquilibre appliqué en cas d'activation de la réserve stratégique en situation de déséquilibre structurel et renvoyer aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour ce qui concerne les modalités d'application de ce tarif.

357. Pendant la séance d'audition du 16 octobre 2015, Elia n'a pas formulé de remarque.

358. Dans la Proposition tarifaire adaptée, Elia a adapté la grille tarifaire pour les tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels, en y intégrant la référence vers le montant de 4.500 EUR/MWh. Dans cette grille tarifaire il est mentionné : « *La ou les valeur(s) d'application pour le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels lors d'une activation de la Réserve Stratégique est fixée à 4.500 EUR/MWh. Les modalités d'application de ce tarif sont définies dans les règles de fonctionnement de la Réserve Stratégique* » .

359. Ce faisant, Elia **satisfait** à la demande d'adaptation de la CREG.

VII.2.7 Les tarifs pour l'intégration du marché

360. En ce qui concerne le tarif pour l'intégration du marché, Elia propose d'appliquer le même tarif à tous les niveaux d'infrastructure. Une telle approche répond à l'objectif mentionné dans la Méthodologie Tarifaire d'établir un lien marqué entre le service rendu par le gestionnaire de réseau et la structure tarifaire. En effet, le service d'intégration du marché qui est à la base de ce tarif profite de la même manière à tous les niveaux d'infrastructure.

Ce tarif s'applique aux prélèvements nets de manière identique à chaque point d'interconnexion et à chaque point d'accès.

361. Elia propose également le niveau des tarifs. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015 la CREG avait approuvé les principes relatifs à ce nouveau tarif, mais ne pouvait pas (encore) approuver les valeurs proposées initialement suite à ses constats du caractère déraisonnable d'un nombre d'éléments du revenu total proposé par Elia.

362. Dans la Proposition adaptée, les calculs adaptés mènent aux tarifs suivants :

	Tarif (EUR/kWh net prélevé)			
	2016	2017	2018	2019
En réseau 380/220/150 kV	0,0003492	0,0003604	0,0003870	0,0003946
En réseau 70/36/30 kV	0,0003492	0,0003604	0,0003870	0,0003946
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	0,0003492	0,0003604	0,0003870	0,0003946

363. Après une analyse approfondie, la CREG approuve le calcul du tarif.

364. Elia **satisfait** à la demande de la CREG.

VII.2.8 Tarifs pour les obligations de service public

365. Concernant la structure tarifaire liée aux obligations de service public (OSP), la méthodologie tarifaire fait la distinction entre les obligations de service public dont, suite à une décision de l'autorité compétente, les coûts nets sont compensés par **une surcharge** ou un autre type de prélèvement spécifique et les OSP pour lesquelles aucun mécanisme de compensation spécifique n'a été prévu par l'autorité compétente.

Pour ces dernières, les coûts nets liés à leur exécution, qui comprennent également les coûts administratifs ou d'exploitation et les charges financières, sont compensés par des **tarifs pour obligation de service public** pour lesquels la CREG dispose d'une compétence identique à celle des autres tarifs : conformément à l'article 12, § 5, 11°, de la Loi électricité, ces coûts nets sont « pris en compte dans les tarifs ».

366. Les tarifs pour les obligations de service public compensent les coûts nets des obligations de service public, en ce compris les coûts de gestion et les charges financières, imposées au gestionnaire de réseau et pour lesquelles la loi, le décret ou l'ordonnance, ou leurs arrêtés d'exécution, n'ont pas prévu de mécanisme spécifique de compensation, par le biais d'une surcharge ou d'un autre prélèvement, en contrepartie de la prestation du gestionnaire de réseau. En ce qui concerne les tarifs des obligations de service public, Elia s'est limitée en règle générale dans sa Proposition tarifaire à ceux de l'année 2016.

La méthodologie tarifaire ne diffère pas non plus pour les obligations de service public : la CREG attend d'Elia qu'elle utilise, dans sa Proposition tarifaire pour une nouvelle période régulatoire, les informations nécessaires afin de pouvoir déterminer les tarifs annuels pour toute la période régulatoire. La CREG est bien entendu consciente du fait que l'évolution de la législation relative à ces obligations de service public, plus régulière et en application de l'accord du 25 août 2014, pourrait engendrer des Propositions tarifaires actualisées (ainsi que les adaptations tarifaires qui en découlent).

367. Dans sa Proposition tarifaire initiale, Elia avait repris et élaboré les tarifs pour les obligations de service public suivants :

- 1) le financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* (voir chapitre VII.3.4.1) ;
- 2) le financement des certificats verts fédéraux (voir chapitre VII.3.4.2) ;
- 3) le financement des réserves stratégiques (voir chapitre VII.3.4.3) ;
- 4) le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre (voir chapitre VII.3.4.4) ;
- 5) le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre (voir chapitre VII.3.4.5) ;
- 6) le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie (voir chapitre VII.3.4.6) ;

VII.2.8.1 Le financement du raccordement des parcs éoliens offshore

368. La surcharge pour le financement de raccordement de parcs éoliens offshore, résulte de l'exécution de l'article 7§2 de la Loi Electricité.

Conformément à l'article 7, §2 de la Loi Electricité et pour autant que le Roi par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, accorde l'autorisation de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins, Elia est tenue de participer au financement des câbles sous-marins pour le raccordement des parcs éoliens disposant d'une concession domaniale en Mer du Nord octroyée en vertu de l'article 6 de la Loi Electricité, à concurrence de 25 MEUR par parc, répartis en 5 tranches annuelles de 5 MEUR.

369. Elia estimait que la contribution au financement de câbles sous-marin, prévue dans sa Proposition Tarifaire initiale, se réfère au paiement de 7 tranches (menant à un total de 35 MEUR, voir tableau 42) sur la période 2016-2019, pour autant que le Ministre de l'Energie, sur proposition de la CREG, ne suspende pas ces paiements (1 tranche pour [CONFIDENTIEL] 3 tranches pour [CONFIDENTIEL] et 3 tranches pour [CONFIDENTIEL]) et pour autant que l'autorisation soit accordée de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins.

Tableau 42 : La contribution d'Elia en fonction des tranches prévues

	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tranche #1	2007-dec	2010-jul	2012-dec	2017	2018
Tranche #2	2008-jul	2011-jul	2013-dec	2018	2018
Tranche #3	2009-jul	2012-jun	2014-dec	2019	2019
Tranche #4	2010-jul	2013-jul	2015		
Tranche #5	2011-jul	N/A	2016		

370. Le solde estimé de cette surcharge, à fin 2015, devrait dégager un excédent de 5,4 MEUR suite au « report » de la 5ème tranche du parc [CONFIDENTIEL].

Ainsi, la surcharge pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore doit être établie, pour la période 2016 à 2019, à un niveau permettant de récolter des recettes couvrant des subventions estimées²⁸ à 30MEUR.

²⁸ 35 MEUR – excédent ad 5,4 MEUR = 30 MEUR

Cette surcharge s'applique à l'ensemble des prélèvements nets depuis le réseau Elia (utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia et gestionnaires des réseaux de distribution) en exécution de l'article 7, §2 de la Loi Electricité, estimé à 273.908 GWh sur la période. Ceci conduirait à établir le tarif de la surcharge à un niveau moyen de 0,1079 EUR/MWh.

Pour 2016, au vu de l'excédent actuel, Elia propose de laisser le tarif de la surcharge inchangé à 0,0629 EUR/MWh afin de prolonger la stabilité tarifaire et un équilibre budgétaire dans l'évolution de cette surcharge.

371. L'application de cette surcharge s'arrêtera lorsque les montants récoltés auront couvert tous les paiements effectués par Elia dans le cadre de cette obligation de financement.

372. Comme la CREG est consciente des discussions dans le cadre de l'*Offshore Shared Connection*, elle reste prudente et n'a pas d'objections à la proposition d'Elia. La Proposition tarifaire d'Elia reste inchangée par rapport à la Proposition tarifaire initiale.

VII.2.8.2 Le financement des certificats verts fédéraux

373. L'Arrêté Royal du 16 juillet 2002 relatif à l'introduction de mécanisme pour le soutien d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables impose au gestionnaire du réseau de transmission l'obligation d'acheter, aux producteurs d'électricité verte qui en font la demande, tous les certificats verts que ceux-ci lui soumettent. Afin de récupérer (partiellement) les coûts résultant de cette obligation, le gestionnaire du réseau est tenu d'offrir au marché, à intervalles réguliers, les certificats verts achetés.

Afin de récupérer (partiellement) les coûts résultant de cette obligation, le gestionnaire du réseau est tenu d'offrir au marché, à intervalles réguliers, les certificats verts achetés. Le solde net qui résulte de la différence entre les prix d'achat (imposés par l'Arrêté) et les prix de vente des certificats est couvert par un tarif. La valeur de ce tarif est fixée annuellement par le Ministre de l'Énergie après proposition par la CREG.

La détermination du tarif ne fait pas partie de la procédure tarifaire. Dès que la valeur de ce tarif pour l'année 2016 est publiée dans le Moniteur Belge, la CREG et Elia compléteront la grille tarifaire sur leurs sites web.

VII.2.8.3 Le financement des réserves stratégiques

374. La loi du 26 mars 2014 a modifié la Loi Electricité par l'introduction d'un mécanisme de réserve stratégique et a assigné au gestionnaire de réseau une nouvelle obligation de service public. La proposition du tarif relatif à cette obligation de service public est soumise à l'approbation de la CREG.

La CREG avait constaté que dans sa Proposition tarifaire initiale du 30 juin 2015, le gestionnaire de réseau n'avait formulé aucune Proposition tarifaire pour ce qui concerne l'obligation de service publique réserve stratégique et n'a pas proposé de budget scindé pour ses coûts de gestion et de développement à couvrir par la surcharge tarifaire. Il n'a pas non plus rempli le modèle de rapport s'y rapportant.

En réponse à une demande d'information complémentaire, le gestionnaire du réseau avait communiqué le 2 octobre 2015 une Proposition tarifaire valable à partir du 1^{er} janvier 2016.

D'une part, la CREG avait constaté que dans cette dernière, aucun budget n'avait été fourni pour les années 2017, 2018 et 2019 notamment pour ce qui concerne les frais de gestion et de développement et que le modèle de rapport *ex ante* n'avait pas été complété.

D'autre part, la CREG avait constaté que le gestionnaire du réseau n'avait pas scindé les coûts de personnel relatifs à la réserve stratégique, soit [CONFIDENTIEL] KEUR des coûts de gestion du réseau.

Ensuite, la CREG avait constaté que la Proposition tarifaire initiale incluait dans les coûts à la base du tarif un solde *cash in-cash out* prévisionnel pour l'année 2015 pour un montant de [CONFIDENTIEL] MEUR. La CREG avait estimé que ce décompte devait faire l'objet d'une approbation dans le cadre de l'examen de solde de l'exercice 2015 avant de pouvoir être couvert par le tarif.

Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a rappelé au gestionnaire du réseau qu'elle n'avait pas été en mesure d'approuver un tarif fin 2014 pour l'année 2015 suite à une introduction trop tardive du dossier par ce dernier. La CREG a constaté que cette pratique se renouvelle pour la période tarifaire 2016-2019 et a demandé au gestionnaire du réseau de se conformer dorénavant aux dispositions de la méthodologie tarifaire pour l'introduction des Propositions tarifaires et des soldes relatifs à cette surcharge. La Proposition tarifaire relative à l'OSP ayant été fournie en même temps que la réponse aux informations complémentaires demandées par la CREG au sujet du dossier tarifaire initial, la CREG n'avait pas pu obtenir d'informations complémentaires avant la rédaction de son

Projet de décision du 9 octobre 2015. Faute d'information, elle a donc, dans cette décision, jugé déraisonnable le budget des coûts de développement de la réserve stratégique de [CONFIDENTIEL] KEUR alors que [CONFIDENTIEL] KEUR avaient déjà été dépensés en 2014 et en 2015 dans ce but et qu'aucune modification majeure du fonctionnement de celle-ci n'est prévu en 2016.

De plus, la CREG ne s'expliquait pas la raison des [CONFIDENTIEL] KEUR de dépenses prévisionnelles de 'conseil' inclus dans les coûts de gestion récurrente et pour lesquels aucune justification n'est apportée.

Enfin, le gestionnaire du réseau avait mentionné que les coûts budgétés n'intègrent pas les coûts d'activation de la réserve stratégique.

Pour ce qui concerne les conditions financières de la participation de l'unité de [CONFIDENTIEL] à la réserve stratégique, la CREG avait constaté que celles-ci n'avaient pas encore fait l'objet d'une confirmation par arrêté royal.

375. Dans son Projet de décision du 9 octobre 2015, la CREG a constaté et demandé ce qui suit :

- 1) la Proposition tarifaire était incomplète et le gestionnaire du réseau doit lui fournir une Proposition tarifaire adaptée intégrant un budget prévisionnel des coûts de réservation et des coûts de gestion et de développement lié à la constitution et à la gestion de la réserve stratégique ainsi qu'un tarif annuel pour l'obligation de service public pour la période 2016-2019 en communiquant le détail des hypothèses de calcul prises. La CREG demande également au gestionnaire du réseau de remplir la partie du modèle de rapport qui s'y rapporte ;
- 2) la Proposition tarifaire doit être adaptée pour opérer la scission des imputations de coûts de personnel entre les activités de gestion du réseau et les prestations liées à la réserve stratégique ;
- 3) la Proposition tarifaire adaptée ne peut plus couvrir le solde estimé de l'exercice 2015 tant que celui-ci n'a fait l'objet d'aucune approbation ;
- 4) le gestionnaire du réseau doit présenter un budget de coûts de développement mieux en rapport avec les évolutions attendues des règles de fonctionnement et dûment justifier les deux montants de [CONFIDENTIEL] KEUR relatifs à des achats et des services de conseil repris dans les coûts de gestion récurrents ;

- 5) le gestionnaire du réseau doit soumettre, dans sa Proposition tarifaire adaptée, un budget indicatif pour une activation standard de la réserve stratégique ;
- 6) l'acceptation des conditions financières de la participation de l'unité de Twinerg à la réserve stratégique est subordonnée à leur confirmation par un arrêté royal et à la signature d'un contrat avec le gestionnaire de la centrale.

376. Par des courriels du 28 et 29 octobre et du 2 novembre 2015, la CREG a reçu toutes les informations complémentaires et tous les éclaircissements demandés.

377. Par ailleurs, la Proposition tarifaire adaptée a été complétée et porte maintenant sur la totalité de la période tarifaire de 4 ans conformément à la décision de la CREG. Pour les années 2017 à 2019, les couts de personnel se basent sur ceux de 2016, adaptés en fonction des couts standards prévisionnels simulés des ETPs d'Elia.

Elia a souligné que le processus de détermination de la Réserve Stratégique est annuel et repose sur des décisions prises par des autorités publiques. Elia n'a donc pas la possibilité de déterminer une estimation des couts de réservation du fait que les volumes (déterminés par Arrêté ministériel) et les prix (obtenus via un appel d'offre au marché ou sur base d'une imposition royale) ne peuvent pas encore être connus et sont difficilement estimables à la date de la rédaction de la présente. Par défaut, Elia a donc laissé l'estimation de ces couts pour la période 2017 à 2019 au niveau de ceux de 2016.

Le tableau 43 ci-dessous reprend le budget Réserve Stratégique 2016 ainsi que le budget prévisionnel pour la période 2017 à 2019 sur base des éléments décrits ci-dessus.

Tableau 43 : Le budget prévisionnel relatif à la Réserve Stratégique 2016-2019

Coûts (KEUR)	2016	2017	2018	2019
Coûts de gestion et de développement	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts de réservation résultant des contrats	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts d'activation résultant des contrats	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	47.811	47.846	47.877	47.905
Régularisation exercice comptable précédent	21.703	0	0	0
Coûts total à couvrir par le tarif (en KEUR)	69.514	47.846	47.877	47.905
Energie nette prélevée estimée (GWh)	69.710	69.264	68.570	67.716
Tarifs DSP "Réserve Stratégique" EUR/MWh calculés	0,9972	0,6908	0,6982	0,7074

Elia propose d'inscrire, en 2016, le montant de la créance régulatoire, d'un montant de [CONFIDENTIEL] MEUR, engendré par l'impossibilité pour Elia, de comptabiliser les récupérations de la surcharge en janvier et février 2015.

378. Sur demande motivée d'Elia, pour ce qui concerne le report du solde de 2015, la CREG est revenue sur sa première décision et accepte que le montant estimé de ce solde soit pris en compte dans les tarifs de 2016 de façon à ne pas générer de coûts de préfinancement supplémentaires. Le solde tarifaire réel sera analysé dans le cadre de la procédure de décision relative aux soldes.

La CREG accepte donc la Proposition tarifaire adaptée d'Elia relative aux tarifs de l'obligation de service public réserve stratégique (c'est à dire la composante du revenu total et le tarif proposée).

379. La CREG rappelle que l'acceptation des conditions financières de la participation de l'unité de [CONFIDENTIEL] à la réserve stratégique est subordonnée à leur confirmation par un arrêté royal

VII.2.8.4 Le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre

380. Dans la Proposition tarifaire du 30 juin 2015, Elia avait proposé de maintenir le niveau de ce tarif au niveau 2015, c'est-à-dire 0,5171 EUR/MWh. Cette proposition était basée sur les données fournies en tableau 44.

Tableau 44 : Les chiffres clefs d'Elia sur la proposition du 30 juin 2015

[CONFIDENTIEL]

381. L'enchère de septembre 2015 (donc, après l'introduction de la Proposition initiale) avait généré 21,4 MEUR de produits, tandis que ces certificats avaient été achetés pour 33,6 MEUR.

Dans sa réponse à la CREG du 2 octobre 2015, Elia a fait remarquer que depuis début 2015, elle doit faire face à un accroissement substantiel du nombre de certificats de cogénération à racheter aux producteurs d'énergie verte dans la région Flamande.

Elia avait demandé de pouvoir augmenter le niveau de ce tarif de 0,5171 à un niveau de 0,7568 EUR/MWh prélevé en Flandre. Elia avait justifié cette valeur par les données fournies dans le tableau 44bis.

Tableau 44bis : Les chiffres clefs d'Elia sur la demande d'adaptation de la surcharge du 2 octobre 2015

[CONFIDENTIEL]

382. Cette demande ne faisant pas partie d'une Proposition tarifaire formelle, la CREG avait demandé d'intégrer sa demande dans la Proposition tarifaire adaptée.

383. Elia a intégré sa demande dans la Proposition tarifaire adaptée.

Lors de l'enchère des «warmtekrachtcertificaten » (ci-après « WKC »), dans le cadre de l'article 7.1.7. §2 « du Décret sur l'Énergie portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie » qui s'est déroulée en septembre 2015, Elia avait proposé au marché un nombre de 1.226.105 WKC. Comme la demande a été supérieure à l'offre, Elia est arrivée à tout vendre. Les éléments clefs de cette enchère sont les suivants :

- 1) 1.226.105 de WKC ont été mis aux enchères et ont été vendus ;
- 2) 21,4 MEUR de produits ont été générés par la vente. Ils viennent en diminution des couts à couvrir par la surcharge ;
- 3) le prix de vente moyen s'est élevé à 17,45 EUR par WKC. Cette information est également publiée sur site web d'Elia (<http://www.elia.be/fr/produits-et-services/certificats-verts/Sale>);
- 4) 33,6 MEUR : Le montant « déboursé » par Elia pour acheter aux producteurs les WKC mis sur le marché en septembre ;
- 5) 12,2 MEUR : l'augmentation de la créance régulatoire engendré par la différence entre les achats et les ventes (33,6 MEUR - 21,4 MEUR).

Elia a de nouveau fait remarquer que depuis début 2015, elle doit faire face à un accroissement substantiel du nombre de certificats de cogénération (= WKC) à racheter aux producteurs d'énergie verte. Elia a dès lors dû proposer au marché, un nombre exceptionnel de 1,2 millions de certificats de cogénération. Même si comme indiqué ci-dessus, l'ensemble de ce volume offert a trouvé acquéreur, Elia doit constater que la créance régulatoire s'est fortement accrue (-12 MEUR).

Ceci trouve son origine par le delta existant entre le prix d'achat auquel Elia doit racheter les WKC (27 EUR et 31 EUR) et le prix de vente moyen résultant de la vente aux enchères de septembre 2015 (17,5 EUR).

En conséquence, et vu l'importance du montant, Elia souhaiterait pouvoir incorporer dans le tarif de la surcharge 2016, un montant de [CONFIDENTIEL] MEUR, résultat de la différence entre la créance régulatoire prévue à fin 2015 (-24,6 MEUR) et la valorisation du nombre de certificats verts (= groenestroomcertificaten (ci-après « GSC »)) et WKC qu'Elia détiendra à la même période ([CONFIDENTIEL] MEUR) pouvant potentiellement générer une entrée de trésorerie lors de la vente aux enchères prévue en mars 2016.

Pour l'année 2016, Elia estime, d'une part, le nombre total de certificats verts et de certificats de cogénération qu'elle devra acheter, tenant compte des phénomènes observés en 2015, de la mise en service attendue de nouvelles installations ainsi que des informations obtenues de la part des producteurs eux-mêmes.

Elia estime d'autre part les reventes de certificats verts et de certificats de cogénération par le biais d'enchères qu'elle organiserait en 2016.

Concernant l'application de la limitation des coûts de raccordement des sites de production d'énergie renouvelable selon l'article 6.4.13 de l'Arrêté Energie, Elia ne prévoit pas de dépense pour l'année 2016.

Elia propose donc d'adapter le niveau du tarif de la surcharge à un niveau de 0,7568 EUR par MWh prélevé en Flandre, à partir du 1er janvier 2016.

384. Afin d'éviter les déficits croissants en matière d'obligations de service public, qui ne devront être récupérés qu'ultérieurement, surtout celles relatives à l'énergie renouvelable, la CREG accepte la proposition d'Elia. Bien entendu, la CREG suivra de près l'évolution de ces coûts et leur facturation.

En ce qui concerne la facturation des coûts liés à cette obligation de service public, la méthode de travail antérieure reste inchangée : à la demande formelle du gouvernement flamand du 22 octobre 2013, les coûts sont facturés au moyen d'un tarif pour l'obligation de service public aux groupes de clients "à la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV", "sur les réseaux 70/36/30 kV" et "à la sortie des transformations en réseaux 7036/30 kV".

Suite à l'adaptation du décret énergie flamand, par lequel les producteurs de cogénération et d'électricité verte peuvent également recevoir un soutien minimum du gestionnaire du réseau de transport et afin de garantir la position concurrentielle de l'industrie, le gouvernement flamand a demandé expressément à Elia d'accorder une exonération telle qu'elle était déjà prévue pour les fournisseurs d'énergie, et ce selon les modalités de l'article 7.1.10 du Décret flamand sur l'Énergie.

Le système de dégressivité élaboré à cet effet ne porte formellement que sur les entreprises industrielles raccordées au réseau de transport et aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. C'est Elia qui assure elle-même l'application de cette dégressivité.

VII.2.8.5 Le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre

385. Le financement des mesures en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Région Flamande est régi par l'article 7.5.1 du Décret Energie du 8 mai 2009 relatif aux conditions générales concernant la politique d'énergie ainsi que l'article 6.4.1 de l'Arrêté du Gouvernement Flamand relatif aux conditions générales de la politique d'énergie du 19 novembre 2010 (Energiebesluit/Arrêté Energie).

L'article 6.4.1/5 §3 de l'Arrêté Energie prévoit que le gestionnaire de réseau de transport local d'électricité accorde à ses utilisateurs du réseau qui en sont propriétaire, usufruitier, locataire ou bailleur, une aide à l'investissement pour les travaux permettant d'économiser l'énergie dans les bâtiments raccordés au réseau de transport local d'électricité, pour autant que ces bâtiments ne soient pas des habitations, unités d'habitation ou bâtiments résidentiels.

L'article 6.4.1/12 §1 stipule que cette mesure constitue une obligation de service public pour le gestionnaire du réseau de transport local d'électricité.

Les dépenses annuelles liées aux mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, en Région Flamande, sont uniformément affectées à l'ensemble des prélèvements situés en Région Flamande, et qui ont lieu à un niveau de tension strictement inférieur à 150 kV.

386. Sur base d'un budget annuel de [CONFIDENTIEL] EUR, Elia propose de maintenir le niveau de ce tarif à celui de 2015, soit 0,0616 EUR/MWh.

La CREG ne s'oppose pas à cette proposition.

VII.2.8.6 Le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

387. Le niveau des 2 termes relatifs à ce tarif a été fixé récemment²⁹ par la CREG et vise la stabilité tarifaire. Elia informera la CREG du besoin d'adaptation éventuel des valeurs existantes.

²⁹ CREG, Décision (B)150717-CDC-658 E/35 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par Elia System Operator en vue d'une mise en application à partir du 1^{er} septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie, 17 juillet 2015.

VIII. LES SURCHARGES

388. Comme mentionné dans le paragraphe 373, premier alinéa, de la présente décision, les coûts des obligations de service public sont compensés à la fois au moyen de tarifs spécifiques et de surcharges.

Les surcharges instituées par les autorités compétentes dans le but de compenser les coûts nets des obligations de service public sont ajoutées à la structure tarifaire.

Tout prélèvement, taxe, contribution de toute nature, tel que les redevances pour occupation du domaine public, qui est imposé au gestionnaire de réseau par une autorité publique du seul fait de l'existence de l'infrastructure de réseau sur un territoire donné, est également ajouté à la structure tarifaire à travers une surcharge.

Ces surcharges et prélèvements établis par l'autorité compétente à l'échelle d'une région, de provinces ou d'un nombre significatif de communes d'une même région ne peuvent pas être répercutés sur les utilisateurs du réseau établis sur le territoire des autres régions.

389. Dans la Proposition tarifaire initiale, Elia a voulu présenter les éléments connus à la date de rédaction de la présente, concernant les surcharges appliquées en complément aux tarifs de transport et qui devraient être pris en compte à la date du 1er janvier 2016. Sur cette base, Elia avait présenté une estimation des montants relatifs à ces surcharges. En ce qui concerne les matières où la détermination de tous les paramètres utiles à l'établissement de la surcharge est du ressort d'Elia, une proposition de surcharge pourrait être soumise à l'approbation de la CREG pour application en date du 1er janvier 2016.

Les adaptations éventuelles de ces surcharges (notamment pour les années 2017 à 2019), ou l'introduction de nouvelles surcharges, d'application soit à partir de l'entrée en vigueur de la réglementation qui en est à l'origine, soit à partir du moment où les coûts supportés atteignent un seuil de matérialité suffisant que pour en justifier l'instauration, seront portées à la connaissance de la CREG par Elia par lettre recommandée, comme le prévoit la procédure visée à l'article 12 §8, 9° de la Loi électricité.

En conséquence, et sans préjudice des réserves générales formulées par ailleurs, les autres coûts pris en compte pour la Proposition tarifaire 2016-2019 concernent l'état actuel de la législation et de la réglementation. Si des modifications devaient être apportées aux modalités d'implémentation de ces mesures, ou si des éléments nouveaux ou imprévus apparaissaient, Elia se réserve le droit de traiter ces éléments en conséquence.

390. Dans sa Proposition tarifaire initiale, Elia mentionnait 3 surcharges, à savoir:

- 1) la cotisation fédérale ;
- 2) la surcharge pour occupation du domaine public en Wallonie ;
- 3) la redevance pour droit de voirie en Bruxelles.

391. Dans sa Proposition tarifaire adaptée, sur demande de la CREG (voir § 104 de la présente décision), Elia a ajouté une quatrième surcharge :

- 4) La surcharge pour les taxes « pylônes » et « tranchées » en région flamande.

Sur la base des obligations désormais existantes, Elia appliquera à compter du 1^{er} janvier 2016 une surcharge de 0,0001 EUR/kWh (0,1 EUR/MWh) à charge de tous les prélèvements en région flamande.

392. La CREG prend acte des informations présentées par Elia.

///

IX. RÉSERVE GÉNÉRALE

393. Dans la présente décision, la CREG s'est prononcée sur les budgets et prévisions pour les années 2016-2019 de la SA Elia System Operator. Ces chiffres et prévisions seront mis à jour lors des décomptes sur base des chiffres réalisés et vérifiés par la CREG.

394. La CREG souligne que le fait qu'aucune remarque ne soit formulée dans la présente décision concernant des éléments déterminés du revenu total ne peut pas être interprété comme un accord tacite sur ces éléments pour la période régulatoire complète 2016-2019.

395. Puisque les Propositions tarifaires se basent sur une projection de l'avenir, le revenu total réel et les quantités réelles durant la période régulatoire 2016-2019 différeront inévitablement du revenu total estimé et des quantités estimées dans la Proposition tarifaire. La CREG se réserve le droit d'encre examiner et évaluer de manière approfondie la justification et le caractère raisonnable de tous les éléments du revenu total au cours des prochaines années. En ce qui concerne les rapports tarifaires qui seront déposés pour justifier l'application des tarifs, le simple fait de respecter le montant du revenu total estimé dans la Proposition tarifaire ne peut pas constituer une justification du caractère raisonnable des éléments composant le revenu total.

396. Quant à l'enveloppe relative au personnel (rémunérations, charges sociales et toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes), la CREG se réfère explicitement à la condition reprise dans les §§ 167 et 168 de la présente décision : les montants adaptés, reprise pour les années 2017, 2018 et 2019 servent au calcul *ex ante* des coûts à couvrir par les tarifs et donc des tarifs mêmes. L'enveloppe nécessaire et approuvée définitive sera fixée dans une réunion annuelle entre Elia et la CREG.

////

X. DISPOSITIF

Vu la Loi électricité ;

Vu la méthodologie tarifaire reprise dans l'arrêté (Z) 141218-CDC-1109/7 du 18 décembre 2014 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport, complétée par l'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc approuvée par le Comité de direction de la CREG le 26 novembre 2015 ;

Vu l'accord conclu entre la CREG et la SA Elia System Operator du 25 août 2014 relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des Propositions tarifaires et de modifications des tarifs ;

Vu le Projet de décision (B)151009-CDC-658E/36 du 9 octobre 2015 relatif à la demande d'approbation de la Proposition tarifaire introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2016-2019 ;

Vu le procès-verbal de la séance d'audition du 16 octobre 2015 et les observations écrites d'Elia qui sont ajoutées comme annexe au procès-verbal ;

Vu la décision (B) 150625-CDC-658E/33 relative au rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la S.A. Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2014, tels que modifiés par le rapport tarifaire adapté ;

Vu la décision (B)150717-CDC-658E/35 relative à la demande d'approbation de la Proposition tarifaire introduite par Elia System Operator SA en vue d'une mise en application à partir du 1er septembre 2015 du second terme du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie ;

Vu la Proposition tarifaire du 30 juin 2015 et la demande d'approbation de la Proposition tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019 pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux électriques ayant une fonction de transport introduites par la SA Elia System Operator ;

Vu la Proposition tarifaire adaptée 2016-2019 pour le réseau de transport d'électricité du 9 novembre 2015, suite au Projet de décision (B)151009-CDC-658E/36 ;

Vu les explications fournies pendant les réunions de travail des 21, 22, 22, 23 et 27 octobre 2015 ;

Vu les courriels du 11, 12, 15, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 et 29 octobre 2015 et du 2, 4, 5, 6, 7, 17, 18, 19, 27, 28 et 29 novembre 2015 ;

Vu le nombre des hypothèses prises en compte par Elia pour établir la Proposition tarifaire (voir paragraphe 36 *infra*) ;

Vu le point de vue de la CREG sur ces hypothèses (voir paragraphe 41 *infra*) ;

Vu les réserves formulées par Elia (voir paragraphe 40 *infra*) ;

Vu le point de vue de la CREG sur ces réserves (voir paragraphes 41 à 43 *infra*)

Vu la réserve générale d'Elia (voir paragraphe 44 *infra*) ;

Vu l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 25 mars 2015 ;

Vu le règlement 838/2010/UE 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 ;

Vu la consultation et le rapport de consultation d'Elia du 30 juin 2015 concernant la consultation des entreprises d'électricité concernées portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire, notamment sur la pointe annuelle ;

Vu la note du 23 juin 2015 rédigée par le cabinet Microeconomix à la demande de Elia sur un benchmarking relatif aux tarifs de transport et applicable aux injections sur le réseau de transport belge et l'impact sur la compétitivité des producteurs et de la sécurité d'approvisionnement en Belgique ;

Vu les augmentations initiales significatives du revenu total initial 2016-2019 proposé tant par rapport au revenu budgété 2015 multiplié par quatre que par rapport au revenu total réel de l'exercice 2014 (voir paragraphe 46 *infra*) ;

Vu que la CREG et Elia ont respecté les modalités de l'accord du 25 août 2014 (voir paragraphe 28 *infra*);

Vu la réserve générale de la CREG, formulée dans les paragraphes 393 - 396 *infra*;

Vu l'analyse qui précède ;

Attendu que concernant les 32 demandes d'adaptation de la CREG formulées dans le Projet de décision du 9 octobre 2015, Elia a :

- ou bien **satisfait** entièrement à la demande d'adaptation ;
- ou bien fourni les informations et les justifications demandées par la CREG ;
- ou bien fourni une argumentation convaincante ;
- ou bien formulé des propositions alternatives raisonnables ;

Attendu que le revenu total adapté proposé par Elia, qui doit être couvert par les tarifs diminue d'environ 290 millions d'euro par rapport au revenu total initial proposé par Elia (voir paragraphe 47 *infra*) ;

Attendu que les rémunérations prévues (marge équitable et incitants) n'ont aucun effet négatif sur les tarifs proposés (voir paragraphe 50 *infra*) ;

Attendu que la demande d'Elia sur la nouvelle classe d'assets pour l'infrastructure on shore nécessaire dans le contexte de production offshore, avait déjà reçu une réponse de la CREG le 30 avril 2015 (voir paragraphe 56 *infra*) ;

Attendu que la demande d'Elia sur la nouvelle classe d'assets pour l'infrastructure basse tension dans les postes sera traitée hors du contexte de la présente Proposition tarifaire (voir paragraphe 56 *infra*) ;

Attendu que la CREG accepte les principes de base, les données, les arguments et les calculs du benchmark relatif à la moyenne des tarifs d'injection (voir paragraphe 300 *infra*) ;

Attendu que la CREG veut suivre annuellement l'évolution du benchmark relatif à la moyenne des tarifs d'injection en vue d'une modification éventuelle tarifs d'injection (voir paragraphe 300 *infra*)

Attendu que la structure tarifaire est en ligne avec la Méthodologie tarifaire (voir paragraphe 302 *infra*) ;

Attendu que les charges tarifaire pour les utilisateurs de réseau sont raisonnables (voir paragraphe 307 *infra*) ;

Attendu que les tarifs d'injection proposés satisfont aux principes approuvés par la CREG (voir paragraphe 352 *infra*) ;

Attendu que la CREG n'a pas formulé d'objections contre les propositions d'Elia relatives aux tarifs d'obligations de service public (voir VII.2.8 *infra*) ;

Attendu que la CREG n'a pas formulé d'objections contre les informations sur le surcharges, notamment sur la suite positive qu'Elia a donné à la demande du régulateur pour introduire une surcharge spécifique pour les taxes pylônes et tranchées dans la région flamande (voir paragraphe 391 *infra*);

Attendu que les montants nécessaires et définitifs de l'enveloppe relative au personnel (rémunérations, charges sociales et toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes) seront fixés dans une réunion annuelle entre Elia et la CREG (voir les paragraphes 167, 168 et 396 *infra*)

La CREG décide :

- 1) d'approuver la Proposition Tarifaire Adaptée introduite par Elia le 9 novembre 2015. La grille tarifaire des tarifs approuvés est mise en annexe de la présente décision (voir <http://www.creg.info/Tarifs/E/2016/Elia-Tarifs2016-2019-FR.pdf>) ;
- 2) de suivre annuellement le montant du benchmark relatif au tarif d'injection. La CREG demande qu'Elia reprend cette actualisation comme point spécifique dans son rapport annuel tarifaire, au plus tard dès le rapport relatif à l'exercice 2016 ;

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

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

Procès-verbal de la séance d'audition du 16 octobre 2015

ANNEXE 2

**La grille tarifaire des tarifs approuvés pour la période régulatoire
2016-2019**

Voir <http://www.creg.info/Tarifs/E/2016/Elia-Tarifs2016-2019-FR.pdf>

PROCES-VERBAL

de la séance d'audition du 16 octobre 2015

**relative au projet de décision (B) 151009-CDC-658E/36
relatif à la demande d'approbation de la proposition
tarifaire introduite par la S.A Elia System Operator pour la
période régulatoire 2016-2019**

Présents :

La CREG, représentée par :

Madame M-P. FAUCONNIER, Présidente

Monsieur L. JACQUET, Directeur

Monsieur K. LOCQUET, Directeur

Monsieur A. TIREZ, Directeur

Monsieur J. LAERMANS, Conseiller en chef

Monsieur B. LIBERT, Conseiller

Elia System Operator, représentée par :

Madame P. FONCK, Responsable *Public and Regulatory Affairs & European activities*

Monsieur Chr. PEETERS, *Chief Executive Officer*

Monsieur J. PAPPENS, *Head of Controlling*

Monsieur D. ZENNER, *Head of Customer Relations*

La séance se tient dans le local 12.09 (12^{ème} étage) de la CREG, rue de l'Industrie 26-38 à 1040 Bruxelles.

La présidente du Comité de direction de la CREG ouvre la réunion à 8h00.

La présidente souhaite la bienvenue aux représentants d'Elia System Operator S.A. (ci-après : Elia). Elle déclare qu'Elia a souhaité être entendue et que cette séance d'audition est tenue en application de l'article 4, §3, 2^{ème} alinéa de l'accord du 25 août 2014 relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires. Elle donne immédiatement la parole aux représentants d'Elia.

Le *Chief Executive Officer* d'Elia remercie la CREG et présente les membres de la délégation d'Elia.

La *Responsable Public and Regulatory Affairs & European activities* d'Elia remercie à son tour la Présidente du Comité de direction de la CREG pour son accueil. Elia a préparé un nombre de slides, contenant les observations d'Elia par rapport au projet de décision du 9 octobre 2015.

Elle énumère les points qu'Elia souhaite aborder :

- un avant-propos pour rappeler le contexte ;
- des remarques générales qui ont trait à l'entièreté ou à plusieurs points du projet de décision ;
- les points les plus problématiques pour Elia ;
- les points acceptables moyennant des adaptations mineures et ;
- les étapes ultérieures à convenir avec la CREG.

1. Quant à l'avant-propos

La *Responsable Public and Regulatory Affairs & European activities* d'Elia décrit le processus de la Méthodologie tarifaire, les premiers échanges informels avec la CREG dès février et mars 2015 pour s'assurer que les mêmes visions sont partagées, la consultation publique d'Elia sur les éléments déterminant les évolutions envisagées ainsi que le processus dès l'introduction de la proposition tarifaire le 30 juin 2015 jusqu'aux derniers échanges pour apporter des clarifications à la CREG. Elia constate qu'il y eu une collaboration non seulement longue et intense, mais également fructueuse entre les services d'Elia et de la CREG : les milles pages du dossier en témoignent. Elia veut continuer à œuvrer au rapprochement des points de vue entre le régulateur et l'entreprise régulée.

Elia se concentre ci-après sur les points qui restent problématiques. Les liste des réactions n'est pas exhaustive comme Elia se limite aux éléments principaux. La présentation d'Elia n'exclût pas que d'autres points pourraient être apportés dans les concertations qui visent à préparer la proposition tarifaire adaptée d'Elia et dans la proposition adaptée elle-même.

2. Les remarques générales d'Elia

La *Responsible Public and Regulatory Affairs & European activities* d'Elia énumère un nombre de remarques générales qui portent sur plusieurs points et qu'on ne sait pas lier à un point spécifique.

2.1 Quant aux périodes **de référence** choisies par la CREG pour établir un budget corrigé, Elia constate un manque de cohérence. La période varie en fonction du sujet ce qui donne l'impression à Elia que la CREG a sélectionné la période afin de pouvoir atteindre un résultat attendu, c'est-à-dire rejeter le maximum des montants proposés par Elia.

2.2 Concernant **les incertitudes entourant une norme** : bien que c'est un élément traité dans la Méthodologie tarifaire, Elia constate que la CREG fait également varier son approche en fonction du sujet : quand une norme peut mener à augmenter les couts, la CREG rejette l'élément en faisant référence à l'incertitude, tandis que quand une norme, même incertaine, tend à diminuer les coûts, la CREG demande de prendre cette norme incertaine en compte. Elia veut mettre en évidence le traitement différencié de cette matière selon le sujet.

2.3 Concernant les **hypothèses structurantes du dossier tarifaire** : Elia constate que pour plusieurs points, l'hypothèse de disponibilité d'un parc de production nucléaire à 5000 MW posée par Elia est remise pratiquement et fondamentalement en cause. Elia demande une cohérence dans la façon dont la CREG traite cette hypothèse dans le dossier tarifaire.

2.4 Au point 89 du Projet de décision, la CREG fait sous-entendre qu'Elia pourrait **disposer d'informations privilégiées**. Elia conteste ce point formellement. Au sens d'Elia, ce point ne devrait certainement pas être repris dans la décision tarifaire, comme il s'agit d'une affirmation grave.

2.5 Elia est maintenant arrivé au cœur du projet de décision et de ses observations : dans le transparent n° 9, Elia synthétise les demandes d'adaptation de la CREG: Elia constate que, sur la période régulatoire de 4 années, la CREG a l'intention de rejeter un total de [CONFIDENTIEL] EUR, soit [CONFIDENTIEL] % du revenu total 2016-2019 proposé. Selon Elia, si ce total reste rejeté intégralement, cela pourrait porter atteinte à la correcte exécution de ses missions légales. C'est pourquoi Elia veut revenir aux gros postes qui sont derrière ces rejets-là et veut faire valoir ses arguments auprès de la CREG.

Il s'agit de six points différents, non exhaustifs, qui sont traités comme problématiques.

3. Les points problématiques pour Elia

3.1 Quant aux **coûts influençables – les puissances de réserve R1, R2 et R3**, le *Head of Customer Relations* d'Elia constate que la CREG rejette [CONFIDENTIEL] % du budget proposé.

Elia est assez surprise étant donné que lors des réunions de travail préalables, ces problèmes n'avaient été abordés que d'une manière très légère.

Quant aux réserves primaires et secondaires, Elia juge l'approche de la CREG peu cohérente: la CREG utilise l'année 2015 comme référence, année au cours de laquelle les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 ne furent pas disponibles. L'approche va à l'encontre de l'hypothèse d'Elia sur une disponibilité de 5000 MW de puissance nucléaire. Elia précise avoir des problèmes pour comprendre les calculs et les montants de la CREG

Quant à la réserve tertiaire, la CREG rejette l'année 2014 car trop ancienne et préconise une approche basée sur des données plus récentes; ces calculs sont difficilement compréhensibles par Elia et sont en contradiction avec la réalité des offres récemment reçues par Elia.

C'est pour ces raisons que, pour les réserves R1, R2 et R3, Elia souhaite proposer des alternatifs, menant à des réductions budgétaires importantes, mais dans des limites plus raisonnables.

3.2 Le point relatif aux **coûts liés aux interconnexions** est également problématique pour Elia : la CREG demande à Elia de valoriser les *congestion rents* pour 2016 à [CONFIDENTIEL] MEUR, au lieu de [CONFIDENTIEL] MEUR. Pour *le Head of Customer Relations* d'Elia cette augmentation significative (+116% pour 2016) est surestimée : elle va de nouveau à l'encontre de l'hypothèse des 5000 MW nucléaires disponibles. Bien qu'Elia peut reconnaître que les produits des enchères récentes peuvent mener à davantage de produit pour 2016 ce qui a été pris en compte dans la proposition tarifaire, Elia insiste pour garder son hypothèse prudente de 5000 MW pour les autres années de la période régulatoire.

Elia souhaite pouvoir formuler une alternative par rapport à la demande de la CREG.

3.3 Le *Head of Controlling* présente les problèmes quant à l'adaptation demandée par la CREG sur l'**impôt de sociétés**.

Elia avait prévu un taux d'imposition moyen de [CONFIDENTIEL] %. La CREG demande d'utiliser [CONFIDENTIEL] % pendant toute la période régulatoire.

Elia ne peut pas suivre la demande de la CREG : elle argumente qu'elle ne dispose pas encore d'une décision du Service de *Ruling* et que ses simulations détaillées démontrent clairement une forte augmentation de ce taux en 2018 et en 2019, suite à la diminution de l'application des intérêts notionnels. Le taux moyen serait de [CONFIDENTIEL] %.

C'est pourquoi Elia préconise un ajustement du taux sur base de cette estimation.

3.4 Le *Head of Controlling* d'Elia indique également qu'Elia a entrepris des démarches pour obtenir 2 nouvelles classes d'**assets** et les **taux d'amortissements pour ces classes d'assets spécifiques** : « les infrastructures *onshore* liées au développement *offshore* » et « les équipements basse tension à technologie digitale ». Elia constate que la CREG n'a à ce jour pas répondu au courrier d'Elia du 9 juin 2015, ni au dossier joint en réponse aux questions posées par la CREG le 21 septembre 2015.

Elia s'interroge dès lors sur ce qu'elle doit entreprendre pour pouvoir bénéficier d'une réponse positive.

3.5 Comme la CREG a rejeté [CONFIDENTIEL] MEUR suite à un manque de justifications convaincantes en ce qui concerne **les coûts relatifs à l'achat de biens et services, notamment sur les grands travaux « large infrastructure projects »**, Elia souhaite pouvoir formuler des justifications additionnelles.

3.6 Quant aux différentes demandes de révision à la baisse des **coûts de personnel**, le *Chief Executive Officer* indique qu'Elia est extrêmement préoccupée. Bien que la CREG n'ait pas directement rejeté les augmentations de FTE demandées par Elia, les demandes du régulateur se traduisent dans les faits en une diminution des ressources sur lesquelles le TSO compte pour réaliser ses missions légales (y compris son programme d'investissements).

Le *Head of Controlling* fait référence au Tableau 27 du Projet de décision.

Selon Elia, la CREG transforme la valorisation des activités prestées en 2014 dans le non-régulé et dans la réserve stratégique en un nombre de ressources, selon un coût moyen par ressource, qu'elle entend supprimer de la référence de base. Le *Head of Controlling* avance littéralement les observations d'Elia reprises dans le transparent n°19 d'Elia. Selon Elia :

- le cout moyen utilisé ne reflète pas le profil des personnes ayant réalisé ces activités en 2014. Ce faisant, la CREG surestime le nombre de FTE ayant presté ces activités non régulées ([CONFIDENTIEL] au lieu de [CONFIDENTIEL]) ;
- la CREG omet en outre de prendre en compte le fait qu'Elia a valorisé un produit lié aux prestations attendues par le personnel d'Elia dans des activités non régulées ([CONFIDENTIEL] €). Rejeter le cout et accepter le produit revient à un double comptage ;
- pour la Réserve stratégique, la CREG signale que les FTE nécessaires à cette activité ne peuvent pas être repris dans l'enveloppe gérable, mais sont à reprendre dans un budget séparé (qualifié par ailleurs de déraisonnable ⇒ à préciser). A suivre la CREG, Elia s'interroge sur le statut qu'elle doit réserver aux FTE qu'elle engage principalement pour la réalisation des activités en lien avec des OSP sur lesquels elle n'a pas de prise ;

- pour le *Business development*, la CREG demande de réduire la base de l'enveloppe gérable pour tenir compte de l'externalisation de ce département. Elia rappelle que les coûts liés à cette activité n'ont plus été repris dans l'enveloppe gérable en 2014 et ne le sont pas non plus pour la période 2016-2019 (⇒ pas d'activité de *Business development* prévue par la Proposition Tarifaire).

Il formule également des commentaires sur les simulations faites par la CREG et les conclusions du régulateur, comme repris sur le slide 20 d'Elia.

La CREG a effectué une simulation en matière de coût de personnel :

- **Saut d'index :**

En mobilisant une disposition particulière de la MT (« éléments exceptionnels »), la CREG considère que l'économie résultant du saut d'index ne doit pas constituer une source d'efficacité pour Elia et revenir intégralement aux utilisateurs de réseau. Elia s'interroge si la CREG aurait accepté d'Elia un même argumentaire menant à une augmentation des coûts.

Par sa demande, la CREG fait supporter sur les efforts d'efficacité d'Elia le risque que la prochaine indexation ne se réalise pas au moment prévu par la CREG (mi-juin 2017).

- **Charges patronales :**

Similaire à la problématique du Saut d'index à la notable particularité qu'aucune disposition légale/réglementaire n'a été adoptée en la matière. Il s'agit dès lors ici "d'une anticipation d'une législation incertaine".

- **Augmentations salariales :**

La CREG considère que la politique de rémunération pratiquée par Elia est actuellement très compétitive et qu'il n'est pas raisonnable de prévoir des augmentations additionnelles en plus de l'inflation.

Elia rappelle que :

- la prise en compte de l'inflation constitue une imposition légale ;
- les éléments pris en compte s'inspirent des pratiques constatées dans le secteur d'énergie ;
- les profils techniques (ingénieur et technicien) sont considérés comme un métier en pénurie.

Le *Head of Controlling* conclut que :

- Elia a besoin d'attirer mais aussi de retenir les techniciens et experts expérimentés qui bénéficient d'une formation spécifique financée par Elia ;
- Elia souhaite formuler une proposition alternative par rapport à la demande de la CREG.

4. Les points acceptables moyennant adaptations mineures

Le *Head of Controlling* d'Elia aborde 3 éléments : les récupérations assurances, les produits en réduction des coûts gérables et la Surcharge 'réserve stratégique'.

4.1 La demande de la CREG sur **les récupérations d'assurances** reviendrait selon Elia à prendre en compte plus de récupérations que des coûts encourus. C'est pourquoi Elia souhaite proposer une alternative à la CREG.

4.2 Quant **aux produits en diminution des coûts gérables**, Elia argumente que les périodes de référence prises en compte par la CREG contiennent des éléments exceptionnels.

4.3 Pour la **réserve stratégique**, la CREG a rejeté la prise en compte du solde négatif attendu pour 2015 au motif que ce solde n'est pas acté dans une décision formelle. Elia souhaite proposer une alternative tendant à assurer une stabilité tarifaire.

La Responsable *Public and Regulatory Affairs & European activities* d'Elia attire l'attention de la CREG sur un dernier point c'est-à-dire **la taxe aux pylônes et tranchées** demandée par la CREG. Elia comprend que la CREG demande deux choses :

- limiter les montants à couvrir par ces taxes aux seuls montants résultant de règlements communaux existants ;

- mettre en place une surcharge qui répercute que sur la région flamande (partiellement ou globalement) et donc transférer des montants des tarifs à des surcharges.

Elia souhaite formuler les remarques suivantes :

- bien qu'elle est bien consciente que la méthodologie tarifaire prévoit la mise en place d'un tel type de surcharge, Elia n'a pas pris cette initiative elle-même parce qu'il y avait discussion sur le *nombre significatif* de communes (actuellement 27 pour les taxes pylônes et 2 pour la taxe tranchées) ;
- Elia a réfléchi sur la façon de créer une telle surcharge : la piste de créer une surcharge sur base communale est pratiquement infaisable par Elia qui ne connaît pas les données des communes et des utilisateurs finals et ne sait pas allouer '*one-to-one*'. La charge administrative serait énorme pour un montant qui selon Elia est particulièrement petit. L'alternative est de créer une surcharge qui s'applique au niveau de la région, pour toutes les consommations. Pour récupérer le montant de 4 MEUR, il faut une surcharge de 0,0001 EUR/kWh, donc un très faible montant.

Elia estime qu'il n'appartient pas à elle de faire le choix entre ces alternatives. Si la CREG continue à demander de créer une telle surcharge. Le cas échéant, Elia exécutera dans le sens d'une surcharge pour la région globale avec un prix linéaire qui s'applique à toutes les consommations dans la région flamande. Dans ce cas, l'approche d'Elia sera d'exécuter une décision de la CREG.

Elia attire également l'attention de la CREG sur le fait que, comme ni les GRD, ni les fournisseurs ne sont informés d'une telle modification de la grille tarifaire, il conviendrait de les informer aussi vite que possible.

Le *Chief Executive Officer* souligne que pour Elia, les problèmes relatifs aux rémunérations du personnel sont les plus importants.

5. Les étapes ultérieures

Elia a fait un retro-planning. La Responsable *Public and Regulatory Affairs & European activities* d'Elia explique que, selon la méthodologie tarifaire et l'accord de procédure, la décision finale serait prise le 3 décembre 2015. Comme la date d'introduction de la proposition tarifaire adaptée serait le 9 novembre, cela laisse 3 semaines à Elia pour l'élaborer. Comme il faudra une grosse semaine pour finaliser les calculs des tarifs, Elia propose d'utiliser la période du 16 au 29 octobre pour pouvoir discuter entre techniciens et pour tester auprès de la CREG les propositions alternatives sur les différents points problématiques. Elia demande à la CREG de pouvoir soumettre des propositions alternatives.

La Présidente du Comité de direction de la CREG fait remarquer que le planning final de la CREG dépendra surtout de la concertation avec une délégation à de la Commission Européenne le 29 octobre 2015 sur l'Annexe 4 de la méthodologie tarifaire parce que les 2 points sont parfaitement interconnectés.

Elia pourrait introduire son dossier, mais pour la finalisation, la date de la décision de la CREG pourrait être reportée : malgré la demande des GRD et des fournisseurs qui insistent sur une décision aussi tôt que possible, la Présidente du Comité de direction de la CREG croit que la décision pour les quatre ans à venir est assez importante et qu'un délai supplémentaire peut être justifié. Au moment de l'accord de procédure on ne pouvait pas tenir compte du facteur extérieur, c'est-à-dire une demande sur l'Annexe 4.

Ce nouvel élément de contexte extérieur ne permet pas à la CREG de s'engager sur la date du 3 décembre 2015. La CREG a déjà fait des efforts pour avancer la date de la réunion du 5 novembre au 29 octobre.

La Présidente du Comité de direction de la CREG constate qu'il n'y a pas d'autres questions de la part de la CREG. Elle remercie Elia pour l'audition, affirme que les observations d'Elia seront jointes au procès-verbal de l'audition et clôture la séance d'audition à 09h00.

ELIA SYSTEM OPERATOR SA, représentée par :

Chr. PEETERS
Chief Executive Officer

P. FONCK
*Responsable PRA
& European activities*

J. PAPPENS
*Head of Controlling
Relations*

D. ZENNER
Head of Customers

La CREG, représentée par :

K. LOCQUET
Directeur

A. TIREZ
Directeur

L. JACQUET
Directeur

M.-P. FAUCONNIER
Présidente

ANNEXE :

Transparents d'Elia 'Proposition tarifaire 2016-2019, Projet de décision de la CREG du 9 octobre 2015, Séance d'audition, 16 octobre 2015

PROPOSITION TARIFAIRE 2016-2019

Projet de Décision de la CREG du 9 octobre 2015

**Audition en application de l'Art 4, §3, 2^{ème} al, de
l'Accord sur le Traitement de la Proposition tarifaire**

Agenda

1. Avant-propos
2. Remarques générales
3. Points les plus problématiques
4. Points nécessitant alignement
5. Etapes ultérieures

Avant-propos

Avant-propos (1/2)

- Préparation de la Proposition Tarifaire initiée en parallèle à la finalisation de l'Arrêté Méthodologie Tarifaire du 18 décembre 2014
- Premiers échanges informels avec la CREG en février-mars 2015
- Consultation publique sur les éléments déterminant des évolutions envisagées dans la future Proposition Tarifaire
- Dépôt de la Proposition Tarifaire le 30 juin
- Informations complémentaires demandées par la CREG le 21 août
- Réponses apportées par Elia le 21 septembre
- Echanges poursuivis entre fin septembre et prises de décision
- Projet de Décision de la CREG du 9 octobre

Avant-propos (2/2)

- Collaboration longue (10 mois) et intense (+/- 1000 pages) entre les services de la CREG et d'Elia
- Ayant mené au rapprochement des points de vue sur de nombreux thèmes
- Collaborations généralement très appréciées ...
- ... même si Elia limitera la présente intervention aux points qu'elle juge les plus problématiques du Projet de Décision de refus
- Réactions non exhaustives, limitées aux éléments principaux

Remarques générales

Remarques générales sur certains arguments développés par la CREG

- « **Périodes de référence** » utilisées pour justifier une demande d'adaptation :
 - Variation dans la référence utilisée (soit 2015, soit 2014, soit de plus longues périodes ex. 200X-2014) adéquatement choisie en fonction d'un résultat attendu.
- **Traitement des « incertitudes entourant une norme »** :
 - Quand une norme incertaine peut tendre à augmenter les coûts (ex. Taxes Pylônes), elle est rejetée en raison de l'incertitude de la norme (se limiter aux taxes existantes)
 - Quand une norme incertaine peut tendre à diminuer les coûts, elle doit être prise en compte (ex. charges patronales, ...).
- « **Hypothèses** » structurantes du dossier tarifaire :
 - La CREG a synthétisé les hypothèses prises en compte par Elia et ne les a pas contestées dans son projet de décision.
 - Mais l'hypothèse « parc nucléaire à ~ 5.000 MW » est remise pratiquement et fondamentalement en cause au moyen de références mobilisées
- Sous-entendu de la CREG qu'Elia pourrait disposer d' « **informations privilégiées** »
 - Elia le conteste formellement

Demandes d'adaptation de la CREG

Aperçu global des demandes d'adaptation 2016-2019

[kEUR]	Adaptation	Proposition Tarifaire	Différence
Eléments non-gérables	CONFIDENTIEL		
Eléments gérables			
Eléments influençables			
Marge équitable			
Total			

- ➔ **Montants particulièrement significatifs**
- ➔ **Attentatoire à la capacité d'Elia d'accomplir ses différentes missions légales au cours de la prochaine période régulatoire**

Points problématiques pour Elia

Points problématiques pour Elia

- Coûts influençables R1, R2 & R3
- Coûts liés aux interconnexions
- Impôt des sociétés
- Taux d'amortissement pour classes d'assets spécifiques
- Coûts relatifs à l'achat de biens et services: les grands travaux « *large infrastructure projects* »
- Coûts de personnel

- **Rejet de [CONFIDENTIEL] % du budget proposé (!) (- [CONFIDENTIEL] M€/4ans):**
 - ✓ Découverte: pas d'échanges préalables entre services
 - **Réserve Primaire et Secondaire (FCR et aFRR):** (- [CONFIDENTIEL] M€/4ans)
 - ✓ Méthode d'Elia non suivie, sans véritables arguments (« recours à un trop grand nombre d'hypothèses ou à des données trop historiques » ... pourtant stables...).
 - ✓ Méthode préconisée par CREG inconsistante :
 - Utilise une référence basée sur la seule année 2015, dans laquelle D3, T2 et D1 sont indisponibles (>< hypothèse de 5.000 MW nucléaire), tout en mentionnant la volonté de tenir compte de l'hypothèse.
 - Projette cette référence 2015 sur 2016-2019 (avec des calcul/références difficilement compréhensibles par Elia)
 - **Réserve Tertiaire (mFRR) :** (- [CONFIDENTIEL] M€/4ans)
 - ✓ Le cout de réservation de la R3 est moins dépendant du mix énergétique
 - ✓ La méthode Elia n'a pas été acceptée car repose sur une référence trop ancienne (2014)
 - ✓ Méthode préconisée par la CREG (- [CONFIDENTIEL] M€), basée sur des données plus récentes.
 - A noter : un recalcul par Elia de la méthode décrite par la CREG donne une demande de réduction (significativement) plus faible que la demande fixée par la CREG (→ difficilement compréhensible par Elia)
 - Est en contradiction avec réalité des offres récemment reçues pour 2016... Offres qui s'avèrent légèrement plus chères que les estimations d'Elia reprises dans la PT
- ➔ Pour R1, R2, R3, Elia souhaite pouvoir formuler des propositions alternatives, menant à des réductions budgétaires importantes, dans des limites raisonnables toutefois.

Couts liés aux interconnexions

« Congestion Rents »

- La CREG demande à Elia de valoriser les rentes de congestion de l'année 2016 à [CONFIDENTIEL] M€, au lieu de [CONFIDENTIEL] M€ (estimation Elia)
- Ainsi, la CREG requiert une correction de + [CONFIDENTIEL] M€ pour 2016 (soit **+111%!**).
- La CREG demande d'adapter la Proposition Tarifaire en se basant sur des observations de 2015
 - ➔ **Sans D3, T2, D1 ➔ < 5.000 MW**
- Elia peut reconnaître que le produit des enchères annuelles, et le produit des enchères mensuelles relatives au mois de janvier 2016 puissent mener à davantage de produit que ceux pris en compte dans la Proposition Tarifaire.
- Toutefois, Elia considère son hypothèse d'une disponibilité du parc nucléaire de 5.000 MW comme une prudence minimale nécessaire, au vu du contexte relatif à la disponibilité de ce parc, à prendre en compte pendant la durée de la période régulatoire.
 - ➔ Elia souhaite pouvoir formuler une alternative par rapport à la demande de la CREG

Impôt des sociétés

- La CREG demande à Elia d'utiliser un taux de [CONFIDENTIEL] % comme taux d'imposition moyen sur toute la période régulatoire → **impact estimé à [CONFIDENTIEL] M€/4ans**
- Dans sa Proposition Tarifaire, Elia avait prévu un taux d'imposition moyen de [CONFIDENTIEL] % (même taux pour chaque année de la période)
- Elia ne dispose pas de décision du Service de Ruling car :
 - ✓ le cadre réglementaire est incertain sur un élément essentiel en matière de rémunération équitable,
 - ✓ malaisé d'insister pour une décision dont l'urgence est relative pour le Service concerné.
- Elia a fait récemment des simulations détaillées, tenant compte:
 - ✓ Des dernières informations relatives au taux des intérêts notionnels
 - ✓ De la mise à jour de la marge équitable sur base des paramètres OLO et Bèta résultant de la demande de la CREG,
 - ✓ D'une identification du taux d'imposition attendu pour chaque année de la période régulatoire

2016	2017	2018	2019	Moyenne
CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL

- ✓ Le calcul préliminaire est basé sur des hypothèses / concepts de '*profit allocation*' encore à valider par l'Administration fiscale
- ➔ Elia préconise un ajustement du taux (ou des taux) au départ de cette estimation récente.

Taux d'amortissement pour Classes d'assets spécifiques

- L'art 15, §4 de la MT prévoit : « *Après concertation avec la CREG et compte tenu de projets spécifiques, d'autres classes d'actifs et pourcentages d'amortissement peuvent être approuvés.* »
- Elia a entrepris des démarches pour obtenir la création de 2 nouvelles classes d'assets:
 - ✓ « Infrastructures onshore liées au développement offshore» → 30 ans
 - ✓ « Equipement basse tension à technologie digitale» → 16,67 ans
- Elia se réfère respectivement au courrier adressé à la CREG le 9 juin et au dossier joint en réponse aux questions posées par la CREG (voir Annexe 4 de la réponse du 21 septembre)
- Elia constate que la CREG n'a à ce jour pas répondu au courrier d'Elia, ni pris en compte la demande formulée dans la réponse d'Elia aux questions de la CREG
- ➔ **Elia s'interroge dès lors sur ce qu'elle doit entreprendre pour pouvoir bénéficier d'une décision (positive) quant à la création de ces classes d'asset et pour pouvoir en tenir compte dans sa Proposition Tarifaire**

Couts relatifs à l'achat de biens et services: les grands travaux « *large infrastructure projects* »

- Dans l'attente qu' Elia puisse fournir une justification convaincante des montants budgétés, la CREG demande de conserver comme budget annuel le montant réellement supporté en 2014, augmenté de l'inflation
- Impact : - [CONFIDENTIEL] M€/4ans.
- Elia souhaite pouvoir formuler des justifications additionnelles pour chacun des projets.

Couts de personnel (1/4)

- Au travers ses différentes demandes, la CREG requiert une révision à la baisse de l'enveloppe relative au personnel de [CONFIDENTIEL] M€/4ans.
- Elia est extrêmement préoccupée par les demandes formulées par la CREG en la matière.
- Dans son projet de décision, la CREG *“tient à souligner que les hypothèses utilisées par la CREG ne remettent aucunement en cause les augmentations de FTE demandées par Elia pour réaliser par exemple son ambitieux programme d'investissement ou encore les importants projets que devrait développer la direction Energy & System Management ”*
 - ➔ Elia note effectivement que la CREG n'a pas rejeté – directement – les augmentations de FTE demandées par Elia
 - ➔ Mais la CREG formule des demandes d'adaptation – sur d'autres paramètres – qui se traduisent dans les faits en une diminution des ressources sur lesquelles Elia compte pour pouvoir réaliser sa mission légale, notamment de réalisation de son programme d'investissement ou des défis en matière de gestion du système.

Couts de personnel (2/4)

- Le tableau ci-dessous reprend, d'une part, les hypothèses utilisées par Elia pour faire évoluer les charges de personnel et d'autre part, les hypothèses utilisées par la CREG

[CONFIDENTIEL]

Couts de personnel (3/4)

- Eléments avancés par la CREG :
 - La CREG transforme la valorisation des activités prestées en 2014 dans le non-régulé et dans la réserve stratégique en un nombre de ressources, selon un cout moyen/ressource, qu'elle entend supprimer de la référence de base.
 - Le cout moyen utilisé ne reflète pas le profil des personnes ayant réalisé ces activités en 2014. Ce faisant, la CREG surestime le nombre de FTE ayant presté ces activités non régulées ([CONFIDENTIEL] au lieu de [CONFIDENTIEL])
 - La CREG omet en outre de prendre en compte le fait qu'Elia a valorisé un produit lié aux prestations attendues par le personnel d'Elia dans des activités non régulées ([CONFIDENTIEL] k€). Rejeter le cout et accepter le produit revient à un double comptage.
 - Pour la Réserve stratégique, la CREG signale que les FTE nécessaires à cette activité ne peuvent pas être repris dans l'enveloppe gérable, mais sont à reprendre dans un budget séparé (qualifié par ailleurs de déraisonnable => à préciser). A suivre la CREG, Elia s'interroge sur le statut qu'elle doit réserver aux FTE qu'elle engage principalement pour la réalisation des activités en lien avec des OSP sur lesquels elle n'a pas de prise.
 - Pour le *Business development*, la CREG demande de réduire la base de l'enveloppe gérable pour tenir compte de l'externalisation de ce département. Elia rappelle que les couts liés à cette activité n'ont plus été repris dans l'enveloppe gérable en 2014 et ne le sont pas non plus pour la période 2016-2019 (=> pas d'activité de *Business development* prévue par la PT).

- La CREG a effectué une simulation en matière de coût de personnel :
 - **Saut d'index :**
 - ⇒ En mobilisant une disposition particulière de la MT (« éléments exceptionnels »), la CREG considère que l'économie résultant du saut d'index ne doit pas constituer une source d'efficacité pour Elia et revenir intégralement aux utilisateurs de réseau. Elia s'interroge si la CREG aurait accepté d'Elia un même argumentaire menant à une augmentation des coûts.
 - ⇒ Par sa demande, la CREG fait supporter sur les efforts d'efficacité d'Elia le risque que la prochaine indexation ne se réalise pas au moment prévu par la CREG (mi-juin 2017).
 - **Charges patronales :**
 - ⇒ Similaire à la problématique du Saut d'index à la notable particularité qu'aucune disposition légale/réglementaire n'a été adoptée en la matière. Il s'agit dès lors ici "d'une anticipation d'une législation incertaine".
 - **Augmentations salariales :**
 - ⇒ *La CREG considère que la politique de rémunération pratiquée par Elia est actuellement très compétitive et qu'il n'est pas raisonnable de prévoir des augmentations additionnelles en plus de l'inflation.*
 - ⇒ Elia rappelle que :
 - la prise en compte de l'inflation constitue une imposition légale .
 - les éléments pris en compte s'inspirent des pratiques constatées dans le secteur d'énergie;
 - les profils techniques (ingénieur et technicien) sont considérés comme un métier en pénurie;
 - ➔ Elia a besoin d'attirer mais aussi de retenir les techniciens et experts expérimentés qui bénéficient d'une formation spécifique au sein d'Elia et sur lesquels Elia a investi
 - ➔ Elia souhaite formuler une proposition alternative par rapport à la demande de la CREG

Points acceptables moyennant adaptations mineures

Points acceptables moyennant adaptations mineures

- **Les Récupérations assurances :**
 - Suivre strictement la demande de la CREG revient à prendre en compte plus de récupérations d'assurance que les coûts encourus relatifs aux sinistres.
 - Elia souhaite proposer une alternative à la CREG.
- **Les Produits en réduction des coûts gérables:**
 - Plus-value : période de référence 2010-2014, intégrant l'année exceptionnelle 2010
 - Récupérations diverses : période de référence limitée à 2014, contenant un élément exceptionnel
 - Elia souhaite évoquer la pertinence du choix des références respectives.
- **Surcharge « Réserve stratégique»:**
 - Outre le caractère déraisonnable de certains coûts proposés par Elia, la CREG rejette la prise en compte du solde (négatif) attendu pour 2015 au motif que ce solde n'a pas été acté dans une décision solde formelle
 - Dans le domaine des OSP, le principe n'est pas acceptable car mène à devoir attendre l'année N + 2 pour commencer à récupérer un solde de l'année N.
 - Elia souhaite proposer une alternative tendant à assurer une stabilité tarifaire.

Taxes Pylônes/Tranchées

- **Elia comprend que la CREG demande :**
 - De limiter les montants à couvrir pour ces taxes aux seuls montants résultant de règlements communaux existants (pas d' anticipation de législation incertaine) et,
 - De mettre en place une surcharge qui répercute soit sur le territoire de la région flamande, soit sur une partie de celui-ci, le montant des taxes Pylônes/Tranchées perçues en Région flamande
- **Commentaires Elia :**
 - Dans sa PT, Elia n'a pas pris en compte l'art 7 de la MT car il réfère à des notions sujettes à interprétation:
 - Nombre significatif de communes : 27 pour la taxes Pylônes et 2 où la Taxe Tranchées est appliqués (un règlement « dormant » existe dans la moitié des communes flamandes => nous avons pris en compte une dizaine d'application)
 - Il n'existe pas une taxe communale Pylônes/ mais des taxes communales (+/- similaires)
 - Elia est toutefois disposée à respecter la demande de la CREG de créer un Tarif spécifique « Pylônes/Tranchées » appliqué en Flandre. Possibilité de couverture :
 - **Option A :** Etablissement de tarifs « communaux » applicables aux consommateurs des communes considérées :
 - ➔ Pratiquement infaisable par Elia (voir juridiquement => à analyser).
 - **Option B :** Création d'un seul Tarif (Pylône et tranchées) appliqué sur l'énergie nette prélevée en Flandre (sans distinction de niveau de tension), en vertu de l'Art 7 de la MT :
 - ➔ Pratiquement faisable par Elia (quid GRDs et fournisseurs?)
- Simulation tarifaire: 4 M€ → 0,0001 €/kWh

Suite

Etapes ultérieures

- Rétroplanning:
 - **3 décembre 2015** : décision finale de la CREG sur la Proposition Tarifaire Adaptée
 - **9 novembre 2015** : remise à la CREG de la Proposition Tarifaire Adaptée
 - **29 octobre – 8 novembre 2015** : temps nécessaire à la finalisation de la Proposition Tarifaire Adaptée
 - Calculer les nouveaux tarifs,
 - Préparer la Proposition Tarifaire Adaptée et remplir les différents tableaux à soumettre à la CREG
 - **Période 16 octobre – 29 octobre 2015 : temps restant**
- Rencontres:
 - Elia souhaite avoir l'opportunité de soumettre des propositions alternatives sur les différents points problématiques et les points demandant une adaptation mineure.

Many thanks for your attention!

ELIA SYSTEM OPERATOR
Boulevard de l'Empereur 20
1000 Brussels

+32 2 546 70 11
info@ elia.be

www.elia.be
An Elia Group company