



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION

(B)130516-CDC-658E/26

relative à

*« la proposition tarifaire rectifiée de ELIA
SYSTEM OPERATOR S.A. du 2 avril 2013
pour la période régulatoire 2012 – 2015 »*

en application de l'article 12^{quater}, § 2, de la loi du 29
avril 1999 relative à l'organisation du marché de
l'électricité

16 mai 2013

TABLE DES MATIERES

PREAMBULE	5
LEXIQUE EXPLICATIF	7
I. CADRE LEGAL	10
II. ANTECEDENTS.....	14
III. CONFORMITE AVEC LA PROCEDURE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION	17
IV. CONSULTATION PREALABLE.....	18
V. LA SUITE DONNEE PAR ELIA A L'ARRET DU 6 FEVRIER 2013	19
V.1 Les principes qui ont guidé Elia	19
V.2 Les choix d'Elia	21
V.3 Application des règles générales de droit	22
VI. EVALUATION DE L'APPROCHE D'ELIA	30
VI.1 Fondement de l'arrêt du 6 février 2013	30
VI.2 Exécution de l'arrêt du 6 février 2013 : besoin d'une approche pragmatique	32
VI.2.1 Proposition tarifaire d'Elia: nouvelle, rectifiée et adaptée.....	32
VI.2.2 Une combinaison inconnue des facteurs.....	34
VI.2.3 Cascade des tarifs de réseau vers les clients finals	36
VI.2.4 Tarifs de réseau à charge de l'injection (/production)	40
VI.3 L'application dans le temps des nouveaux tarifs.....	42
VI.3.1 La portée de l'arrêt d'annulation	42
VI.3.2 La nécessité de restaurer les tarifs au 1 ^{er} janvier 2012.....	43
VI.4 Le point de vue fondamental de la CREG au sujet de l'approche d'Elia.....	48
VII. PROPOSITION TARIFAIRE RECTIFIEE 2012-2015: CONCEPT ET GRANDES LIGNES ..	50
VII.1 Le concept de la proposition tarifaire rectifiée: l'objectif est le rétablissement des tarifs de réseau.....	50
VII.2 Utilisation d'éléments de la procédure tarifaire précédente.....	51
VII.3 Constatations générales sur le revenu total proposé et sur les tarifs proposés.....	52
VII.3.1 Le revenu total proposé	52
VII.3.2 Les types de tarifs proposés et l'évolution des tarifs de réseau	52
VII.3.3 La charge tarifaire pour les utilisateurs du réseau	53
VIII. LE REVENU TOTAL.....	56
IX. MARGE EQUITABLE ET AMORTISSEMENTS.....	58
IX.1 La marge bénéficiaire équitable.....	58
IX.1.1 L'actif régulé.....	58
IX.1.2 Le pourcentage de rendement	60

IX.1.3	Les montants proposés.....	60
IX.1.4	Une rémunération nette	61
IX.2	Les amortissements	61
IX.3	Incentive Y2	61
IX.4	Résumé des observations relatives à la rubrique principale 'marge bénéficiaire et amortissements'	62
X.	LES COUTS DU GESTIONNAIRE	63
X.1	Analyse des éléments qui font partie de la Classe 1	64
X.1.1	Les achats de Services Auxiliaires	64
X.1.2	Les redevances pour utilisation de réseaux de tiers	66
X.1.3	Les charges financières	66
X.1.4	L'impôt sur les sociétés dû	67
X.1.5	Les revenus des enchères de capacité aux frontières.....	68
X.1.6	Le solde reporté issu de la période régulatoire précédente	69
X.2	Eléments appartenant à la Classe 2	69
X.3	Résumé des observations relatives à la rubrique principale 'coûts'.....	70
XI.	LA PLUS-VALUE DE L'IRAB EN CAS DE MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES	71
XII.	LA REPARTITION DU REVENU TOTAL ENTRE LES CENTRES DE FRAIS ET LES PORTEURS DE COUTS	73
XII.1	La notion de "tarif"	73
XII.2	L'application de l' <i>activity based costing</i>	74
XII.3	La proposition tarifaire rectifiée : une application <i>sui generis</i>	76
XII.3.1	La séparation du revenu total entre l'année 2012 et les années suivantes	77
XII.4	L'allocation des coûts sur les composantes tarifaires 'puissance' et 'énergie'	78
XII.5	L'allocation à l'injection	81
XIII.	LA STRUCTURE TARIFAIRE.....	102
XIV.	LES VOLUMES PRIS EN COMPTE	104
XV.	LES TARIFS PROPOSES	106
XV.1	Tarifs de raccordement.....	106
XV.2	Tarifs de l'utilisation du réseau	106
XV.3	Tarifs des services auxiliaires.....	107
XV.4	Tarifs pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'accès	107
XV.5	Tarifs pour les obligations de service public	108
XV.5.1	Observations générales	108
XV.5.2	Au niveau fédéral	109

XV.5.2.1	Tarif pour l'obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éolien offshore	110
XV.5.2.2	Tarif pour l'obligation de service public pour le financement de certificats verts fédéraux.....	110
XV.5.3	En Région flamande.....	111
XV.5.3.1	Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables.....	112
XV.5.3.2	Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures en faveur de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie.....	112
XV.5.4	En Région wallonne	113
XV.5.4.1	Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie	113
XV.5.5	En Région de Bruxelles-Capitale.....	114
XV.5.5.1	Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale	114
XVI.	LES SURCHARGES	115
XVI.1	Observation générales	115
XVI.2	Niveau fédéral	115
XVI.3	La Région flamande	116
XVI.4	La Région wallonne.....	116
XVI.5	La Région Bruxelles-Capitale	117
XVII.	RESERVE GENERALE	119
XVIII.	DISPOSITIF	120
ANNEXE 1	: accord signé du 28-03-2013	124
ANNEXE 2	: Tarifs de réseau	128

PREAMBULE

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la demande d'approbation de la proposition tarifaire rectifiée pour le réseau de transport d'électricité, telle qu'introduite par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : "Elia") le 2 avril 2013.

Outre ce préambule et le lexique explicatif, la présente décision comporte dix-huit parties :

- (i) la première partie contient le cadre légal ;
- (ii) la deuxième partie reprend les antécédents ;
- (iii) la troisième partie vérifie si la procédure suivie pour l'introduction et l'approbation de la nouvelle proposition tarifaire correspond à celle convenue au préalable entre la CREG et Elia ;
- (iv) la quatrième partie comprend la justification de la méthode de travail de la CREG en matière de consultation préalable ;
- (v) la cinquième partie illustre les suites données par Elia à l'arrêt du 6 février 2013 ;
- (vi) la sixième partie contient l'évaluation par la CREG de l'approche et des principes utilisés par Elia ;
- (vii) le concept et les grandes lignes de la proposition tarifaire rectifiée sont illustrés dans la septième partie ;
- (viii) la huitième partie porte sur le revenu total qui doit être couvert par les tarifs de réseau ;
- (ix) la CREG évalue dans la neuvième partie la première composante du revenu total proposée, à savoir l'ensemble de la marge bénéficiaire équitable, les *incentives* et les amortissements ;

- (x) c'est également le cas pour la deuxième composante "coûts" dans la dixième partie ;
- (xi) la partie onze examine la troisième composante "plus-value de l'iRAB en cas de mise hors service d'immobilisations corporelles" ;
- (xii) la douzième partie comporte les éléments relatifs à la répartition du revenu total entre les centres de coûts vers les composantes tarifaires ;
- (xiii) la structure tarifaire est l'objet de la treizième partie ;
- (xiv) les volumes de composantes tarifaires pris en considération sont évalués dans la quatorzième partie ;
- (xv) la quinzième partie traite des tarifs de réseau proposés ;
- (xvi) les surcharges figurent dans la seizième partie ;
- (xvii) une réserve générale est formulée dans la dix-septième partie ;
- (xviii) la partie dix-huit comporte le dispositif du présent acte de la CREG.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé la présente décision lors de sa réunion du 16 mai 2013.

///

LEXIQUE EXPLICATIF

‘La CREG’ : la Commission de Régulation de l'Electricité 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 Electricité’ : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

‘ELIA’ : ELIA SYSTEM OPERATOR SA qui, à compter du 17 septembre 2002, a été désignée gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans l'article 10, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999. ELIA SYSTEM OPERATOR SA dispose également des licences régionales nécessaires à la gestion des 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.

‘Méthodes tarifaires’ : 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, adopté par le Comité de direction de la CREG le 24 novembre 2011 et modifié par l'arrêté du 28 mars 2013¹.

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.

C'est pourquoi l'infrastructure complète du réseau doté d'une fonction de transport est gérée comme 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 du réseau considéré.

¹ CREG, Arrêté (Z)130328-CDC-1109/3 'modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport', 28 mars 2013

‘La proposition tarifaire’: La proposition tarifaire est le document visé à l’article 12, §§ 6 et 7 de la Loi Electricité.

Il est utilisé à des fins régulateurs et contient le revenu total nécessaire pour l’activité régulée ‘Transmission de l’électricité’, l’allocation de ce revenu total sur les différentes sortes de tarifs de réseau et - pour chaque tarif de réseau pour la période régulatoire impliquée - la valeur proposée.

Le revenu total visé est estimé *ex ante* par le gestionnaire de réseau sur la base de la consolidation des données financières estimées de ELIA SYSTEM OPERATOR S.A., ELIA ASSET S.A. et ELIA ENGINEERING S.A., et est établie conformément au cadre de référence comptable applicable en Belgique. À cela s’ajoute l’utilisation de la méthode de consolidation intégrale des sociétés ELIA SYSTEM OPERATOR S.A., ELIA ASSET S.A. et ELIA ENGINEERING S.A. relative au bilan et au compte de résultats ; les autres entreprises liées à Elia ne sont pas comprises dans le périmètre de la proposition tarifaire.

La proposition tarifaire concerne le réseau avec une fonction de transport, qui a été défini à l’article 2, 4° des Méthodes Tarifaires comme suit : *« le réseau de transport, d’une part, et les réseaux de distribution ou les réseaux de transport locaux ou régionaux d’un niveau de tension compris entre 30 kV et 70 kV qui servent principalement au transport d’électricité destiné aux clients non résidentiels et d’autres réseaux établis en Belgique ainsi que l’interaction entre installations de production d’électricité et entre réseaux électriques possédant une fonction de transport, d’autre part ; »*

Les comptes annuels consolidés d’Elia, présentés lors de l’assemblée générale des actionnaires et déposés auprès de la Banque nationale de Belgique, sont établis en conformité avec les International Financial Reporting Standards telles qu’adoptés dans l’Union européenne. Les bases de consolidation de ces rapports financiers sont par conséquent différentes des principes utilisés lors de l’élaboration de la présente proposition tarifaire.

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 »

////

I. CADRE LEGAL

1. La décision de la CREG (B)111222-CDC-658E/19, du 22 décembre 2011, relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2012-2015 a été annulée par un arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013.

Dans son arrêt, la Cour a demandé à la CREG de prendre une nouvelle décision, sur la base d'une proposition tarifaire adaptée d'Elia.

2. La décision 658E/19 précitée avait été adoptée, selon son intitulé, sur la base de l'article 37(10) de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE *juncto* l'article 30 de l'Arrêté 111124-CDC-1109/1 du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

La CREG avait considéré, au moment où elle devait prendre une décision sur la proposition tarifaire, qu'en l'absence de transposition de la directive 2009/72/CE, il lui appartenait de faire une application directe de certaines dispositions de ladite directive, et d'écarter les dispositions de droit national jugées en contradiction avec cette directive.

Dans son arrêt du 6 février 2013, la Cour d'appel de Bruxelles a estimé que cette base légale était inadéquate, pour la raison qu'une interprétation conciliante des dispositions nationales était possible et qu'en tout état de cause, les dispositions européennes invoquées n'avaient pas d'effet direct.

3. La loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, qui est entrée en vigueur après l'adoption de la décision 658E/19, a inséré un article 12^{quater}, § 2, dans la Loi Electricité. Cette disposition prévoit ce qui suit :

« A titre transitoire, la commission peut prolonger les tarifs existant à la date de la publication de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative

au transport de produits gazeux et autres par canalisations ou prendre toutes autres mesures transitoires qu'elle jugerait utiles suite à l'entrée en vigueur de la loi précitée jusqu'à l'adoption de méthodologies tarifaires en application des articles 12 et 12bis. Lorsqu'elle fait usage du présent paragraphe, la commission tient compte des lignes directrices de l'article 12, § 5, ainsi que de l'article 12bis, § 5. »

Il ressort de cette disposition que (i) la CREG peut, à titre transitoire, adopter « toute mesure qu'elle juge utile » en matière tarifaire ; (ii) le caractère transitoire des mesures à prendre s'entend en référence à l'adoption des méthodologies tarifaires selon la procédure visée par la loi ; toutefois (iii) ce faisant, la CREG doit se conformer aux lignes directrices énoncées, s'agissant du transport, à l'article 12, § 5, de la Loi Electricité.

4. Selon les travaux préparatoires de la loi du 8 janvier 2012, « *la notion de "mesures utiles" s'entend des mesures nécessaires pour garantir l'application de manière transparente et non discriminatoire de tarifs pour les activités du GRT et des GRD* »². Compte tenu de l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 et de l'annulation des tarifs de transport, il s'avère nécessaire pour la CREG de reprendre une décision sur la base d'une nouvelle proposition tarifaire formulée par Elia.

Une telle décision constitue dès lors une « *mesure utile* » au sens de l'article 12^{quater}, § 2, de la Loi Electricité.

5. Force est de constater que l'annulation des tarifs de transport par la Cour d'appel de Bruxelles peut être la source de difficultés pour le gestionnaire du réseau de transport, qui pourrait être confronté à des contestations des factures émises et à des problèmes de trésorerie qui en résultent.

La réfection des tarifs de transport est dès lors urgente.

Compte tenu du fait que la CREG n'a pas encore adopté les méthodologies tarifaires conformément à la procédure visée à l'article 12 de la Loi Electricité, l'adoption d'une nouvelle décision tarifaire sur la base de l'article 12^{quater}, § 2, est justifiée.

² *Doc. Parl.*, Chambre, sess. 2010-2011, n° 1725/1, p. 48.

6. Ainsi qu'il a déjà été mentionné, la décision 658E/19 précitée avait été adoptée par la CREG sur la base d'un arrêté 111124-CDC-1109/1 du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport (ci-après, les Méthodes Tarifaires»).

Dans son arrêt du 6 février 2013, la Cour d'appel de Bruxelles a critiqué sur plusieurs points cet arrêté de la CREG, sans toutefois l'annuler. Il en a résulté que, suite à cet arrêt, les Méthodes Tarifaires demeuraient d'application, mais (i) devaient être modifiées pour tenir compte des critiques formulées par la Cour d'appel et (ii) devaient être mises en conformité avec les lignes directrices figurant à l'article 12, § 5, de la Loi Electricité.

Telle a été la portée de l'arrêté de la CREG du 28 mars 2013. Cet arrêté a été publié le 8 avril 2013 sur le site internet de la CREG et le 2 avril 2013 au *Moniteur belge*. Il a également été transmis à Elia à cette date.

7. Il ressort du nouvel article 12, §§ 5 et 8, de la Loi Electricité, tel que modifié par la loi du 8 janvier 2012, que l'intention du législateur a été de soustraire des méthodologies tarifaires la procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire. En effet, en matière d'approbation des tarifs, l'article 12, § 8, de la Loi Electricité prévoit directement la procédure à suivre à défaut d'accord à ce propos entre la CREG et le gestionnaire du réseau de transport.

En vue de la réfection des tarifs de transport suite à leur annulation par la Cour d'appel de Bruxelles, la CREG et Elia ont conclu un accord sur la procédure à suivre, conformément à l'article 12, § 8, de la Loi Electricité.

8. La présente décision ne saurait s'interpréter, ni comme un acquiescement à l'arrêt de la Cour d'appel du 6 février 2013, ni comme une reconnaissance de la validité de certaines dispositions de la loi du 8 janvier 2012 que la CREG a contestées, d'une part, dans un recours en annulation introduit auprès de la Cour constitutionnelle³ et, d'autre part, dans le cadre d'une plainte en manquement à l'obligation de transposition du troisième paquet énergie introduite auprès de la Commission européenne⁴. En particulier, la CREG y a contesté la validité, notamment au regard des dispositions de droit européen, (i) des articles

³ http://www.creg.info/pdf/NewsOnly/120615-Requete_en_annulation.pdf.

⁴ http://www.creg.info/pdf/NewsOnly/120706-Plainte_Commission_europeenne.pdf.

de la loi du 8 janvier 2012 organisant la procédure d'approbation des tarifs et (ii) de tout ou partie des lignes directrices en matière tarifaire.

La CREG maintient ces critiques, mais est consciente du fait que la sécurité juridique nécessite l'adoption d'une nouvelle décision tarifaire formellement conforme avec les dispositions législatives en vigueur.

////

II. ANTECEDENTS

9. Le 30 juin 2011, la CREG a reçu une proposition tarifaire d'Elia pour la période régulatoire 2012-2015.

10. Le 24 novembre 2011, la CREG a décidé de refuser la proposition tarifaire d'Elia du 30 juin 2011.

Le même jour, la CREG a adopté un arrêté (Z)111124-CDC-1109/1 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

11. Le 13 décembre 2011, la CREG a reçu une proposition tarifaire adaptée d'Elia datée du même jour pour la période régulatoire 2012-2015.

12. Le 22 décembre 2011, la CREG a adopté une décision (B)111222-CDC-658E/19, relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2012-2015. Il s'agissait d'une décision d'approbation.

13. Le 27 septembre 2012, la CREG a adopté une décision (B)120927-CDC-658E/23 relative à la demande de modification dès le 1^{er} octobre 2012 du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR.

14. Le 29 novembre 2012, la CREG a adopté une décision (B)121129-CDC-658E/25 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à compter du 1^{er} janvier 2013 des tarifs pour les obligations de service public et de ceux pour l'application des surcharges.

15. Le 6 février 2013, la Cour d'appel de Bruxelles a annulé la décision (B)111222-CDC-658E/19, relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2012-2015.

16. Le 28 février 2013, la CREG a adopté un projet d'arrêté (Z)130228-CDC-1109/2 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport. Ce projet a été publié sur le site internet de la CREG et au *Moniteur belge* le 1^{er} mars 2013, dans le cadre d'une consultation publique se clôturant le 15 mars 2013.

17. Le 1^{er} mars 2013, Elia a introduit son rapport tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2012, conformément à l'article 36 des Méthodes Tarifaires. Dans le cadre de son examen ayant mené à la présente décision, la CREG a utilisé ces données pour vérifier dans quelle mesure la proposition tarifaire rectifiée correspondait aux valeurs réelles des éléments au moment de la présente décision.

18. Le 28 mars 2013, le Comité de direction de la CREG a adopté l'arrêté (Z)130328-CDC-1109/2 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

Cet arrêté a été publié sur le site internet de la CREG le 8 avril 2013.

19. Le 2 avril 2013, Elia a introduit une proposition tarifaire rectifiée pour la période réglementaire 2012-2015.

20. Dans sa lettre du 5 avril 2013, la CREG a demandé des informations complémentaires à Elia. La CREG a reçu les réponses à ces demandes par e-mail du 6 avril 2013 et par lettre du 10 avril 2013 reçue d'Elia. Ces réponses ont également été commentées au cours d'une réunion de travail organisée avec la CREG et Elia le 9 avril 2013.

21. Le 11 avril 2013, la CREG a publié sur son site internet l'Accord conclu avec Elia relatif à la procédure d'introduction et d'approbation d'une nouvelle proposition tarifaire pour la période 2012-2015 suite à l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013.

22. Le 11 avril 2013 également, le Comité de Direction de la CREG a adopté un projet de décision⁵ sur la proposition tarifaire rectifiée d'Elia. Dans celui-ci, la CREG a affirmé son intention de rendre une décision positive sur la proposition tarifaire rectifiée.

Dans sa lettre du 15 avril 2013, la CREG a transmis son projet de décision à Elia et a, d'une part, invité le gestionnaire du réseau à faire usage de son droit d'être entendue à ce sujet conformément à l'article 38, §2, de ses Méthodes tarifaires et a, d'autre part, souligné les possibilités de recours prévues à l'article 29bis, §1er, de la Loi électricité.

23. Dans sa lettre du 26 avril 2013, Elia a informé la CREG qu'elle ne fera pas usage de son droit d'être entendue, ni de la possibilité d'introduire une plainte en application de l'article 28 de la Loi électricité.

Dans la présente décision, la CREG a donné une suite favorable aux deux remarques de fond contenues dans la lettre précitée d'Elia : pour des raisons de confidentialité, dans cette version publique, certains éléments ont été remplacés par [CONFIDENTIEL].

////

⁵ CREG, Projet de décision (B) 130411-CDC-658E/26 relative à *'la proposition tarifaire rectifiée relative à la période régulatoire 2012-2015 du 2 avril 2013 d'Elia System Operator SA'*, 11 avril 2013

III. CONFORMITE AVEC LA PROCEDURE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION

24. En application de l'article 12, § 8, de la Loi Electricité, la CREG et Elia ont conclu un accord « relatif à la procédure d'introduction et d'approbation d'une nouvelle proposition tarifaire pour la période 2012-2015 suite à l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 ».

Cet accord figure en annexe 1 à la présente décision.

Au vu des pièces du dossier administratif, la CREG constate que les termes de l'accord ont été respectés dans le cadre de la présente décision.

////

IV. CONSULTATION PREALABLE

25. En vertu de l'article 23, § 2*bis*, de la Loi Electricité, les entreprises d'électricité doivent avoir la possibilité, préalablement à la prise d'une décision les concernant, de faire valoir leurs commentaires ; le règlement d'ordre intérieur de la CREG doit expliciter une telle règle.

26. L'article 8, § 2, du règlement d'ordre intérieur de la CREG du 29 novembre 2012 exclut toutefois la consultation préalable des entreprises d'électricité concernée s'agissant des projets de décisions relatives aux propositions tarifaires.

Il résulte en effet d'une comparaison entre les prescriptions de l'article 23, § 2*bis*, précité de la Loi Electricité et celles applicables en matière tarifaire, notamment les articles 12, § 8, et 12*ter*, que lors de l'élaboration des décisions tarifaires, le seul interlocuteur imposé de la CREG est le gestionnaire de réseau qui a soumis sa proposition tarifaire, qui seul a la possibilité de faire officiellement valoir son point de vue en cours de procédure.

27. Dans la mesure où en l'occurrence, la procédure de soumission et d'examen de la proposition tarifaire a été fixée d'un commun accord par la CREG et Elia, on ne saurait exiger qu'un tel accord offre la possibilité à toute entreprise d'électricité concernée de faire valoir son point de vue pendant la procédure, alors que la Loi Electricité elle-même ne le requiert pas.

////

V. LA SUITE DONNEE PAR ELIA A L'ARRET DU 6 FEVRIER 2013

28. Cette partie comporte l'essentiel des préoccupations exprimées par Elia au sujet de la rédaction de la présente proposition tarifaire rectifiée (sous V.1), les grandes lignes des choix faits par le gestionnaire du réseau dans ce cadre (sous V.2) et les fondements juridiques généraux sur lesquels Elia s'est basée pour ce faire, ainsi que leur motivation (sous V.3).

Le point de vue exprimé par la CREG sur ces options de base et la motivation du fondement juridique figure à la partie VI de la présente décision et l'évaluation des options tarifaires concrètes et des tarifs suit à la partie XV.

V.1 Les principes qui ont guidé Elia

29. Les principaux soucis exprimés par Elia sont évoqués dans l'Introduction de sa proposition tarifaire rectifiée du 2 avril 2013. Elia mentionne notamment ce qui suit *[NDLR: la classification et la mise en gras ont été ajoutées par la CREG pour permettre les renvois]:*

1. «. Depuis le prononcé de l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013, Elia a souligné **l'urgence** de prendre une nouvelle décision en matière tarifaire ;
2. La présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 est ainsi **élaborée à titre principal sur la base de l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013**, dans le respect de l'article 12quater, §2 et de l'article 12 s'il s'applique, de la Loi Electricité, sur base de la Méthodologie Tarifaire Provisoire visée supra et en application de la Procédure tarifaire convenue avec la CREG ;
3. Vu le contexte dans lequel cette Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 s'établit, il est également nécessaire d'insister sur le fait que la Cour d'Appel n'a **pas interdit l'application de tarifs d'injection** dans le réseau, qu'en outre, la

Loi Electricité permet l'application de tarifs d'injection et qu'enfin, la Méthodologie Tarifaire Provisoire autorise l'application de tels tarifs ;

4. *Sur base de ces éléments, les principes poursuivis par Elia dans l'élaboration de la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015, tenant compte des enseignements de l'Arrêt prononcé par la Cour d'Appel repris au point 2.2.2 de la présente, peuvent se synthétiser comme suit :*

- (i) Des tarifs de transport doivent être établis pour la période 2012-2015. Dès lors que des prestations ont été effectuées et des coûts supportés, il ne saurait s'envisager qu'il n'y ait pas de tarifs applicables à certaines périodes de temps. Ainsi, il est **nécessaire de rétablir des tarifs depuis le 1^{er} janvier 2012** jusqu'à la fin de la période régulatoire de quatre ans finissant au 31 décembre 2015 ;*
- (ii) Les tarifs à établir doivent permettre de couvrir l'intégralité des coûts nécessaires à l'accomplissement des tâches de gestionnaire du réseau au cours de la période régulatoire 2012-2015. Normalement, pour l'élaboration d'une proposition tarifaire, la période régulatoire se base essentiellement sur des estimations. Par contre, pour la présente proposition, le besoin d'établir une proposition tarifaire en cours de période régulatoire couvrant la durée de celle-ci, **il est possible de prendre en compte, d'une part, la réalité des coûts d'ores** et déjà rencontrés au cours de la période [NDLR régulatoire] précédant le dépôt de la présente proposition tarifaire, et d'autre part, une estimation des coûts devant encore être à couvrir pour le reste de la période régulatoire ;*
- (iii) **Les tarifs doivent refléter les coûts, et doivent être adressés à ceux qui en sont à l'origine**, tenant compte de contraintes en particulier réglementaires (qu'elles figurent dans des règlements européens ou dans des législations nationales). »*

V.2 Les choix d'Elia

30. Afin d'aboutir à une proposition tarifaire susceptible d'offrir une solution adéquate aux inquiétudes précitées, Elia a fait un certain nombre de choix résumés comme suit dans l'Introduction de sa proposition tarifaire rectifiée du 2 avril 2013:

5. *« Pour la restauration de tarifs depuis le 1^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2015, la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 s'est astreinte, dans le respect du paragraphe précédent, à:*
 - (i) *Rectifier les Tarifs ayant fait l'objet d'une contestation soit en les maintenant à un niveau inférieur à celui où ils étaient fixés au travers de la Décision Tarifaire 2012-2015 annulée par la Cour d'Appel (Tarif Services auxiliaires), soit en les fixant à zéro (Tarifs d'utilisation du réseau), voire en les supprimant purement et simplement (Volume fee) ;*
 - (ii) *Maintenir inchangés les Tarifs n'ayant pas fait l'objet d'une contestation en justice et ce pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2012 et une date pivot intermédiaire (voir ci-dessous) ;*
 - (iii) *Adapter les Tarifs n'ayant pas fait l'objet d'une contestation en justice à partir de la date pivot intermédiaire jusqu'à la fin de la période régulatoire de telle manière à prendre en compte les réalités et meilleurs estimations induites par le dépôt d'une proposition tarifaire en cours de période régulatoire et couvrir les coûts relatifs à la période du 1^{er} janvier 2012 et la date pivot intermédiaire n'ayant pas été couverts suite à la révision à la baisse, la mise à zéro ou l'annulation des Tarifs visé au premier tiret ;*
6. *Ce faisant, Elia répond à la demande de la Cour d'Appel d'introduire une proposition tarifaire rectifiée 2012-2015, en restaurant des tarifs de transport pour toute la durée de la période régulatoire 2012-2015 ;*
7. *La date pivot intermédiaire évoquée supra s'établit au 1^{er} juin 2013 considérée comme le premier jour du premier mois suivant une approbation possible d'une proposition tarifaire rectifiée (le cas échéant adaptée) 2012-2015 en vertu de la procédure sur laquelle la CREG et Elia se sont accordées. Cette date est portée*

au 1^{er} janvier 2014 pour les Tarifs d'utilisation du réseau applicables à la Puissance prélevée dans la mesure où l'établissement de ces Tarifs reposent notamment sur la puissance annuelle souscrite par les utilisateurs de réseau, contrainte exigeant qu'une modification de ces Tarifs se produise au début d'une année calendrier. »

V.3 Application des règles générales de droit

31. Dans sa description du cadre légal et réglementaire de sa proposition tarifaire rectifiée, Elia mentionne ce qui suit:

« 2.2.2 Application des principes généraux de droit à l'exercice de rectification

Le présent exercice de rectification a été fait dans le respect des principes généraux de droit, notamment mais sans y être limité, les principes de non-discrimination, non-rétroactivité et continuité, tout en tenant compte de l'interaction entre ces principes.

A. Prise d'effet au 1^{er} janvier 2012 des tarifs aménagés

Le principe de non-rétroactivité découle de la norme de la sécurité juridique et de la confiance légitime et met l'accent sur la prévisibilité des comportements des personnes sur base de la prévisibilité de leurs droits et obligations. S'agissant du droit d'accès, ce principe est fondamental en ce qu'il permet de connaître suffisamment à l'avance les conditions d'accès au réseau afin de pouvoir déterminer son comportement et ainsi respecter ces conditions, ce qui a également été inscrit dans la législation, à savoir les articles 32 (1) et 37 (6) de la Directive Electricité et l'article 12 §13 de la Loi Electricité.

Cela étant, et comme souligné déjà ci-avant, aucun texte légal n'a rencontré le cas de figure d'une annulation des tarifs d'accès, de sorte que des nuances s'imposent.

En effet, conformément aux principes du contentieux objectif, l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013 a annulé la Décision Tarifaire 2012-2015 depuis son adoption. Notons que le 26 juin 2012, dans un autre litige tarifaire, la Cour d'Appel a soumis à la Cour Constitutionnelle une question préjudicielle quant à la conformité avec la Constitution de l'impossibilité pour la Cour d'Appel, contrairement au Conseil

d'Etat, de maintenir temporairement les conséquences d'actes annulés. En l'espèce, la Cour d'Appel n'a pas attendu la réponse de la Cour Constitutionnelle.

Les nouveaux tarifs d'Elia, aménagés avec les corrections découlant de l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013, sortissent leurs effets au 1^{er} janvier 2012.

1. *La période régulatoire commence le 1^{er} janvier 2012*

Une autorité administrative telle que la CREG peut prendre une décision rétroactive lorsque ladite autorité doit prendre une nouvelle décision à la suite d'une annulation et que la loi fixe la date à laquelle ce type de décision doit sortir ses effets (C.E., Palm, n°209.040 du 19 novembre 2011). La rétroactivité est également communément admise lorsqu'elle est nécessaire pour assurer la continuité du service public.

En l'espèce, le système mis en place par le législateur vise à assurer une continuité des décisions de la CREG approuvant les tarifs d'Elia, avec un début de chaque période régulatoire, au 1^{er} janvier de la période en question. Le but est d'éviter qu'une partie de période régulatoire ne soit pas couverte par une décision de la CREG approuvant ou imposant des tarifs:

- *Article 12, §5, 3° de la Loi Electricité: « la méthodologie tarifaire fixe le nombre d'années de la période régulatoire **débutant au 1^{er} janvier**. Les tarifs annuels qui en résultent sont déterminés en application de la méthodologie tarifaire applicable **pour cette période**. » (Le soulignement est ajouté.)*
- *En cas de difficulté, un système de tarifs provisoires est prévu pour assurer cette même continuité par l'article 12, §8, 6° de la Loi Electricité: « si le gestionnaire du réseau ne respecte pas ses obligations dans les délais visés aux points 1° à 5°, ou si la commission a pris la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget adaptée, des **tarifs provisoires** sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau ou de la commission soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la commission et le gestionnaire du réseau sur les points litigieux. La commission est habilitée, après concertation avec le gestionnaire du réseau, à arrêter des mesures compensatoires appropriées lorsque les*

tarifs définitifs s'écartent de ces tarifs provisoires; » (Le soulignement est ajouté.)

Pour assurer cette continuité dans le temps, la décision de la CREG approuvant la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 doit par conséquent produire ses effets au 1^{er} janvier 2012. Il en va d'autant plus ainsi que la Cour d'Appel a annulé l'intégralité de la Décision Tarifaire 2012-2015 et indiqué que l'exécution de l'Arrêt suppose une nouvelle décision de la CREG sur la base d'une proposition tarifaire adaptée d'Elia. Cette proposition et cette décision doivent par conséquent nécessairement couvrir l'ensemble de la période régulatoire.

2. Validation d'une situation de fait

Il ressort de l'article 12, §5, 2° et 3° de la Loi Electricité que la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts qui sont nécessaires ou efficaces pour l'exercice des obligations légales ou réglementaires qui incombent au gestionnaire de réseau, ainsi que pour l'exercice de son activité de gestion du réseau, et que cette méthodologie tarifaire s'applique à toute la période régulatoire.

Une décision administrative peut rétroagir lorsqu'il s'agit de faire correspondre au droit une situation de fait écoulée, et que l'auteur de cette décision n'avait pas la possibilité de réagir plus tôt (cf., a contrario, C.E., Schmit, n°218.316 du 5 mars 2012 et scri Belpomme, n°185.605 du 5 août 2008).

Du 1^{er} janvier 2012 au 31 mai 2013, Elia a fourni, et fournira un accès à son réseau moyennant un tarif qui était publié et approuvé par la Décision Tarifaire 2012-2015, avant qu'elle ne soit annulée par l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013.

Cette situation a sorti tous ses effets. Elia a presté ses services d'une manière irrévocable depuis le 1^{er} janvier 2012. Dès lors, il serait impossible et contraire à l'article 12 de la Loi Electricité de soutenir aujourd'hui qu'elle l'a fait à titre gratuit pendant ce début de la période tarifaire - par ailleurs, aucun élément dans l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013 ne pourrait être interprété comme permettant de déduire de l'annulation globale de la Décision Tarifaire 2012-2015 une « gratuité » de l'ensemble des services prestés par Elia, ne fût-ce que pour la période

avant l'annulation. Cette gratuité globale pendant la première partie de la période régulatoire impliquerait d'ailleurs que les coûts de cette première partie devraient, dans le cadre de la période régulatoire, être supportés pendant la seconde partie, ce qui provoquerait une hausse brutale de tous les tarifs au 1^{er} juin 2013 et des problèmes de liquidités pour Elia.

Une telle gratuité globale serait d'ailleurs discriminatoire en faveur des utilisateurs du réseau qui ont réduit, voire supprimé, leur activité sur le réseau d'Elia en avril-mai 2013. Symétriquement, cette gratuité de la durée en cause serait défavorable aux utilisateurs ayant commencé leur activité juste après (juin-juillet 2013), puisqu'ils devraient supporter, eux, les coûts de l'ensemble de la période régulatoire.

Pour rappel, le législateur a voulu que le régime tarifaire d'Elia soit stable et prévisible, notamment afin de permettre aux marchés financiers de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur d'Elia (article 12, §9 de la Loi Electricité).

Il convient donc de faire correspondre la situation de droit (existence de tarifs approuvés) à la situation de fait (accès au réseau depuis le 1^{er} janvier 2012).

L'interdiction de gratuité globale ne signifie pas que l'absence de réintroduction (suite à l'annulation) d'un tarif (comme par exemple le volume fee) dans le cadre du présent exercice de rectification puisse empêcher Elia de réallouer les coûts qui avaient donné lieu à ce tarif et de faire couvrir ces coûts par d'autres tarifs. Même si cette réallocation peut donner lieu à une hausse inévitable de certains tarifs pour le futur, cette hausse sera moins abrupte que celle résultant d'une gratuité globale et elle doit dès lors être admise comme acceptable sous l'angle du principe de stabilité des tarifs inscrit dans l'article 12, §4 de la Loi Electricité et l'article 33 de la Méthodologie Tarifaire Provisoire.

3. Pas d'atteinte à la confiance légitime des utilisateurs

La prise d'effet de la décision à intervenir, approuvant les nouveaux Tarifs 2012-2015 rectifiés au 1^{er} janvier 2012, ne nuit pas à la confiance légitime des utilisateurs du réseau, les clients d'Elia.

En effet, ces clients ont déterminé leur comportement sur le réseau (injection, prélèvement, réservation) sur la base des tarifs publiés et approuvés à ce moment par la CREG. En maintenant le tarif au niveau qu'ils ont pris en compte pour adopter ledit

comportement, et a fortiori en le baissant (voire jusqu'à zéro), la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 ne pourrait les amener à suivre un autre comportement qui leur porte un préjudice qu'ils sont en droit de ne pas escompter en raison de la confiance légitime.

En d'autres mots, leur confiance légitime n'est pas surprise par un maintien, une baisse, voire une disparition d'un tarif avec effet rétroactif; dès lors, ces événements n'occasionnent pas de préjudice aux utilisateurs du réseau.

Par contre, une hausse d'un tarif existant ou l'apparition d'un nouveau tarif pourraient perturber cette confiance légitime – or ni l'une ni l'autre n'existe pour la période allant du 1^{er} janvier 2012 au 31 mai 2013, dans la Présente Proposition Tarifaire, dont l'approbation est demandée ici à la CREG.

La présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 n'a donc d'autre objet que de permettre la réfection des tarifs en exécution de l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013 pour l'ensemble de la période régulatoire afin d'assurer la continuité du système tarifaire, mais sans porter atteinte à la confiance légitime des utilisateurs.

B. Réfection des tarifs suite à l'annulation

Les tarifs doivent couvrir les coûts exposés par Elia, comme cela résulte notamment de l'article 12, §5, 2° de la Loi Electricité: « la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au gestionnaire du réseau ainsi que pour l'exercice de son activité de gestion de réseau de transport ou de réseaux ayant une fonction de transport ».

Les tarifs d'une période régulatoire doivent donc couvrir les coûts d'Elia de cette période. L'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013 n'a pas remis en cause ces coûts, mais leur répercussion dans trois tarifs particuliers.

Dans le respect de l'Arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013, Elia a fait la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015, notamment :

- *en adaptant le tarif des services auxiliaires pour l'injection, pour toute la période régulatoire ;*

- en supprimant le tarif d'injection pour l'utilisation du réseau et le volume fee, pour toute la période régulatoire, et
- en compensant l'absence de couverture des coûts résultant des deux points précédents par une hausse correspondante d'autres tarifs pour le futur de la période régulatoire, c'est-à-dire après le 1^{er} juin 2013 pour les tarifs liés à l'énergie prélevée, ou le 1^{er} janvier 2014 pour les tarifs liés à la puissance prélevée, comme exposé dans l'Introduction.

Par ailleurs, vu que les tarifs du gestionnaire de réseau doivent se fonder sur des coûts réels (cf. article 14 du règlement 714/2009 et article 19 de la Méthodologie Tarifaire Provisoire initiale), Elia fonde la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015 non plus sur les seules estimations de coûts et de volumes faites en 2011 pour la période 2012-2015, mais sur les chiffres réels observés depuis le 1^{er} janvier 2012 à ce jour, chaque fois que ces chiffres réels sont disponibles et suffisamment fiables.

C. Services auxiliaires : répercussion des coûts dans les tarifs et non-discrimination

Dans les tarifs approuvés par la Décision Tarifaire 2012-2015 annulée par la Cour d'Appel, le tarif des services auxiliaires payé par l'injection couvrait pour l'essentiel les coûts de réservation des trois réserves (l'activation était supportée, notamment, par le tarif de déséquilibre). De son côté, le prélèvement supportait les coûts de réservation des services de black-start et des charges interruptibles.

Dans son Arrêt, la Cour d'Appel a estimé qu'un service ne pouvait pas être supporté intégralement par une catégorie d'utilisateurs déterminée, alors qu'une autre catégorie en bénéficiait (point 103 de l'Arrêt). D'après la Cour, les coûts doivent être supportés par la catégorie qui les génère. La Cour a toutefois exclu une répartition « un à un », c'est-à-dire un système où chaque utilisateur supporte exactement les coûts qu'il génère – pas plus, pas moins.

Un tel système « un à un » ne constituerait en effet plus un tarif, mais un devis à la carte pour chaque utilisateur du réseau, ce qui est impossible, pour plusieurs raisons :

- Les coûts ne peuvent pas être calculés sur la base d'un tracé d'acheminement de l'énergie (par nature imprévisible, vu la nature de l'électricité, cf. aussi l'article 14 du règlement 714/2009, qui interdit de calculer les « redevances » en fonction de la distance) ; c'est tout le réseau

qui doit être pris en compte pour chaque accès, qui doit être tarifé suivant le sens (injection/prélèvement), la tension, la puissance, l'énergie impliquée, le moment (heure creuses/heures pleines, par exemple);

- Un devis à la carte serait complexe et rendrait impossible le calcul du coût de l'utilisation du réseau ex ante, ce qui constituerait une entrave à l'accès au réseau belge.

La tarification par catégorie (prélèvement vs. injection) est donc permise par l'Arrêt, pour autant qu'elle soit justifiée.

D'après la Cour, la réservation des trois réserves bénéficie aussi au prélèvement, ce qui exclut que l'injection en supporte seule le coût. Par ailleurs, en raison du rejet par la Cour de l'allocation de certains coûts à travers les tarifs qui ont été annulés et ne peuvent plus être régularisés, Elia a été amenée à réallouer ces coûts.

La présente proposition corrige ainsi à la baisse le tarif des services auxiliaires supporté par l'injection et augmente à due concurrence la part supportée par le prélèvement.

D. Compétitivité des unités de production situées en Belgique – suppression du tarif d'injection pour la période régulatoire 2012-2015

En outre, la ligne directrice de l'article 12, §5, 17° de la Loi Electricité prévoit que :

« 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.** Dans la proposition tarifaire accompagnée du budget visée au § 8, le gestionnaire du réseau motive ces différenciations; » (le soulignement est ajouté.)

Cette disposition, introduite par la loi du 8 janvier 2012, est entrée en vigueur le 21 janvier 2012 et Elia doit par conséquent s'y conformer dans la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015.

En élaborant cette proposition, et dans l'esprit de cette disposition, Elia a procédé à une comparaison entre le tarif à payer pour injecter de l'électricité dans le réseau belge (tel que proposé à la présente), et le tarif équivalent à charge des producteurs actifs sur d'autres marchés, à savoir dans la Région d'Europe du Nord-Ouest. Outre les tarifs d'utilisation du réseau de transport visés à l'article 12, §5, 17° de la Loi, cette comparaison s'adresse également aux tarifs pour services auxiliaires mis à charge des producteurs.

Par ailleurs, le Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission 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 (JO L 250, p. 5) prévoit que, pour la Belgique, « la valeur des redevances annuelles moyennes versées pour le transport par les producteurs est comprise entre 0 et 0,5 EUR par mégawattheure ». Ce règlement permet donc à Elia de fixer des tarifs d'injection (pour la partie utilisation du réseau) entre EUR 0 et EUR 0,50 par MWh – et donc, au besoin, un tarif nul.

Enfin, la Cour d'Appel de Bruxelles a estimé, dans son Arrêt du 6 février 2013, qu'il ne pouvait être fait de distinction entre les centrales de production, suivant la date de mise en service de leur installation de raccordement (avant ou après le 1^{er} octobre 2002). Par voie de conséquence, toutes les centrales doivent être mises sur un pied d'égalité, sans tenir compte de cette date. Imposer aujourd'hui à toutes les centrales un tarif d'injection avec effet au 1^{er} janvier 2012 reviendrait à faire supporter aux « nouveaux producteurs » un tarif dont ils étaient exonérés à l'époque, ce qui ne se peut.

Au vu des considérations qui précèdent, Elia propose de fixer à 0 (zéro) le tarif d'utilisation du réseau applicable aux injections dans le cadre de la présente Proposition Tarifaire rectifiée 2012-2015.

/// ///

VI. EVALUATION DE L'APPROCHE D'ELIA

32. Afin d'évaluer l'approche d'Elia, telle que formulée au chapitre V, la CREG développe successivement les éléments suivants :

- (i) le fondement de l'arrêt du 6 février 2013 (voir point VI.1) ;
- (ii) le besoin d'une approche pragmatique pour l'exécution de l'arrêt précité (voir point VI.2) ;
- (iii) le point de vue de la CREG sur l'application dans le temps des nouveaux tarifs (voir point V.3) ;
- (iv) son point de vue par rapport à l'approche d'Elia (voir point VI.4).

VI.1 Fondement de l'arrêt du 6 février 2013

33. Dans son arrêt du 6 février 2013, la cour d'appel de Bruxelles a jugé fondés un certain nombre de moyens invoqués par trois producteurs contre la décision de la CREG du 22 décembre 2011. Le caractère fondé de ces moyens a entraîné l'annulation de la décision contestée.

La CREG résume ci-après les constatations et motifs de la cour qui sont les plus importants d'après elle :

- (i) la décision contestée a enfreint la loi du 18 juillet 1966 sur l'emploi des langues en matière administrative, en particulier ses articles 40 et 42 : un "service central" comme la CREG doit veiller dans ses "avis et communications" à une concordance totale entre les versions néerlandaise et française des actes concernés (numéro 44 de l'arrêt du 6 février 2013) ;
- (ii) la CREG ne pouvait pas fonder sa décision sur l'article 37 de la directive européenne 209/72/CE le 2 décembre 2011 (numéro 56 de l'arrêt du 6 février 2013). Au contraire, le régulateur aurait dû prendre une décision sur la base

des dispositions de la Loi Electricité en vigueur à l'époque, pour autant qu'elle n'applique pas les prescriptions contraires à la directive mentionnée (numéro 51 de l'arrêt du 6 février 2013) ;

- (iii) à propos des trois éléments tarifaires contestés par les producteurs concernés, la décision de la CREG était insuffisamment motivée et donc contraire à l'article 3 de la loi du lundi 29 juillet 1991 relative à la motivation formelle des actes administratifs et à l'article 37.16 de la directive 2009/72/CE (numéro 69 de l'arrêt du 6 février 2013) ;
- (iv) Le tarif d'injection pour l'utilisation du réseau est discriminatoire par sa conception et par son champ d'application (numéro 91 de l'arrêt du 6 février 2013)
- (v) Le tarif d'injection pour les services auxiliaires ne respecte pas le principe, qui doit prévaloir pour les réserves [NDLR : réserves primaires, secondaires et tertiaires], de régulation efficace en termes de coûts et, en outre, il est discriminatoire à l'égard des utilisateurs du réseau (numéro 106 de l'arrêt du 6 février 2013).

Un tarif doit reposer sur un équilibre équitable entre les différents générateurs de coûts et les bénéficiaires des services auxiliaires (généralisation des numéros 104 et 113 *in fine* de l'arrêt du 6 février 2013)

- (vi) La motivation pour l'utilisation et le calcul du tarif "*volume fee*" ne répond pas aux lignes directrices n° 6 et 10 de l'article 12, § 5, de la Loi Electricité en vigueur actuellement (numéros 112 et 113 de l'arrêt du 6 février 2013).

L'allocation de la marge bénéficiaire équitable d'Elia citée à ce propos sur les activités du gestionnaire de réseau est insuffisamment justifiée et soulève des questions (numéro 115 de l'arrêt du 6 février 2013)

34. Il revient à la CREG de décider à nouveau quant à une proposition tarifaire adaptée (numéro 118 de l'arrêt du 6 février 2013).

VI.2 Exécution de l'arrêt du 6 février 2013 : besoin d'une approche pragmatique

35. Etant donné que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 est à l'origine de la proposition tarifaire rectifiée d'Elia, la CREG tiendra compte en priorité, dans la présente décision, comme c'était le cas pour la modification de ses Méthodes Tarifaires le 28 mars 2013, des motifs et des arguments de la Cour, mentionnés au numéro 33 ci-dessus.

Ils ne concernent toutefois que les points d'attention particuliers axés sur la prise et la justification d'une nouvelle décision et le projet qui la précède.

Tant la CREG qu'Elia et la Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG) ont aperçu que des problèmes importants pouvaient se poser du fait de l'annulation de la décision du 22 décembre 2011 et la nécessité de reprendre une nouvelle décision sur la base d'une proposition tarifaire adaptée.

L'arrêt ne comporte en effet aucune précision sur la façon dont le rétablissement en tant que tel des tarifs de réseau annulés doit être exécuté. L'arrêt ne se penche pas davantage sur la problématique des modalités d'exécution. Ces modalités concernent :

- (i) la proposition tarifaire d'Elia : nouvelle, rectifiée et adaptée (voir point VI.2.1) ;
- (ii) une combinaison inconnue des facteurs (voir point VI.2.2);
- (iii) la cascade des tarifs de réseau sur les clients finals (voir point VI.2.3) ;
- (iv) tarifs de réseau à charge de l'injection (voir point VI.2.4).

VI.2.1 Proposition tarifaire d'Elia: nouvelle, rectifiée et adaptée

36. Comme mentionné au numéro 34 du présent projet de décision, il revient à la CREG selon l'arrêt du 6 février 2013 de prendre une décision quant à une "proposition tarifaire adaptée d'Elia".

La notion de "proposition tarifaire adaptée" a été utilisée jusqu'à présent (tant dans la Loi Electricité⁶ actuellement en vigueur que dans ses deux arrêtés tarifaires d'exécution⁷ précédents) pour viser la proposition tarifaire qu'un gestionnaire de réseau doit soumettre après une première décision de refus par la CREG de sa "proposition tarifaire" initiale et dans laquelle le gestionnaire de réseau ne peut adapter que les éléments que la CREG a indiqués dans sa décision de refus.

37. La décision annulée a en ce sens été prise sur la base d'une proposition tarifaire "adaptée" d'Elia : dans sa décision de refus du 24 novembre 2011 relative à la proposition tarifaire d'Elia du 30 juin 2011, la CREG avait énuméré 25 éléments qu'Elia devait adapter pour obtenir une approbation par la CREG de sa proposition tarifaire.

Dans sa décision de refus du 24 novembre 2011, la CREG n'avait cependant pas demandé l'adaptation de la proposition d'Elia en matière de calcul et des modalités d'application du tarif d'injection proposé pour l'utilisation du réseau, ni de ne plus prévoir un *volume fee*. Ces deux éléments ont cependant été jugés illégaux, sous la forme proposée, par la cour d'appel.

L'utilisation d'un "*volume fee*" contesté n'est plus prévue dans les Méthodes tarifaires de la CREG telles que modifiées par l'arrêté modificatif du 28 mars 2013, bien qu'Elia insiste auprès de la CREG afin de réexaminer ce tarif dans le cadre de ses futures méthodes tarifaires définitives.

De plus, le point 2 de l'annexe 1 de cette même méthodologie tarifaire oblige entre-temps le gestionnaire de réseau (en cas d'annulation d'une décision par la cour d'appel) à harmoniser les éléments du revenu total proposé avec leurs valeurs réelles connues au moment de la nouvelle proposition tarifaire.

La CREG conclut de ce qui précède que la notion de "proposition tarifaire adaptée" utilisée par la Cour d'appel de Bruxelles dans son arrêt du 6 février 2013 (§ 118), n'est pas comprise

⁶ Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, article 12, § 8, 5°, quatrième alinéa

⁷ Arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, 4 avril 2001, 8 juin 2007, article 8, § 4.

Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition tarifaire et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, 8 juin 2007, article 17, § 6

dans son sens "technique", mais comme une "nouvelle" proposition tarifaire qui a été adaptée aux nouvelles circonstances.

Elia utilise le terme "proposition tarifaire rectifiée" : en effet, la proposition doit apporter un certain nombre de corrections aux propositions introduites en 2011. .

VI.2.2 Une combinaison inconnue des facteurs

38. C'est la première fois depuis que la mission de régulation des tarifs de réseau a été confiée à la CREG qu'Elia et la CREG doivent tenir compte d'une telle combinaison de facteurs différents :

- (i) Jusqu'à la fin 2011, les tarifs du réseau de transport étaient toujours à la charge des consommateurs de la puissance électrique. Comme le prélèvement sur un système électrique est également appelé "charge électrique" dans le jargon de l'électricité, on parle de tarifs de prélèvement ou de "tarifs L" ("charge" en anglais se dit "*load*").

La période régulatoire 2012-2015 est cependant la première période pour laquelle Elia a proposé des tarifs de réseau non seulement à charge du prélèvement, mais aussi pour une partie à charge de la production ce que la CREG a approuvés dans la décision annulée du 22 décembre 2011 ("production" se traduit par "*generation*" en anglais, d'où le terme "tarifs G", également appelés "tarifs d'injection" car la puissance électrique produite est "injectée" dans le réseau) ;

- (ii) On trouve à l'origine de l'arrêt du 6 février 2013 des recours introduits par un certain nombre de grands producteurs dont les arguments étaient uniquement dirigés contre les tarifs d'injection approuvés.

L'arrêt ne comporte dès lors aucun élément s'opposant au montant du revenu total sous-jacent ou aux tarifs de réseau à charge du prélèvement.

Dans la problématique liée à l'utilisation des tarifs d'injection sur les réseaux de distribution et qui a donné lieu à l'annulation⁸ du décret de la région flamande du

⁸ Cour constitutionnelle, arrêt n° 89/2012 relatif au recours en annulation du décret de la région flamande du 23 décembre 2010, déposé par la CREG

23 décembre 2010⁹, il n'était nullement question d'une annulation des tarifs de réseau régulés. La base régulatoire et légale pour l'application des tarifs de distribution concernés n'a jamais été attaquée et les tarifs n'ont jamais nécessité la moindre adaptation.

- (iii) Pour la première fois depuis le début de l'exercice par la CREG de sa compétence régulatoire, aucun cadre légal intégralement utilisable n'était disponible au moment où la CREG a dû approuver les tarifs du réseau de transport (qui devaient impérativement entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2012 car les précédents tarifs de réseau n'étaient valables que jusqu'au 31 décembre 2011). A défaut de transposition du troisième paquet énergie européen dans les temps, la CREG s'est basée sur ses méthodes tarifaires du 24 novembre 2011 pour la décision annulée tant en ce qui concerne la méthodologie tarifaire que la procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire.

La directive européenne en question n'a été transposée en droit belge qu'à travers la loi du 8 janvier 2012.

- (iv) La cour d'appel a jugé dans son arrêt du 6 février 2013 que les méthodes tarifaires provisoires ne constituaient pas un fondement juridique valable pour la décision annulée.
- (v) Les tarifs de réseau qui ont perdu leur base légale et régulatoire en raison de l'arrêt du 6 février 2013 étaient intégralement appliqués depuis le 1^{er} janvier 2012.
- (vi) L'année 2012, durant laquelle les tarifs d'injection pour le réseau de transport ont été appliqués, a été caractérisée dans un premier temps, par le gel, à partir du 1^{er} avril 2012¹⁰ - par le gouvernement fédéral - des prix de l'électricité pour les clients finals et, dans un second temps, par un grand nombre de changements de fournisseur par ces mêmes clients finals.

⁹ Décret de la région flamande du 22 décembre 2010 "modifiant le décret électricité du 17 juillet 2000 et le décret énergie du 8 mai 2009, en vue d'éviter des tarifs d'injection pour l'électricité générée au moyen de sources d'énergie renouvelables et de cogénération de qualité", 23 décembre 2010

¹⁰ Loi du 29 mars 2012 portant des dispositions diverses, Moniteur belge du 30 mars 2012

VI.2.3 Cascade des tarifs de réseau vers les clients finals

39. Un "simple" remboursement unique de l'ensemble des tarifs de réseau qui ont été annulés par l'arrêt du 6 février 2013 serait non seulement très compliqué à appliquer sur le marché belge de l'électricité en 2013, notamment à cause de la combinaison précitée de circonstances et pour le respect de la cascade tarifaire des tarifs de réseau sur les clients finals et de tous les éléments essentiels de l'arrêt (cf. numéro 33 *supra*), mais il engendrerait également des problèmes pratiquement insurmontables menaçant la base de la régulation tarifaire concrète. A l'origine de ces problèmes se trouve la "cascade" des tarifs de réseau.

40. La notion de "cascade" désigne deux concepts de la régulation des tarifs d'électricité :

- (i) d'une part, dans le domaine du calcul des tarifs de réseau, la cascade des coûts des niveaux de tension plus élevés du réseau de transport vers les niveaux de tension moins élevés, car l'électricité se déplace physiquement des niveaux de tension plus élevés vers les moins élevés ;
- (ii) d'autre part, le trajet que suivent les factures des différents segments de la chaîne électrique vers l'utilisateur final.

Comme exposé ci-après, le deuxième concept, à savoir le flux des différentes composantes de la facture finale, constitue en l'occurrence un obstacle important au « simple » remboursement des tarifs annulés.

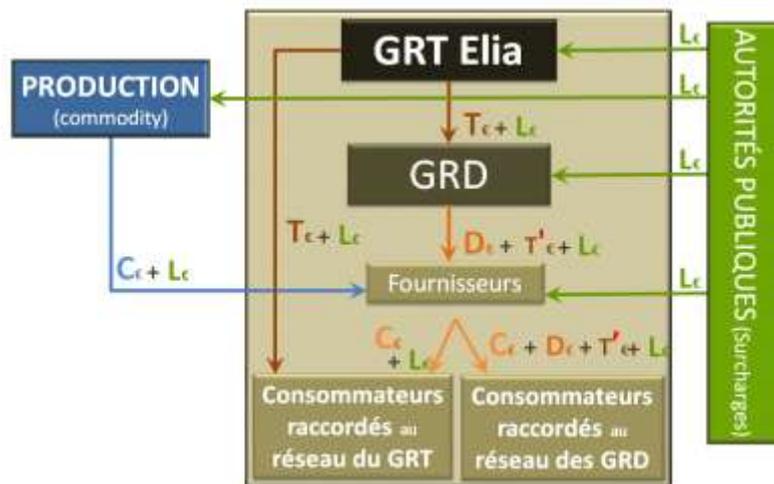
41. La dissociation des différents segments de la chaîne électrique constitue la condition de base pour l'application du système d'accès régulé (*Third Party Access*) au réseau, pierre angulaire des directives européennes portant sur la libéralisation du marché. Le législateur belge a également conduit la libéralisation du marché de l'électricité depuis le début selon le principe suivant : par la séparation des segments "transport" et "distribution" et par l'utilisation de tarifs de réseau régulés pour ces réseaux, la concurrence jouerait dans les segments "vente" et "fourniture".

En comparaison avec une chaîne électrique intégrée, une telle dissociation a bien entendu donné lieu à des transactions supplémentaires entre les différentes entités, et, partant, des relations contractuelles et donc des facturations supplémentaires sont apparues.

Ce sont les procédés concrets qui sont appliqués par ces facturations qui constituent l'obstacle le plus grand à un remboursement "direct" de tous les tarifs de réseau annulés.

42. La figure 1 ci-dessous apporte certains éclaircissements à cette problématique.

Figure 1 : le flot des éléments de la facture d'électricité vers les clients finals (source : CREG)



La figure 1 montre que les clients (finals) d'électricité – avec pour unique exception ceux reliés directement au réseau Elia TSO – obtiennent tous les éléments de leur facture finale de leur fournisseur qui, au préalable :

- (i) a obtenu du producteur une facture pour l'élément *commodity*, (les électrons) **C** ;
- (ii) a obtenu du gestionnaire du réseau de distribution une facture pour l'ensemble des coûts du gestionnaire du réseau de transport et du gestionnaire du réseau de distribution **D**. Ce dernier avait lui-même obtenu au préalable du gestionnaire du réseau de transport la facture **T** pour son utilisation du réseau de transport.

Le problème est que ce n'est pas le client final mais bien le gestionnaire du réseau de distribution qui a reçu la facture d'Elia pour l'utilisation du réseau de transport : Elia envoie donc une facture **T** au gestionnaire du réseau de distribution pour son prélèvement global, qui répartit cette facture **T** à l'ensemble de ses utilisateurs du réseau individuel, les clients finals, via leur fournisseur, soit l'élément **T'**.

43. Le schéma qui précède est d'application pour tous les tarifs de réseau à charge du **prélèvement** ("load").

Le problème est donc le suivant :

- (i) Elia ne connaît pas les clients finals en tant que "client", ni leur profil de prélèvement estimé, ni leur prélèvement réel, ni le rôle qu'ils ont joué dans le paquet global que leur gestionnaire du réseau de distribution a prélevé auprès d'Elia ;
- (ii) facturer le client final avec des tarifs de réseau n'est possible pour la plus grande partie que par le biais du fournisseur. A cet effet, ce dernier a développé des systèmes informatiques (en fonction de tous les tarifs de réseau existants des gestionnaires du réseau de distribution) menant à des factures, d'acomptes et finales. Toutefois, dans la mesure où une proportion significative des clients finals au cours des derniers mois a choisi un nouveau fournisseur, il n'existe aujourd'hui plus de relation contractuelle – ni au 11 avril 2013, ni au 1^{er} juin 2013 – entre le client final et son fournisseur précédent, et donc plus non plus de canal de facturation ni de crédit pour un éventuel remboursement des tarifs de prélèvement des suites de l'arrêt du 6 février 2013.

44. La figure 1 ne s'applique pas aux tarifs du réseau de transport qui ne sont pas à charge des clients, mais à charge de la **production (tarifs d'injection)**. Ils constituent pour le producteur un coût qu'il doit récupérer à travers sa propre politique commerciale dans le prix de sa *commodity*.

45. La cascade (inverse) de coûts, en particulier pour le rétablissement des coûts du réseau de transport à charge du prélèvement des réseaux n'est donc pas réalisable dans la pratique.

Ce n'est pas sans motif que les producteurs et fournisseurs ont insisté, dans le cadre de la consultation relative à la modification des méthodes tarifaires provisoires, via la lettre de la FEBEG du 5 mars 2013 et encore lors de la réunion de concertation du 15 mars 2013, pour éviter toute adaptation rétroactive à l'encontre des clients finals. Dans la lettre du 5 mars 2013, la FEBEG a tenu à préciser ce qui suit :

"Compte tenu du grand nombre de changements de fournisseurs, de déménagements, ... en 2012 et 2013, des facturations rétroactives aux clients sont en effet particulièrement difficiles à réaliser. L'impact pour le fournisseur et les clients

doit se limiter au minimum en raison de l'éventuelle différence entre les tarifs annulés et les nouveaux tarifs à facturer pendant la période tarifaire restante."¹¹

46. La CREG partage l'opinion de la FEBEG et estime qu'un tel procédé (à savoir une hausse des tarifs uniquement pour le futur de la période tarifaire) **pour les clients finals** est non seulement réalisable dans la pratique, mais qu'il est le seul à pouvoir mener à des tarifs de réseau corrects, reflétant les coûts, transparents et non discriminatoires selon des mécanismes utilisés depuis toujours (moyennant une traduction correcte par Elia dans sa proposition tarifaire rectifiée). Il conduit pour l'ensemble de la période régulatoire 2012-2015 à un « équilibre équitable entre les différents générateurs de coûts et bénéficiaires des services », comme l'exige l'arrêt de la Cour d'appel [cf. numéro 33 (v) *supra*].

Ce procédé est en outre facilité par le fait que le rétablissement mènera *normalement* à une augmentation moyenne des tarifs de prélèvement (vu que seuls certains tarifs d'injection ont été expressément qualifiés d'illégaux). Le fait de ne pas corriger les tarifs de prélèvement pour la partie de la période régulatoire passée n'interdit pas une augmentation de ces tarifs pour le futur.

L'application de tarifs de réseau graduels (et donc non constants) sur les prélèvements, au cours de la même période tarifaire, ne nuit pas au bon fonctionnement du marché. Contrairement aux tarifs d'injection, ils n'ont en effet aucune influence sur la partie de la facture soumise à la concurrence.

47. La CREG estime qu'un tel procédé constitue une application équitable de l'arrêt du 6 février 2013. Telle est aussi l'objectif exprimé par Febeliec le 15 mars 2013¹², dans le cadre de la consultation sur la modification des méthodes tarifaires, c'est-à-dire une répartition équilibrée et équitable des coûts de réseau entre les différents utilisateurs du réseau.

¹¹ Traduction littérale de la version originale en néerlandais « *Gelet op het hoge aantal leverancierswissels, verhuizingen, ... in 2012 en 2013 zijn retroactieve aanrekeningen aan de klanten immers bijzonder moeilijk. De impact voor de leverancier en de klanten moet tot een minimum beperkt worden door het eventuele verschil tussen de vernietigde tarieven en de nieuwe tarieven e verrekenen in de resterende tariefperiode* »

¹² Febeliec, e-mail du 15 mars 2013 (19:40) adressé à la CREG

VI.2.4 Tarifs de réseau à charge de l'injection (/production)

48. La cour d'appel s'est prononcée en particulier sur les trois tarifs à charge de l'injection et les a déclarés illégaux dans leur ancienne forme :

- (i) le tarif d'injection pour l'utilisation du réseau (à charge des producteurs et traité aux points 47 et 75 et sous VI.4) ;
- (ii) le tarif d'injection pour les services auxiliaires (à charge des producteurs et traité aux points 47 (iii) et (iv), 65 (iii) et 145) ;
- (iii) le *volume fee* (à charge des responsables d'accès et traité aux points 30 sous 5, 31 sous B, 37, 49 (i) et 150.

49. Contrairement aux tarifs à charge du prélèvement, les tarifs de réseau à charge des producteurs ou des responsables d'accès peuvent en pratique être facilement rétablis par Elia dans la mesure où le gestionnaire du réseau de transport dispose lui-même de tous les éléments nécessaires et que cela ne concerne que des facturations individuelles.

La CREG est d'avis qu'il convient de tenir compte de quatre éléments dans la situation actuelle :

- (i) depuis leur modification intervenue le 28 mars 2013, les Méthodes tarifaires ne prévoient plus l'utilisation d'un *volume fee* ;
- (ii) l'application dans le courant de l'année 2013 d'un tarif d'injection modifié pour l'utilisation du réseau conduit à des problèmes car les acteurs du marché ont dû faire un choix économique au début de 2013 entre la réservation de puissance injectée sur base annuelle et celle sur base mensuelle. La modification des tarifs sous-jacents peut avoir des conséquences sur ce choix ;
- (iii) c'est en particulier en ce qui concerne le tarif d'injection pour les services auxiliaires que la cour d'appel a posé le principe d'un équilibre équitable entre les différents générateurs de coûts et bénéficiaires des services (cf. numéro 33 (v) *supra*). Selon la CREG, si des producteurs ont généré des coûts en 2012 et ont donc bénéficié de la fourniture des services d'Elia sur le plan des services

auxiliaires (et pour lesquels ils ont été facturés peut-être trop), le respect de l'équilibre équitable que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles prescrit en la matière, s'oppose au remboursement intégral des montants payés.

- (iv) Contrairement aux tarifs de réseau sur le prélèvement, le rétablissement des tarifs à charge des producteurs et/ou des responsables d'accès permettrait d'appliquer un tarif pluriannuel constant pour la fourniture de services auxiliaires. L'intérêt d'un véritable "tarif pluriannuel" a déjà été souligné dans les travaux préparatoires de la loi du 1^{er} juin 2005¹³ qui est à l'origine de ce type de tarifs (pluriannuels):

"le système actuel, basé sur une approbation annuelle des tarifs par la Commission pose un certain nombre de problèmes concernant :

- *la prévisibilité à long terme des tarifs : le principe d'une fixation annuelle des tarifs comporte inévitablement une insécurité, tant pour les utilisateurs du réseau et leurs clients (finals) que pour les investisseurs-actionnaires, (...) ainsi que pour le gestionnaire du réseau national de transport ;*
- *le caractère annuel des tarifs ne permet pas d'établir une évolution programmée des tarifs, alors que la stabilité est un paramètre nécessaire pour les consommateurs et les opérateurs ; (...)"*.

50. Etant donné que les producteurs et les responsables d'accès doivent tenir compte à court terme des tarifs du réseau de transport qui leur sont facturés directement, il ne serait pas sensé, dans un contexte de marché, de facturer les services du passé par le biais d'une augmentation tarifaire sur le futur.

51. Facturer 'avec effet rétroactif' un tarif supplémentaire à certains producteurs qui n'étaient pas préalablement concernés par ce tarif, impliquerait un réel effet rétroactif clairement interdit par la loi. Dans un contexte de marché, une pure allocation rétroactive

¹³ Loi portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, 1^{er} juin 2005, Moniteur belge du 14 juin 2005, pages 27154 et suivantes et documents préparatoires de la Chambre des Représentants, doc. 51/1596/01, page 10

d'un tarif aux producteurs n'est effectivement discriminatoire que si les producteurs concernés n'ont pas pu tenir compte de ce tarif dans la conduite à court et à long terme de leurs activités.

52. Dans son arrêt du 6 février 2013, la cour d'appel a d'ailleurs clairement jugé discriminatoire le fait que certains producteurs soient soumis à un tarif et pas d'autres pour un même service; une telle pratique est donc impossible.

53. Appliquer aux producteurs, qui ont payé jusqu'au 1^{er} juin 2013 un tarif d'injection pour un service, un tarif de réseau réduit 'avec effet rétroactif' au 1^{er} janvier 2012, et leur rembourser la différence entre l'ancien et le nouveau tarif, n'entrave dès lors pas le fonctionnement du marché. Comme Elia le confirme sous le point 31 sous A.3), les producteurs impliqués *avaient déjà déterminé et appliqué leur comportement sur le marché.*

54. Dans la pratique, des procédés peuvent donc être imaginés qui non seulement ne porteraient préjudice à personne, ni ne causeraient de problèmes d'application pour les fournisseurs (au contraire), et qui constitueraient en outre une application équitable des dispositions de l'arrêt du 6 février 2013.

VI.3 L'application dans le temps des nouveaux tarifs

VI.3.1 La portée de l'arrêt d'annulation

55. L'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles a annulé la décision de la CREG (B)111222-CDC-658E/19 du 22 décembre 2011. Même si la Loi Electricité ne le prévoit pas expressément, il ressort de la jurisprudence de la Cour d'appel de Bruxelles qu'une telle annulation intervient *ex tunc*, c'est-à-dire que la décision annulée est censée n'avoir jamais existé.

56. L'annulation ayant des effets rétroactifs, se pose alors logiquement la question de savoir si la réfection des tarifs pourrait avoir pareil effet, ceci afin de sécuriser les tarifs tout en tenant compte des critiques émises par la Cour d'appel de Bruxelles.

VI.3.2 La nécessité de restaurer les tarifs au 1^{er} janvier 2012

57. Par principe, les décisions tarifaires de la CREG sont soumises en tant qu'actes juridiques administratifs à une interdiction de rétroactivité. Cette interdiction est un principe général de droit qui fait partie des principes de bonne administration, et est en particulier liée aux principes de sécurité juridique et de confiance. Des exceptions à l'interdiction peuvent être faites à condition qu'une autorisation légale soit prévue ou dans le cas de la réalisation d'un objectif d'intérêt général.

58. En l'espèce, il n'y a pas d'autorisation légale étant donné qu'au contraire, les articles 32 (1) et 37 (6) de la directive électricité, tels que transposés par l'article 12, § 13, deuxième alinéa de la Loi Electricité, excluent l'attribution d'un effet rétroactif aux tarifs. Toutefois, ces dispositions n'ont pas la portée absolue qu'on pourrait leur donner *a priori*.

Etant la traduction légale d'un principe général de droit, l'interdiction de la rétroactivité des tarifs figurant à l'article 12, § 13 *in fine*, de la Loi Electricité, doit être interprétée, conformément à la jurisprudence, en tenant compte d'autres principes généraux applicables ; elle doit surtout être lue à la lumière des autres dispositions de la Loi Electricité, ainsi que de la directive 2009/72/CE.

59. Il ressort de la Loi Electricité, et plus encore de la directive 2009/72/CE, qu'un tarif de transport ne peut être appliqué par le gestionnaire du réseau de transport s'il n'a été au préalable fixé ou approuvé par le régulateur. Telle est la véritable portée de l'article 12, § 13, de la Loi Electricité ; les articles 32.1 et 37.6 de la directive 2009/72/CE ne disent pas autre chose lorsqu'ils disposent que les tarifs doivent être approuvés avant leur entrée en vigueur.

Or, l'annulation rétroactive de la décision de la CREG du 22 décembre 2011 approuvant les tarifs d'Elia a eu pour conséquence d'anéantir l'approbation donnée par la CREG aux tarifs qui ont dans les faits été pratiqués par Elia depuis le 1^{er} janvier 2012. En d'autres termes, du fait de l'arrêt du 6 février 2013, les tarifs d'Elia ont été appliqués sans disposer d'une approbation de la part du régulateur, ce qui est problématique au regard des dispositions précitées. Cette situation de fait doit dès lors faire l'objet d'une régularisation (cf. la jurisprudence du Conseil d'Etat citée ci-dessus, point 31. La CREG souscrit à cet égard à l'observation d'Elia selon laquelle l'annulation de la décision tarifaire par la Cour d'appel de Bruxelles n'a pas eu pour effet d'instaurer une gratuité générale du réseau ; les tarifs perçus depuis le 1^{er} janvier 2012 doivent dès lors être couverts par une nouvelle décision de la

CREG, dans le respect de l'autorité de la chose jugée qui s'attache à l'arrêt de la Cour d'appel.

60. Il résulte par ailleurs de l'article 12, § 5, 3°, de la Loi Electricité que des tarifs doivent être approuvés pour chaque année de la période tarifaire : il ne pourrait donc se faire que, pendant une partie de la période tarifaire, des tarifs soient perçus sans avoir été approuvés par le régulateur.

61. Les exigences de bonne administration commandent en effet en l'espèce que l'effet rétroactif soit attribué aux nouveaux tarifs¹⁴. Outre le raisonnement d'Elia, et la motivation qui l'accompagne (repris ci-dessus, au point 29), que la CREG fait siens, il faut en effet tenir compte des points suivants.

(i) Principe de sécurité juridique :

L'arrêt d'annulation du 6 février 2013 a lui-même annulé les tarifs existants auparavant avec effet rétroactif.

Afin d'éviter tout vide relatif à la tarification des prestations fournies entre-temps, il est exigé que les nouveaux tarifs soient également appliqués avec effet rétroactif. Si ce n'est pas le cas, il existe un vide factuel et juridique pour la période entre le 1^{er} janvier 2012 et la date à laquelle les nouveaux tarifs entreraient en vigueur, entraînant une augmentation tarifaire brutale pour compenser le manque à gagner et une opération de correction/remboursement d'une complexité presque impossible (vu la problématique des flux contractuels et des changements de fournisseurs telle que décrite ci-dessous au point VI.2.3). Il est évident que la combinaison de ces éléments serait très néfaste pour la sécurité juridique de toutes les parties concernées.

(ii) Principe d'égalité :

Comme l'expose Elia à la page 17 de sa proposition tarifaire rectifiée, la non-réflexivité des tarifs entraînerait inévitablement des discriminations entre les utilisateurs du réseau. Dans ce cas, les coûts de l'utilisation du réseau pendant la

¹⁴ Concernant les principes de bonne administration comme arme à double tranchant, susceptible d'*interdire* ou de *commander* la rétroactivité, voir M. VAN DAMME et A. WIRTGEN, "Het rechtszekerheids- en vertrouwensbeginself" dans I. OPDEBEEK et M. VANDAMME, *Beginnselen van behoorlijk bestuur*, 2006, p. 327.

période entre le 1^{er} janvier 2012 et la date à laquelle les nouveaux tarifs entreraient en vigueur par hypothèse seraient répercutés sur un groupe d'utilisateurs du réseau autrement composé que celui auquel les coûts doivent être attribués effectivement.

(iii) Principe de confiance :

L'utilisateur du réseau doit pouvoir avoir confiance dans la promesse faite dans la législation sur l'électricité selon laquelle les tarifs pour l'accès au réseau de transport sont basés sur une attribution non discriminatoire, transparente et proportionnelle des coûts. En permettant un vide dans cette allocation des coûts résultant de la non-réactivité, la CREG trahirait les attentes justifiées des utilisateurs du réseau à ce sujet.

Elia elle-même peut également en tant que justiciable avoir des attentes justifiées que sa liquidité et sa position financière ne soient pas subitement menacées en raison d'une période d'utilisation du réseau sans frais imposée par les pouvoirs publics et des remboursements des montants déjà reçus qui y sont liés.

62. Tant la Cour constitutionnelle que la Cour européenne des droits de l'Homme estiment que la législation ne peut être contraire aux principes de bonne administration en autorisant ou imposant que l'administration ignore ces principes¹⁵. Par conséquent, l'interdiction de rétroactivité de la directive électricité et de la Loi Electricité ne peut être interprétée de façon si absolue qu'elle entraverait l'attribution de l'effet rétroactif à des tarifs pour lesquels il est indispensable de respecter les principes de bonne administration.

Par conséquent, il y a de quoi confronter plus précisément la légitimité de la rétroactivité aux critères élaborés dans la jurisprudence.

Etant donné que le recours des articles 29*bis* et 29*quater* de la Loi Electricité est analogue au contentieux objectif du Conseil d'Etat, la jurisprudence constante que ce dernier a élaborée en la matière sert de base.

Par ailleurs, il convient de garder à l'esprit que la cour d'appel de Bruxelles estime que, contrairement au Conseil d'Etat et à la Cour constitutionnelle, elle ne dispose pas du pouvoir

¹⁵ P. POPELIER, "Beginselen van behoorlijk bestuur: begrip en plaats in de hiërarchie van de normen" dans I. OPDEBEEK et M. VANDAMME, *Beginselen van behoorlijk bestuur*, 2006, p. 33.

de maintenir dans le temps les effets des dispositions qu'elle annule. Il n'est pas impensable que cette situation différente amène la cour à prendre une position quelque peu différente, éventuellement plus clémente à l'égard de la rétroactivité de décisions contestées qui donnent suite à un arrêt d'annulation antérieur.

63. Jusqu'à présent, la cour d'appel de Bruxelles n'a pas encore eu la possibilité de développer sa propre jurisprudence en la matière.

C'est pourquoi le point de départ de la CREG reste la formulation classique du Conseil d'Etat, qui est la suivante : ¹⁶

*"L'effet rétroactif peut être attribué à une décision administrative en vue de la réalisation d'un objectif d'intérêt général, tel que le bon fonctionnement et la continuité du service public ou en vue de la régularisation d'un état de fait ou de droit, en particulier lorsque la légalité doit être rétablie en exécution d'un arrêt d'annulation du Conseil d'Etat, et encore **sous réserve que** la rétroactivité respecte l'exigence de la sécurité juridique et ne porte pas préjudice aux droits obtenus".*

64. *In casu*, l'attribution de la rétroactivité aux nouveaux tarifs répond donc à un triple objectif d'intérêt général :

- (i) le bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité comme service public, qui est menacé si la position de liquidité du gestionnaire du réseau de transport est mise sous pression ;
- (ii) la continuité de l'accès au réseau de transport et des tarifs auxquels cela doit se faire ;
- (iii) l'exécution du redressement en droit conformément à l'arrêt d'annulation du 6 février 2013.

Chacune de ces raisons suffirait en soi comme objectif de service public. Prises ensemble, elles sont encore plus contraignantes.

¹⁶ Conseil d'Etat, Unizo, n° 139.957, 31 janvier 2005 ; Conseil d'Etat, De Brauwer, n° 220.489, 29 août 2012.

65. Ensuite, il convient de vérifier si aucune cause d'exclusion (cf. "**sous réserve que**") n'est applicable. Ce n'est effectivement pas le cas :

(i) Pas de préjudice aux droits acquis

En raison de l'arrêt d'annulation, les tarifs en vigueur auparavant sont défaits de toute force juridique. Dans les relations juridiques, il conviendra d'agir comme si cette décision annulée n'a jamais été prise : l'arrêt a remis les affaires dans l'état dans lequel elles étaient avant la prise de la décision annulée par l'arrêt (*statu quo ante*). Sur la base de la décision annulée, aucun droit n'a donc pu être obtenu. Les montants déjà payés par les utilisateurs du réseau sur la base de l'application par la CREG de tarifs approuvés au 22 décembre 2011 (sur la base d'une décision entretemps annulée) reflètent une situation purement factuelle.

(ii) Respect de la sécurité juridique et attentes légitimes

Il a déjà été démontré ci-dessus que la rétroactivité ne nuit pas à la sécurité juridique, mais est justement nécessaire pour garantir cette sécurité juridique.

Ensuite, les tarifs révisés offrent suffisamment de garanties pour que les attentes légitimes des utilisateurs du réseau ne soient pas trompées.

En ce qui concerne l'injection, les tarifs révisés doivent être considérés comme favorables dans le chef des utilisateurs du réseau : les tarifs d'injection sont en effet supprimés ou diminués. Cette révision ne fait donc pas grief pour ce qui concerne les tarifs d'injection.

En ce qui concerne le prélèvement, une distinction est faite entre la période du 1^{er} janvier 2012 au 31 mai 2013 inclus et la période qui suit. Pendant la première période, les tarifs de prélèvement sont au niveau des tarifs annulés. Les utilisateurs du réseau qui ont adapté leur comportement à cela voient donc leurs attentes entièrement confirmées. Cette cause d'exclusion ne constitue donc pas non plus une objection à l'attribution de l'effet rétroactif.

66. En ordre subsidiaire, la rétroactivité peut en outre reposer sur un autre arrêt du Conseil d'Etat, qui est cité par Elia dans sa proposition tarifaire rectifiée¹⁷. Cet arrêt portait sur un recours contre une décision qui visait à remédier aux conséquences d'une décision annulée antérieurement avec effet rétroactif. Le Conseil d'Etat a indiqué expressément que la rétroactivité pouvait être acceptée lorsque la décision a été prise suite à l'annulation d'une décision antérieure et l'administration ne disposait d'aucune liberté d'évaluation concernant la date à laquelle la décision devait entrer en vigueur. L'analogie avec les tarifs de transport est frappante : comme Elia le démontre, la succession des périodes réglementaires prévue légalement implique qu'il ne peut y avoir de vide et la rétroactivité jusqu'au 1^{er} janvier 2012 est donc justifiée.

VI.4 Le point de vue fondamental de la CREG au sujet de l'approche d'Elia

67. Elia propose :

- (i) de mettre à zéro le **tarif d'utilisation** de l'infrastructure par les **producteurs** pour l'ensemble de la période réglementaire (même si l'on pouvait prouver que tous les producteurs ont bénéficié d'une telle fourniture de service d'Elia durant la période réglementaire complète, d'une part la facturation avec effet rétroactif jusqu'au 1^{er} janvier 2012 aux producteurs qui ont pu bénéficier d'une exonération sur la base de la décision annulée causerait un coût exorbitant *ex post*, alors que d'autre part seule une facturation aux "plus anciennes installations" a été jugée discriminatoire) ;
- (ii) de facturer le coût d'utilisation total qu'Elia a réservé, pour les **clients** de services liés à l'**utilisation** du réseau, sur la base d'un tarif échelonné avec le 1^{er} juin 2013 comme date pivot intermédiaire (cf. numéro 46 ci-dessous auquel il est proposé que les tarifs appliqués restent inchangés avant cette date et un tarif d'utilisation nouveau et supérieur autorisant la couverture de l'ensemble du coût d'utilisation sur la période réglementaire 2012-2015 après cette date) ;

¹⁷ Conseil d'Etat, Palm, n° 209.040, 19 novembre 2011

- (iii) de faire une distinction pour les services auxiliaires entre ceux axés sur le maintien de l'équilibre dans la zone de réglage et les autres, les coûts du premier groupe étant supportés de manière égale entre les producteurs et les clients et les coûts de l'autre groupe étant uniquement supportés par les clients (vu que tant les producteurs que les clients contribuaient jusqu'à présent de leur propre façon aux coûts des services auxiliaires, personne n'est ainsi lésé par une facturation supplémentaire pour la période allant jusqu'à la date pivot intermédiaire et tous les utilisateurs du réseau paient quand même une partie équitable sur toute la période).

68. La CREG partage l'opinion d'Elia (cf. numéros 29 de 4 (i) et 31 sous 1 et A2 *infra*) selon laquelle des tarifs de réseau régulés doivent être disponibles et appliqués pour l'ensemble d'une période régulatoire ; cela nécessite des tarifs de réseau applicables à compter du 1^{er} janvier 2012 et couvrant l'ensemble de la période régulatoire.

69. Sur la base de la justification convaincante d'Elia, telle qu'elle figure au point 2.2.2.A de sa proposition (citée ci-dessus au point V.3) et compte tenu des propres constatations des parties VI.1, VI.2 et VI.3 , la CREG accepte sur le principe la méthode de travail proposée et suivie par Elia dans sa proposition rectifiée du 2 avril 2013.

Dans les chapitres qui suivent, la CREG vérifiera si son élaboration concrète se fait conformément aux autres dispositions légales et réglementaires en vigueur.

////

VII. PROPOSITION TARIFAIRE RECTIFIEE

2012-2015: CONCEPT ET GRANDES LIGNES

VII.1 Le concept de la proposition tarifaire rectifiée: l'objectif est le rétablissement des tarifs de réseau

70. Dans la mesure du possible, Elia s'est basée pour sa proposition tarifaire rectifiée du 2 avril 2013 sur le modèle de rapport de la CREG qui s'applique au rapport *ex ante* : étant donné que le modèle précité n'impose aucune exigence spécifique en matière de fourniture d'informations dans ces circonstances, Elia a ajouté un certain nombre de tableaux de sa propre initiative.

71. Lors de l'établissement de la présente proposition tarifaire, la référence à certaines dates joue un rôle important :

- (i) la date du 31 décembre 2012 qui a clôturé la première année de la période régulatoire et pour laquelle Elia veut démontrer que les tarifs de réseau ont bien couverts les coûts de cette année ;
- (ii) la date du 1^{er} juin 2013 comme date pivot intermédiaire du passage aux tarifs de réseau modifiés (la date la plus proche du début d'un nouveau mois, après la date prévue de la décision du Comité de direction de la CREG) ;
- (iii) la date du 1^{er} janvier 2014 qui est la date pivot intermédiaire pour les tarifs d'utilisation pour la souscription de puissance annuelle (car la souscription de puissance sur base annuelle a déjà eu lieu en 2013 avant l'arrêt du 6 février 2013).

La période régulatoire 2012-2015 a donc été scindée en périodes successives, définies par les dates précitées. La proposition tarifaire rectifiée d'Elia a effectivement un objectif de réfection.

VII.2 Utilisation d'éléments de la procédure tarifaire précédente

72. A l'exception d'un point, l'arrêt du 6 février 2013 et les textes des procédures d'appel introduites n'avaient trait qu'à l'allocation des coûts aux centres de coûts et aux composantes tarifaires et aux tarifs. Ces procédures ne mentionnaient donc pas de problèmes liés au revenu total que devaient couvrir les tarifs de réseau.

La CREG n'est dès lors pas surprise qu'Elia renvoie régulièrement dans la nouvelle proposition tarifaire aux documents et montants à la base de la décision annulée pour la justification d'un certain nombre d'éléments du revenu total et leur évolution au cours des années successives de la période régulatoire 2012-2015.

Certes, les modifications de la CREG du 28 mars 2013 aux méthodes tarifaires obligent Elia à conformer les valeurs reprises dans une nouvelle proposition tarifaire après une annulation d'une décision tarifaire aux valeurs réelles connues au moment de l'introduction, soit le 2 avril 2013. Cependant, les estimations d'un nombre important resteront inchangées. Cela vaut par définition pour les coûts pour lesquels Elia a pu et peut exercer un contrôle suffisant (les éléments dudit "Groupe 2" de l'Annexe 2 des méthodes tarifaires). Des adaptations sont donc plus probables pour les éléments du revenu qui relèvent dudit "groupe 1", y compris l'application correcte de la *transfer pricing policy*, qui est prévue expressément en tant qu'élément de ce groupe 1 et qui a fait l'objet d'un examen approfondi dans la décision de refus du 24 novembre 2011 (aux points IV.2 et IV.3).

73. D'autre part, les volumes des composantes tarifaires estimés constituent l'exemple type d'éléments importants qui doivent être adaptés aux dernières données réelles connues. La CREG l'a déjà clairement stipulé dans ses décisions (non contestées) du 27 septembre 2012¹⁸ et du 29 novembre 2012¹⁹, dans lesquelles elle a constaté que certains tarifs ne couvraient plus les coûts.

¹⁸ CREG, décision (B)120927-CDC-658 E/23 relative à "la demande de modification, à partir du 1^{er} octobre 2012, du tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien pour l'énergie renouvelable en Wallonie d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA pour la partie restante de 2012", 27 septembre 2012.

¹⁹ CREG, décision (B)121129-CDC-658 E/25 relative à "la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR relative à l'adaptation à compter du 1^{er} janvier 2013 des tarifs pour les obligations de service public et de ceux pour l'application des surcharges", 29 novembre 2012.

VII.3 Constatations générales sur le revenu total proposé et sur les tarifs proposés

VII.3.1 Le revenu total proposé

74. La proposition tarifaire rectifiée d'Elia comporte pour l'ensemble de la période régulatoire 2012-2015 un revenu total de 3.185.725.000,00 EUR. En comparaison avec le revenu total qu'Elia avait proposé pour cette même période dans sa proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011 et que la CREG avait approuvé dans la décision annulée entre-temps (soit 3.231.470.000,00 EUR), on constate, comme il ressort du tableau 1, une diminution de 45.745.000,00 EUR.

Tableau 1 : évolution globale du revenu total des propositions tarifaires successives

Le revenu total à couvrir par les tarifs (* 1.000,00 EUR)	2012	2013	2014	2015	Total 2012-2015
(1) Proposition adaptée 13-12-2011	763.305	796.356	822.249	849.560	3.231.470
(2) Proposition rectifiée 2-4-2013	723.701	781.184	826.495	854.345	3.185.725
(3) = (2) - (1) Différence Corrective 2013 - Adaptée	-39.604	-15.172	4.246	4.785	-45.745

75. La CREG se penche davantage sur la composition du revenu total dans le chapitre VIII.

VII.3.2 Les types de tarifs proposés et l'évolution des tarifs de réseau

76. Les tarifs proposés pour le **raccordement** aux réseaux Elia demeurent presque inchangés, tout comme leur conception. Ils n'ont en effet pas été contestés.

77. Elia propose de mettre à zéro le **tarif d'utilisation** de l'infrastructure par les producteurs pour cette période régulatoire.

Cela signifie que les coûts d'utilisation du réseau ne sont couverts que par les tarifs sur le prélèvement.

78. Elia propose d'approuver les **tarifs de prélèvement pour l'utilisation du réseau** qui ont été appliqués avant la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013 comme tarifs de réseau en vigueur pour cette période.

Pour la durée restante de la période régulatoire, donc après la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013, Elia propose de nouvelles valeurs pour ces tarifs, qui sont supérieures de 11 % à celles pour les mêmes services avant le 1^{er} juin 2013. En comparaison avec la période régulatoire 2008-2011, les tarifs moyens d'utilisation du réseau pendant la période régulatoire 2012-2015 sont supérieurs de 8 à 21 %, en fonction du niveau de tension, au tarif constant correspondant de la période 2008-2011.

79. Il ressort de la nouvelle proposition tarifaire d'Elia qu'elle propose pour la réservation des **services auxiliaires**, soit pour les services qui contribuent à garantir l'équilibre de la zone de réglage, un **tarif d'injection** constant en plus d'un **tarif de prélèvement** échelonné. Ce tarif d'injection est applicable depuis le 1^{er} janvier 2012.

Pour les services auxiliaires restants, Elia prévoit dans sa proposition tarifaire rectifiée des charges tarifaires seulement pour les clients qui prélèvent du réseau (au moyen d'un **tarif de prélèvement** échelonné).

Le fait que la plus grande partie des coûts des services auxiliaires était intégralement à charge de l'injection dans la décision annulée fait naître une augmentation substantielle des coûts pour les clients (de 72 à 160 %) en comparaison avec la période précédant la date pivot intermédiaire. Cependant, cela n'implique pas de hausse des coûts pour la globalité des services auxiliaires par rapport au tarif constant de la période 2008-2011 (évolution de 0 à - 6 %)

80. La CREG traite la justification de ces évolutions au Chapitre XV *infra*.

VII.3.3 La charge tarifaire pour les utilisateurs du réseau

81. L'évolution de la charge tarifaire pour les clients pour l'ensemble de la période régulatoire 2012-2015 est illustrée dans le Tableau 2 ci-dessous. Ce tableau comporte, pour les quatre clients-type d'Elia, le coût par MWh prélevé et compare celui-ci à la période 2008-2011.

Tableau 2. Evolution de la charge tarifaire pour 4 clients-types d'Elia (EUR/MWh)

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

82. La colonne 8 du tableau 2 illustre l'évolution en pourcentage du coût du prélèvement sur la base de la proposition tarifaire rectifiée par rapport à la charge tarifaire moyenne au cours de la période régulatoire précédente.

83. La colonne 9 comporte l'évolution des coûts du réseau supportés par les utilisateurs sur la base des tarifs du réseau annulés par l'arrêt du 6 février 2013 par rapport à la charge tarifaire moyenne au cours de la période régulatoire précédente

La colonne 10 comporte l'évolution des coûts moyens du réseau sur la base du coût moyen du réseau pour la période régulatoire actuelle par rapport aux tarifs du réseau payés du 1^{er} janvier 2012 au 30 juin 2013.

Il est évident que, selon l'impact relatif du coût tarifaire des services auxiliaires dans la charge tarifaire totale, les oscillations exprimées en pourcentage sont plus ou moins importantes.



VIII. LE REVENU TOTAL

84. Le revenu total du gestionnaire de réseau pour une période régulatoire représente le montant qui doit être couvert par les tarifs de réseau pendant cette même période régulatoire.

Conformément à l'article 11 des méthodes tarifaires provisoires pour le transport d'électricité, il comporte trois éléments :

- (i) une marge équitable et des amortissements en compensation des capitaux investis dans le réseau en vue d'assurer le fonctionnement optimal de celui-ci à long terme (voir partie IX) ;
- (ii) une couverture des coûts du gestionnaire de réseau (voir partie X) ;
- (iii) le cas échéant, en ce qui concerne les immobilisations corporelles régulées mises hors service, la partie de la plus-value visée à l'article 24 qui a trait aux immobilisations en question (voir partie X).

85. Les éléments majeurs de ce revenu total et leur évolution figurent au tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3 : La composition du revenu total proposé par Elia pour 2012-2015 (* 1.000,00 EUR)

Elément du revenu total (Proposition tarifaire RECTIFIEE 2-4-2013)	2012	2013	2014	2015	Total 2012-2015
Marge équitable et amortissements	150.742	161.272	167.826	175.642	655.482
Coûts du gestionnaire du réseau	559.480	600.433	639.511	659.266	2.458.690
Plus value iRAB en cas de mise hors service	13.479	19.479	19.158	19.437	71.553
Revenu total (Proposition rectifiée 2-4-2013)	723.701	781.184	826.495	854.345	3.185.725

Elément du revenu total (Proposition tarifaire adaptée 13-12-2011)	2012	2013	2014	2015	Total 2012-2015
Marge équitable et amortissements	158.876	161.727	167.440	175.282	663.325
Coûts du gestionnaire du réseau	590.200	615.002	635.505	654.694	2.495.401
Plus value iRAB en cas de mise hors service	14.229	19.627	19.304	19.584	72.744
Revenu total (Proposition adaptée 13-12-2011)	763.305	796.356	822.249	849.560	3.231.470

Il est évident que la forte diminution du revenu total dans la proposition tarifaire rectifiée qui doit être couvert par les tarifs de réseau s'est principalement produite durant l'année 2012. Ce mouvement est notamment la conséquence (i) d'une diminution considérable de la marge bénéficiaire équitable (-8.000.000,0 EUR en conséquence du faible taux d'intérêt linéaire), (ii) d'une diminution de certains postes des coûts non gérables (services auxiliaires - 17.000.000,00 EUR et charges financières -8.000.000,00 EUR) et (iii) d'une augmentation de certains produits (recette des enchères capacité frontières +10.000.000 EUR).

////

IX. MARGE EQUITABLE ET AMORTISSEMENTS

IX.1 La marge bénéficiaire équitable

86. La marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau, comprise dans le revenu, est un élément essentiel de cette méthode: elle offre, d'une part, des garanties suffisantes au fonctionnement optimal et à la viabilité du réseau et offre, d'autre part, une perspective favorable au gestionnaire du réseau sur le plan de l'accès aux marchés de capitaux à long terme. Sur la base du succès de l'entrée en bourse des actions du gestionnaire du réseau, de l'augmentation de capital effectuée et les emprunts obligataires qu'il a souscrits, il est évident que cet accès est d'ores et déjà un fait.

Le montant de la marge bénéficiaire est couplé aux investissements effectués par le gestionnaire du réseau dans son infrastructure de réseau. Ce choix garantit un effort continu de la part du gestionnaire du réseau en vue d'investir dans son infrastructure de réseau doté d'une fonction de transport.

87. Etant donné que pour la rémunération des autres moyens financiers - autres que les fonds propres - nécessaires au fonctionnement de l'entreprise, une rémunération *sui generis* est prévue, la méthodologie (à savoir la récupération garantie des *'embedded financial costs'*), la marge bénéficiaire équitable a trait uniquement à la rémunération des fonds propres pour le financement des capitaux investis dans le réseau.

Cette rémunération est déterminée par l'application d'un pourcentage de rendement sur un actif régulé.

IX.1.1 L'actif régulé

88. Conformément à la notion usuelle d' *'Invested Capital'*, les capitaux investis dans le réseau se composent toujours de l'une des évaluations réalisées en 2000 par trois bureaux de réviseurs à la demande du gouvernement de l'époque de la valeur économique des

immobilisations corporelles du gestionnaire du réseau d'une part et de son besoin calculé en fonds de roulement, d'autre part.

89. Ces deux éléments constituent toujours ensemble un actif régulé évoluant dans le temps, auquel on applique un pourcentage de rendement établi en application du *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) reconnu internationalement, sur lequel veille la CREG. Etant donné que le modèle CAPM tient compte de la relation entre le rendement net attendu par un investisseur, d'une part, et de la mesure dans laquelle le risque représenté par ce type d'investissement dans des actions du gestionnaire du réseau contribue au risque général du marché belge des actions, d'autre part, on aboutit à la création d'un *return on investment* équitable.

90. La CREG a constaté, lors du contrôle approfondi des valeurs de l'actif régulé qu'Elia utilise dans sa proposition tarifaire rectifiée, que celles-ci correspondent aux dispositions de l'article 14 des Méthodes Tarifaires Provisoires en la matière.

L'augmentation importante des investissements prévus telles qu'illustrée au tableau 3bis ci-dessous est importante.

Elia souligne à ce sujet que, tout comme dans la proposition tarifaire du 30 juin 2011, la proposition rectifiée concernée ne comporte pas de montants d'investissements pour l'extension de ses activités régulées *offshore*.

91. La CREG approuve la reprise des montants proposés pour le calcul de l'actif régulé dans la présente proposition tarifaire: la CREG estime en effet que des dépenses d'investissement importantes sont nécessaires. La CREG souligne que ce type de procédé ne comporte pas d'approbation des dépenses d'investissement réelles dans le courant de la période régulatoire 2012-2015, et ne permet pas une quelconque forme de préfinancement de ce type de projets.

Tableau 3bis. L'évolution des investissements dont il faut tenir compte pour le calcul de la RAB et des amortissements tarifaires (* 1000,00 EUR).

Montants * 1.000,00 EUR		2012	2013	2014	2015
Hors Plan		71.113	98.639	99.495	99.074
dont	Remplacement	28.627	38.811	58.835	62.892
	Raccordement	8.800	7.377	6.773	9.547
	Sécurité/fiabilité/environnement	13.312	15.995	11.956	9.036
	Autres	20.374	36.456	21.931	17.599
Plan de Développement Fédéral		67.434	143.067	210.234	179.653
dont	Clusters de projets exceptionnels	14.473	76.951	154.882	134.246
Plan d'Investissements pour la Région flamande		3.957	8.270	12.737	10.723
dont	Renforcement	3.957	8.270	12.737	10.723
Plan d'Investissements pour la Région de Bruxelles-Capitale		4.524	1.867	987	2.093
dont	Sécurité/fiabilité/environnement	1.356	900	103	
	Remplacement	1.102	827	808	1.178
	Renforcement	2.066	140	77	916
Plan d'Adaptation Région wallonne		20.891	15.837	15.154	14.000
dont	Sécurité/fiabilité/environnement	132	1.262	2.824	1.595
	Remplacement	7.209	6.270	3.805	4.202
	Renforcement	13.550	8.305	8.526	8.202
Grand total		167.920	267.681	338.608	305.543

IX.1.2 Le pourcentage de rendement

92. Conformément au *Capital Asset Pricing Model*, les articles 15, 16, 17 et 18 des Méthodes Tarifaires prévoient les dispositions nécessaires tels que les paramètres 'taux d'intérêt sans risque', 'prime de risque du marché' et coefficient de pondération Bêta.

93. La CREG a constaté, lors du contrôle approfondi des valeurs calculées de ces paramètres qu'Elia utilise dans sa proposition tarifaire rectifiée, que ceux-ci correspondent aux dispositions précitées des Méthodes Tarifaires en la matière.

IX.1.3 Les montants proposés

94. La CREG, en contrôlant les valeurs de la marge bénéficiaire équitable utilisée par Elia dans sa proposition tarifaire rectifiée, a constaté qu'elles étaient calculées correctement.

La diminution du taux d'intérêt linéaire entraîne une diminution significative (supérieure à 10%) de la marge bénéficiaire garantie prévue.

IX.1.4 Une rémunération nette

95. Etant donné que la marge bénéficiaire est une rémunération nette, qui est garantie après application de l'impôt réel sur les sociétés, l'impôt réel sur les sociétés dû sur les bénéficiaires est imputé aux tarifs du réseau. L'impôt sur les sociétés réellement dû constitue un élément des coûts estimés visés au chapitre X.

IX.2 Les amortissements

96. Partant de la même logique que celle visée au numéro 91 ci-dessus relatif aux investissements, la CREG approuve, en tant qu' 'enveloppe de coûts', l'ensemble des montants des amortissements qui sont corrélés aux nouvelles dépenses d'investissement repris dans le calcul de l'actif régulé. Pour Elia, ces amortissements sont, sans exception, calculés en application des délais d'amortissement et des méthodes linéaires, visés à l'article 14, §4, des Méthodes Tarifaires

IX.3 Incentive Y2

97. Conformément au point 1.4 de l'Annexe 2 des Méthodes Tarifaires, Elia a, pour la première fois, prévu dans la proposition tarifaire rectifiée des montants pour cet *incentive*. Pour rappel, cet *incentive* est basé sur les dispositions de l'article 37 (8) de la Directive européenne 2009/72/CE et fait maintenant partie des Méthodes Tarifaires.

98. Dans son rapport tarifaire sur l'année 2012, Elia rapporte un montant net qui correspond à l'obtention de 86% de *l'incentive* maximal. Pour les années 2013, 2014 et 2015, la proposition tarifaire rectifiée comporte un montant qui correspond à 75% du montant maximal. La CREG constate que cette estimation est raisonnablement conservatrice et considère dès lors les montants comme étant raisonnables.

IX.4 Résumé des observations relatives à la rubrique principale 'marge bénéficiaire et amortissements'

99. Après un contrôle approfondi et une analyse détaillée de la rubrique principale '*marge bénéficiaire et amortissements*', la CREG n'a pas formulé d'observations donnant lieu à une adaptation de la proposition tarifaire rectifiée, et accepte dès lors les éléments du revenu total proposés à ce sujet.

////

X. LES COÛTS DU GESTIONNAIRE

100. Le chapitre III.2 des Méthodes Tarifaires décrit les catégories de coût qui font partie du revenu total du gestionnaire de réseau. Il y est précisé que le revenu total couvre les coûts réels, dans la mesure où ceux-ci n'ont pas été jugés déraisonnables.

Les éléments de coûts sont répartis en deux classes selon qu'ils revêtent un caractère « gérable » ou non, en d'autres termes, selon qu'ils fassent l'objet, ou non, de l'incitant pour l'amélioration additionnelle de la productivité et de l'efficacité ("facteur X").

Cette répartition des éléments coûts est présentée à l'annexe 2 des Méthodes tarifaires.

101. Les éléments de la Classe 1, dits « non-gérables », ne font pas l'objet du facteur X. Le solde entre la valeur budgétée approuvée (après examen *ex-ante* du caractère raisonnable) et la valeur réelle approuvée (après examen *ex-post* du caractère raisonnable) constitue soit une créance soit une dette régulatoire qui n'est pas affectée au gestionnaire de réseau mais est transférée vers le revenu total de la période régulatoire suivante et est pris en compte pour l'établissement des tarifs de cette période. De la Classe 1 fait également partie le facteur Y2, qui est repris sous la première composante 'marge équitable'.

102. Les éléments de la Classe 2, dits « gérables », font l'objet du facteur X. Pour ces éléments de coûts, le solde entre la valeur budgétée approuvée (après examen *ex-ante* du caractère raisonnable et après l'application du facteur X) et la valeur réelle approuvée (après examen *ex-post* du caractère raisonnable) est affectée au gestionnaire de réseau. Ainsi cette différence, le facteur Y1, fait partie du revenu total du gestionnaire de réseau.

103. Si on la compare la proposition tarifaire rectifiée à la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011, la composition de la rubrique 'coûts' telle que reprise au tableau 4 présente une évolution importante pour les éléments de la Classe 1.

Tableau 4 : Evolution des éléments constitutifs de la rubrique de revenus 'coûts'

Les coûts faisant partie dans les propositions consécutives (* 1.000,00 EUR)	2012	2013	2014	2015	Total 2012-2015
Classe 1 - Non gérables					
(1) Proposition adaptée 13 décembre 2011	324.500	341.066	353.950	365.121	1.384.637
(2) Proposition rectifiée 2 avril 2013	293.780	326.497	357.956	369.693	1.347.926
(3) = (12) - (1) Différence	-30.720	-14.569	4.006	4.572	-36.711
Classe 2 - Gérables					
(1) Proposition adaptée 13 décembre 2011	265.700	273.936	281.555	289.573	1.110.764
(2) Proposition rectifiée 2 avril 2013	265.700	273.936	281.555	289.573	1.110.764
(3) = (12) - (1) Différence	0	0	0	0	0
Totaal kosten					
(1) Proposition adaptée 13 décembre 2011	590.200	615.002	635.505	654.694	2.495.401
(2) Proposition rectifiée 2 avril 2013	559.480	600.433	639.511	659.266	2.458.690
(3) = (12) - (1) Différence	-30.720	-14.569	4.006	4.572	-36.711

X.1 Analyse des éléments qui font partie de la Classe 1

104. Après avoir effectué un contrôle et une analyse approfondis, la CREG accepte le procédé proposé et les montants proposés qui n'impliquent pas de modification par rapport à la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011, entre autres parce que les adaptations ne sont pas matérielles ou parce que le bon sens impose la reprise de ces montants.

Les rubriques suivantes ne sont pas modifiées par Elia et sont acceptées par la CREG : les frais de personnel liés à des collaborateurs non actifs ou leurs ayants droits, le précompte immobilier dû et les impôts locaux, les moins-values comptabilisées et les réductions de valeur.

X.1.1 Les achats de Services Auxiliaires

105. Elia propose des montants adaptés par rapport à la Proposition Tarifaire Adaptée 2012-2015 du 13 décembre 2011 afin de tenir compte des informations pertinentes connues à ce jour. Le montant proposé actuellement pour l'ensemble de cet élément pour la période régulatoire est réduit de 2% (13.700.000,00 EUR).

Concernant la composante « réservation des ressources » de cet élément, la CREG constate que :

- (i) L'évolution des volumes contractés, et à contracter pour 2014 et 2015, sont conformes à décision de la CREG 120621-CDC-1162 du 21 juin 2012 relative à

la détermination des réserves pour l'année 2013 ainsi qu'aux prescrits d'ENTSO-E ;

- (ii) Pour l'exercice 2013, Elia a correctement utilisés les prix imposés par l'Arrêté Royal du 18 décembre 2012 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2013 du réglage primaire et du réglage secondaire par différents producteurs ;
- (iii) Pour les exercices 2014 et 2015, Elia propose de limiter la majoration des prix des réserves à 2% par an par rapport aux prix de 2013

Les trop nombreuses incertitudes qui entourent actuellement le marché des réserves, tant dans le sens d'une diminution du prix que d'une augmentation, ne permettent effectivement pas de conclure avec assez de certitude à une évolution significative du prix des réserves en 2014 et 2015. La CREG accepte donc la proposition d'Elia pour cette composante.

Concernant la composante « achat de blocs d'énergie en vue de la compensation des pertes en réseau, la CREG constate que Elia propose une diminution du budget pour 2013, soit - 4.61 M EUR (-15%), sur base des données réelles déjà disponibles.

Toutefois, Elia propose de reconduire les montants pour les années 2014 et 2015 tels que budgétés dans la cadre de la Proposition Tarifaire 2012-2015 du 1^{er} juillet 2011, alors que les volumes à acheter à long terme (un an) pour la couverture des pertes sont pratiquement constants sur les exercices 2013 à 2015. Elia justifie ce choix par le fait que le prix de cette énergie acquise un an à l'avance est fixé via des enchères dites inversées. Ainsi le prix est intégralement tributaire des conditions de marché au moment où Elia réalise les enchères. Il est donc impossible d'estimer avec suffisamment de certitude si les prix vont rester inférieurs au budget ou non.

La CREG rejoint Elia sur le fait qu'à ce jour aucun élément concret ne permet de remettre en question ces montants budgétés avec certitude et de manière significative. La CREG approuve donc les montants des achats d'énergie de couverture des pertes tels que proposés par Elia.

X.1.2 Les redevances pour utilisation de réseaux de tiers

106. Elia propose une réduction globale du budget de cet élément de 2% afin de tenir compte des nouvelles valeurs connues à ce jour, notamment la baisse de l'OLO et la réévaluation du paramètre Beta.

107. La valeur de l'OLO estimée pour la période 2012-2015 dans le cadre de la Proposition Tarifaire 2012-2015 du 1^{er} juillet 2011 était de 3,993%. Cette estimation est la moyenne sur les 4 dernières années complètes des moyennes annuelles du taux OLO à 10 ans. Suite à la baisse historique de ce taux en 2012, Elia propose une valeur pour 2013 à 2015 de 3.6413%.

108. La valeur du bêta a été fixée à 0,2 sur base de l'article 17 des Méthodes tarifaires selon lequel le produit 'prime de risque x bêta' vaut au moins 70 bp. La prime de risque étant fixée à 3,5%, le bêta doit être fixé à au moins 0,2. Elia respecte donc l'article 17 des Méthodes tarifaires.

109. Comme les Méthodes Tarifaires pour les réseaux ayant une fonction de transport ne prévoient pas l'utilisation d'un coefficient d'illiquidité, Elia n'a pas tenu compte d'un tel coefficient.

110. Pour l'ensemble des raisons expliquées ci-dessus, la CREG accepte la proposition d'Elia.

X.1.3 Les charges financières

111. En vertu de l'article 11, 2°, les charges financières font partie des frais du gestionnaire de réseau couverts par le revenu total. C'est le principe dit du « *embedded debt* ».

112. Les dettes prises en compte évoluent annuellement en tenant compte des besoins en financement issus du remboursement des emprunts venus à échéance et des nouveaux besoins de financement. Dans le cadre de la Proposition Tarifaire Adaptée du 13 décembre 2011, Elia avait indiqué une série d'évolutions de ses dettes pour la période 2012-2015.

Ces évolutions, ainsi que les taux d'intérêts, avaient été jugé raisonnables par la CREG.

113. Le montant des charges financières nettes proposé par Elia pour la période 2013-2015 présente une baisse de 12.522.000,00 EUR par rapport au budget précédemment approuvé par la CREG.

114. Cette diminution du budget pour la période 2013-2015 est notamment basée sur les constats suivants:

- i. une diminution du coût des *back-up facilities* existantes;
- ii. une diminution du coût du *shareholder loan*;
- iii. concernant le « remplacement bond 2013 » :
 - un montant emprunté de 750 MEUR au lieu des 500 MEUR prévu, mais
 - un taux d'intérêt attendu de 4% au lieu des 4,53% prévus
 - la conclusion effective de l'emprunt début 2013 au lieu de fin 2012.

La CREG constate qu'Elia a correctement pris en considération les nombreuses évolutions concernant ses dettes depuis sa Proposition Tarifaire Adaptée du 13 décembre 2011.

Après son contrôle approfondi et son analyse détaillée, la CREG approuve les montants des charges financières telles que proposés par Elia.

X.1.4 L'impôt sur les sociétés dû

115. En ce qui concerne le montant de l'impôt sur les sociétés dû qui est imputé aux tarifs du réseau, Elia prévoit, dans sa proposition tarifaire rectifiée, par rapport à sa proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011, une augmentation globale d'environ 6 millions d'euros.

Elia tient dûment compte, dans le calcul de ce montant, des avantages de l'application de la déduction d'intérêts notionnels au profit des tarifs du réseau: comme précisé dans la partie IX.1.3 ci-dessus, la marge bénéficiaire équitable est une rémunération nette. Seul l'impôt sur les sociétés réellement dû (donc après imputation de la déduction des intérêts notionnels) peut dès lors être porté à charge des tarifs du réseau.

Bien que le montant garanti de la marge bénéficiaire équitable nette diminue de 10% dans la proposition tarifaire rectifiée (cf. numéro 94 ci-dessus), et bien qu'Elia ait pu obtenir un avis favorable du Service des Décisions Anticipées en matière fiscale, la charge prévue de l'impôt sur les sociétés dû est augmentée. Cela s'explique, d'une part, par l'ajout du nouvel *incentive* Y2 (pour lequel, dans la rubrique '*incentive*', seul un montant après application de l'impôt sur les sociétés a été prévu) et, d'autre part, par la législation modifiée au niveau des taux d'intérêt qui peuvent être appliqués lors du calcul de la déduction d'intérêts notionnels.

Elia propose dès lors, pour les années restantes de la période régulatoire, de se baser sur le taux d'imposition réel pour l'exercice 2012.

Après son contrôle approfondi et son analyse également en profondeur, la CREG accepte les montants proposés et la motivation de ceux-ci.

X.1.5 Les revenus des enchères de capacité aux frontières

116. En comparaison avec sa proposition tarifaire adaptée, Elia a tenu compte, dans sa proposition tarifaire rectifiée, de revenus supérieurs issus des enchères de capacité aux frontières: après fixation de revenus supérieurs au cours de l'exercice d'exploitation 2012 (+ 10.000.000,00 EUR), Elia a également augmenté le chiffre pour 2013 (le revenu pour l'enchère de capacité annuelle et le revenu pour une partie des capacités mensuelles étaient déjà connu lors de la rédaction de la proposition tarifaire adaptée) d'environ 12.000.000,00 EUR.

Elia déclare disposer d'indications incomplètes pour adapter les chiffres en vue de 2014 et 2015. **[CONFIDENTIEL]** Elia a donc maintenu les revenus escomptés pour les années 2014 et 2015 au niveau antérieur.

Après son contrôle approfondi et son analyse également en profondeur, la CREG accepte les points de vue de Elia à ce sujet.

X.1.6 Le solde reporté issu de la période régulatoire précédente

117. Durant la deuxième moitié de 2011, la CREG n'avait, à défaut de cadre légal, pas encore pu prendre de décisions sur le solde régulatoire pour toutes les années de la période régulatoire 2008-2011. La CREG avait dès lors demandé à Elia de ne pas reprendre de montants pour cette rubrique dans sa proposition tarifaire adaptée.

Au moment de la rédaction de la proposition tarifaire rectifiée, les soldes étaient toutefois formellement fixés. C'est pourquoi Elia, s'agissant de la période régulatoire 2008-2011, avait prévu une créance régulatoire à concurrence de 9.329.000,00 EUR au titre de coût.

Après son contrôle approfondi et son analyse également en profondeur, la CREG accepte ce procédé. Etant donné que le montant de celui-ci constitue un coût réel et connu, le procédé est totalement conforme aux Méthodes Tarifaires Provisoires, plus précisément en ce qui concerne l'Annexe 2, sous 1, h), et en ce qui concerne l'Annexe 2, sous 2.1, 13°.

X.2 Eléments appartenant à la Classe 2

118. En ce qui concerne l'application du facteur X dans la proposition tarifaire rectifiée, Elia renvoie à méthode qui a été convenue préalablement à la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011.

Sur la base d'une inflation prévue de 1,9% 2,0% et 2,1% entre, respectivement, les années 2013/2012, 2014/2013 et 2015/2014, Elia a estimé qu'il était faisable d'étaler un montant nominal de facteur X à concurrence de 25.000.000,00 EUR, sur les exercices d'exploitation consécutifs :

2012	- 10.000.000,00 EUR
2013	- 7.000.000,00 EUR
2014	- 5.000.000,00 EUR
2015	- <u>3.000.000,00 EUR</u>
	- 25.000.000,00 EUR

La CREG constatait à l'époque que ce montant correspondait, au total, au facteur X qui avait été imposé à Elia pour la période régulatoire en cours 2008-2011. Il s'agit de la suite logique

du choix effectué par la CREG en 2007 d'étaler l'*incumbent inefficiency*" fixée par la CREG dans le courant de 2007 via un projet de benchmarking sur deux périodes réglementaires consécutives.

Elia a repris les mêmes montants convenus dans sa proposition tarifaire rectifiée du 2 avril 2013.

119. La combinaison de l'inflation réelle en 2012 et des dernières prévisions concernant l'inflation en 2013 est globalement proche des estimations de l'inflation qui figurent dans la Proposition Tarifaire Adaptée 2012-2015.

120. Dans son rapport tarifaire 2012, Elia a rapporté des coûts gérables réels (Classe 2) en deçà du budget. Cette différence, appelée Y1, est imputée au gestionnaire de réseau. Ainsi la valeur réelle totale des éléments de coût de la Classe 2, telle que rapportée par Elia mais pas encore approuvée par la CREG, est identique au budget qui figure dans la Proposition Tarifaire Adaptée 2012-2015.

121. A priori, aucun élément objectif n'est apparu qui motiverait une modification des montants budgétés pour les éléments gérables pour la période 2013-2015.

122. Pour les raisons énumérées ci-dessus, Elia propose de reconduire les montants proposés dans la Proposition Tarifaire Adaptée.

123. Après avoir effectué un contrôle et une analyse approfondis, la CREG accepte le procédé proposé et les montants proposés qui n'impliquent pas de modification par rapport à la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011.

X.3 Résumé des observations relatives à la rubrique principale 'coûts'

124. Dans son analyse de la rubrique principale 'coûts', la CREG n'a pas formulé d'observations donnant lieu à une adaptation de la proposition tarifaire corrective, et accepte dès lors les éléments du revenu total proposés à ce sujet.

////

XI. LA PLUS-VALUE DE L'iRAB EN CAS DE MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES

125. Depuis l'arrêté royal du 8 juin 2007 mettant en œuvre la régulation pluriannuelle et incitative, la plus-value de l'iRAB en cas de mise hors service d'investissements fait partie du revenu total d'Elia.

126. Hormis le système des *embedded financial costs* qui offre la garantie régulatoire aux obligataires de récupérer les coûts du capital, le système particulier applicable en cas de mise hors service d'immobilisations corporelles (*Decommissioning*) offre également une source importante d'autofinancement dans l'optique des importants besoins en investissement dans les réseaux.

Les règles d'évolution de l'actif régulé reprises à l'article 14, §1er, 3°, des Méthodes Tarifaires stipulent, s'agissant des immobilisations corporelles mises hors service dans le courant de la période régulatoire, que hormis la prise en compte de la valeur comptable nette éventuelle des actifs qui font partie de la valeur initiale de l'actif régulé, il faut également tenir compte de la partie de la plus-value de l'iRAB qui se rapporte à l'actif concerné.

Après contrôle et approbation par la Commission uniquement, ces montants pourront tant être déduits de l'actif régulé que faire partie du revenu du gestionnaire du réseau.

La Commission veille à ce que ces mises hors service soient effectuées dans le respect d'une progressivité raisonnable et qu'elles soient comptabilisées dans une réserve spécifique au bilan du gestionnaire du réseau, qui ne peut être affectée qu'à des investissements dans son réseau approuvés.

L'arrêté royal précité ayant été abrogé par la loi du 8 janvier 2012, la CREG en a repris les dispositions dans ses méthodes tarifaires.

127. Le montant de la plus-value reprise par Elia dans son rapport tarifaire annuel est toujours certifié par les commissaires d'Elia.

La CREG dispose d'une telle certification pour l'année 2012.

La CREG constate que les montants prévus par Elia pour les années 2013, 2014 et 2015 sont conformes aux attentes.

128. Après son contrôle approfondi et son analyse circonstanciée de la rubrique principale 'plus-value de l'iRAB', la CREG n'a pas formulé d'observations donnant lieu à une adaptation de la proposition tarifaire rectifiée, et accepte dès lors les éléments du revenu total proposés à ce sujet.

////

XII. LA REPARTITION DU REVENU TOTAL ENTRE LES CENTRES DE FRAIS ET LES PORTEURS DE COUTS

XII.1 La notion de "tarif"

129. La notion de "tarif" signifie dans le contexte des tarifs de réseau le prix fixé pour un certain nombre de biens ou services fournis à plusieurs reprises ou de façon permanente : dans ce contexte, les tarifs sont applicables aux services standards ou aux biens standardisés. Dans le cas où il ne peut être question de standardisation, il n'est donc pas question non plus de tarif pour l'ensemble. On parle alors d'un prix convenu.

C'est le cas dans le contexte de la gestion de réseau pour la réalisation d'un raccordement au réseau de transport : car l'utilisateur du réseau peut lui-même payer les choix liés à son raccordement individuel. C'est pourquoi les tarifs de raccordement ne couvrent pas la réalisation du raccordement mais uniquement la fourniture de services standardisés par Elia pour les premières travées de raccordement, le matériel courant et la gestion de celui-ci.

Il en résulte que, pour les services standardisés d'Elia, il n'existe pas de relation individuelle entre les coûts occasionnés par l'utilisateur du réseau chez Elia et le tarif payé. Le calcul du tarif est basé sur le coût pour Elia de l'ensemble des services standardisés occasionné par un groupe de clients, donc à un niveau de tension déterminé (appelé également partie d'infrastructure).

130. La formation des prix occupe une place centrale dans le fonctionnement du marché. Le mécanisme de prix remplit un triple rôle dans l'économie de marché:

- (i) les prix fournissent des informations sur la pénurie relative et le besoin relatif de biens et de facteurs de production;
- (ii) les prix fournissent des signaux ou des incitants tant aux producteurs qu'aux consommateurs afin qu'ils basent leurs décisions sur ceux-ci;
- (iii) les prix déterminent la formation des revenus.

Ce rôle est également souligné dans les orientations de politique générale reprise dans la Loi Electricité en la matière.

XII.2 L'application de l'*activity based costing*

131. Les tarifs de réseau doivent couvrir intégralement le revenu total. L'allocation de tous les éléments du revenu total requiert une méthode de coûts stricte et objective comprenant des estimations précises des volumes de chaque composante tarifaire.

Cette méthode entraîne le paiement de l'ensemble des coûts par l'utilisateur du réseau, occasionnés ou attribuables aux services et aux parties d'infrastructures qu'il utilise.

Le principe de traçabilité implique que tous les éléments du revenu total sont traçables et contrôlables, depuis leur comptabilisation primaire comme type de coût jusqu'à leur comptabilisation dans le tarif qui sera facturé à l'utilisateur du réseau. Chaque coût de chaque activité est soit totalement affecté à un seul poste de coût, soit partiellement à plusieurs postes de coût. Un poste de coût correspond à un élément de coût facturé à l'utilisateur du réseau. L'intégration de toutes ces allocations de coût dans le cadre comptable offre les avantages suivants: une consistance accrue au niveau de l'application des règles d'évaluation et une efficacité accrue lors des contrôles.

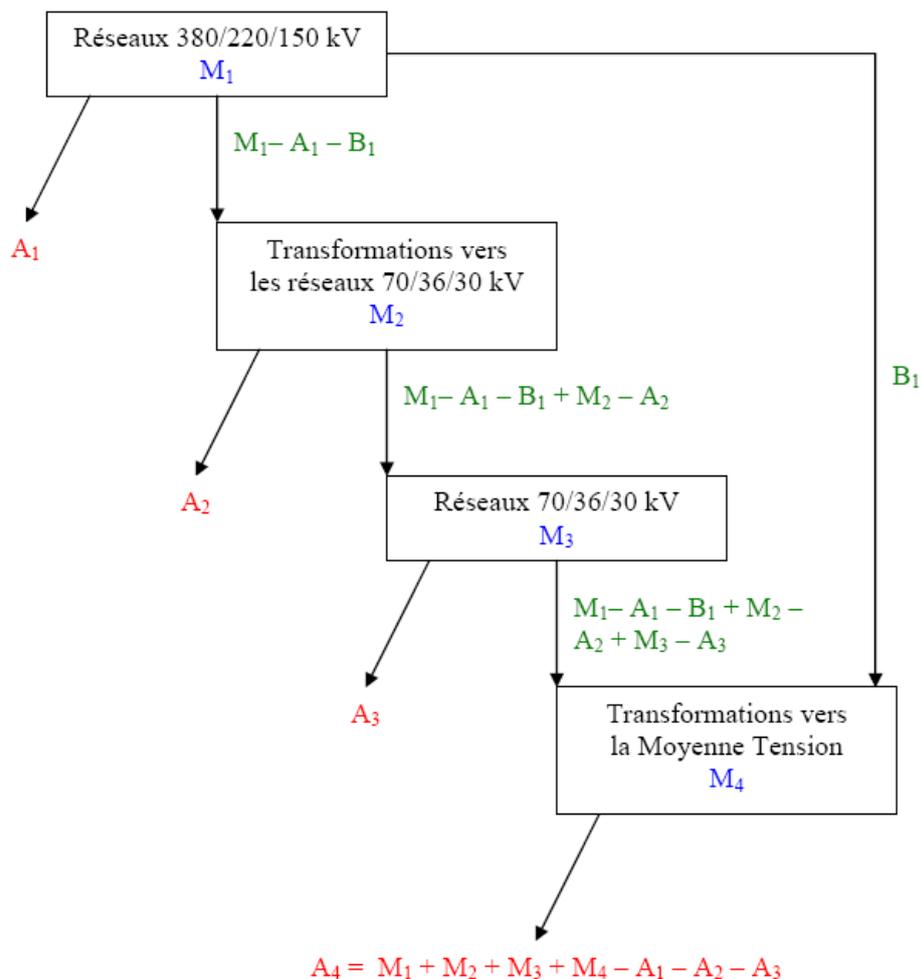
Les différents stades des allocations de coût constituent, dans leur ensemble, l'"activity based costing" ou "gestion des coûts basée sur les activités". Cette méthodologie est indiquée lorsqu'une entreprise fournit des services qui se composent de différentes activités. Tout enregistrement comptable débute par l'allocation des coûts selon leur type ou leur nature. Le résultat final de l'allocation de coûts donnera lieu à une facturation des coûts aux utilisateurs du réseau. Le processus de transposition des coûts relie les types de coût et les postes de coût via l'allocation des coûts aux activités.

132. La méthode en question prévoit également une allocation proportionnelle générale des coûts des services d'infrastructure, des services système et des services auxiliaires, en plus d'une allocation proportionnelle spécifique des coûts des parties de l'infrastructure directement utilisées par l'utilisateur du réseau. Par exemple, un utilisateur du réseau qui prélève son électricité à un niveau de tension de 380 kV ne supporte que une partie des coûts de l'infrastructure qui se rapporte au niveau de tension de 380 kV, tandis qu'un

utilisateur du réseau qui prélève de l'électricité à un niveau de tension de 70 kV ne paie pas uniquement pour la partie des coûts de l'infrastructure qui se rapporte au niveau de tension de 70 kV, mais également pour une partie des coûts de l'infrastructure à 380 kV, 220 kV, 150 kV. Ce système de cascade s'applique à l'allocation des coûts parce que l'injection d'énergie se fait à des niveaux de tension supérieurs, ce qui signifie que les utilisateurs du réseau à des niveaux de tension inférieurs utilisent également de manière indirecte l'infrastructure à des niveaux de tension supérieurs.

Le système de cascade est illustré dans la figure 2 ci-dessous.

Figure 2 : l'application schématique de la cascade des niveaux de tension supérieurs aux niveaux de tension inférieurs



133. La CREG prévoit l'utilisation de cette méthode pour l'allocation des coûts depuis le début de sa régulation. Ces principes faisaient presque littéralement partie du rapport au Roi accompagnant l'arrêté royal du 8 juin 2007²⁰. La CREG a également mentionné la méthode dans son étude du 31 janvier 2012²¹ relative au niveau et à l'évolution des prix de l'énergie.

134. L'utilisation judicieuse de la différenciation tarifaire, notamment en fonction des saisons et des heures de la semaine, avec des formules tarifaires particulières, contribue à harmoniser au mieux la fourniture de services du gestionnaire du réseau et le besoin concret de l'utilisateur du réseau.

135. La méthode précitée constituait la base de l'allocation du revenu total dans la proposition tarifaire du 13 décembre 2011 et, partant, constituait la base des tarifs du réseau appliqués par Elia depuis le 1^{er} janvier 2012.

XII.3 La proposition tarifaire rectifiée : une application *sui generis*

136. Le fait que des tarifs du réseau ont déjà été approuvés depuis le début de la période régulatoire et ce jusqu'à la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013 contraint à instaurer une approche particulière. Cette approche consiste à faire scinder par Elia son revenu total et l'allocation de celui-ci sur deux périodes, à savoir entre l'exercice 2012 d'une part et les années 2013, 2014 et 2015 d'autre part. Pour ce faire, Elia doit également tenir compte de la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013 pour la fixation tarifaire pour la deuxième partie de la période car un certain nombre des anciennes valeurs tarifaires seront appliquées jusqu'à cette date.

Elia vise dès lors à ce que les tarifs du réseau appliqué sur une partie de période couvrent les coûts de la partie concernée et que les tarifs du réseau sur l'ensemble de la période tarifaire couvrent, de la sorte, le coût intégral de la période régulatoire complète.

²⁰ Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition tarifaire et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, 8 juin 2007, article 17, § 6

²¹ CREG, Etude (F)120131-CDC-1134 relative au niveau et à l'évolution des prix de l'énergie, 31 janvier 2012.

XII.3.1 La séparation du revenu total entre l'année 2012 et les années suivantes

137. Il ressort du rapport tarifaire d'Elia sur l'exercice d'exploitation 2012 que le gestionnaire du réseau a réalisé un chiffre d'affaires sur les tarifs du réseau appliqués de 794.422.000,00 EUR.

Le revenu total réel en ce qui concerne les coûts pour 2012 s'élevait, pour cette même année, à 724.127.000,00 EUR. Elia a donc réalisé un surplus de facturation primaire de 70.295.000,00 EUR.

Un surplus de facturation est normal au cours d'une première année d'une période régulatoire. Il résulte de l'utilisation de tarifs du réseau constants: au cours de la première partie de la période régulatoire, l'utilisation d'un tarif du réseau moyen constant donne en effet lieu à un chiffre d'affaire supérieur aux coûts de cette année, mais le chiffre d'affaire sera inférieur aux coûts réels durant la deuxième moitié de la période régulatoire. A la fin de la période complète, le surplus de facturation doit en principe être égal à zéro.

Dans la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011, un surplus de facturation de 43.300.000,00 EUR était prévu pour l'année 2012.

138. Outre la partie du surplus liée à des tarifs constants, un excédent d'exploitation global de 27.018.000,00 EUR a par ailleurs été réalisé pour l'année 2012 ; ce chiffre se trouve confirmé dans le rapport tarifaire d'Elia du 1^{er} mars 2013.

139. Elia doit également tenir compte des opérations et obligations suivantes :

- (i) la couverture du déficit de la période régulatoire 2008-2011 à concurrence de 9.328.000,00 EUR ;
- (ii) la restitution du chiffre d'affaire complet du *volume fee*, soit 18.690.000,00 EUR ;
- (iii) la restitution intégrale des tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau, soit 36.376.000,00 EUR ;
- (iv) la restitutions de la différence entre les tarifs d'injection facturés et les tarifs d'injection dûs pour les services auxiliaires à concurrence de 24.711.000,00 EUR ;
- (v) la facturation aux propriétaires de l'infrastructure de réseau mise à disposition d'Elia à concurrence de 1,240.000 00 EUR

140. Compte tenu du solde disponible mentionné aux numéros 135 et 136, et des obligations et créances mentionnées au numéro 137, Elia constate que pour l'année 2012 le solde d'exploitation accuserait un déficit de 11.545.000,00 EUR, comme calculé au tableau 5 ci-dessous.

Tableau 5 : Calcul du solde d'exploitation 2012 en application de l'arrêt du 6 février 2013.

Situation exercice d'exploitation 2012	
Surplus de facturation	43.278.000,00
Excédent tarifaire	27.018.000,00
Obligations	
Déficit tarifaire 2008-2011	-9.328.000,00
Restitution volume fee	-18.585.000,00
Restitution tarif d'injection utilisation réseau	-36.376.000,00
Restitution différence tarif d'injection services auxiliaires	-18.690.000,00
Récupération infrastructure réseaux	1.240.000,00
Solde global (déficit) à la fin de 2012	-11.443.000,00

141. Etant donné que Elia, dans sa proposition tarifaire rectifiée, transfère son solde déficitaire de 11.545.000 EUR (*sic*) à la période 2013-2016 (les années 2013, 2014 et 2015 chacune pour un tiers), il en résulte que l'application des tarifs de réseau sur la période 2013-2015 couvre également les coûts de 2012.

La proposition tarifaire rectifiée se limite ci-après au calcul des tarifs adaptés pour la période 2013-2015, dans le respect de la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013.

XII.4 L'allocation des coûts sur les composantes tarifaires 'puissance' et 'énergie'

142. La répartition du revenu total entre les segments de vente sur la base, respectivement, de la puissance et de l'énergie, donne lieu aux coûts qui sont supportés par les tarifs de raccordement et les tarifs d'infrastructure basés sur la puissance, d'une part, et sur les tarifs destinés à la gestion du système et aux services auxiliaires, d'autre part.

Cette répartition a lieu pour chaque élément du revenu total sur la base des clés de répartition proposées par Elia.

143. La marge bénéficiaire équitable fait l'objet d'une clé de répartition particulière, notamment, parce que la cour d'appel de Bruxelles, dans son arrêt du 6 février 2013, avait émis des doutes quant à l'allocation concrète de la marge bénéficiaire équitable sur les différentes activités d'Elia. Elia a donc proposé une clé de répartition modifiée pour cette allocation dans sa proposition tarifaire rectifiée 2012-2015.

La proposition d'Elia se base sur une allocation basée sur la masse salariale, les fonds propres nécessaires et le chiffre d'affaires tarifaire des activités concernées, comptant pour un tiers chacun. Les paramètres concrets sont, respectivement, le nombre d'FTE et les niveaux de compétence, les ressources financières nécessaires à l'activité et le volume des biens et services fournis aux clients.

Un minimum de 6 % de la marge bénéficiaire équitable globale est toutefois prévu pour chaque activité.

La CREG considère que cette répartition constitue effectivement une bonne représentation de la contribution de chaque activité dans la formation de la marge brute régulée.

144. La CREG accepte les clés de répartition proposées.

145. L'application de ces clés de répartition donne lieu à la répartition du revenu total sur la période 2013-2015 (2.465.381.000,00 EUR) entre tous les types de tarifs telle qu'illustrée dans le tableau 6 ci-après.

Tableau 6. Allocation du revenu total 2013-2015 aux types de tarifs

Montants * 1.000,00 EUR	TOTAL	Coûts liés aux infrastructures de réseau	Coûts liés à la gestion du système, aux services aux. et déséquilibres
Coûts gérables (classe 2)	845,064	620,446	224,618
Coûts non-gérables (classe 1)			
Achats de services auxiliaires	536,287	44,363	491,924
Redevances pour usage de réseaux de tiers	71,273	62,364	8,909
Charges de pensions et non-actifs	27,635	0,000	27,635
Amortissements	303,299	273,997	29,302
Moins-values	14,678	14,678	0,000
Provisions	-1,030	-1,030	0,000
Précomptes immobiliers et taxes	41,150	32,920	8,230
Charges financières nettes	404,443	367,354	37,089
Charges et produits exceptionnels/régularisations	0,000	0,000	0,000
Impôts des sociétés	48,113	39,815	8,298
Production immobilisée	-44,522	-44,522	0,000
Produits divers en diminution des coûts non-gérables	-3,000	-3,000	0,000
Produits internationaux	-48,969	-48,969	0,000
Traitement des écarts tarifaires passées	11,445	-26,772	38,217
Total Coûts non-gérables (classe 1)	1.360,802	711,198	649,605
Bénéfice net			
Rémunération équitable	187,440	145,791	41,649
Incentive Y2 (après impôts)	14,001	10,890	3,111
Decommissionings (après impôts)	58,073	58,073	0,000
	259,514	214,754	44,760
TOTAL	2.465,381	1.546,398	918,983

146. Le résultat de la répartition des coûts liés à l'énergie (918.983.000,00 EUR) sur les trois tarifs du réseau sous-jacents est illustré au tableau 7.

Tableau 7. Répartition des coûts liés à l'énergie sur les 3 tarifs du réseau

Montants * 1.000,00 EUR	Coûts liés à la gestion du système, aux services aux. et déséquilibres	Gestion du système	Services aux. et déséquilibres
Coûts gérables (classe 2)	224,618	192,079	32,539
Coûts non-gérables (classe 1)			
Achats de services auxiliaires	491,924	-15,000	506,924
Redevances pour usage de réseaux de tiers	8,909	8,909	0,000
Charges de pensions et non-actifs	27,635	27,635	0,000
Amortissements	29,302	27,158	2,144
Moins-values	0,000	0,000	0,000
Provisions	0,000	0,000	0,000
Précomptes immobiliers et taxes	8,230	8,230	0,000
Charges financières nettes	37,089	35,042	2,047
Charges et produits exceptionnels/régularisations	0,000	0,000	0,000
Impôts des sociétés	8,298	3,281	5,017
Production immobilisée	0,000	0,000	0,000
Produits divers en diminution des coûts non-gérables	0,000	0,000	0,000
Produits internationaux	0,000	0,000	0,000
Traitement des écarts tarifaires passées	38,217	38,217	0,000
Total Coûts non-gérables (classe 1)	649,605	133,473	516,132
Bénéfice net			
Rémunération équitable	41,649		
Incentive Y2 (après impôts)	3,111		
Decommissionings (après impôts)	0,000		
	44,760	17,699	27,062
TOTAL	918,983	343,250	575,732

XII.5 L'allocation à l'injection

147. Dans sa proposition tarifaire rectifiée, Elia aborde en détail ses options destinées à mettre certains services à charge soit du prélèvement sur le réseau, soit de l'injection dans le réseau, soit des deux.

Cela vaut uniquement pour la fourniture des services auxiliaires : imputer les coûts pour l'utilisation du réseau à charge d'un nombre restreint de producteurs est en effet considéré comme étant discriminatoire, et imputer les mêmes coûts avec effet rétroactif à charge de tous les producteurs pourrait entraîner une rétroactivité injustifiée.

Il s'avère ci-après qu'Elia, faisant suite aux questions posées lors de la concertation²² avec la FEBEG le 15 mars 2013, soumet elle-même des données provenant d'un *benchmark* sur les tarifs d'injection.

²² Voir rapport (RA)1109/2 de la consultation et concertation relatives au "projet de décision (Z) 130228-CDC-1109/2 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 établissant des méthodes provisoires de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport", en particulier l'annexe 1 (lettre de la FEBEG) et l'annexe 3, CREG, 28 mars 2013

Pour la période régulatoire 2012-2015, Elia propose de mettre à zéro le tarif pour l'utilisation de l'infrastructure de réseau par les producteurs. Pour un critère objectif relatif à l'évaluation d'un tel tarif, la CREG renvoie aux efforts de la Commission européenne pour lutter contre les obstacles à la concurrence via l'harmonisation des tarifs de réseau visée. Cela a mené au règlement (CE) n° 838/2010 du 23 septembre 2010, et en particulier la partie B de l'annexe. Cela ressort clairement des documents²³ précédant le règlement. La cour d'appel de Bruxelles a aussi renvoyé à ce Règlement dans son arrêt du 6 février 2013 (numéro 78 de l'arrêt précité). Ces arguments constituent dès lors une base objective à l'utilisation des plafonds de la partie B de l'annexe en tant que critère objectif pour le maintien de la compétitivité.

Compte tenu de la nature sensible des tarifs d'injection, la CREG reprend littéralement les textes d'Elia en la matière (avec la propre numérotation d'Elia).

« 6.4 Allocation des charges

Les principes de base pour allocation des charges couvertes par les tarifs applicables aux prélèvements sont inchangés vis à vis la Proposition Tarifaire 2012-2015. On les retrouve dans la section 6.4.1 de la Proposition Tarifaire 2012-2015.

Dans cette Proposition Tarifaire rectifiée, Elia propose une révision de l'allocation des charges couvertes par les tarifs applicables aux injections comme exposé ci-dessous.

6.4.1 Allocation des charges couvertes par les tarifs applicables aux injections

6.4.1.1 Introduction

Pour le fonctionnement du système électrique, le gestionnaire de réseau fait appel à plusieurs services auxiliaires. 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 brute limitée injectée par les unités de production raccordées au réseau de transport ou ayant une fonction de transport.

²³ ERGEG, Guidelines on transmission Tarification – ERGEG Proposal 2 may 2005 Explanatory Note

Il s'agit en l'espèce des services auxiliaires suivants:

- *le réglage primaire de la fréquence ;*
- *le réglage secondaire de l'équilibre dans la zone de réglage belge ;*
- *la réserve tertiaire, dont le service d'interruption de l'accès au réseau de charges industrielles, appelé ci-après ICH (Interruptible Contract Holders) ;*
- *le service de black-start.*

Afin de fixer le mode d'allocation des coûts liés à la mise en œuvre de ces services, plusieurs critères sont pris en considération, dont le critère de reflet des coûts. La démarche s'articule selon les étapes suivantes :

- *définition de la composante des coûts dont l'allocation aux producteurs est envisagée (section 6.4.1.2)*
- *pour chacun des services auxiliaires évoqués ci-avant, identification de la part des coûts attribuables aux producteurs, sur base du critère de reflet des coûts (sections 6.4.1.3 à 6.4.1.6)*
- *argumentation de l'opportunité de différenciation du tarif selon le type de production (section 6.4.1.7)*

La section 6.4.1.8 récapitule la proposition d'allocation des charges aux tarifs applicables aux injections, en tenant compte à la fois des conclusions acquises sur base du critère de reflet des coûts, et de considérations relatives aux autres critères considérés. La section 6.4.1.9 soutient cette proposition par une analyse relative à la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement.

6.4.1.2 Réserve versus activation des services auxiliaires

Pour le gestionnaire de réseau, le coût total de mise en œuvre de ces services a deux composantes majeures :

- *la composante « réserve » qui est composée de montants périodiques dus (par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs de ces services) pour la mise à disposition des services, indépendamment de l'activation effective des services concernés.*

- *la composante « activation » qui est en général une rémunération, due par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs de ces services, et proportionnelle à l'énergie mise en œuvre lors de l'appel effectif d'un service auxiliaire.*

Ces deux composantes sont partiellement liées, dès lors que le dimensionnement des réserves requises s'appuie sur une estimation de l'activation potentielle maximale de la réserve considérée.

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. En revanche, le coût d'« activation » de ces services est répercuté dans les tarifs par le biais d'autres mécanismes, dont notamment l'énergie de réglage dans le tarif de compensation du déséquilibre des responsables d'accès. Elia maintient à la présente la proposition de traitement de ces coûts d'activation telle qu'elle avait été décrite dans la Proposition Tarifaire 2012-2015 et la Proposition Tarifaire Adaptée 2012-2015. Le coût d'activation des services mentionnés ci-avant ne fait donc pas l'objet de la présente justification.

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.

6.1.4.3 La réserve primaire

En résumé très succinct, le réglage primaire consiste en une action concertée au niveau européen²⁴, à effet quasi-instantané, visant à augmenter proportionnellement la production quand la fréquence est en baisse par rapport à la référence de 50 Hz, et à diminuer la production dans le cas inverse.

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

²⁴ En l'espèce, il s'agit de la zone synchrone de l'Europe continentale (l'UE sans les Iles britanniques et sans la Scandinavie, mais incluant les pays des Balkans et une partie occidentale de l'Ukraine).

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.

Les besoins à réserver en 2012 et 2013 pour la réserve primaire à charge d'Elia ont ainsi été déterminés par ENTSO-E à 95 MW et 91 MW respectivement.

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 les éléments suivants :

- *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.*
- *La distinction économique décrite ci-avant est illustrée par la forte différence entre les coûts de réservation de réserve primaire dite « asymétrique », agissant en cas d'augmentation de la fréquence et la réserve primaire dite « symétrique » qui intervient tant en cas d'augmentation qu'en cas de diminution de la fréquence. Tandis que le prix pour l'année 2012 de la*

première était de 2,3 EUR par MW et par heure (coût représentatif²⁵ pour les équipements de réglage), celui pour la dernière se situe à 45 EUR par MW et par heure (coût représentatif pour la réserve tournante et les équipements de réglage).

Finally, it is worth mentioning that, outside of « major incidents of reference », the random effects of variation of consumption and production (notably, but not exclusively, production based on renewable sources) also require a quasi-continuous activation of the primary reserve. The part of the primary reserve thus solicited is relatively small, inferior to 10 % of the total reserved. In effect, a sudden variation of 300 MW of an injection or consumption in the Belgian regulation zone causes the activation of approximately 10 % of the reserved capacity for primary reserve in the Belgian regulation zone. These effects, while significant for activation, are not at all determining for the reservation of primary reserve.

In conclusion, as regards the primary reserve, it is established that the cause-effect link between production/consumption effects and reservation costs is situated in a very predominant way at the production level.

6.4.1.4 Le réglage secondaire de l'équilibre dans la zone de réglage belge

Contrairement à la réserve primaire qui réagit à des déviations de la fréquence, la réserve secondaire réagit de façon automatique au solde global des déséquilibres des responsables d'accès dans la zone de réglage belge.

Définie conformément aux dispositions réglementaires (article 233 de l'arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci), la puissance réservée pour la réserve secondaire dans la zone de réglage belge s'élève en moyenne à environ 140 MW.

²⁵ Ce prix concerne la fourniture de réglage asymétrique par une unité nucléaire, dont le mode de fonctionnement se situe au-delà du minimum technique et n'induit donc pas de contrainte quant au maintien d'une plage de réglage à la baisse.

Les phénomènes qui causent l'activation de la réserve secondaire peuvent se distinguer de la façon suivante :

- A. les variations de la consommation par rapport aux programmes des acteurs de marché ;*
- B. 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.*
- C. 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.
A titre d'exemple:*

Le 19 décembre 2012, les changements suivants du programme d'importation, non directement liés à la consommation, mais causés par des échanges commerciaux entre producteurs, ont été répertoriés:

- augmentation de l'importation de 700 MW à 01h00*
- diminution de l'importation de 1000 MW à 02h00*
- augmentation de l'importation de 500 MW à 03h00*

Les centrales de production sous-jacents à ces échanges n'ont pas réalisé ces échanges dans les délais requis, causant une saturation du réglage secondaire au-delà de sa limite de 140 MW aux moments des passages horaires.

- D. *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 totale de 140 MW :

- A. *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.*
- B. *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. En 2012, plusieurs cas de saturation de la réserve secondaire par cette cause ont été répertoriés, dont ceux du weekend de la Pentecôte ont été relayés par la presse.*
- C. *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.*
- D. *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.

6.4.1.5 La réserve tertiaire

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. Bien que les unités nucléaires présentent un profil de production très stable, sollicitant rarement l'activation des réserves, le phénomène des trips a comme conséquence que ces unités constituent néanmoins un facteur déterminant pour la détermination des volumes qui doivent être réservés.

Une analyse plus détaillée de l'année 2012 relève les éléments suivants:

Pendant 26 jours de l'année 2012, la réserve tertiaire a été activée.

En 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.

En 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.

6.4.1.6 La 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.

6.4.1.7 Distinction à faire entre les types de production ?

Il a été argumenté que l'utilisation des services auxiliaires est différente en fonction du type de source de production, notamment à cause du fait que les sources d'énergie renouvelables ont un caractère plus variable et dès lors, leur appel aux services auxiliaires mériterait un traitement tarifaire différent.

Cependant, Elia estime que ce raisonnement doit être nuancé, en fonction du type de coûts concernés (coûts de réservation / coûts d'activation) :

- *Les différences de variabilité entre modes de production se traduisent par une différence en matière d'activation des services auxiliaires. Les coûts d'activation sont rémunérés par le tarif pour le maintien de l'équilibre des responsables d'accès, qui ne fait pas objet de la présente analyse ;*
- *Par contre, en ce qui concerne les coûts de réservation, l'analyse ci-avant démontre que tout mode de production fait appel aux services réservés.*

En conséquence, Elia estime que les éléments présentés ci-avant justifient pleinement le fait que les différents modes de production soient traités de manière identique, en ce qui concerne les coûts de réservation des services auxiliaires.

6.4.1.8. Proposition pour les services auxiliaires et autres composantes du tarif d'injection

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.

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 :

- 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 peut être tenu pour l'infrastructure ;
- une volonté de donner des incitants de localisation géographique pour les investissements²⁶ ;
- 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) ;
- 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 à 2011 et de la pratique courante dans la plupart des pays européens.

²⁶ Pour mémoire, l'article 12, §5, 7° de la Loi Electricité impose que les tarifs doivent favoriser "l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures". Une utilisation rationnelle des infrastructures implique la localisation d'actifs de production dans la zone de réglage belge.

Les partages concrets entre tarifs à charge respectivement de la production et des consommateurs, qui font l'objet de la présente proposition tarifaire sont :

- *50% des coûts de réservation des services auxiliaires à charge des producteurs, soit un tarif de 0,9111EUR/MWh (par le biais de l'énergie brute limitée injectée) ;*
- *0% des coûts de l'infrastructure à charge de la production.*

Ce choix résulte des considérations suivantes :

- *Sur base de l'analyse qui précède, l'entièreté des tarifs à charge de la production ainsi définis est inférieure au total des coûts générés par les producteurs, mais il est tenu compte du fait que ces coûts bénéficient à la consommation ;*
- *Le total des coûts à charge de la production répond aux critères exposés ci-avant et notamment celui de la compétitivité comme exposé ci-après (section 6.4.1.9) ;*
- *Le règlement européen 838/2010 n'impose pas de limite au tarif à charge des producteurs pour les services auxiliaires, tandis qu'il fixe une limite supérieure de 0,5 EUR/MWh pour les coûts d'infrastructure. Voir en particulier les articles 2 et 3 de ce règlement.*

6.4.1.9. Compétitivité et sécurité d'approvisionnement

6.4.1.9.1 Benchmarking de tarifs d'injection à charge des producteurs

L'article 12, §5, 17° de la Loi Electricité du 8 janvier 2012 stipule que la CREG peut tenir compte d'un benchmarking comme élément pertinent pour la détermination des tarifs.

En général, des tarifs « faciaux » à charge de producteurs existent dans la plupart des pays de la zone EU15, allant de 0,19 EUR/MWh²⁷ en France jusqu'à 1,93 EUR/MWh²⁸ en Grande-Bretagne. Dans le cours des trois dernières années, à partir de 2009, ces tarifs à charge des producteurs ont été revus à la hausse en plusieurs pays. D'autres pays, comme notamment l'Espagne et le Portugal, ont introduit de tels tarifs d'injection.

Dans le cadre de la présente Proposition Tarifaire rectifiée, l'exercice de benchmarking présenté ci-après²⁹ considère comme marché de référence l'ensemble des pays de la zone NWE³⁰ plus l'Autriche. En effet, le couplage des marchés de l'électricité s'effectue à cette échelle depuis novembre 2010, grâce à la mise en œuvre de la solution 'Interim Tight Volume Coupling' sur les interconnecteurs entre la Scandinavie et la Région CWE. De plus, ce couplage est appelé à évoluer vers un couplage sur base des prix, dans l'entièreté de la Région NWE, dans l'année à venir³¹. L'Autriche forme une zone de prix avec l'Allemagne et fait ainsi partie des couplages de marchés CWE et NWE. Le tarif moyen à charge des producteurs dans ce marché de référence est de 0,74 EUR/MWh.

²⁷ Source: ENTSO-e Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2012 (June 2012) <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/working-committees/market/transmission-tariffs/>

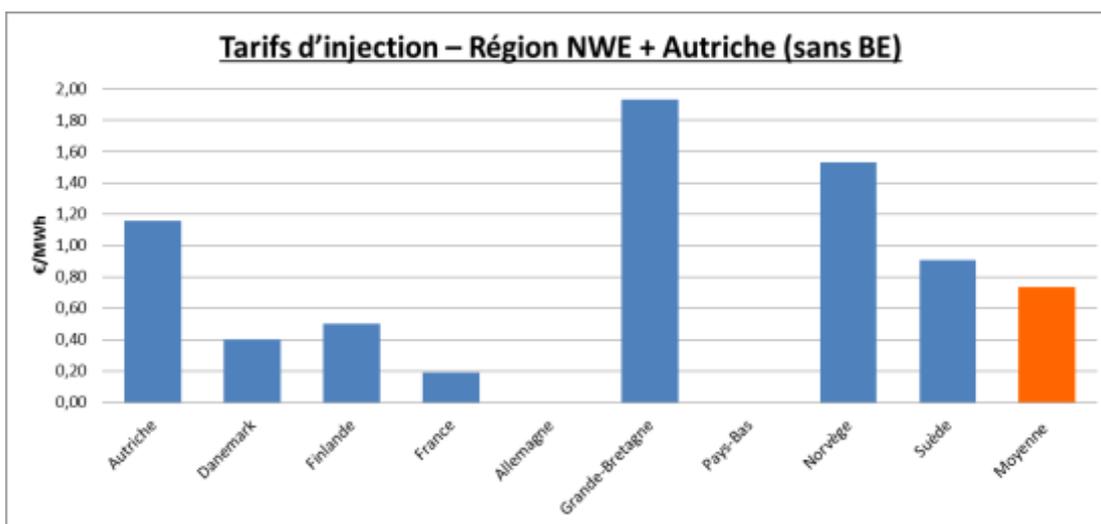
²⁸ Ceci étant une moyenne, car le tarif d'injection en Grande-Bretagne varie en fonction de la localisation de la production, où des zones avec une grande production (nette) comme l'Ecosse Occidentale sont sujettes à un tarif d'injection nettement supérieur à celui applicable dans des zones de grande consommation (nette) comme Londres, où un tel tarif peut même être négatif.

²⁹ Source: ENTSO-e Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2012 (June 2012) <<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/working-committees/market/transmission-tariffs/> >

³⁰ « North West Europe », comprenant la Belgique, la France, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Grand-Duché du Luxembourg, la Grande-Bretagne et les pays scandinaves.

³¹ Following Joint declaration partners involved in NWE project from 18/2/2013: target date go live November 2013.

Comparaison tarifs d'injection (2012)	
NWE + Aut (sans BE)	Tarif d'injection (€/MWh)
Autriche	1,16
Danemark	0,40
Finlande	0,50
France	0,19
Allemagne	0,00
Grande-Bretagne	1,93
Pays-Bas	0,00
Norvège	1,53
Suède	0,91
Moyenne	0,74



Outre ces tarifs « faciaux » exprimés en unités monétaires, plusieurs pays connaissent aussi des obligations pour les producteurs de livrer certains services (auxiliaires) en nature, sans pour autant recevoir une compensation financière pour ce service. Une telle obligation, sans équivalent dans la réglementation belge, induit de facto un coût à charge des producteurs, même si celui-ci n'est pas rendu visible dans un tarif.

En conséquence, pour avoir une base comparative entre la situation des producteurs en Belgique et dans d'autres pays, il faut également tenir compte du « poids » de ces obligations pour ces producteurs, en le traduisant par le tarif équivalent belge qu'ils

auraient dû payer pour le service concerné (i.e. le service visé par l'obligation) dans le système tarifaire belge. Le tarif équivalent belge est utilisé comme « proxy » pour le « poids » de ces obligations dans les différents pays.

Des obligations en nature existent dans plusieurs pays européens, comme par exemple les Pays-Bas, l'Espagne, le Danemark,... Le tableau ci-dessous reprend une liste (non-exhaustive) de telles obligations existantes en 2012.

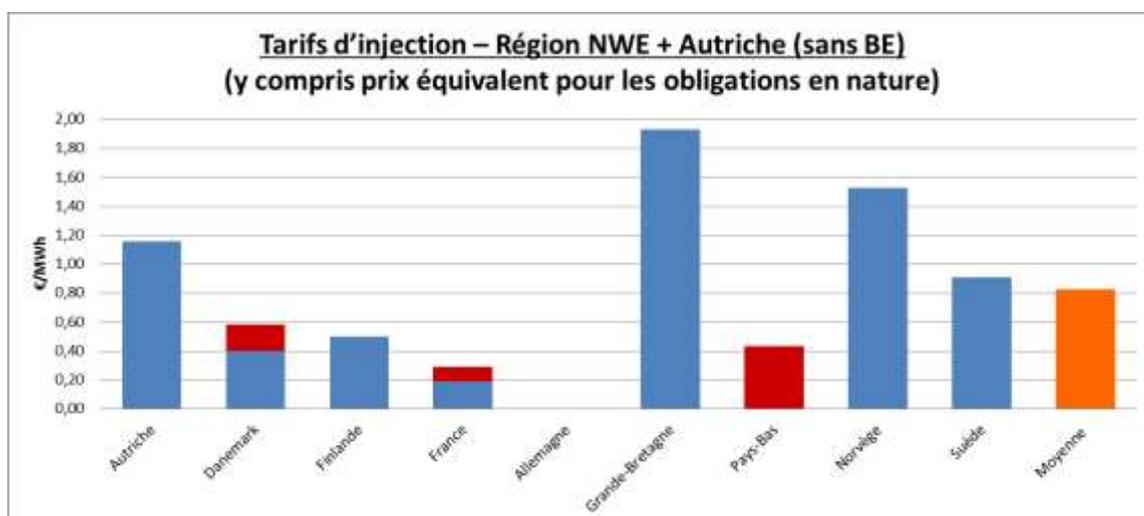
Pays	Obligation en nature (2012)
France	Le service black-start est livré par un nombre d'unités de production équipé pour ce service, sans compensation monétaire.
Pays-Bas	Les producteurs sont obligés de livrer du 'primary frequency control' (R1) sans compensation monétaire
Danemark	Les unités de production sur les réseaux de 400kV et de 150 kV doivent fournir du réglage de tension sans compensation monétaire.
Slovénie	Les producteurs sont obligés de livrer du 'primary frequency control' (R1) sans compensation monétaire
Espagne	Les producteurs sont obligés de livrer du 'primary frequency control' (R1) sans compensation monétaire. De plus, les producteurs avec des unités de production conventionnelles au-delà de 30 MW et raccordé au réseau de transmission, sont obligés de fournir du réglage de tension sans compensation monétaire. Et encore, le service Blackstart est livré par un nombre d'unités de production équipé pour ce service, sans compensation monétaire.
Portugal	Les producteurs sont obligés de livrer du 'primary frequency control' (R1) et de fournir du réglage de tension sans compensation monétaire.
Suisse	Les producteurs sont obligés de livrer du 'primary frequency control' (R1) sans compensation monétaire.
Italie	Les producteurs sont obligés de livrer du 'primary frequency control' (R1) sans compensation monétaire.

Pour obtenir une estimation du tarif équivalent Belge de telles obligations en nature pour des producteurs situés dans d'autres pays, le coût global de tels services en Belgique pour les années 2013 à 2015, repris dans ce dossier dans la partie 6.3.3, est divisé par le volume global, repris dans ce dossier dans l'Annexe XI, pour ces trois années. Le résultat de ce calcul est représenté ci-dessous.

	Prix équivalent belge de l'obligation (€/MWh)	Coût Total 2013-2015 (k€)	Total volume 2013-2015 (GWh)
R1	0,43	88.465	204.164
Voltage control	0,18	37.494	204.164
Blackstart	0,10	21.024	204.164

Le résultat global donne alors lieu au tableau suivant:

Comparaison tarifs d'injection (2012)			
NWE + Aut (sans BE)	Tarif d'injection (€/MWh)	Prix équivalent belge de l'obligation (€/MWh)	Total
Autriche	1,15	0,00	1,16
Danemark	0,40	0,18	0,58
Finlande	0,50	0,00	0,50
France	0,19	0,10	0,29
Allemagne	0,00	0,00	0,00
Grande-Bretagne	1,93	0,00	1,93
Pays-Bas	0,00	0,43	0,43
Norvège	1,53		1,53
Suède	0,91	0,00	0,91
Moyenne	0,74	0,09	0,82



En tenant compte des obligations en nature pour les producteurs dans certains pays du marché de référence de la zone NWE plus l’Autriche, le tarif moyen à charge des producteurs dans ce marché de référence est égal à 0,82 EUR/MWh.

6.4.1.9.2. Compétitivité

En plus du tarif d’injection pour services auxiliaires et la partie de ces services que des producteurs dans certains pays doivent fournir sans compensation financière, Elia estime qu’il faut aussi analyser d’autres éléments pour comparer la compétitivité des unités de production contribuant à la sécurité d’approvisionnement, comme définie dans la ligne directrice 17 de l’article 12 §5 de la Loi Electricité. Ci-dessous, Elia énumère certains de ces éléments, sans pour autant avoir la volonté d’en donner une liste exhaustive.

Afin qu’une unité de production située dans un pays du marché de référence NWE puisse importer en Belgique, il est nécessaire pour une telle unité d’obtenir de la capacité de transport transfrontalière avec les pays limitrophes. Vu que cette capacité est offerte aux parties intéressées par voie d’enchères, le prix résultant de ces enchères doit être inclus dans la comparaison de la compétitivité. Pour un producteur ayant une centrale identique située en Belgique et dans un pays limitrophe, la décision sur le lieu de production pour répondre à un besoin d’énergie en Belgique, sera impacté par cet élément dans la mesure où elle engendre un coût supplémentaire pour l’énergie produite en dehors de la Belgique. Tous autres éléments restant égaux, la centrale située en Belgique bénéficiera d’un avantage compétitif relatif.

Le tableau ci-dessous donne les prix de capacité résultant des enchères annuelles (2013) et mensuelles (moyenne des derniers 12 mois disponible, la période avril 2012 – mars 2013) de capacité sur les frontières avec la France et les Pays-Bas. Les prix pour la direction d’importation (FR → BE et NL → BE) sont montrés, comme cette direction est la plus pertinente pour analyser la compétitivité dans un cadre de sécurité d’approvisionnement.

Frontière	Prix d’enchère annuelle (2013)	Prix moyen des enchères mensuelles (04/2012 – 03/2013)
France → Belgique	1,07 €/MWh	1,71 €/MWh
Pays-Bas → Belgique	1,95 €/MWh	1,35 €/MWh

Ce tableau montre clairement qu'en plus des tarifs d'injection existant dans d'autres pays de la zone NWE, le risque de non-compétitivité encouru par les producteurs en Belgique en raison d'un tarif d'injection belge de 0,91 EUR/MWh est limité par ce coût supplémentaire non-négligeable auquel des producteurs situés dans les autres pays de la zone NWE sont exposés avant de pouvoir nuire, dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, à la compétitivité des centrales situées en Belgique.

En plus de cet aspect de coût engendré pour l'obtention de capacité de transport transfrontalière, en comparant la compétitivité des unités de production belges avec des unités situées dans d'autres pays au sein de la zone NWE, il est important de réaliser que la position de compétitivité n'est pas seulement déterminée par les éléments cités ci-dessus, notamment les tarifs de transport et le coût lié à l'acquisition de capacité transfrontalière annuelle et/ou mensuelle, mais que d'autres éléments ont un impact non-négligeable. Par exemple, pour la Belgique, la cotisation fédérale 'gaz', à laquelle les producteurs à base de centrales à gaz en Belgique sont exposés, est un exemple présenté par la FEBEG³² en étant un élément important. FEBEG chiffre l'impact de coût pour 2012³³ de cette cotisation à un surcoût significatif de 1,37 EUR/MWh pour une centrale TGV avec une efficacité de 59% et 1,48EUR/MWh pour une centrale TGV avec une efficacité de 56%.

Enfin il faut souligner qu'il y a des autres déterminants qui ont un effet plus important que le tarif d'injection sur la compétitivité des unités en Belgique et l'impact pour la sécurité d'approvisionnement. Les principaux déterminants de l'investissement dans des unités de production à l'échelle européenne sont:

- la réduction de la demande électrique à cause de la crise ;*
- le développement des énergies renouvelables ;*
- l'introduction des mécanismes de capacité ;*
- le prix du gaz et le spread avec le prix de l'électricité ;*
- le prix du CO₂ ;*
- la difficulté du financement des entreprises de production.*

³² <http://www.febeg.be/content/default.asp?PageName=OpenDoc&DocID=8724>

³³ Pour 2013, l'ensemble de la cotisation fédérale 'gaz' a diminué, mais le niveau reste néanmoins considérable en comparaison avec le tarif d'injection.

6.4.1.10 Proposition

Dans un contexte international et compte tenu de la dimension multicritère de la tarification, Elia propose de limiter l'enveloppe totale des coûts à charge des tarifs d'injection pour les producteurs, au total de 50 % des coûts de réservation des charges liées à 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. Ces charges comprennent aussi des frais de gestion qui y sont directement liés, ainsi qu'une contribution à la marge.

Ensuite, tenant également compte de cette dimension multicritère et du benchmark international des tarifs d'injection ainsi que du positionnement compétitif des unités de production en Belgique, Elia propose un tarif pour l'utilisation du réseau pour l'injection égal à 0. Néanmoins, la présente proposition ne préjuge en rien la possibilité future pour Elia de proposer des tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau.

6.4.2 Allocation des charges couvertes par les tarifs applicables aux prélèvements

L'allocation des charges couvertes par les tarifs applicables aux prélèvements comme décrites dans la Proposition tarifaire 2012-2015 dans les sections 6.4.2 à 6.4.4 restent d'application à l'exception des corollaires de l'allocation des charges couvertes par les tarifs applicables aux injections comme décrites ci-dessus.

Ainsi 50% des charges liées à 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 sont couvertes sur base de l'énergie brute limitée prélevée par l'utilisateur de réseau.

Il en résulte aussi que 100% des charges d'infrastructures sont couvertes par les tarifs pour la puissance souscrite et la puissance complémentaire pour le prélèvement. «

148. Après avoir effectué un contrôle et une analyse approfondis, la CREG accepte les arguments avancés par Elia, en particulier en ce qui concerne le benchmarking. Le régulateur adhère également au procédé utilisé.

149. Malgré le fait que l'introduction de tarifs d'injection se justifie d'un point de vue économique, l'arrêt du 6/2/12 a décidé - en méconnaissance de l'article 12, §5, 17°- que les tarifs annulés étaient discriminatoires.

Si cette discrimination devait être supprimée, à savoir si tous les utilisateurs du réseau devaient payer le même tarif d'injection, il faudrait, pour ce faire, mettre en place un règlement rétroactif (à défaut, la discrimination persisterait). Cela impliquerait l'application d'un règlement rétroactif, qui est toutefois interdit explicitement par la loi (article 12, §13).

C'est pourquoi la CREG a marqué son accord avec la non application d'un tarif d'injection pour cette période régulatoire, mais n'exclut l'application de celui-ci pour la période régulatoire suivante.

///

XIII. LA STRUCTURE TARIFAIRE

150. La structure tarifaire qu'Elia prévoit dans sa proposition tarifaire rectifiée est conforme aux dispositions en la matière au chapitre II des méthodes tarifaires provisoires :

- i. Les principes des tarifs pour le raccordement au réseau, au sujet desquels l'arrêt du 6 février 2013 ne comporte aucune remarque, sont restés les mêmes ;
- ii. En ce qui concerne les tarifs pour l'utilisation du réseau, Elia propose de mettre à zéro le tarif pour l'utilisation de l'infrastructure de réseau par les producteurs pendant la période régulatoire 2012-2015 et donc *de facto* d'imputer tous les coûts au prélèvement ;
- iii. En ce qui concerne les tarifs pour les services auxiliaires, Elia fait une distinction entre ceux axés sur le maintien de l'équilibre dans la zone de réglage et les autres. C'est uniquement pour ces premiers services qu'Elia propose de calculer les tarifs de telle sorte que la moitié des coûts soit imputé à l'injection et l'autre moitié au prélèvement ;
- iv. Etant donné que les méthodes tarifaires provisoires de la CREG ne prévoient plus de *Volume fee*, Elia ne propose plus dans ses tarifs pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'accès l'utilisation d'un *volume fee*. Seule un tarif est maintenu pour la compensation de la composante énergétique. Elia a cependant insisté auprès de la CREG pour réexaminer l'utilisation d'un *volume fee* dans sa méthodologie tarifaire définitive, essentiellement en raison des éventuelles évolutions sur le plan européen à ce sujet ;
- v. Les tarifs des obligations de service public ont été maintenus ;
- vi. Les impôts, taxes, contributions de toute nature et autres surcharges ne sont plus considérés comme un tarif, mais sont ajoutés comme surcharges aux autres tarifs.

La CREG constate que la structure tarifaire qu'Elia propose est conforme à celle prévue à l'article 4 des méthodes tarifaires.

151. L'utilisation de la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013 n'a pas la moindre influence sur la structure tarifaire elle-même, mais uniquement sur les valeurs tarifaires proposées.

///

XIV. LES VOLUMES PRIS EN COMPTE

152. Sur la base des données réelles relatives aux volumes **prélevés** en 2012, Elia a rectifié les volumes dont elle tient compte dans sa proposition tarifaire rectifiée, comme illustré dans le tableau 8.

Tableau 8. Résumé des volumes relatifs à l'énergie et la puissance (en GWh, MW et %)

	Prévision 2012 en 2011	Réalisé 2012	Prévision 2013 en 2011	Prévision 2014 en 2011	Prévision 2015 en 2011	Nouvelle prévision 2013 - Période A (2)	Nouvelle prévision 2013 - Période B (2)	Nouvelle prévision 2013	Nouvelle prévision 2014	Nouvelle prévision 2015	Evolution réalisée 2012 par rapport à la prévision 2012	Evolution nouvelle prévision par rapport à la prévision de la même année
	(1)		(1)	(1)	(1)	(2)	(2)					
Energie prélevée nette (GWh)	71.769	71.127	71.325	71.074	70.735			70.565	70.316	69.971	-1%	-100%
<i>Evolution par rapport à l'année précédente (%)</i>			-0.6%	-0.4%	-0.5%			-0.8%	-0.4%	-0.5%		
Energie brute limitée prélevée (GWh)	79.253	77.691	78.330	78.179	77.840	33.304	43.256	76.560	76.404	76.055	-2%	-2%
<i>Evolution par rapport à l'année précédente (%)</i>			-1.2%	-0.2%	-0.4%			-1.5%	-0.2%	-0.5%		
Indicateur puissances souscrites & complémentaires prélevées pour les clients directs d'Elia (MW)	4.600	4.661	4.606	4.588	4.611						1%	
Indicateur puissances souscrites prélevées par les GRD (MW)	8.058	8.308	7.974	7.940	7.862						3%	

(1) Prévision selon la Proposition Tarifaire 2012-2015, introduit par Elia System Operator auprès de la CREG le 30 juin 2011
(2) Période A = 5 premiers mois de 2013; Période B = 7 derniers mois de 2013

Il ressort du rapport tarifaire d'Elia relatif à l'exercice d'exploitation 2012 que :

- (i) Pour les entreprises qui sont directement raccordées aux réseaux sur les trois niveaux de tension les plus élevés, on observe une diminution réelle de leur énergie prélevée nette de respectivement 3 %, 6 % et 4 % par rapport à la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011.

Elia considère cette diminution comme structurelle et a adapté ses prévisions pour 2013, 2014 et 2015 dans ce sens.

Pour le prélèvement au niveau de la transformation en moyenne tension (principalement les gestionnaires du réseau de distribution), les volumes sont conformes aux provisions antérieures.

- (ii) En ce qui concerne l'**énergie prélevée limitée brute** sur les trois niveaux de tension les plus élevés, Elia constate une diminution réelle de respectivement 7 %, 6 % et 4 % par rapport à la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011.

Elia considère aussi cette diminution comme structurelle et a adapté ses prévisions pour 2013, 2014 et 2015 dans ce sens.

- (iii) En ce qui concerne les **puissances souscrites**, Elia propose de maintenir les volumes prévus antérieurement.

153. Sur la base des données réelles relatives aux volumes **injectés** en 2012, Elia a rectifié les volumes dans sa proposition tarifaire rectifiée, comme illustré dans le tableau 9.

POUR DES RAISONS DE CONFIDENTIALITE, SEULE LA DERNIERE LIGNE COMPORTANT LES VOLUMES TOTAUX EST MAINTENUE

Tableau 9. Résumé des volumes relatifs à l'énergie injectée (en GWh)

	Prévision 2012 en 2011	Réalisé 2012	Evolution réalisée vs prévision 2012	Prévision 2013 en 2011	Prévision 2014 en 2011	Prévision 2015 en 2011	Nouvelle prévision 2013	Nouvelle prévision 2014	Nouvelle prévision 2015	Evolution nouvelle prévision vs prévision de la même année
	(1)			(1)	(1)	(1)				
Total	80.988	68.989	-15%	80.645	80.201	79.347	68.548	68.171	67.445	-15%

(1) Prévision selon la Proposition Tarifaire 2012-2015, introduit par Elia System Operator auprès de la CREG le 30 juin 2011

Il ressort du rapport tarifaire 2012 une diminution de l'énergie injectée limitée brute de 15 % par rapport au chiffre prévu pour 2012. A défaut d'autres indications, Elia a tenu compte de la même diminution dans la proposition tarifaire rectifiée pour les années 2013, 2014 et 2015.

154. Après avoir réalisé un contrôle et une analyse approfondis, la CREG accepte les volumes de composantes tarifaires prévus par Elia dans sa proposition tarifaire rectifiée.



XV. LES TARIFS PROPOSES

155. Le calcul tarifaire d'Elia se base sur l'utilisation de différentes données : certains tarifs sont constants pour l'ensemble de la période régulatoire, d'autres sont constants pour 2012 et 2013, mais seront modifiés à compter du 1^{er} janvier 2014, et d'autres modifications seront apportées à compter de la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013.

XV.1 Tarifs de raccordement

156. En ce qui concerne les tarifs de raccordement, Elia ne propose aucune modification : pour l'ensemble de la période régulatoire, la proposition tarifaire rectifiée mentionne les mêmes valeurs que celles de la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011.

XV.2 Tarifs de l'utilisation du réseau

157. Les tarifs pour la puissance injectée souscrite ont expiré (cf. arrêt de la cour d'appel du 6 février 2013 et dans ces conditions une introduction est impossible sans application avec effet rétroactif).

158. Les tarifs pour la puissance souscrite à charge du prélèvement restent identiques à ceux de la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011, et ce tant en 2012 que pendant toute l'année 2013.

Ceux-ci seront augmentés à compter du 1^{er} janvier 2014 et resteront constants en 2014 et en 2015.

159. Les tarifs de gestion du système à charge du prélèvement restent jusqu'au 1^{er} juin 2013 les mêmes que dans la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011. A compter de cette date pivot intermédiaire, les tarifs modifiés et constants sont en vigueur jusqu'à la fin de la période régulatoire.

XV.3 Tarifs des services auxiliaires

160. Pour les services auxiliaires axés sur le maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge, un tarif à charge de l'injection et un à charge du prélèvement sont appliqués :

- i. à charge de l'injection, un tarif constant inférieur au précédent tarif d'injection est appliqué à compter du 1^{er} janvier 2012 ;
- ii. à charge du prélèvement, le tarif repris dans la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011 est appliqué jusqu'à la date pivot intermédiaire. A compter du 1^{er} juin 2013, un tarif de réseau supérieur est appliqué.

161. En ce qui concerne les tarifs des autres services auxiliaires (réglage de la tension et de la puissance réactive, gestion de la congestion et compensation des pertes de réseau), les tarifs de réseau de la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011 restent applicables pour l'ensemble de la période régulatoire.

XV.4 Tarifs pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'accès

162. Conformément à la modification du 28 mars 2013 des méthodes tarifaires du 24 novembre 2011, le *volume fee* n'est plus prévu :

163. Pour la composante énergétique de ce tarif de réseau, la formule tarifaire actuelle reste d'application.

XV.5 Tarifs pour les obligations de service public

XV.5.1 Observations générales

164. A l'article 23, § 2, alinéa premier, la Loi Electricité confie à la CREG une mission générale de surveillance et de contrôle des lois et règlements relatifs à l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité. Cela implique donc également la surveillance et le contrôle de toutes les dispositions et modalités tarifaires relatives aux obligations de service public et aux surcharges, et ce pour les obligations tant fédérales que régionales.

165. Dans sa décision du 22 décembre 2011, la CREG avait considéré que les surcharges devaient, à l'instar des OSP, faire l'objet d'un tarif particulier. Cependant, par la loi du 8 janvier 2012, le législateur a clairement indiqué son souhait d'un traitement différencié pour les OSP d'une part, et les impôts, surcharges, ainsi que les taxes et contributions de toutes natures, d'autre part. En effet, selon la ligne directrice n° 11 de l'article 12, § 5, les coûts nets des Obligations de service public sont « *pris en compte dans les tarifs* » alors que, selon la ligne directrice n° 12, les surcharges, impôts, etc. sont « *ajoutées aux tarifs* ». Ainsi, la Loi Electricité impose que seules les OSP font l'objet d'un tarif spécifique.

166. Dans ses nouvelles Méthodes Tarifaires du 28 mars 2013, la CREG a donc retranscrit ces dispositions de la Loi Electricité, notamment aux articles 4 et 9.

167. La CREG constate qu'Elia a correctement fait usage dans sa Proposition Tarifaire Rectifiée de la nouvelle structure tarifaire concernant les obligations de service et les surcharges telle que prévue dans les Méthodes Tarifaires.

168. Dans sa Proposition Tarifaire Rectifiée, Elia explique que, pour la période du 01/01/2012 au 31/05/2013, les montants et règles d'application de la Proposition Tarifaire Adaptée 2012-2015, ainsi que les décisions de la CREG concernant les tarifs OSP et les surcharges ne sont pas impactés par l'Arrêt de la cour d'Appel du 6 février 2013 et restent donc valables pour cette période.

169. En outre, Elia explique que les valeurs des tarifs pour obligations de service public et des surcharges sont, dans la plupart des cas, directement déterminées ou au moins fonctions de textes législatifs et ne sont donc pas du ressort d'Elia.

170. Par conséquent, Elia se limite à présenter les éléments qui lui sont connus au moment de la rédaction de la Proposition Tarifaire Rectifiée.

171. La CREG accepte cette argumentation et, partant, le fait qu'Elia ne propose des valeurs pour les tarifs OSP et les surcharges que pour 2012 et 2013.

172. Par ailleurs, la CREG a une nouvelle fois confirmé, notamment dans le cadre de la consultation sur les MTP du 28 mars 2013, et sur base, notamment, de l'article 33 de ces MTP, qu'Elia a la faculté d'introduire une demande de modification d'un tarif (ou d'une surcharge) en particulier, soit de l'ensemble des tarifs et surcharges existants, chaque fois qu'au moins un élément significatif l'impose et que le principe de réfectivité des coûts n'est plus respecté.

173. Dans ce cadre, le 16 novembre 2012, Elia a présenté à la CREG son dossier « Adaptation des Tarifs d'Obligation de service public et taxes et surcharges pour application à partir du 1^{er} janvier 2013 ». Par sa décision (B)121129-CDC-658E/25, la CREG avait rejeté, le cas échéant, les propositions d'adaptation, à l'exception de celle concernant l'obligation de rachat des certificats verts délivrés par les Autorités wallonnes. Toutefois, comme le souligne la réserve générale formulée au point 34 de la décision susmentionnée, cette décision « *n'affecte pas l'exercice futur de la compétence tarifaire. La CREG est compétente pour adapter en permanence les tarifs ou la méthode, [...]* »

174. Par conséquent, si des éléments ont significativement évolués depuis cette décision et que des adaptations sont désormais nécessaires pour le maintien du principe de réfectivité des coûts, la CREG s'attend à ce qu'Elia propose les adaptations des tarifs OSP et des surcharges concernées dans sa Proposition Tarifaire Rectifiée.

175. Les différents tarifs pour obligations de service public tels que soumis par Elia à la CREG sont présentés et discutés ci-dessous, tant au niveau de leur base légale que de leurs valeurs pour les exercices 2012 et 2013.

XV.5.2 Au niveau fédéral

176. Au niveau fédéral, à ce jour, deux Obligations de Service Public sont imposées au gestionnaire de réseau de transport : l'une pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore et l'autre pour le financement de certificats verts fédéraux.

177. Il est intéressant de noter, bien que cela n'a pas d'impact sur les tarifs d'Elia, que suite à l'Arrêté Royal du 21 décembre 2012 portant modifications de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion d'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, le gestionnaire de réseau de transmission n'est plus soumis, comme il l'était en vertu de cet Arrêté Royal, à une obligation de rachat à prix minima des certificats verts délivrés par les autorités régionales. Une exception est toutefois prévue pour les installations photovoltaïques mises en services avant le 1^{er} Août 2012.

XV.5.2.1 Tarif pour l'obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éolien offshore

178. Conformément à l'article 7, §2 de la Loi Electricité, 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 25.000.000,00 EUR par parc, répartis en 5 tranches annuelles de 5.000.000,00 EUR.

179. Ce tarif s'applique à l'ensemble des prélèvements nets depuis le réseau Elia (clients directs et Gestionnaires des Réseaux de Distribution) en exécution de l'article 7, §2 de la Loi Electricité qui précise : « Le coût de cette contribution financée par le Gestionnaire du Réseau est un coût imputable aux tâches visées à l'article 8 ». Conformément aux Méthodes Tarifaires, Elia a prévu un tarif afin de couvrir le coût de cette contribution au financement du raccordement des parcs éoliens offshore.

XV.5.2.2 Tarif pour l'obligation de service public pour le financement de certificats verts fédéraux

180. En vertu de l'article 7, §1 de la Loi Electricité, le roi peut mettre en place un mécanisme de soutien pour l'électricité produite par les parcs éoliens offshore, notamment un système de certificats verts couverts par une obligation d'achat à un prix minimal par le gestionnaire de réseau.

181. Par l'Arrêté Royal du 16 juillet 2002 relatif à l'introduction de mécanisme pour le soutien d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, et des modifications qui y ont été apportées par l'Arrêté du 31 octobre 2008, le Roi a effectivement instauré un tel mécanisme.

182. Selon l'article 14, §2, de l'Arrêté Royal du 16 juillet 2002, le solde net qui résulte de la différence entre les prix d'achat (imposés par l'Arrêté, sur base d'une proposition de la CREG) et les prix de vente des certificats est couvert par une surcharge sur les tarifs de transport. Le montant de cette surcharge est arrêté par le Roi, après avis de la Commission, et est revu chaque année.

183. En novembre 2012, en vertu de l'article 14^{sexies} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 et sur base de la proposition d'Elia ainsi que des données récoltées chez les producteurs concernés, la CREG a soumis au Roi une proposition de surcharge pour 2013³⁴.

184. Par l'arrêté ministériel du 21 décembre 2012, le Secrétaire d'Etat à l'énergie, l'environnement et la mobilité a confirmé le montant de la surcharge proposé par la CREG, soit 2,2133 EUR/MWh, et appliquée à l'énergie brute limitée prélevée sur le réseau de transport.

185. La CREG constate qu'Elia a correctement repris ce montant pour l'année 2013. La CREG constate que le montant repris pour 2012 est également correct.

XV.5.3 En Région flamande

186. A ce jour, au niveau de la Région flamande, deux obligations de service public sont imposées au gestionnaire de réseau local : l'une pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération et l'autre pour le financement des mesures en faveur de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie.

187. Ces tarifs pour obligation de service public s'appliquent uniquement aux prélèvements nets situés en Région Flamande.

³⁴ CREG, Proposition (C)121129-CDC-1209 sur « le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2013 », 29 novembre 2012.

XV.5.3.1 Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables

188. Ce tarif couvre d'une part la limitation des coûts de raccordement d'un site de production d'énergie renouvelable selon les dispositions de l'article 6.4.13 du Décret de la Région Flamande relatif aux conditions générales de la politique d'énergie du 19 Novembre 2010 (« Energiebesluit »), et l'obligation de rachat des certificats verts et des certificats de cogénération à un prix minimal garanti, en vertu des articles 7.1.6 et 7.1.7 du Décret du 8 mai 2009 relatif aux conditions générales concernant la politique d'énergie («Energiedecreet»).

189. Dans son Dossier « Adaptation des Tarifs d'Obligation de service public et taxes et surcharges pour application à partir du 1^{er} janvier 2013 », Elia expliquait que les conséquences des importantes modifications apportées par le législateur flamand à l'Energiedecreet du 8 mai 2009 par le Décret du 13 juillet 2012 ne pouvaient pas encore être correctement appréhendées au moment de la rédaction dudit Dossier.

190. Dans sa Décision (B)121129-CDC-658E/25, la CREG avait déjà approuvé le point de vue d'Elia.

191. La CREG constate qu'Elia a maintenu la valeur du tarif pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables pour 2012 et n'a toujours pas proposé de modification de la valeur pour 2013.

192. La CREG ne constate pas non plus de raison pour modifier ce tarif et approuve la proposition pour 2012 et 2013.

XV.5.3.2 Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures en faveur de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie

193. Ce tarif couvre le financement des mesures en faveur de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie, visées par l'article 7.5.1 du Décret du 8 mai 2009 relatif aux conditions générales concernant la politique d'énergie (« Energiedecreet ») 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 »).

194. Elia propose de maintenir ce Tarif au même niveau qu'en 2011 et 2012.

195. La CREG ne voit pas raison pour modifier ce tarif et approuve cette proposition.

XV.5.4 En Région wallonne

196. Au niveau de la Région wallonne, le Gestionnaire de réseau de transport local, Elia, est soumis à une obligation de rachat à prix minima des certificats verts délivrés par l'autorité régionale. A ce jour, il n'y a pas d'autre obligation de service public imposée au Gestionnaire de réseau de transport local en Région wallonne.

XV.5.4.1 Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

197. En vertu de l'article 40 du Décret de la Région Wallonne du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional d'électricité, un système de certificat vert a été institué afin de soutenir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en Région wallonne. Par les articles 24ter à 24octies de l'Arrêté du Gouvernement de la Région Wallonne du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché d'électricité, tel que modifié par l'Arrêté du 20 décembre 2007, les autorités ont imposé une obligation de rachat à prix minima des certificats verts au gestionnaire de réseau de transport local, en l'occurrence Elia.

198. Par son courrier daté du 14 mars 2013, Elia a informé la CREG la situation actuelle du marché des certificats verts en Région wallonne. Elia a également demandé à la CREG quelles suites, notamment en matière tarifaire, elle entend donner au constat dressé par Elia.

199. A ce jour, aucun élément concret ne permet à la CREG de répondre à la requête d'Elia. De nombreuses informations ont récemment circulé dans la presse ou lors d'échanges entre la CREG et les acteurs impliqués mais aucune décision officielle n'est, à ce jour, venue confirmer ces informations. Toutefois, des évolutions concrètes étant attendues prochainement, la CREG ne juge pas opportun de modifier le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie dans le cadre de la Proposition Tarifaire Rectifiée.

200. Par conséquent, la CREG décide d'approuver les valeurs proposées par Elia pour les années 2012 et 2013.

201. La CREG invite toutefois Elia à lui soumettre une nouvelle proposition d'adaptation de ce tarif dès que des éléments suffisamment concrets pourront être pris en considération. Dans sa lettre du 26 avril 2013, Elia a confirmé son intention de revenir vers la CREG en ce qui concerne ce tarif.

XV.5.5 En Région de Bruxelles-Capitale

202. Au niveau de la Région bruxelloise, le Gestionnaire de réseau de transport régional, Elia, est soumis à une obligation de rachat à prix minima des certificats verts délivrés par l'autorité régionale. A ce jour, il n'y a pas d'autre obligation de service public imposée Gestionnaire de réseau de transport régional en Région bruxelloise.

XV.5.5.1 Tarif pour l'obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale

203. L'article 28 de l'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle que modifiée par l'ordonnance du 20 juillet 2011, institue un système de certificats verts afin de soutenir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et impose une obligation de rachat à prix minima des certificats verts au gestionnaire de réseau de transport régional, en l'occurrence Elia.

204. A ce jour, cette obligation d'achat n'a pas généré de coût pour Elia. La valeur de ce tarif est donc maintenue à 0 EUR/MWh tant pour 2012 que 2013.

205. La CREG marque son approbation pour cette valeur.

/// ///

XVI. LES SURCHARGES

XVI.1 Observation générales

206. Avec son article 23, §2, 1°, la Loi Electricité charge la CREG d'une mission générale de surveillance et de contrôle des lois et règlements relatifs à l'organisation et au fonctionnement du marché de l'électricité. Cela implique donc également la surveillance et de contrôle des surcharges, et ce concernant tant les obligations fédérales que régionales.

207. Dans son arrêté modificatif du 28 mars 2013, la CREG a dès lors repris les dispositions correspondantes dans ses méthodes tarifaires, en particulier les articles 4 et 9.

208. Après avoir effectué un contrôle et une analyse approfondis, la CREG constate qu'Elia, dans sa proposition tarifaire corrective, a fait correctement usage de la structure tarifaire modifiée sur le plan des obligations de service public et des surcharges.

XVI.2 Niveau fédéral

209. En vertu des articles 21 *bis* à 21 *quater* de la Loi Electricité, le gestionnaire du réseau de transport est chargé de percevoir la cotisation fédérale selon les règles décrites dans l'Arrêté Royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation de et le contrôle sur le marché d'Electricité, tel que modifié par l'Arrêté Royal du 27 mars 2009 et confirmé par la loi du 15 décembre 2009 portant sur la confirmation de divers arrêtés.

210. Selon l'article 21 *ter* de la Loi Electricité, le Roi détermine par des arrêtés délibérés en Conseil des ministres le mode de calcul et les autres modalités de la cotisation fédérale. En vertu des dispositions de l'Arrêté Royal du 24 mars 2003, la CREG est ainsi chargée de la détermination des montants unitaires qui composent la Cotisation Fédérale. Pour l'année 2013, la détermination de ceux-ci ont eu lieu sur base des mesures légales et réglementaires suivantes :

- i) approbation par la Commission de l'Economie de la Chambre des représentants, le 18 décembre 2012, du budget 2013 de la CREG ;

- ii) la suppression du mécanisme d'exonération des composantes électricité « Gaz à effet de serre » et « Dénucléarisation » (loi du 27 décembre 2012 portant dispositions diverses en matière d'énergie, publiée au Moniteur du 28 décembre 2012) ;
- iii) la fixation à zéro euro du montant à appeler pour l'alimentation du fonds « Gaz à effet de serre » (AR du 10 décembre 2012, publié au Moniteur du 17 décembre 2012) ;
- iv) l'utilisation du solde du fonds « Prime Chauffage électricité et gaz naturel », suite à la suppression des fonds par la loi du 08 janvier 2012, pour réduire le montant à appeler pour l'alimentation du fonds « Clients protégés gaz naturel » (approuvées en Conseil des Ministres du 30 novembre 2012) ;
- v) le gel du fonds OSP électricité et gaz naturel (AR du 14 novembre 2012, publié au Moniteur du 29 novembre 2012) ;
- vi) estimation du besoin du fonds « clients protégés », en l'absence de base réglementaire en la matière.

211. La CREG a contrôlé les montants de la cotisation fédérale repris par Elia dans sa Proposition Tarifaire Rectifiée pour les années 2012 et 2013, et approuve ces montants.

XVI.3 La Région flamande

212. Aucune surcharge n'est imposée au Gestionnaire de réseau local.

XVI.4 La Région wallonne

213. En vertu de l'arrêté du Gouvernement wallon du 28 novembre 2002, le Gestionnaire du Réseau de Transport Local en Région Wallonne est soumis à une redevance pour occupation du domaine public.

214. Dans sa Proposition Tarifaire 2012-2015 ainsi que dans son dossier « Adaptation des Tarifs d'Obligation de service public et taxes et surcharges pour application à partir du 1^{er} janvier 2013 », en vertu de l'article 15 de l'Arrêté susmentionné, Elia a proposé la création d'une surcharge pour occupation du domaine public, applicable aux prélèvements effectués en région Wallonne et pour les points de prélèvement dont le niveau de tension est inférieur ou égal à 70 kV.

215. L'Arrêté du gouvernement wallon du 28 novembre 2002 comporte les modalités de calcul concrètes de son adaptation réglementaire prévue annuellement.

216. Dans sa Décision (B)121129-CDC-658E/25, la CREG avait déjà constaté la bonne application de ces modalités de calcul et approuvé la proposition d'Elia concernant cette surcharge.

217. La CREG approuve donc les valeurs de la surcharge pour occupation de domaine public en Wallonie proposées par Elia dans sa Proposition Tarifaire Rectifiée pour les exercices 2012 et 2013.

XVI.5 La Région Bruxelles-Capitale

218. En vertu de l'Ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, le Gestionnaire du réseau de transport régional est soumis à une redevance pour occupation du domaine public.

219. Selon l'article 28 de l'Ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, Elia a l'obligation d'appliquer une indexation annuelle sur la redevance relative à l'occupation du domaine public repris dans ces articles.

220. Dans sa Décision (B)121129-CDC-658E/25, la CREG avait déjà constaté la bonne application de ces modalités d'indexation et approuvé la proposition d'Elia concernant cette surcharge.

221. La CREG approuve donc les valeurs de la surcharge pour occupation de domaine public en Région de Bruxelles-Capitale proposées par Elia dans sa Proposition Tarifaire Rectifiée pour les exercices 2012 et 2013.

////

XVII. RESERVE GENERALE

222. Dans la mesure où la proposition tarifaire se base partiellement sur une projection de l'avenir, le revenu total réel et les quantités réelles durant la période régulatoire 2012-2015 différeront inévitablement du revenu total estimé et des quantités estimées dans la proposition tarifaire. La CREG se réserve le droit d'encore 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.

Le rapport tarifaire de 2012 fera l'objet d'une analyse détaillée ultérieure et d'une approbation spécifique.

////

XVIII. DISPOSITIF

Vu l'arrêt numéro 2012/AR/205.conn. 2012/AR/217 conn. 2012/AR//220 du 6 février 2013 de la cour d'appel de Bruxelles ;

Vu la proposition tarifaire rectifiée d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA du 2 avril 2013 ;

Vu l'accord du 28 mars 2013 relatif à la procédure d'introduction et d'approbation d'une nouvelle proposition tarifaire pour la période 2012-2015 suite à l'arrêt de la cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 ;

Vu les informations supplémentaires que la CREG a reçues le 10 avril 2013 ;

Vu le rapport tarifaire relatif à l'exercice d'exploitation 2012 d'Elia du 1^{er} mars 2013 ;

Vu la proposition tarifaire du 30 juin 2011 et la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011 , tous d'ELIA SYSTEM OPERATOR SA ;

Vu le projet de décision du 11 avril 2013 ;

Vu la lettre de Elia du 26 avril 2013 ;

Vu la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ;

Vu le règlement 838/2010/EU 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 l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité ;

Vu le rapport (RA)1109/2 de la consultation et de la concertation relative au projet d'arrêté (Z) 130228-CDC-1109/2 modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 établissant des méthodes provisoires de calcul et de fixation des conditions tarifaires relatives au raccordement et à l'accès au réseau d'électricité doté d'une fonction de transport ;

Vu les méthodes tarifaires de la CREG du 24 novembre 2011 ;

Vu l'arrêté royal du 18 décembre 2012 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2013 du réglage primaire et du réglage secondaire par différents producteurs ;

Vu le règlement d'ordre intérieur de la CREG du 5 juillet 2012;

Vu l'analyse qui précède ;

Attendu le souci d'Elia pour que les tarifs de réseau régulés soient rapidement rétablis (voir numéro 29 sous 1 *infra*) ;

Attendu l'application des règles générales de droit (voir chapitre V.3 *infra*) ;

Attendu le besoin d'une approche pragmatique pour l'exécution de l'arrêt du 6 février 2013 (voir chapitre VI.2 *infra*) ;

Attendu qu'Elia a correctement exécuté l'esprit de l'arrêt du 6 février 2013 (voir numéro 47 *infra*) ;

Attendu que pour l'ensemble de la période régulatoire, la proposition rectifiée comporte des tarifs du réseau qui couvrent le coût intégral de ceux-ci (voir numéro 141 *infra*) ;

Attendu qu'Elia, en élaborant sa proposition tarifaire rectifiée, s'est basée sur des données connues et réelles de son revenu total à la date de l'introduction de celle-ci (voir numéros 72 et 73 *infra*) ;

Attendu qu'il en résulte que le revenu total de la proposition tarifaire rectifiée est inférieur de plus de 42 millions d'euros à celui de la proposition tarifaire adaptée du 13 décembre 2011 (voir numéro 74 *infra*) ;

Attendu que la CREG n'a pas trouvé de raisons de modifier la rubrique 'Marge bénéficiaire équitabile et amortissements' proposée (voir numéro 99 *infra*) ;

Attendu que la CREG n'a pas trouvé de raisons de modifier la rubrique proposée 'coûts' dans le revenu total (voir numéro 124 *infra*) ;

Attendu que la CREG n'a pas trouvé de raisons de modifier la rubrique 'Plus-value de l'iRAB' dans le revenu total (voir numéro 128 *infra*) ;

Attendu qu'Elia respecte, lors de l'allocation du revenu total, les principes prescrits de *l'Activity Based Costing* (voir chapitre XII.2 *infra*) ;

Attendu qu'Elia applique le système de cascade des niveaux de tension supérieurs aux niveaux de tension inférieurs (voir numéro 132 *infra*) ;

Attendu la nécessité d'une application *sui generis* (voir numéro 136 *infra*) ;

Attendu qu'Elia établit, ce faisant, la distinction entre la période précédant et suivant la date pivot intermédiaire du 1^{er} juin 2013 (voir numéro 137 *infra*) ;

Attendu qu'Elia reporte un montant de 11.545.000 EUR aux exercices d'exploitation 2013, 2014 et 2015 afin que les tarifs du réseau appliqués au cours de l'exercice d'exploitation puissent couvrir les coûts (voir numéro 140 et 141 *infra*) ;

Attendu l'allocation des coûts sur les composantes tarifaires 'puissance' et 'énergie' (voir chapitre XII.4 *infra*) ;

Attendu la motivation détaillée de l'allocation des coûts du réseau pour les services auxiliaires à l'injection (voir numéro 147 *infra*) ;

Attendu que les informations de *benchmarking* fournies sur les tarifs d'injection sont convaincantes (voir numéro 147 *infra*) ;

Attendu qu'Elia propose une structure tarifaire qui satisfait aux dispositions des méthodes tarifaires en la matière (voir numéro 150 *infra*) ;

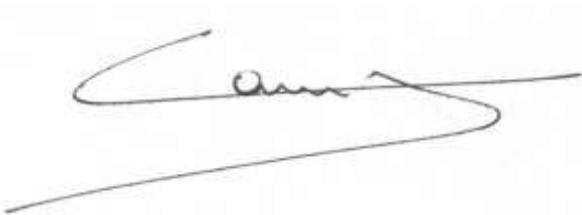
Attendu qu'Elia fait usage, pour le calcul tarifaire, des données les plus récentes sur les volumes des composantes tarifaires (voir numéro 152*infra*) ;

Attendu qu'Elia conserve les tarifs pour les obligations de service public comme prévu dans la décision de la CREG du 29 novembre 2012 (voir chapitre XV.5 *infra*) ;

Attendu qu'Elia prévoit des montants pour les surcharges qui sont conformes aux dispositions légales (voir chapitre XVI *infra*) ;

LA CREG DÉCIDE d'approuver la demande d'approbation de la proposition tarifaire rectifiée du 2 avril 2013 de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période régulatoire 2012-2015. Les tarifs du réseau approuvés sont ajoutés à l'annexe 2 ;

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

ANNEXE 1 : accord signé du 28-03-2013

Accord relatif à la procédure d'introduction et d'approbation d'une nouvelle proposition tarifaire pour la période 2012-2015 suite à l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013

Entre :

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), organisme autonome ayant la personnalité juridique, dont les bureaux sont situés rue de l'Industrie, 26-38, à 1040 Bruxelles,

représentée par MM. François Possemiers, Président et M. Guido Camps, Directeur,

Et

La SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ELIA), dont le siège social est situé Boulevard de l'Empereur, 20, à 1000 Bruxelles, inscrite au registre des entreprises sous le n° 0476.388.378,

Représentée par MM. Jacques Vandermeiren, Chief Executive Officer et Mme. Catherine Vandendorre, Chief Corporate Officer,

IL EST AU PRÉALABLE EXPOSÉ CE QUI SUIT :

1. Par un arrêt du 6 février 2013, la Cour d'appel de Bruxelles a annulé la décision 111222-CDC-658^E/19 du Comité de direction de la CREG relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR pour la période réglementaire 2012-2015. Dans cet arrêt, la Cour d'appel demande à la CREG de prendre une nouvelle décision sur la base d'une « proposition tarifaire adaptée » de Elia (§ 118 de l'arrêt). L'arrêt ne précise pas davantage les modalités de réfection de la décision annulée.

2. L'arrêté de la CREG du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport (ci-après également désigné sous les termes : « Méthodes Tarifaires Provisoires ») ne contient aucune disposition spécifique relative à la procédure à suivre en cas d'annulation des tarifs par une juridiction compétente.

3. La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« Loi Electricité ») telle que modifiée par loi du 8 janvier 2012, ne prévoit pas non plus quelle procédure doit être suivie pour la réfection d'une décision tarifaire annulée.

4. La Loi Electricité contient toutefois des dispositions relatives à la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs de transport. En particulier, l'article 12, § 8, de la loi prévoit à ce propos soit la conclusion d'un accord sur cette procédure entre la CREG et le gestionnaire du réseau de transport, soit à défaut d'accord, l'application d'une procédure fixée par la loi. Il semble résulter de l'article 12, § 8, que le législateur a entendu que les règles de procédure relatives à l'introduction et à l'approbation des tarifs ne relèvent pas de la compétence de la seule CREG.

5. Par ailleurs, dans le cadre de la réfection des tarifs de transport, la CREG envisage de faire application de l'article 12^{quater}, § 2, de la Loi Electricité, qui lui permet d'adopter toute mesure provisoire utile, dans l'attente de l'adoption d'une méthodologie tarifaire en exécution de l'article 12, § 2, pour autant qu'elle respecte les orientations tarifaires visées à l'article 12, § 5.

6. Pour éviter toute contestation et ainsi maximiser la sécurité juridique au bénéfice des différents acteurs du marché, les parties soulignent expressément qu'elles entendent mettre en œuvre en l'espèce l'article 12, § 8, de la Loi Electricité.

7. Le présent Accord vise, en l'occurrence, à déterminer (conformément à l'article 12, § 8, de la Loi Electricité et en supposant que ce dernier soit applicable à une procédure fondée sur l'article 12^{quater}, § 2) la procédure d'introduction et d'approbation de la nouvelle proposition tarifaire suite à l'annulation des tarifs de transport par l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013. Il n'est pas applicable à d'autres procédures d'approbation ou de réfection de tarifs.

8. L'Accord tient compte par ailleurs de l'urgence à prendre une nouvelle décision en matière tarifaire. En effet, l'annulation des tarifs de transport par la Cour d'appel de Bruxelles ayant entraîné leur mise à néant à titre rétroactif, ceci pourrait être la source de difficultés pour le gestionnaire du réseau de transport, confronté à des contestations des factures émises et à des problèmes de trésorerie.

9. Enfin, cet Accord ne constitue nullement une reconnaissance, dans le chef de la CREG, de la conformité de 12, § 8, de la Loi Electricité aux dispositions de la directive 2009/72/CE, ni de l'applicabilité de cet article en cas d'adoption de mesures provisoires sur la base de l'article 12^{quater}, § 2, de la Loi Electricité. De même, le présent Accord n'implique aucune renonciation d'Elia sur les points qui ne sont pas régis par le présent Accord.

EN CONSEQUENCE, IL EST CONVENU CE QUI SUIT :

Article 1^{er}.

Le présent Accord a pour objet de fixer, conformément à l'article 12, § 8, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la procédure d'introduction et d'approbation de la nouvelle proposition tarifaire qu'Elia doit introduire auprès de la CREG suite à l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013. Pour autant que de besoin, les Parties confirment expressément que les délais fixés dans le présent Accord prévalent sur ceux figurant dans les Méthodes Tarifaires Provisoires.

Art. 2.

Elia soumet sa nouvelle proposition tarifaire pour la période 2012-2015 dans un délai de quinze jours calendrier suivant la publication de l'arrêté de la CREG modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

Elia se conforme à l'arrêté du 24 novembre 2011 et ses annexes. Elle utilise notamment les modèles de rapport qui y sont définis.

Art. 3.

La proposition tarifaire est soumise à la CREG en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception. Elia transmet également une version électronique sur laquelle la CREG peut au besoin retravailler la proposition tarifaire.

Art. 4.

Dans un délai de trois jours ouvrables suivant la réception de la proposition tarifaire, la CREG confirme à Elia, par porteur avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, que le dossier est complet ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'elle devra fournir. Dans les trois jours ouvrables suivant la réception de la lettre susvisée dans laquelle des informations complémentaires lui ont été demandées, Elia transmet ces informations à la CREG en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception. Elia transmet également une version électronique des réponses et des renseignements complémentaires à la CREG.

Art. 5.

Dans un délai de quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire, la CREG informe Elia, par porteur avec accusé de réception, de son projet de décision d'approbation ou de rejet de la proposition tarifaire.

La CREG invite Elia à faire valoir ses observations sur le projet de décision.

Les observations de Elia sur le projet de décision sont transmises à la CREG par porteur avec accusé de réception au plus tard quinze jours calendrier suivant la réception du projet de décision par Elia.

Art. 6.

Au plus tard un délai de trente jours calendrier suivant la notification du projet de décision visé à l'article 5, la CREG informe Elia, par porteur avec accusé de réception, de sa décision définitive d'approbation ou de rejet de la proposition tarifaire.

Art. 7.

Si Elia ne respecte pas ses obligations dans les délais prévus par le présent Accord, ou si la CREG a pris une décision de rejet de la proposition tarifaire, la CREG fixe, conformément à l'article 32, § 2, des Méthodes Tarifaires Provisoires, les tarifs qui sont applicables jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CREG et Elia sur les points litigieux. La CREG est habilitée, après concertation avec ELIA, à arrêter des mesures compensatoires appropriées lorsque les tarifs définitifs s'écartent de ces tarifs provisoires.

Art. 8.

Les délais prévus par le présent Accord sont comptabilisés à partir du lendemain de la notification. Le jour de l'échéance du délai est compté dans le délai.

Art. 9.

Le présent Accord entre en vigueur le jour où il a été signé par les Parties. Si les deux Parties ne signent pas l'Accord le même jour, la CREG signera en second et, le jour même de sa signature, en avertira Elia par courrier électronique et lui expédiera son original signé par porteur avec accusé de réception.

Art. 10.

Le présent Accord est soumis à la condition suspensive de la communication, le [2] avril 2013 au plus tard, de l'arrêté de la CREG modifiant l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

Art. 11.

La CREG publie le présent Accord sur le site www.creg.be dans les meilleurs délais suivant sa signature par les deux parties.

Fait à Bruxelles, le 28 mars 2013 en deux exemplaires originaux, chaque partie reconnaissant avoir reçu le sien.

Pour la CREG,

Guido CAMPS

François POSSEMIERS

Pour ELIA,

Catherine VANDENBORRE

Jacques VANDERMEIREN

ANNEXE 2 : Tarifs de réseau

TARIFS TRANSPORT 2012

A. TARIFS DE RACCORDEMENT

LES CONDITIONS TARIFAIRES POUR LES CLIENTS DIRECTEMENT RACCORDÉS AU RÉSEAU ELIA CONCERNENT:

- Le tarif pour étude d'orientation ;
- Le tarif pour étude de détail ;
- Le tarif pour utilisation d'une travée de raccordement ;
- Le tarif pour utilisation d'autres équipements de raccordements : une liaison de raccordement, aérienne ou souterraine, et des éventuels équipements nécessaires à cet effet, des équipements de transformation, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des équipements de filtrage de l'onde de tension ;
- Le tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages ;
- Modalités particulières

1. **Tarif pour étude d'orientation**

Le tarif relatif à l'étude d'orientation pour un nouveau raccordement ou pour l'adaptation d'un raccordement existant est un tarif à application unique, dont le montant dépend de la puissance nominale à raccorder. Ces montants sont repris au tableau ci-après.

Tableau 1: Tarif pour étude d'orientation

Puissance nominale à raccorder (P)	Tarif étude d'orientation
$P < 25 \text{ MVA}$	2.500 €
$25 \text{ MVA} < P < 50 \text{ MVA}$	5.000 €
$50 \text{ MVA} \leq P < 100 \text{ MVA}$	10.000 €
$100 \text{ MVA} \leq P$	Sur devis

2. Tarif pour étude de détail

2.1 Etude détaillée en vue du raccordement de nouveaux équipements ou de l'adaptation d'équipements existants

Le tarif relatif à l'étude détaillée pour un nouveau raccordement ou l'adaptation d'un raccordement existant est un tarif à application unique, dont le montant est fonction du type et de la tension des travaux faisant l'objet de l'étude détaillée.

Pour une étude qui concerne une partie travée et une partie liaison, le montant à facturer est l'addition du montant pour l'étude de la ou les travées et du montant pour l'étude de la liaison.

Ce tarif s'applique par variante demandée. Les coûts d'une étude détaillée seront pris en compte lors de la réalisation du raccordement pour lequel l'étude a été faite.

Les tarifs pour étude détaillée sont repris au tableau ci-après. Pour les unités de production, un facteur de majoration de 33% sera appliqué sur ces tarifs afin de couvrir les frais qui proviennent du fait qu'une étude détaillée pour des unités de production est composée de plusieurs éléments supplémentaires.

Tableau 2: Tarif pour étude détaillée (en €)

Type d'étude	Tarif étude détaillée 1 travée	Tarif étude détaillée 2 travées	Tarif étude détaillée 1 liaison* (en plus de l'étude détaillée 1 ou 2 travées) * par tracé
Modifications mineures (adaptation basse tension)	5.000	7.500	10.000
36-70	10.000	15.000	15.000
150-220	15.000	20.000	20.000
380	25.000	30.000	40.000

2.2 Evaluation « Power Quality » lors du raccordement ou de la modification d'installations perturbatrices ou d'installations de compensation (« pre-assessment »)

Afin de fournir une tension répondant aux spécifications visées à l'article 47 du règlement technique, les niveaux admissibles de perturbations engendrées sur le réseau visés à l'article 46 du règlement technique doivent être respectés.

Dans ce cadre, l'article 54 du règlement technique impose aux utilisateurs de réseau de communiquer d'initiative à Elia toutes les informations relatives à leurs installations qui ont un impact sur la qualité, la fiabilité et l'efficacité du système électrique.

L'utilisateur du réseau vérifiera que les niveaux de perturbations engendrés par ses installations respectent les limites d'émission du Stade 1 décrites dans la procédure Synergrid C10/17, sur base de la tension au point de raccordement et de sa puissance souscrite. Il présentera ses évaluations ainsi qu'une description de ses installations (nature et puissance nominale) à Elia pour acceptation.

Si les limites d'émission du Stade 1 sont dépassées, même après avoir envisagé des mesures supplémentaires pour limiter les niveaux de perturbation, l'utilisateur du réseau doit demander à Elia d'appliquer l'approche du Stade 2 ou du Stade 3. Dans ce cas, les tarifs suivants sont d'application :

Etude relative au calcul des limites d'émission stade 2 (1)	2.250 €
Etude relative au calcul des limites d'émission stade 3 (1)	3.000 €

(1) En concordance avec les prescriptions Synergrid C10/17 « Prescriptions Power Quality pour les utilisateurs raccordés aux réseaux haute tension ».

Les montants facturés pour les études relatives au calcul des limites d'émission stade 2 ou 3 ne sont pas récupérables à la commande du raccordement.

Au terme de l'étude, Elia fournit à l'utilisateur du réseau un rapport reprenant les limites d'émission adaptées. L'utilisateur de réseau vérifiera que ses installations respectent ces limites d'émission autorisées. Le résultat de cette vérification devra être soumis par écrit à Elia pour acceptation.

3. Tarif pour utilisation de la première travée de raccordement

Le tarif pour utilisation de la première travée de raccordement se compose de :

- Une redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle de la travée de raccordement
- Une redevance annuelle pour gestion de la travée de raccordement.

Ces redevances annuelles, dont les montants sont repris au tableau de synthèse sous-section 5, procurent à l'utilisateur de réseau un droit de bénéficier de la fonctionnalité totale de la travée de raccordement, dont son maintien en l'état et son remplacement lorsque nécessaire. La première travée de raccordement comprend un seul compteur de facturation.

En ce qui concerne les travées existantes, la redevance pour mise à disposition de la travée est proportionnellement adaptée de manière à prendre en compte l'intervention clientèle qui a eu lieu dans le passé. Cette adaptation est en vigueur jusqu'à la date de remplacement de la travée concernée, et au plus tard 33 ans après la date de mise en service.

4. Tarif pour utilisation des autres équipements de raccordements : une liaison de raccordement, aérienne ou souterraine, et des éventuels équipements nécessaires à cet effet, des équipements de transformation, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des équipements de filtrage de l'onde de tension

4.1 Pour les nouveaux raccordements (ou modification de raccordement existants) : redevance pour réalisation et modification substantielle

Le montant désignant le montant total de l'investissement est établi sur devis.

4.2 Redevance pour mise à disposition pour les raccordements existants

La redevance annuelle est celle reprise au tableau de synthèse sous-section 5, et est à désindexer, sur base de l'indice des prix de la consommation, jusqu'à la date de mise en service de l'équipement concerné. S'il y avait des interventions financières dans le passé, la redevance doit être proportionnellement adaptée pour en tenir compte.

4.3 Redevance pour gestion des équipements de raccordements (nouveaux ou existants)

La redevance pour gestion des « autres » équipements de raccordement est reprise au tableau de synthèse sous-section 5.

En ce qui concerne les transformateurs dont la capacité de transformation diffère de celle indiquée au tableau de synthèse, la formule suivante est appliquée pour l'établissement des redevances :

$$K = K_0 \left[0,25 + 0,75 \cdot \frac{MVA}{MVA_0} \right]^{0,75}$$

où

- K désigne la redevance pour gestion et mise à disposition du transformateur concerné ;
- MVA désigne la puissance de transformation du transformateur concerné ;
- K_0 et MVA_0 désignent respectivement la redevance pour gestion et mise à disposition et la puissance de transformation d'un transformateur de référence, sélectionné dans la liste reprise au tableau de synthèse de manière à avoir une tension primaire identique à celle du transformateur concerné et une puissance de transformation la plus proche possible de celle du transformateur concerné.

4.4 Tarif applicable dans la situation de gestion light par Elia d'installations de raccordement

Ce tarif s'applique dans le cas où l'utilisateur gère lui-même les installations de raccordement situées au-delà de la travée de raccordements.

Ce tarif s'exprime sous la forme d'une redevance annuelle par travée de raccordement.

2012-2015	Redevance annuelle
Travée de raccordement 380 kV	4.900 €/travée
Travée de raccordement 220 kV	2.000 €/travée
Travée de raccordement 150 kV	1.800 €/travée
Travée de raccordement 70 kV	1.200 €/travée
Travée de raccordement 36 kV ou 30 kV	600 €/travée
Travée de raccordement Moyenne Tension	300 €/travée

5. Tableau de synthèse

Tableau de synthèse 2012-2015 : tarifs de raccordement

2012-2015	Redevance pour gestion	Redevance pour réalisation et modification substantielle (*)
Travée 380 kV	49,30 k€/travée	168,13 k€/travée
Travée 220 kV	19,90 k€/travée	67,86 k€/travée
Travée 150 kV	18,13 k€/travée	61,83 k€/travée
Travée 70 kV	11,61 k€/travée	39,59 k€/travée
Travée 36 ou 30 kV	5,80 k€/travée	19,77 k€/travée
Travée Moyenne Tension	2,90 k€/travée	9,88 k€/travée
Ligne 380 kV – 1 terne	10,94 k€/km	41,47 k€/km
Ligne 220 kV – 1 terne	4,58 k€/km	17,35 k€/km
Ligne 150 kV – 1 terne	4,68 k€/km	17,72 k€/km
Ligne 70 kV – 1 terne	3,32 k€/km	12,59 k€/km
Ligne 36 ou 30 kV – 1 terne	2,17 k€/km	8,21 k€/km
Ligne 380 kV – 2 ternes	16,59 k€/km	62,88 k€/km
Ligne 220 kV – 2 ternes	7,56 k€/km	28,65 k€/km
Ligne 150 kV – 2 ternes	7,06 k€/km	26,76 k€/km
Ligne 70 kV – 2 ternes	5,03 k€/km	19,08 k€/km
Ligne 36 ou 30 kV – 2 ternes	3,28 k€/km	12,44 k€/km
Câble 380 kV	33,73 k€/km	127,8 k€/km
Câble 220 kV	21,51 k€/km	81,5 k€/km
Câble 150 kV	6,63 k€/km	56,55 k€/km
Câble 70 kV	4,60 k€/km	39,2 k€/km
Câble 36 ou 30 kV	2,21 k€/km	18,85 k€/km
Câble Moyenne Tension	1,13 k€/km	9,59 k€/km
Tfo 380/70 kV (220 MVA)	63,75 k€/transformateur	217,42 k€/transformateur
Tfo 220/MT (50 MVA)	22,83 k€/transformateur	77,85 k€/transformateur
Tfo 150/MT (50 MVA)	20,23 k€/transformateur	69 k€/transformateur
Tfo 150/36 kV(125 MVA)	34,15 k€/transformateur	116,46 k€/transformateur
Tfo 70/MT (40 MVA)	18,38 k€/transformateur	62,7 k€/transformateur
Tfo 36-30/MT (25 MVA)	11,65 k€/transformateur	39,74 k€/transformateur

(*) Mise à disposition pour les raccordements existants

6. Tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages

Le tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages est établi pour chaque cas concerné, en tenant compte des spécificités des équipements concernés. Le remplacement des équipements existants appartenant à la première travée, mais avec une fonctionnalité complémentaire, ressort à ce règlement.

La mise à disposition de nouveaux comptages se fait sur devis.

La redevance annuelle pour la gestion de ces compteurs est de 487,12 € par équipement.

Tests de réception « Power Quality »

Lors de la mise en service de nouvelles installations perturbatrices ou après modification de celles-ci, Elia a le droit de réaliser des tests de réception afin de contrôler les niveaux de perturbations engendrées par ces installations.

Lorsque la vérification de ces niveaux peut être effectuée sur base de la mesure de la tension au point de raccordement de l'utilisateur, le tarif pour les tests de réception s'élève à 2.600 €.

Au terme de ces tests, Elia fournit à l'utilisateur du réseau un rapport reprenant les résultats de mesure les plus importants et les conclusions des tests.

Pour l'utilisateur du réseau avec des limites d'émission du « stade 3 » ainsi que pour les cas qui demandent des mesures plus complexes, une charge supplémentaire de 4.000 € sera comptée (le total pour ces cas est donc de 6.600 €).

7. Modalités particulières

7.1 Coefficient de réduction lorsque plusieurs utilisateurs utilisent conjointement les mêmes équipements de raccordement

Tous les coûts couverts par un tarif à application unique relatifs aux (ou à la partie des) équipements qui sont utilisés par 2 ou plusieurs utilisateurs de réseau, à l'exception des coûts pour les équipements pour les mesures et comptages, peuvent être répartis entre ces utilisateurs. Les équipements pour les mesures et comptages doivent être installés séparément pour chaque utilisateur. La répartition se fait au prorata de leur puissance de raccordements telle que précisée dans le Contrat de Raccordement.

Tous les coûts couverts par un tarif périodique relatifs aux (ou à la partie des) équipements qui sont utilisés par 2 ou plusieurs utilisateurs de réseau, seront d'abord multiplié par un coefficient k1 (1+0,05) pour ensuite être reparti au pro rata de leur puissance de raccordement telle que précisée dans le Contrat de Raccordements. Ce coefficient reflète le risque accru pour Elia qu'un des utilisateurs va cesser d'utiliser le raccordement.

Afin de couvrir les frais administratifs supplémentaires, la majoration de 5% sera remplacée par un montant de 1.000 €/an lorsque cette majoration de 5% correspond à un montant inférieur à 1.000 €/an.

7.2 Coefficient de réduction applicable aux tarifs pour les unités de production utilisant des énergies renouvelables ou aux unités de cogénération.

Il n'y a pas de coefficient de réduction d'application au 1^{er} janvier 2012¹ .

LES CONDITIONS TARIFAIRES POUR LES RACCORDEMENTS AU RÉSEAU ELIA POUR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION CONCERNENT :

- Tarifs annuels de raccordement au réseau Elia aux Gestionnaires de Réseau de Distribution auxquels Elia met à disposition et/ou gère l'infrastructure nécessaire à leur activité
- Le tarif à application unique ou périodique lié au droit d'utilisation d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution d'équipements complémentaires pour les télé actions et/ou télécommandes centralisées

1° Tarifs annuels de raccordement au réseau Elia aux Gestionnaires de Réseau de Distribution auxquels Elia met à disposition et/ou gère l'infrastructure nécessaire à leur activité

Ces tarifs sont structurés selon deux axes :

- 1) La nature de la prestation visée, soit un tarif pour la mise à disposition de ces installations et un tarif pour la gestion de ces installations ;

¹ Pour les offres émises par Elia avant la date du 31 décembre 2007, les coefficients de réduction applicables aux tarifs pour les unités de production utilisant des énergies renouvelables de prédictibilité limitée et aux tarifs pour les unités d'autoproduction restent d'application suivant les anciennes modalités. Ceci est jusqu'à l'écoulement de la période de 10 ans en cas d'option pour la redevance périodique pour la mise à disposition des équipements de raccordement.

- 2) Les équipements concernés, soit des tarifs de raccordement en référence aux installations visées : les accessoires des transformations vers la Moyenne Tension, les cellules Moyenne Tension non-feeder, les installations générales et bâtiments.

Le poste à Moyenne Tension de référence présente une puissance de référence de 80 MVA (supposée apportée par 2 transformateurs de référence de 40 MVA) ; il comporte 2 liaisons depuis ces transformateurs vers le jeu de barres à Moyenne Tension, deux cellules d'arrivée des transformateurs ; il comporte également un couplage-barres et des T.P. barres ; ce poste est abrité par un bâtiment équipé notamment de son alimentation électrique pour chauffage et éclairage.

La taille du poste à Moyenne Tension est définie comme étant le ratio entre la puissance effective du poste considéré et la puissance de référence, c'est-à-dire 80 MVA. La puissance effective du poste considéré est déterminée par la dimension de la puissance mise à disposition de ce poste à Moyenne Tension.

Par exemple, pour un poste à Moyenne Tension alimenté au moyen de 2 transformateurs de 25 MVA :

- la puissance effective vaut $2 \times 25 = 50$ MVA ;
- la taille du poste est $50 / 80 = 0,625$;
- les tarifs (si applicables pour ce poste) sont multipliés par la quantité 0,625.

Les redevances pour la mise à disposition et la gestion des équipements de raccordement sont reprises au tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Tarifs de raccordement pour les Gestionnaires de Réseau de Distribution pour un poste correspondant à la référence d'équipement standard

	Redevance annuelle 2012-2015 pour mise à disposition d'infrastructure relative aux postes de moyenne tension (€)	Redevance annuelle 2012-2015 pour gestion d'infrastructure relative aux postes de moyenne tension (k€)
Tarifs de raccordement- Accessoires de transformateurs	9.513 €	4.529 €
Tarifs de raccordement- Cellule moyenne tension non-feeder	6.975 €	4.055 €
Tarifs de raccordement - Installations générales et bâtiment	16.394 €	8.687 €

Pour les postes moyenne tension qui ne répondent pas à la référence de puissance d'un poste moyenne tension correspondant à 80 MVA, un coefficient de pondération sera appliquée, basé sur la dimension de la puissance mise à disposition de ce poste moyenne tension, divisé par la puissance de référence (80 MVA).

2° Le tarif à application unique ou périodique lié au droit d'utilisation d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution d'équipements complémentaires pour les télé actions et/ou télécommandes centralisées

Les coûts liés à la mise à disposition de télécommandes centralisées seront attribué séparément et direct aux Gestionnaires de Réseau de Distribution qui en prennent l'utilisation. L'attribution des coûts sera basée sur les coûts acquis par Elia pour la mise à disposition et la gestion des télécommandes centralisées.

Dans le cas où un Gestionnaire de Réseau de Distribution utilise des travées appartenant à Elia pour raccorder ses équipements d'injection de télécommande centralisée et le Gestionnaire de Réseau de Distribution prend à sa charge les coûts relatifs à l'élaboration et l'injection des signaux de télécommandes centralisée, les redevances pour mise à disposition et gestion suivantes sont d'application :

- Dans le cas où le Gestionnaire de Réseau de Distribution utilise une infrastructure dédiée pour l'injection des signaux de télécommande centralisée, les tarifs appliqués sont égaux à 100% de la redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle, ainsi que pour la gestion, d'une travée et le câble mis à disposition pour transférer le signal comme repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia.
- Dans le cas où l'infrastructure est utilisée simultanément pour l'injection des signaux de télécommande centralisée et pour le transport d'énergie électrique, les redevances pour les travées de raccordement des injecteurs de télécommande centralisée seront limitées à 50% de la redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle et 25% de la redevance pour gestion d'une travée de raccordement suite à l'utilisation partagée comme repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia, tandis que les câbles seront facturés à 100% des redevances repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia, suite à leur utilisation unique pour la transmission de signaux.

Ces redevances sont établies au cas le cas, en tenant compte des spécificités des équipements concernés.

B. TARIF POUR UTILISATION DU RÉSEAU

1° Tarif de la Puissance Souscrite et de la Puissance Complémentaire pour le Prélèvement selon la formule « standard »

Pour l'application des tarifs pour puissance souscrite et puissance complémentaire prélevée selon la formule « standard », les périodes tarifaires sont les périodes « Heures Pleines », « Heures Creuses » et « Weekend » telles que définies ci-après. La saison d'hiver comprend les mois de janvier à mars et octobre à décembre ; la saison d'été comprend les mois d'avril à septembre.

Jour	Heure	Heures Pleines	Heures Creuses	Weekend
Lundi-vendredi	0 à 7 heures		✓	
Lundi-vendredi	7 à 22 heures	✓		
Lundi-vendredi	22 à 24 heures		✓	
Samedi	0 à 7 heures		✓	
Samedi	7 à 24 heures			✓
Dimanche	0 à 22 heures			✓
Dimanche	22 à 24 heures		✓	

Les tarifs mentionnés ci-après, sont applicables par « point de prélèvement » ou par « point d'injection », tel que défini dans le Règlement Technique Transport.

a) Tarif de la puissance souscrite pour le prélèvement

Tableau 1 : Tarif de la Puissance Souscrite pour le Prélèvement selon la formule « standard »

		Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau de Distribution
		Tarif 2012 (€/kW. période)	Tarif 2012 (€/kW. période)
En réseaux 380/220/150 kV			
Souscriptions annuelles		10,9582000	
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	0,7276000	
	Hiver - Heures Creuses	0,4058000	
	Hiver - Weekend	0,2822000	
	Eté - Heures Pleines	0,5311000	
	Eté - Heures Creuses	0,3588000	
	Eté - Weekend	0,2399000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV			
Souscriptions annuelles		16,9813000	
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	1,1282000	
	Hiver - Heures Creuses	0,6178000	
	Hiver - Weekend	0,4226000	
	Eté - Heures Pleines	0,8102000	
	Eté - Heures Creuses	0,5428000	
	Eté - Weekend	0,3605000	
En réseau 70/36/30 kV			
Souscriptions annuelles		24,2100000	
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	1,5749000	
	Hiver - Heures Creuses	0,8639000	
	Hiver - Weekend	0,5878000	
	Eté - Heures Pleines	1,1364000	
	Eté - Heures Creuses	0,7581000	
	Eté - Weekend	0,5760000	
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension			
Souscriptions annuelles		29,3875000	36,8049000
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	1,9211000	2,4059000
	Hiver - Heures Creuses	1,0479000	1,3123000
	Hiver - Weekend	0,7086000	0,8874000
	Eté - Heures Pleines	1,3729000	1,7195000
	Eté - Heures Creuses	0,9133000	1,1438000
	Eté - Weekend	0,6552000	0,8206000

Remarques:

- Pour les prélèvements nets couverts par de la Production locale, le prix pour puissance souscrite est réduit de 30%. Une telle réduction s'applique pour une puissance maximale de 75 MW. Pour ces configurations, seule la formule de souscription annuelle s'applique, et son activation est limitée à 1000 heures par an.
- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance souscrite est réduit de 7%.

b) Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement

1) Sur base annuelle

Tableau 2 : Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement sur base annuelle selon la formule « standard »

	Clients directement rattachés au réseau Elia
	Tarif 2012 (€/kW.an)
En réseaux 380/220/150 kV	1,9516000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	3,6202000
En réseau 70/36/30 kV	5,1030000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	7,3651000

La puissance complémentaire sur base annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale pour une année courante (le mois de prestation M jusqu'au mois M-11).

2) Sur base mensuelle

La puissance mensuelle complémentaire est constatée par Elia de manière ex-post, comme la différence entre la pointe maximale du mois passé pour la période tarifaire concernée et le total des puissances souscrites pour ce mois et cette période.

Le prix est égal à 115% du prix pour puissance souscrite selon la formule mensuelle, au cours de la période correspondante.

Remarque:

- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance complémentaire est réduit de 7%.

2° Tarif de la Puissance Souscrite et de la Puissance Complémentaire pour le Prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

Pour l'application des tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire pour le prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et Week-end », les périodes tarifaires sont les périodes « Jour » et « Nuit et week-end », telles que définies ci-après :

- Jour : de 8h à 20h, du lundi au vendredi (60 heures par semaine)
- Nuit et week-end : de 20h à 8h du lundi au vendredi + toute la journée du samedi et dimanche (108 heures par semaine)

La formule tarifaire « Jour / Nuit et week-end » est soumise aux conditions d'application suivantes:

- Par point d'accès, le choix est fait (par le détenteur d'accès) entre la formule « standard » ou la formule « jour/nuit et week-end ». Les deux formules sont mutuellement exclusives. Le choix de la formule « jour/nuit et week-end » est valide pour une durée d'au moins un an.
- Le profil de prélèvement (au point d'accès considéré) a présenté, au cours de l'année précédant la demande, une forme structurée selon les caractéristiques suivantes :
 - La pointe réalisée au cours des heures de Jour ne dépasse pas la pointe réalisée au cours des heures de Nuit et Week-end ;
 - L'énergie prélevée nette au cours des heures de Jour ne dépasse pas 25% de l'énergie réalisée au cours des heures de Nuit et Week-end.

a) Tarif de la puissance souscrite pour le prélèvement

Tableau 3 : Tarif de la Puissance Souscrite pour le Prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

		Clients directement raccordés au réseau Elia
		Tarif 2012 (€/kW.période)
En réseaux 380/220/150 kV		
Année	Jour	4,3909000
	Nuit et weekend	6,7110000
Mois	Hiver-Jour	0,5903000
	Hiver-Nuit et Weekend	0,8458000
	Été-Jour	0,4292000
	Été-Nuit et Weekend	0,7122000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		
Année	Jour	6,8646000
	Nuit et weekend	10,3248000
Mois	Hiver-Jour	0,9144000
	Hiver-Nuit et Weekend	1,2836000
	Été-Jour	0,6541000
	Été-Nuit et Weekend	1,0756000
En réseau 70/36/30 kV		
Année	Jour	9,6959000
	Nuit et weekend	14,8829000
Mois	Hiver-Jour	1,2802000
	Hiver-Nuit et Weekend	1,7964000
	Été-Jour	0,9202000
	Été-Nuit et Weekend	1,5810000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension		
Année	Jour	14,6495000
	Nuit et weekend	22,1555000
Mois	Hiver-Jour	1,9263000
	Hiver-Nuit et Weekend	2,6852000
	Été-Jour	1,3715000
	Été-Nuit et Weekend	2,3022000

Remarques:

- Pour les prélèvements nets couverts par de la Production locale, le prix pour puissance souscrite est réduit de 30%. Une telle réduction s'applique pour une puissance maximale de 75 MW. Pour ces configurations, seule la formule de souscription annuelle s'applique, et son activation est limitée à 1000 heures par an.
- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance souscrite est réduit de 7%.

b) Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement

1) Sur base annuelle

Tableau 4 : Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement sur base annuelle selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

	Clients directement rattachés au réseau Elia
	Tarif 2012 (€/kW.an)
En réseaux 380/220/150 kV	1,9516000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	3,6202000
En réseau 70/36/30 kV	5,1030000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	7,3651000

La puissance complémentaire sur base annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale pour une année courante (le mois de prestation M jusqu'au mois M-11).

2) Sur base mensuelle

La puissance mensuelle complémentaire est constatée par Elia de manière ex-post, comme la différence entre la pointe maximale du mois passé pour la période tarifaire concernée et le total des puissances souscrites pour ce mois et cette période.

Le prix est égal à 115% du prix pour puissance souscrite selon la formule mensuelle, au cours de la période correspondante.

Remarque:

- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance complémentaire est réduit de 7%.

3° Tarif de la Gestion du Système pour le Prélèvement

Tableau 5 : Tarif de la Gestion du Système pour le Prélèvement

	Tarif 2012 (€/kWh brut limité prélevé ²)
En réseau 380/220/150 kV	0,0005542
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0008094
En réseau 70/36/30 kV	0,0011606
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0015393

C. TARIFS DES SERVICES AUXILIAIRES

1° 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

Tableau 6 : 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 du service de black-start

	Tarif 2012 (€/kWh brut limité prélevé ³)
En réseau 380/220/150 kV	0,0001997
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001997
En réseau 70/36/30 kV	0,0001997
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0001997

	Tarif 2012 (€/kWh brut limité injecté ⁴)
	0,0009111

² Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

³ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

⁴ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

2° Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive

Tableau 7 : Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive

	Tarif 2012 (€/kWh brut limité prélevé ⁵)
En réseau 380/220/150 kV	0,0002093
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0002093
En réseau 70/36/30 kV	0,0002093
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0002425

Remarques:

- Les fournitures quart-horaires d'énergie réactive excédant $tg \varphi = 0,329$ par point de prélèvement sont effectuées par Elia System Operator. Conformément l'article 209 §4 et §5 du Règlement Technique, ces fournitures donnent lieu à un terme pour complément d'énergie réactive, au prix unitaire suivant :

Tableau 8: Tarif du complément d'énergie réactive

	Tarif 2012 (€/kVArh)					
	Heures Pleines		Heures Creuses		Week-end	
	Inductif	Capacitif	Inductif	Capacitif	Inductif	Capacitif
En réseau 380/220/150 kV	0,003400	0,001700	0,002750	0,002750	0,001700	0,003400
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,006750	0,003500	0,005500	0,005500	0,003500	0,006750
En réseau 70/36/30 kV	0,006750	0,003500	0,005500	0,005500	0,003500	0,006750
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,007500	0,003750	0,006500	0,006500	0,003750	0,007500

- Dans le cas où l'énergie active quart-horaire prélevée ne dépasse pas 10% des souscriptions valides au point considéré, le complément d'énergie réactive est défini comme le dépassement par rapport à 32,9% de 10% des souscriptions valides en ce point.
- Dans le cas où l'énergie réactive prélevée en régime *capacitif* ne dépasse pas les limites suivantes, le tarif pour dépassement d'énergie réactive est égal à 0€/kVArh.

⁵ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

	Limites puissances réactives capacitives
En réseau 380/220/150 kV	9 MVA _r
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	2,5 MVA _r
En réseau 70/36/30 kV	2,5 MVA _r
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	-

3° Tarif de la gestion des congestions

Tableau 9 : Tarif de la gestion des congestions

	Tarif 2012 (€/kWh prélevé ⁶)
En réseau 380/220/150 kV	0,0000211
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000211
En réseau 70/36/30 kV	0,0000211
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0000211

4° Tarif de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau

Tableau 10 : Tarif de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau (en €/kWh prélevé⁷)

	Hiver			Eté		
	Heures Pleines	Heures Creuses	Week-end	Heures Pleines	Heures Creuses	Week-end
En réseau 380/220/150 kV	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001498	0,0000885	0,0000892	0,0001159	0,0000599	0,0000596
En réseau 70/36/30 kV	0,0007338	0,0004083	0,0004178	0,0006011	0,0002974	0,0003010
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0007048	0,0003950	0,0004014	0,0005738	0,0002826	0,0002841

Remarque : Il n'y a pas de tarifs de la compensation des pertes dans les réseaux 380/220/150 kV. Ces pertes sont compensées par les Responsables d'Accès, dans le cadre de leur responsabilité d'équilibre telle que définie au contrat de Responsable d'Accès

⁶ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

⁷ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

D. TARIF POUR LE MAINTIEN ET LA RESTAURATION DE L'ÉQUILIBRE INDIVIDUEL DES RESPONSABLES D'ACCÈS

Le tarif de l'Energie d'Equilibrage est déterminé sur base des formules de calcul repris dans le tableau ci-dessous. Ces formules s'appliquent au déséquilibre d'un Responsable d'Accès donné, au cours d'un quart d'heure donné.

		NRV	
		Négatif (réglage net à la baisse)	Positif (réglage net à la hausse ou zéro)
Déséquilibre du Responsable d'Accès	Positif	Elia paie au Responsable d'Accès ⁽¹⁾ MDP - $\alpha 1$	Elia paie au Responsable d'Accès ⁽¹⁾ MIP - $\beta 1$
	Négatif	Le Responsable d'Accès paie à Elia ⁽²⁾ MDP + $\beta 2$	Le Responsable d'Accès paie à Elia ⁽²⁾ MIP + $\alpha 2$

(1) Ce prix peut être positif ou négatif ; dans ce dernier cas, un montant positif est en pratique payé par le Responsable d'Accès à Elia

(2) Ce prix peut être positif ou négatif ; dans ce dernier cas, un montant positif est en pratique payé par Elia au Responsable d'Accès

avec:

a.

- $\beta 1$ (€/MWh) = 0
- $\beta 2$ (€/MWh) = 0
- $\alpha 1$ (€/MWh) = 0 si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) \leq 140$ MW
- $\alpha 1$ (€/MWh) = moyenne $((\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH-7}})^2, \dots, (\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH}})^2) / 15.000$ si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) > 140$ MW
- $\alpha 2$ (€/MWh) = 0 si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) \leq 140$ MW
- $\alpha 2$ (€/MWh) = moyenne $((\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH-7}})^2, \dots, (\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH}})^2) / 15.000$ si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) > 140$ MW
- Déséquilibre du Système = ACE – NRV

b.

- NRV = Volume Net de Réglage (en MW)
- ACE = Area Control Error
- MIP = prix marginal des offres de réglage à la hausse (en €/MWh)
- MDP = prix marginal des offres de réglage à la baisse (en €/MWh)

E. TARIF POUR INCONSISTANCE EXTERNE

Une inconsistance externe entre les nominations communiquées par deux Responsables d'Accès apparaît lorsque la nomination communiquée par le vendeur diffère de la nomination communiquée par l'acheteur.

Les prix suivants s'appliquent aux différences, en valeur absolue, entre les quantités quart-horaires nominées par ces deux parties :

- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est inférieure à la quantité nominée par le vendeur : le prix applicable au déséquilibre positif d'un Responsable d'Accès;
- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est supérieure à la quantité nominée par le vendeur : le prix applicable au déséquilibre négatif d'un Responsable d'Accès.

Les montants sont facturés selon les dispositions décrites au contrat de Responsable d'Accès (« contrat ARP ») en vigueur.

F. DEFINITIONS RELATIVES À LA PUISSANCE ET L'ENERGIE

1) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie prélevée

La puissance brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (les) charge(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance injectée par la (les) production(s) locale(s) associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance injectée par ces productions locales qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute après compensation prélevée est nulle.

L'énergie brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute après compensation prélevée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée prélevée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_prél}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - \min(P_{production}(qh); 25MW)).$$

La puissance prélevée nette, en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (des) charges associées en ce point d'accès et la puissance injectée par la (des) production(s) locale(s) associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée nette est nulle.

L'énergie prélevée nette, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance prélevée nette en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie prélevée nette, pour la période per , s'élève à

$$E_{prélevé}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - P_{production}(qh)).$$

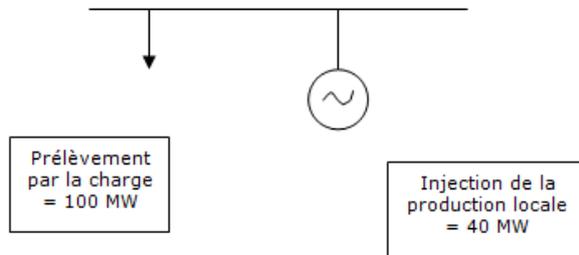
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance injectée par les productions locales est identiquement nulle, le concept d'énergie prélevée nette coïncide avec celui d'énergie brute limitée prélevée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

Exemple d'application

Soit une charge s'élevant (pour un quart d'heure donné) à 100 MW, à laquelle est associée une production locale, injectant 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie prélevée nette
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée prélevée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

2) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie injectée

La puissance brute limitée injectée, en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance prélevée par ces charges qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute limitée injectée est nulle.

L'énergie brute limitée injectée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute limitée injectée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée injectée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_inj}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - \min(P_{charge}(qh); 25MW)).$$

La puissance injectée (nette), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (des) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (des) charges associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée (nette) est nulle.

L'énergie injectée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance injectée (nette) en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie injectée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{injectée}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - P_{charge}(qh)).$$

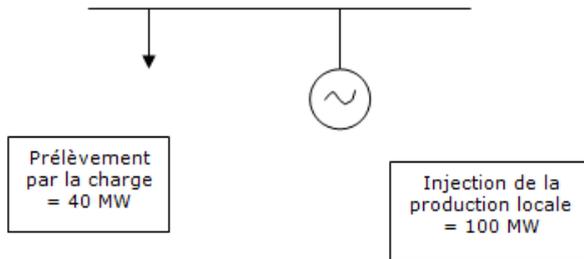
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance prélevée par les charges est identiquement nulle⁸, le concept d'énergie injectée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée injectée. Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

⁸ Ou bien parce qu'il n'y a pas de charge associée à la production concernée, ou bien parce qu'une telle charge existe mais ne prélève pas.

Exemple d'application

Soit une production locale injectant (pour un quart d'heure donné) 100 MW, à laquelle est associée une charge s'élevant à 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie injectée nette
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée injectée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

TARIFS TRANSPORT 2013

A. TARIFS DE RACCORDEMENT

LES CONDITIONS TARIFAIRES POUR LES CLIENTS DIRECTEMENT RACCORDÉS AU RÉSEAU ELIA CONCERNENT:

- Le tarif pour étude d'orientation ;
- Le tarif pour étude de détail ;
- Le tarif pour utilisation d'une travée de raccordement ;
- Le tarif pour utilisation d'autres équipements de raccordements : une liaison de raccordement, aérienne ou souterraine, et des éventuels équipements nécessaires à cet effet, des équipements de transformation, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des équipements de filtrage de l'onde de tension ;
- Le tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages ;
- Modalités particulières

1. Tarif pour étude d'orientation

Le tarif relatif à l'étude d'orientation pour un nouveau raccordement ou pour l'adaptation d'un raccordement existant est un tarif à application unique, dont le montant dépend de la puissance nominale à raccorder. Ces montants sont repris au tableau ci-après.

Tableau 1: Tarif pour étude d'orientation

Puissance nominale à raccorder (P)	Tarif étude d'orientation
P < 25 MVA	2.500 €
25 MVA < P < 50 MVA	5.000 €
50 MVA <= P < 100 MVA	10.000 €
100 MVA <= P	Sur devis

2. Tarif pour étude de détail

2.1 Etude détaillée en vue du raccordement de nouveaux équipements ou de l'adaptation d'équipements existants

Le tarif relatif à l'étude détaillée pour un nouveau raccordement ou l'adaptation d'un raccordement existant est un tarif à application unique, dont le montant est fonction du type et de la tension des travaux faisant l'objet de l'étude détaillée.

Pour une étude qui concerne une partie travée et une partie liaison, le montant à facturer est l'addition du montant pour l'étude de la ou les travées et du montant pour l'étude de la liaison.

Ce tarif s'applique par variante demandée. Les coûts d'une étude détaillée seront pris en compte lors de la réalisation du raccordement pour lequel l'étude a été faite.

Les tarifs pour étude détaillée sont repris au tableau ci-après. Pour les unités de production, un facteur de majoration de 33% sera appliqué sur ces tarifs afin de couvrir les frais qui proviennent du fait qu'une étude détaillée pour des unités de production est composée de plusieurs éléments supplémentaires.

Tableau 2 : Tarif pour étude détaillée (en €)

Type d'étude	Tarif étude détaillée 1 travée	Tarif étude détaillée 2 travées	Tarif étude détaillée 1 liaison* (en plus de l'étude détaillée 1 ou 2 travées) * par tracé
Modifications mineures (adaptation basse tension)	5.000	7.500	10.000
36-70	10.000	15.000	15.000
150-220	15.000	20.000	20.000
380	25.000	30.000	40.000

2.2 Evaluation « Power Quality » lors du raccordement ou de la modification d'installations perturbatrices ou d'installations de compensation (« pre-assessment »)

Afin de fournir une tension répondant aux spécifications visées à l'article 47 du règlement technique, les niveaux admissibles de perturbations engendrées sur le réseau visés à l'article 46 du règlement technique doivent être respectés.

Dans ce cadre, l'article 54 du règlement technique impose aux utilisateurs de réseau de communiquer d'initiative à Elia toutes les informations relatives à leurs installations qui ont un impact sur la qualité, la fiabilité et l'efficacité du système électrique.

L'utilisateur du réseau vérifiera que les niveaux de perturbations engendrés par ses installations respectent les limites d'émission du Stade 1 décrites dans la procédure Synergrid C10/17, sur base de la tension au point de raccordement et de sa puissance souscrite. Il présentera ses évaluations ainsi qu'une description de ses installations (nature et puissance nominale) à Elia pour acceptation.

Si les limites d'émission du Stade 1 sont dépassées, même après avoir envisagé des mesures supplémentaires pour limiter les niveaux de perturbation, l'utilisateur du réseau doit demander à Elia d'appliquer l'approche du Stade 2 ou du Stade 3. Dans ce cas, les tarifs suivants sont d'application :

Etude relative au calcul des limites d'émission stade 2 (1)	2.250 €
Etude relative au calcul des limites d'émission stade 3 (1)	3.000 €

(1) En concordance avec les prescriptions Synergrid C10/17 « Prescriptions PowerQuality pour les utilisateurs raccordés aux réseaux haute tension ».

Les montants facturés pour les études relatives au calcul des limites d'émission stade 2 ou 3 ne sont pas récupérables à la commande du raccordement.

Au terme de l'étude, Elia fournit à l'utilisateur du réseau un rapport reprenant les limites d'émission adaptées. L'utilisateur de réseau vérifiera que ses installations respectent ces limites d'émission autorisées. Le résultat de cette vérification devra être soumis par écrit à Elia pour acceptation.

3. Tarif pour utilisation de la première travée de raccordement

Le tarif pour utilisation de la première travée de raccordement se compose de :

- Une redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle de la travée de raccordement
- Une redevance annuelle pour gestion de la travée de raccordement.

Ces redevances annuelles, dont les montants sont repris au tableau de synthèse sous-section 5, procurent à l'utilisateur de réseau un droit de bénéficier de la fonctionnalité totale de la travée de raccordement, dont son maintien en l'état et son remplacement lorsque nécessaire. La première travée de raccordement comprend un seul compteur de facturation.

En ce qui concerne les travées existantes, la redevance pour mise à disposition de la travée est proportionnellement adaptée de manière à prendre en compte l'intervention clientèle qui a eu lieu dans le passé. Cette adaptation est en vigueur jusqu'à la date de remplacement de la travée concernée, et au plus tard 33 ans après la date de mise en service.

4. Tarif pour utilisation des autres équipements de raccordements : une liaison de raccordement, aérienne ou souterraine, et des éventuels équipements nécessaires à cet effet, des équipements de transformation, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des équipements de filtrage de l'onde de tension

4.1 Pour les nouveaux raccordements (ou modification de raccordement existants) : redevance pour réalisation et modification substantielle

Le montant désignant le montant total de l'investissement est établi sur devis.

4.2 Redevance pour mise à disposition pour les raccordements existants

La redevance annuelle est celle reprise au tableau de synthèse sous-section 5, et est à désindexer, sur base de l'indice des prix de la consommation, jusqu'à la date de mise en service de l'équipement concerné. S'il y avait des interventions financières dans le passé, la redevance doit être proportionnellement adaptée pour en tenir compte.

4.3 Redevance pour gestion des équipements de raccordements (nouveaux ou existants)

La redevance pour gestion des « autres » équipements de raccordement est reprise au tableau de synthèse sous-section 5.

En ce qui concerne les transformateurs dont la capacité de transformation diffère de celle indiquée au tableau de synthèse, la formule suivante est appliquée pour l'établissement des redevances :

$$K = K_0 \left[0,25 + 0,75 \cdot \frac{MVA}{MVA_0} \right]^{0,75}$$

Où

- K désigne la redevance pour gestion et mise à disposition du transformateur concerné ;
- MVA désigne la puissance de transformation du transformateur concerné ;
- K_0 et MVA_0 désignent respectivement la redevance pour gestion et mise à disposition et la puissance de transformation d'un transformateur de référence, sélectionné dans la liste reprise au tableau de synthèse de manière à avoir une tension primaire identique à celle du transformateur concerné et une puissance de transformation la plus proche possible de celle du transformateur concerné.

4.4 Tarif applicable dans la situation de gestion light par Elia d'installations de raccordement

Ce tarif s'applique dans le cas où l'utilisateur gère lui-même les installations de raccordement situées au-delà de la travée de raccordements.

Ce tarif s'exprime sous la forme d'une redevance annuelle par travée de raccordement.

2012-2015	Redevance annuelle
Travée de raccordement 380 kV	4.900 €/travée
Travée de raccordement 220 kV	2.000 €/travée
Travée de raccordement 150 kV	1.800 €/travée
Travée de raccordement 70 kV	1.200 €/travée
Travée de raccordement 36 kV ou 30 kV	600 €/travée
Travée de raccordement Moyenne Tension	300 €/travée

5. Tableau de synthèse

Tableau de synthèse 2012-2015 : tarifs de raccordement

2012-2015	Redevance pour gestion	Redevance pour réalisation et modification substantielle (*)
Travée 380 kV	49,30 k€/travée	168,13 k€/travée
Travée 220 kV	19,90 k€/travée	67,86 k€/travée
Travée 150 kV	18,13 k€/travée	61,83 k€/travée
Travée 70 kV	11,61 k€/travée	39,59 k€/travée
Travée 36 ou 30 kV	5,80 k€/travée	19,77 k€/travée
Travée Moyenne Tension	2,90 k€/travée	9,88 k€/travée
Ligne 380 kV – 1 terne	10,94 k€/km	41,47 k€/km
Ligne 220 kV – 1 terne	4,58 k€/km	17,35 k€/km
Ligne 150 kV – 1 terne	4,68 k€/km	17,72 k€/km
Ligne 70 kV – 1 terne	3,32 k€/km	12,59 k€/km
Ligne 36 ou 30 kV – 1 terne	2,17 k€/km	8,21 k€/km
Ligne 380 kV – 2 ternes	16,59 k€/km	62,88 k€/km
Ligne 220 kV – 2 ternes	7,56 k€/km	28,65 k€/km
Ligne 150 kV – 2 ternes	7,06 k€/km	26,76 k€/km
Ligne 70 kV – 2 ternes	5,03 k€/km	19,08 k€/km
Ligne 36 ou 30 kV – 2 ternes	3,28 k€/km	12,44 k€/km
Câble 380 kV	33,73 k€/km	127,8 k€/km
Câble 220 kV	21,51 k€/km	81,5 k€/km
Câble 150 kV	6,63 k€/km	56,55 k€/km
Câble 70 kV	4,60 k€/km	39,2 k€/km
Câble 36 ou 30 kV	2,21 k€/km	18,85 k€/km
Câble Moyenne Tension	1,13 k€/km	9,59 k€/km
Tfo 380/70 kV (220 MVA)	63,75 k€/transformateur	217,42 k€/transformateur
Tfo 220/MT (50 MVA)	22,83 k€/transformateur	77,85 k€/transformateur
Tfo 150/MT (50 MVA)	20,23 k€/transformateur	69 k€/transformateur
Tfo 150/36 kV(125 MVA)	34,15 k€/transformateur	116,46 k€/transformateur
Tfo 70/MT (40 MVA)	18,38 k€/transformateur	62,7 k€/transformateur
Tfo 36-30/MT (25 MVA)	11,65 k€/transformateur	39,74 k€/transformateur

(*) Mise à disposition pour les raccordements existants

6. Tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages

Le tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages est établi pour chaque cas concerné, en tenant compte des spécificités des équipements concernés. Le remplacement des équipements existants appartenant à la première travée, mais avec une fonctionnalité complémentaire, ressort à ce règlement.

La mise à disposition de nouveaux comptages se fait sur devis.

La redevance annuelle pour la gestion de ces compteurs est de 487,12 € par équipement.

Tests de réception « Power Quality »

Lors de la mise en service de nouvelles installations perturbatrices ou après modification de celles-ci, Elia a le droit de réaliser des tests de réception afin de contrôler les niveaux de perturbations engendrées par ces installations.

Lorsque la vérification de ces niveaux peut être effectuée sur base de la mesure de la tension au point de raccordement de l'utilisateur, le tarif pour les tests de réception s'élève à 2.600 €.

Au terme de ces tests, Elia fournit à l'utilisateur du réseau un rapport reprenant les résultats de mesure les plus importants et les conclusions des tests.

Pour l'utilisateur du réseau avec des limites d'émission du « stade 3 » ainsi que pour les cas qui demandent des mesures plus complexes, une charge supplémentaire de 4.000 € sera comptée (le total pour ces cas est donc de 6.600 €).

7. Modalités particulières

7.1 Coefficient de réduction lorsque plusieurs utilisateurs utilisent conjointement les mêmes équipements de raccordement

Tous les coûts couverts par un tarif à application unique relatifs aux (ou à la partie des) équipements qui sont utilisés par 2 ou plusieurs utilisateurs de réseau, à l'exception des coûts pour les équipements pour les mesures et comptages, peuvent être répartis entre ces utilisateurs. Les équipements pour les mesures et comptages doivent être installés séparément pour chaque utilisateur. La répartition se fait au prorata de leur puissance de raccordements telle que précisée dans le Contrat de Raccordement.

Tous les coûts couverts par un tarif périodique relatifs aux (ou à la partie des) équipements qui sont utilisés par 2 ou plusieurs utilisateurs de réseau, seront d'abord multiplié par un coefficient k1 (1+0,05) pour ensuite être reparti au pro rata de leur puissance de raccordement telle que précisée dans le Contrat de Raccordements. Ce coefficient reflète le risque accru pour Elia qu'un des utilisateurs va cesser d'utiliser le raccordement.

Afin de couvrir les frais administratifs supplémentaires, la majoration de 5% sera remplacée par un montant de 1.000 €/an lorsque cette majoration de 5% correspond à un montant inférieur à 1.000 €/an.

7.2 Coefficient de réduction applicable aux tarifs pour les unités de production utilisant des énergies renouvelables ou aux unités de cogénération.

Il n'y a pas de coefficient de réduction d'application au 1^{er} janvier 2013⁹.

LES CONDITIONS TARIFAIRES POUR LES RACCORDEMENTS AU RÉSEAU ELIA POUR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION CONCERNENT :

- Tarifs annuels de raccordement au réseau Elia aux Gestionnaires de Réseau de Distribution auxquels Elia met à disposition et/ou gère l'infrastructure nécessaire à leur activité
- Le tarif à application unique ou périodique lié au droit d'utilisation d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution d'équipements complémentaires pour les télé actions et/ou télécommandes centralisées

1° Tarifs annuels de raccordement au réseau Elia aux Gestionnaires de Réseau de Distribution auxquels Elia met à disposition et/ou gère l'infrastructure nécessaire à leur activité

Ces tarifs sont structurés selon deux axes :

- 1) La nature de la prestation visée, soit un tarif pour la mise à disposition de ces installations et un tarif pour la gestion de ces installations ;

⁹ Pour les offres émises par Elia avant la date du 31 décembre 2007, les coefficients de réduction applicables aux tarifs pour les unités de production utilisant des énergies renouvelables de prédictibilité limitée et aux tarifs pour les unités d'autoproduction restent d'application suivant les anciennes modalités. Ceci est jusqu'à l'écoulement de la période de 10 ans en cas d'option pour la redevance périodique pour la mise à disposition des équipements de raccordement.

- 2) Les équipements concernés, soit des tarifs de raccordement en référence aux installations visées : les accessoires des transformations vers la Moyenne Tension, les cellules Moyenne Tension non-feeder, les installations générales et bâtiments.

Le poste à Moyenne Tension de référence présente une puissance de référence de 80 MVA (supposée apportée par 2 transformateurs de référence de 40 MVA) ; il comporte 2 liaisons depuis ces transformateurs vers le jeu de barres à Moyenne Tension, deux cellules d'arrivée des transformateurs ; il comporte également un couplage-barres et des T.P. barres ; ce poste est abrité par un bâtiment équipé notamment de son alimentation électrique pour chauffage et éclairage.

La taille du poste à Moyenne Tension est définie comme étant le ratio entre la puissance effective du poste considéré et la puissance de référence, c'est-à-dire 80 MVA. La puissance effective du poste considéré est déterminée par la dimension de la puissance mise à disposition de ce poste à Moyenne Tension.

Par exemple, pour un poste à Moyenne Tension alimenté au moyen de 2 transformateurs de 25 MVA :

- la puissance effective vaut $2 \times 25 = 50$ MVA ;
- la taille du poste est $50 / 80 = 0,625$;
- les tarifs (si applicables pour ce poste) sont multipliés par la quantité 0,625.

Les redevances pour la mise à disposition et la gestion des équipements de raccordement sont reprises au tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Tarifs de raccordement pour les Gestionnaires de Réseau de Distribution pour un poste correspondant à la référence d'équipement standard

	Redevance annuelle 2012-2015 pour mise à disposition d'infrastructure relative aux postes de moyenne tension (€)	Redevance annuelle 2012-2015 pour gestion d'infrastructure relative aux postes de moyenne tension (€)
Tarifs de raccordement - Accessoires de transformateurs	9.513 €	4.529 €
Tarifs de raccordement - Cellule moyenne tension non-feeder	6.975 €	4.055 €
Tarifs de raccordement - Installations générales et bâtiment	16.394 €	8.687 €

Pour les postes moyenne tension qui ne répondent pas à la référence de puissance d'un poste moyenne tension correspondant à 80 MVA, un coefficient de pondération sera appliquée, basé sur la dimension de la puissance mise à disposition de ce poste moyenne tension, divisé par la puissance de référence (80 MVA).

2° Le tarif à application unique ou périodique lié au droit d'utilisation d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution d'équipements complémentaires pour les télé actions et/ou télécommandes centralisées

Les coûts liés à la mise à disposition de télécommandes centralisées seront attribué séparément et direct aux Gestionnaires de Réseau de Distribution qui en prennent l'utilisation. L'attribution des coûts sera basée sur les coûts acquis par Elia pour la mise à disposition et la gestion des télécommandes centralisées.

Dans le cas où un Gestionnaire de Réseau de Distribution utilise des travées appartenant à Elia pour raccorder ses équipements d'injection de télécommande centralisée et le Gestionnaire de Réseau de Distribution prend à sa charge les coûts relatifs à l'élaboration et l'injection des signaux de télécommandes centralisée, les redevances pour mise à disposition et gestion suivantes sont d'application :

- Dans le cas où le Gestionnaire de Réseau de Distribution utilise une infrastructure dédiée pour l'injection des signaux de télécommande centralisée, les tarifs appliqués sont égaux à 100% de la redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle, ainsi que pour la gestion, d'une travée et le câble mis à disposition pour transférer le signal comme repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia.
- Dans le cas où l'infrastructure est utilisée simultanément pour l'injection des signaux de télécommande centralisée et pour le transport d'énergie électrique, les redevances pour les travées de raccordement des injecteurs de télécommande centralisée seront limitées à 50% de la redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle et 25% de la redevance pour gestion d'une travée de raccordement suite à l'utilisation partagée comme repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia, tandis que les câbles seront facturés à 100% des redevances repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia, suite à leur utilisation unique pour la transmission de signaux.

Ces redevances sont établies au cas le cas, en tenant compte des spécificités des équipements concernés.

B. TARIF POUR UTILISATION DU RÉSEAU

1° Tarif de la Puissance Souscrite et de la Puissance Complémentaire pour le Prélèvement selon la formule « standard »

Pour l'application des tarifs pour puissance souscrite et puissance complémentaire prélevée selon la formule « standard », les périodes tarifaires sont les périodes « Heures Pleines », « Heures Creuses » et « Weekend » telles que définies ci-après. La saison d'hiver comprend les mois de janvier à mars et octobre à décembre ; la saison d'été comprend les mois d'avril à septembre.

Jour	Heure	Heures Pleines	Heures Creuses	Weekend
Lundi-vendredi	0 à 7 heures		✓	
Lundi-vendredi	7 à 22 heures	✓		
Lundi-vendredi	22 à 24 heures		✓	
Samedi	0 à 7 heures		✓	
Samedi	7 à 24 heures			✓
Dimanche	0 à 22 heures			✓
Dimanche	22 à 24 heures		✓	

Les tarifs mentionnés ci-après, sont applicables par « point de prélèvement » ou par « point d'injection », tel que défini dans le Règlement Technique Transport.

a) Tarif de la puissance souscrite pour le prélèvement

Tableau 1 : Tarif de la Puissance Souscrite pour le Prélèvement selon la formule « standard »

	Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau de Distribution
	Tarif 2013 (€/kW. période)	Tarif 2013 (€/kW. période)
En réseaux 380/220/150 kV		
Souscriptions annuelles	10,9582000	
Souscriptions mensuelles		
Hiver - Heures Pleines	0,7276000	
Hiver - Heures Creuses	0,4058000	
Hiver - Weekend	0,2822000	
Eté - Heures Pleines	0,5311000	
Eté - Heures Creuses	0,3588000	
Eté - Weekend	0,2399000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		
Souscriptions annuelles	16,9813000	
Souscriptions mensuelles		
Hiver - Heures Pleines	1,1282000	
Hiver - Heures Creuses	0,6178000	
Hiver - Weekend	0,4226000	
Eté - Heures Pleines	0,8102000	
Eté - Heures Creuses	0,5428000	
Eté - Weekend	0,3605000	
En réseau 70/36/30 kV		
Souscriptions annuelles	24,2100000	
Souscriptions mensuelles		
Hiver - Heures Pleines	1,5749000	
Hiver - Heures Creuses	0,8639000	
Hiver - Weekend	0,5878000	
Eté - Heures Pleines	1,1364000	
Eté - Heures Creuses	0,7581000	
Eté - Weekend	0,5760000	
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension		
Souscriptions annuelles	29,3875000	18,4025000
Souscriptions mensuelles		
Hiver - Heures Pleines	1,9211000	1,2030000
Hiver - Heures Creuses	1,0479000	0,6562000
Hiver - Weekend	0,7086000	0,4437000
Eté - Heures Pleines	1,3729000	0,8598000
Eté - Heures Creuses	0,9133000	0,5719000
Eté - Weekend	0,6552000	0,4103000

Remarques:

- Pour les prélèvements nets couverts par de la Production locale, le prix pour puissance souscrite est réduit de 30%. Une telle réduction s'applique pour une puissance maximale de 75 MW. Pour ces configurations, seule la formule de souscription annuelle s'applique, et son activation est limitée à 1000 heures par an.
- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance souscrite est réduit de 7%.

b) Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement

1) Sur base annuelle

Tableau 2 : Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement sur base annuelle selon la formule « standard »

	Clients directement raccordés au réseau Elia
	Tarif 2013 (€/kW.an)
En réseaux 380/220/150 kV	1,9516000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	3,6202000
En réseau 70/36/30 kV	5,1030000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	7,3651000

La puissance complémentaire sur base annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale pour une année courante (le mois de prestation M jusqu'au mois M-11).

2) Sur base mensuelle

La puissance mensuelle complémentaire est constatée par Elia de manière ex-post, comme la différence entre la pointe maximale du mois passé pour la période tarifaire concernée et le total des puissances souscrites pour ce mois et cette période.

Le prix est égal à 115% du prix pour puissance souscrite selon la formule mensuelle, au cours de la période correspondante.

Remarque:

- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance complémentaire est réduit de 7%.

c) Tarif de la puissance mise à disposition

Tableau 3 : Tarif pour puissance mise à disposition

	Gestionnaires de Réseau de Distribution
	Tarif 2013 (€/kVA)
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	5,8835000

2° Tarif de la Puissance Souscrite et de la Puissance Complémentaire pour le Prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

Pour l'application des tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire pour le prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et Week-end », les périodes tarifaires sont les périodes « Jour » et « Nuit et week-end », telles que définies ci-après :

- Jour : de 8h à 20h, du lundi au vendredi (60 heures par semaine)
- Nuit et week-end : de 20h à 8h du lundi au vendredi + toute la journée du samedi et dimanche (108 heures par semaine)

La formule tarifaire « Jour / Nuit et week-end » est soumise aux conditions d'application suivantes:

- Par point d'accès, le choix est fait (par le détenteur d'accès) entre la formule « standard » ou la formule « jour/nuit et week-end ». Les deux formules sont mutuellement exclusives. Le choix de la formule « jour/nuit et week-end » est valide pour une durée d'au moins un an.
- Le profil de prélèvement (au point d'accès considéré) a présenté, au cours de l'année précédant la demande, une forme structurée selon les caractéristiques suivantes :
 - La pointe réalisée au cours des heures de Jour ne dépasse pas la pointe réalisée au cours des heures de Nuit et Week-end ;
 - L'énergie prélevée nette au cours des heures de Jour ne dépasse pas 25% de l'énergie réalisée au cours des heures de Nuit et Week-end.

a) Tarif de la puissance souscrite pour le prélèvement

Tableau 4 : Tarif de la Puissance Souscrite pour le Prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

		Clients directement raccordés au réseau Elia
		Tarif 2013 (€/kW.période)
En réseaux 380/220/150 kV		
Année	Jour	4,3909000
	Nuit et weekend	6,7110000
Mois	Hiver-Jour	0,5903000
	Hiver-Nuit et Weekend	0,8458000
	Été-Jour	0,4292000
	Été-Nuit et Weekend	0,7122000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		
Année	Jour	6,8646000
	Nuit et weekend	10,3248000
Mois	Hiver-Jour	0,9144000
	Hiver-Nuit et Weekend	1,2836000
	Été-Jour	0,6541000
	Été-Nuit et Weekend	1,0756000
En réseau 70/36/30 kV		
Année	Jour	9,6959000
	Nuit et weekend	14,8829000
Mois	Hiver-Jour	1,2802000
	Hiver-Nuit et Weekend	1,7964000
	Été-Jour	0,9202000
	Été-Nuit et Weekend	1,5810000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension		
Année	Jour	14,6495000
	Nuit et weekend	22,1555000
Mois	Hiver-Jour	1,9263000
	Hiver-Nuit et Weekend	2,6852000
	Été-Jour	1,3715000
	Été-Nuit et Weekend	2,3022000

Remarques:

- Pour les prélèvements nets couverts par de la Production locale, le prix pour puissance souscrite est réduit de 30%. Une telle réduction s'applique pour une puissance maximale de 75 MW. Pour ces configurations, seule la formule de souscription annuelle s'applique, et son activation est limitée à 1000 heures par an.
- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance souscrite est réduit de 7%.

b) Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement

1) Sur base annuelle

Tableau 5 : Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement sur base annuelle selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

	Clients directement rattachés au réseau Elia
	Tarif 2013 (€/kW.an)
En réseaux 380/220/150 kV	1,9516000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	3,6202000
En réseau 70/36/30 kV	5,1030000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	7,3651000

La puissance complémentaire sur base annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale pour une année courante (le mois de prestation M jusqu'au mois M-11).

2) Sur base mensuelle

La puissance mensuelle complémentaire est constatée par Elia de manière ex-post, comme la différence entre la pointe maximale du mois passé pour la période tarifaire concernée et le total des puissances souscrites pour ce mois et cette période.

Le prix est égal à 115% du prix pour puissance souscrite selon la formule mensuelle, au cours de la période correspondante.

Remarque:

- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance complémentaire est réduit de 7%.

3° Tarif de la Gestion du Système pour le Prélèvement

Tableau 6 : Tarif de la Gestion du Système pour le Prélèvement

	Tarif du 01/01/2013 au 31/05/2013 (€/kWh brut limité prélevé ¹⁰)	Tarif du 01/06/2013 au 31/12/2013 (€/kWh brut limité prélevé ¹¹)
En réseau 380/220/150 kV	0,0005542	0,0005646
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0008094	0,0008213
En réseau 70/36/30 kV	0,0011606	0,0011724
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0015393	0,0015495

C. TARIFS DES SERVICES AUXILIAIRES

- 1° 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

Tableau 7 : 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 du service de black-start

	Tarif du 01/01/2013 au 31/05/2013 (€/kWh brut limité prélevé ¹²)	Tarif du 01/06/2013 au 31/12/2013 (€/kWh brut limité prélevé ¹³)
En réseau 380/220/150 kV	0,0001997	0,0010013
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001997	0,0010013
En réseau 70/36/30 kV	0,0001997	0,0010013
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0001997	0,0010013

	Tarif 2013 (€/kWh brut limité injecté ¹⁴)
	0,0009111

¹⁰ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

¹¹ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

¹² Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

¹³ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

¹⁴ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

2° Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive

Tableau 8 : Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive

	Tarif 2013 (€/kWh brut limité prélevé ¹⁵)
En réseau 380/220/150 kV	0,0002093
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0002093
En réseau 70/36/30 kV	0,0002093
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0002425

Remarques:

- Les fournitures quart-horaires d'énergie réactive excédant $tg \varphi = 0,329$ par point de prélèvement sont effectuées par Elia System Operator. Conformément l'article 209 §4 et §5 du Règlement Technique, ces fournitures donnent lieu à un terme pour complément d'énergie réactive, au prix unitaire suivant :

Tableau 9: Tarif du complément d'énergie réactive

	Tarif 2013 (€/kVArh)					
	Heures Pleines		Heures Creuses		Week-end	
	Inductif	Capacitif	Inductif	Capacitif	Inductif	Capacitif
En réseau 380/220/150 kV	0,003400	0,001700	0,002750	0,002750	0,001700	0,003400
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,006750	0,003500	0,005500	0,005500	0,003500	0,006750
En réseau 70/36/30 kV	0,006750	0,003500	0,005500	0,005500	0,003500	0,006750
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,007500	0,003750	0,006500	0,006500	0,003750	0,007500

- Dans le cas où l'énergie active quart-horaire prélevée ne dépasse pas 10% des souscriptions valides au point considéré, le complément d'énergie réactive est défini comme le dépassement par rapport à 32,9% de 10% des souscriptions valides en ce point.
- Dans le cas où l'énergie réactive prélevée en régime *capacitif* ne dépasse pas les limites suivantes, le tarif pour dépassement d'énergie réactive est égal à 0€/kVArh.

¹⁵ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

	Limites puissances réactives capacitives
En réseau 380/220/150 kV	9 MVar
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	2,5 MVar
En réseau 70/36/30 kV	2,5 MVar
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	-

3° Tarif de la gestion des congestions

Tableau 10 : Tarif de la gestion des congestions

	Tarif 2013 (€/kWh prélevé ¹⁶)
En réseau 380/220/150 kV	0,0000211
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000211
En réseau 70/36/30 kV	0,0000211
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0000211

4° Tarif de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau

Tableau 11 : Tarif de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau (en €/kWh prélevé¹⁷)

	Hiver			Eté		
	Heures Pleines	Heures Creuses	Week-end	Heures Pleines	Heures Creuses	Week-end
En réseau 380/220/150 kV	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001498	0,0000885	0,0000892	0,0001159	0,0000599	0,0000596
En réseau 70/36/30 kV	0,0007338	0,0004083	0,0004178	0,0006011	0,0002974	0,0003010
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0007048	0,0003950	0,0004014	0,0005738	0,0002826	0,0002841

Remarque : Il n'y a pas de tarifs de la compensation des pertes dans les réseaux 380/220/150 kV. Ces pertes sont compensées par les Responsables d'Accès, dans le cadre de leur responsabilité d'équilibre telle que définie au contrat de Responsable d'Accès

¹⁶ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

¹⁷ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

D. TARIF POUR LE MAINTIEN ET LA RESTAURATION DE L'ÉQUILIBRE INDIVIDUEL DES RESPONSABLES D'ACCÈS

Le tarif de l'Energie d'Equilibrage est déterminé sur base des formules de calcul repris dans le tableau ci-dessous. Ces formules s'appliquent au déséquilibre d'un Responsable d'Accès donné, au cours d'un quart d'heure donné.

		NRV	
		Négatif (réglage net à la baisse)	Positif (réglage net à la hausse ou zéro)
Déséquilibre du Responsable d'Accès	Positif	Elia paie au Responsable d'Accès ⁽¹⁾ MDP - $\alpha 1$	Elia paie au Responsable d'Accès ⁽¹⁾ MIP - $\beta 1$
	Négatif	Le Responsable d'Accès paie à Elia ⁽²⁾ MDP + $\beta 2$	Le Responsable d'Accès paie à Elia ⁽²⁾ MIP + $\alpha 2$

(1) Ce prix peut être positif ou négatif; dans ce dernier cas, un montant positif est en pratique payé par le Responsable d'Accès à Elia

(2) Ce prix peut être positif ou négatif; dans ce dernier cas, un montant positif est en pratique payé par Elia au Responsable d'Accès

avec:

a.

- $\beta 1$ (€/MWh) = 0
- $\beta 2$ (€/MWh) = 0
- $\alpha 1$ (€/MWh) = 0 si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) \leq 140$ MW
- $\alpha 1$ (€/MWh) = moyenne $((\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH-7}})^2, \dots, (\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH}})^2) / 15.000$ si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) > 140$ MW
- $\alpha 2$ (€/MWh) = 0 si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) \leq 140$ MW
- $\alpha 2$ (€/MWh) = moyenne $((\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH-7}})^2, \dots, (\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH}})^2) / 15.000$ si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) > 140$ MW
- Déséquilibre du Système = ACE – NRV

b.

- NRV = Volume Net de Réglage (en MW)
- ACE = Area Control Error
- MIP = prix marginal des offres de réglage à la hausse (en €/MWh)
- MDP = prix marginal des offres de réglage à la baisse (en €/MWh)

E. TARIF POUR INCONSISTANCE EXTERNE

Une inconsistance externe entre les nominations communiquées par deux Responsables d'Accès apparaît lorsque la nomination communiquée par le vendeur diffère de la nomination communiquée par l'acheteur.

Les prix suivants s'appliquent aux différences, en valeur absolue, entre les quantités quart-horaires nominées par ces deux parties :

- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est inférieure à la quantité nominée par le vendeur : le prix applicable au déséquilibre positif d'un Responsable d'Accès;
- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est supérieure à la quantité nominée par le vendeur : le prix applicable au déséquilibre négatif d'un Responsable d'Accès.

Les montants sont facturés selon les dispositions décrites au contrat de Responsable d'Accès (« contrat ARP ») en vigueur.

F. DEFINITIONS RELATIVES À LA PUISSANCE ET L'ENERGIE

1) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie prélevée

La puissance brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (les) charge(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance injectée par la (les) production(s) locale(s) associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance injectée par ces productions locales qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute après compensation prélevée est nulle.

L'énergie brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute après compensation prélevée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée prélevée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_prél}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - \min(P_{production}(qh); 25MW)).$$

La puissance prélevée nette, en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (des) charges associées en ce point d'accès et la puissance injectée par la (des) production(s) locale(s) associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée nette est nulle.

L'énergie prélevée nette, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance prélevée nette en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie prélevée nette, pour la période per , s'élève à

$$E_{prélevé}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - P_{production}(qh)).$$

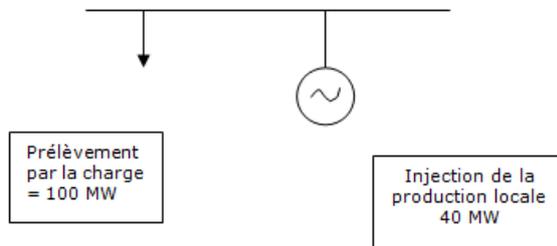
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance injectée par les productions locales est identiquement nulle, le concept d'énergie prélevée nette coïncide avec celui d'énergie brute limitée prélevée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

Exemple d'application

Soit une charge s'élevant (pour un quart d'heure donné) à 100 MW, à laquelle est associée une production locale, injectant 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie prélevée nette
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée prélevée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

2) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie injectée

La puissance brute limitée injectée, en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance prélevée par ces charges qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute limitée injectée est nulle.

L'énergie brute limitée injectée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute limitée injectée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée injectée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_inj}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - \min(P_{charge}(qh); 25MW)).$$

La puissance injectée (nette), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (des) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (des) charges associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée (nette) est nulle.

L'énergie injectée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance injectée (nette) en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie injectée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{injectée}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - P_{charge}(qh)).$$

Remarques

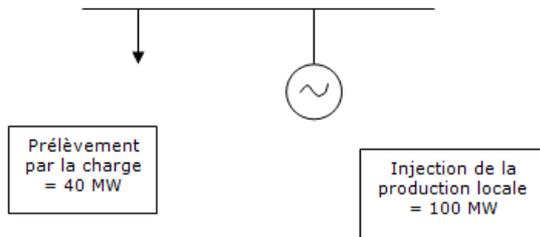
Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance prélevée par les charges est identiquement nulle¹⁸, le concept d'énergie injectée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée injectée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

¹⁸ Ou bien parce qu'il n'y a pas de charge associée à la production concernée, ou bien parce qu'une telle charge existe mais ne prélève pas.

Exemple d'application

Soit une production locale injectant (pour un quart d'heure donné) 100 MW, à laquelle est associée une charge s'élevant à 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie injectée nette
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée injectée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

TARIFS TRANSPORT 2014-2015

A. TARIFS DE RACCORDEMENT

LES CONDITIONS TARIFAIRES POUR LES CLIENTS DIRECTEMENT RACCORDÉS AU RÉSEAU ELIA CONCERNENT:

- Le tarif pour étude d'orientation ;
- Le tarif pour étude de détail ;
- Le tarif pour utilisation d'une travée de raccordement ;
- Le tarif pour utilisation d'autres équipements de raccordements : une liaison de raccordement, aérienne ou souterraine, et des éventuels équipements nécessaires à cet effet, des équipements de transformation, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des équipements de filtrage de l'onde de tension ;
- Le tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages ;
- Modalités particulières

1. Tarif pour étude d'orientation

Le tarif relatif à l'étude d'orientation pour un nouveau raccordement ou pour l'adaptation d'un raccordement existant est un tarif à application unique, dont le montant dépend de la puissance nominale à raccorder. Ces montants sont repris au tableau ci-après.

Tableau 1: Tarif pour étude d'orientation

Puissance nominale à raccorder (P)	Tarif étude d'orientation
P < 25 MVA	2.500 €
25 MVA < P < 50 MVA	5.000 €
50 MVA <= P < 100 MVA	10.000 €
100 MVA <= P	Sur devis

2. Tarif pour étude de détail

2.1 Etude détaillée en vue du raccordement de nouveaux équipements ou de l'adaptation d'équipements existants

Le tarif relatif à l'étude détaillée pour un nouveau raccordement ou l'adaptation d'un raccordement existant est un tarif à application unique, dont le montant est fonction du type et de la tension des travaux faisant l'objet de l'étude détaillée.

Pour une étude qui concerne une partie travée et une partie liaison, le montant à facturer est l'addition du montant pour l'étude de la ou les travées et du montant pour l'étude de la liaison.

Ce tarif s'applique par variante demandée. Les coûts d'une étude détaillée seront pris en compte lors de la réalisation du raccordement pour lequel l'étude a été faite.

Les tarifs pour étude détaillée sont repris au tableau ci-après. Pour les unités de production, un facteur de majoration de 33% sera appliqué sur ces tarifs afin de couvrir les frais qui proviennent du fait qu'une étude détaillée pour des unités de production est composée de plusieurs éléments supplémentaires.

Tableau 2 : Tarif pour étude détaillée (en €)

Type d'étude	Tarif étude détaillée 1 travée	Tarif étude détaillée 2 travées	Tarif étude détaillée 1 liaison* (en plus de l'étude détaillée 1 ou 2 travées) * par tracé
Modifications mineures (adaptation basse tension)	5.000	7.500	10.000
36-70	10.000	15.000	15.000
150-220	15.000	20.000	20.000
380	25.000	30.000	40.000

2.2 Evaluation « Power Quality » lors du raccordement ou de la modification d'installations perturbatrices ou d'installations de compensation (« pre-assessment »)

Afin de fournir une tension répondant aux spécifications visées à l'article 47 du règlement technique, les niveaux admissibles de perturbations engendrées sur le réseau visés à l'article 46 du règlement technique doivent être respectés.

Dans ce cadre, l'article 54 du règlement technique impose aux utilisateurs de réseau de communiquer d'initiative à Elia toutes les informations relatives à leurs installations qui ont un impact sur la qualité, la fiabilité et l'efficacité du système électrique.

L'utilisateur du réseau vérifiera que les niveaux de perturbations engendrés par ses installations respectent les limites d'émission du Stade 1 décrites dans la procédure Synergrid C10/17, sur base de la tension au point de raccordement et de sa puissance souscrite. Il présentera ses évaluations ainsi qu'une description de ses installations (nature et puissance nominale) à Elia pour acceptation.

Si les limites d'émission du Stade 1 sont dépassées, même après avoir envisagé des mesures supplémentaires pour limiter les niveaux de perturbation, l'utilisateur du réseau doit demander à Elia d'appliquer l'approche du Stade 2 ou du Stade 3. Dans ce cas, les tarifs suivants sont d'application :

Etude relative au calcul des limites d'émission stade 2 (1)	2.250 €
Etude relative au calcul des limites d'émission stade 3 (1)	3.000 €

(1) En concordance avec les prescriptions Synergrid C10/17 « Prescriptions PowerQuality pour les utilisateurs raccordés aux réseaux haute tension ».

Les montants facturés pour les études relatives au calcul des limites d'émission stade 2 ou 3 ne sont pas récupérables à la commande du raccordement.

Au terme de l'étude, Elia fournit à l'utilisateur du réseau un rapport reprenant les limites d'émission adaptées. L'utilisateur de réseau vérifiera que ses installations respectent ces limites d'émission autorisées. Le résultat de cette vérification devra être soumis par écrit à Elia pour acceptation.

3. Tarif pour utilisation de la première travée de raccordement

Le tarif pour utilisation de la première travée de raccordement se compose de :

- Une redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle de la travée de raccordement
- Une redevance annuelle pour gestion de la travée de raccordement.

Ces redevances annuelles, dont les montants sont repris au tableau de synthèse sous-section 5, procurent à l'utilisateur de réseau un droit de bénéficier de la fonctionnalité totale de la travée de raccordement, dont son maintien en l'état et son remplacement lorsque nécessaire. La première travée de raccordement comprend un seul compteur de facturation.

En ce qui concerne les travées existantes, la redevance pour mise à disposition de la travée est proportionnellement adaptée de manière à prendre en compte l'intervention clientèle qui a eu lieu dans le passé. Cette adaptation est en vigueur jusqu'à la date de remplacement de la travée concernée, et au plus tard 33 ans après la date de mise en service.

4. Tarif pour utilisation des autres équipements de raccordements : une liaison de raccordement, aérienne ou souterraine, et des éventuels équipements nécessaires à cet effet, des équipements de transformation, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des équipements de filtrage de l'onde de tension

4.1 Pour les nouveaux raccordements (ou modification de raccordement existants) : redevance pour réalisation et modification substantielle

Le montant désignant le montant total de l'investissement est établi sur devis.

4.2 Redevance pour mise à disposition pour les raccordements existants

La redevance annuelle est celle reprise au tableau de synthèse sous-section 5, et est à désindexer, sur base de l'indice des prix de la consommation, jusqu'à la date de mise en service de l'équipement concerné. S'il y avait des interventions financières dans le passé, la redevance doit être proportionnellement adaptée pour en tenir compte.

4.3 Redevance pour gestion des équipements de raccordements (nouveaux ou existants)

La redevance pour gestion des « autres » équipements de raccordement est reprise au tableau de synthèse sous-section 5.

En ce qui concerne les transformateurs dont la capacité de transformation diffère de celle indiquée au tableau de synthèse, la formule suivante est appliquée pour l'établissement des redevances :

$$K = K_0 \left[0,25 + 0,75 \cdot \frac{MVA}{MVA_0} \right]^{0,75}$$

où

- K désigne la redevance pour gestion et mise à disposition du transformateur concerné ;
- MVA désigne la puissance de transformation du transformateur concerné ;
- K_0 et MVA_0 désignent respectivement la redevance pour gestion et mise à disposition et la puissance de transformation d'un transformateur de référence, sélectionné dans la liste reprise au tableau de synthèse de manière à avoir une tension primaire identique à celle du transformateur concerné et une puissance de transformation la plus proche possible de celle du transformateur concerné.

4.4 Tarif applicable dans la situation de gestion light par Elia d'installations de raccordement

Ce tarif s'applique dans le cas où l'utilisateur gère lui-même les installations de raccordement situées au-delà de la travée de raccordements.

Ce tarif s'exprime sous la forme d'une redevance annuelle par travée de raccordement.

2012-2015	Redevance annuelle
Travée de raccordement 380 kV	4.900 €/travée
Travée de raccordement 220 kV	2.000 €/travée
Travée de raccordement 150 kV	1.800 €/travée
Travée de raccordement 70 kV	1.200 €/travée
Travée de raccordement 36 kV ou 30 kV	600 €/travée
Travée de raccordement Moyenne Tension	300 €/travée

5. Tableau de synthèse

Tableau de synthèse 2012-2015 : tarifs de raccordement

2012-2015	Redevance pour gestion	Redevance pour réalisation et modification substantielle (*)
Travée 380 kV	49,30 k€/travée	168,13 k€/travée
Travée 220 kV	19,90 k€/travée	67,86 k€/travée
Travée 150 kV	18,13 k€/travée	61,83 k€/travée
Travée 70 kV	11,61 k€/travée	39,59 k€/travée
Travée 36 ou 30 kV	5,80 k€/travée	19,77 k€/travée
Travée Moyenne Tension	2,90 k€/travée	9,88 k€/travée
Ligne 380 kV – 1 terne	10,94 k€/km	41,47 k€/km
Ligne 220 kV – 1 terne	4,58 k€/km	17,35 k€/km
Ligne 150 kV – 1 terne	4,68 k€/km	17,72 k€/km
Ligne 70 kV – 1 terne	3,32 k€/km	12,59 k€/km
Ligne 36 ou 30 kV – 1 terne	2,17 k€/km	8,21 k€/km
Ligne 380 kV – 2 ternes	16,59 k€/km	62,88 k€/km
Ligne 220 kV – 2 ternes	7,56 k€/km	28,65 k€/km
Ligne 150 kV – 2 ternes	7,06 k€/km	26,76 k€/km
Ligne 70 kV – 2 ternes	5,03 k€/km	19,08 k€/km
Ligne 36 ou 30 kV – 2 ternes	3,28 k€/km	12,44 k€/km
Câble 380 kV	33,73 k€/km	127,8 k€/km
Câble 220 kV	21,51 k€/km	81,5 k€/km
Câble 150 kV	6,63 k€/km	56,55 k€/km
Câble 70 kV	4,60 k€/km	39,2 k€/km
Câble 36 ou 30 kV	2,21 k€/km	18,85 k€/km
Câble Moyenne Tension	1,13 k€/km	9,59 k€/km
Tfo 380/70 kV (220 MVA)	63,75 k€/transformateur	217,42 k€/transformateur
Tfo 220/MT (50 MVA)	22,83 k€/transformateur	77,85 k€/transformateur
Tfo 150/MT (50 MVA)	20,23 k€/transformateur	69 k€/transformateur
Tfo 150/36 kV(125 MVA)	34,15 k€/transformateur	116,46 k€/transformateur
Tfo 70/MT (40 MVA)	18,38 k€/transformateur	62,7 k€/transformateur
Tfo 36-30/MT (25 MVA)	11,65 k€/transformateur	39,74 k€/transformateur

(*) Mise à disposition pour les raccordements existants

6. Tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages

Le tarif pour utilisation d'équipements de protection complémentaire, d'équipements complémentaires pour les signalisations d'alarme, les mesures et les comptages est établi pour chaque cas concerné, en tenant compte des spécificités des équipements concernés. Le remplacement des équipements existants appartenant à la première travée, mais avec une fonctionnalité complémentaire, ressort à ce règlement.

La mise à disposition de nouveaux comptages se fait sur devis.

La redevance annuelle pour la gestion de ces compteurs est de 487,12 € par équipement.

Tests de réception « Power Quality »

Lors de la mise en service de nouvelles installations perturbatrices ou après modification de celles-ci, Elia a le droit de réaliser des tests de réception afin de contrôler les niveaux de perturbations engendrées par ces installations.

Lorsque la vérification de ces niveaux peut être effectuée sur base de la mesure de la tension au point de raccordement de l'utilisateur, le tarif pour les tests de réception s'élève à 2.600 €.

Au terme de ces tests, Elia fournit à l'utilisateur du réseau un rapport reprenant les résultats de mesure les plus importants et les conclusions des tests.

Pour l'utilisateur du réseau avec des limites d'émission du « stade 3 » ainsi que pour les cas qui demandent des mesures plus complexes, une charge supplémentaire de 4.000 € sera comptée (le total pour ces cas est donc de 6.600 €).

7. Modalités particulières

7.1 Coefficient de réduction lorsque plusieurs utilisateurs utilisent conjointement les mêmes équipements de raccordement

Tous les coûts couverts par un tarif à application unique relatifs aux (ou à la partie des) équipements qui sont utilisés par 2 ou plusieurs utilisateurs de réseau, à l'exception des coûts pour les équipements pour les mesures et comptages, peuvent être répartis entre ces utilisateurs. Les équipements pour les mesures et comptages doivent être installés séparément pour chaque utilisateur. La répartition se fait au prorata de leur puissance de raccordements telle que précisée dans le Contrat de Raccordement.

Tous les coûts couverts par un tarif périodique relatifs aux (ou à la partie des) équipements qui sont utilisés par 2 ou plusieurs utilisateurs de réseau, seront d'abord multiplié par un coefficient k1 (1+0,05) pour ensuite être reparti au pro rata de leur puissance de raccordement telle que précisée dans le Contrat de Raccordements. Ce coefficient reflète le risque accru pour Elia qu'un des utilisateurs va cesser d'utiliser le raccordement.

Afin de couvrir les frais administratifs supplémentaires, la majoration de 5% sera remplacée par un montant de 1.000 €/an lorsque cette majoration de 5% correspond à un montant inférieur à 1.000 €/an.

7.2 Coefficient de réduction applicable aux tarifs pour les unités de production utilisant des énergies renouvelables ou aux unités de cogénération.

Il n'y a pas de coefficient de réduction d'application au 1^{er} janvier 2013¹⁹ .

LES CONDITIONS TARIFAIRES POUR LES RACCORDEMENTS AU RÉSEAU ELIA POUR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION CONCERNENT :

- Tarifs annuels de raccordement au réseau Elia aux Gestionnaires de Réseau de Distribution auxquels Elia met à disposition et/ou gère l'infrastructure nécessaire à leur activité
- Le tarif à application unique ou périodique lié au droit d'utilisation d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution d'équipements complémentaires pour les télé actions et/ou télécommandes centralisées

1° Tarifs annuels de raccordement au réseau Elia aux Gestionnaires de Réseau de Distribution auxquels Elia met à disposition et/ou gère l'infrastructure nécessaire à leur activité

Ces tarifs sont structurés selon deux axes :

1. La nature de la prestation visée, soit un tarif pour la mise à disposition de ces installations et un tarif pour la gestion de ces installations ;

¹⁹ Pour les offres émises par Elia avant la date du 31 décembre 2007, les coefficients de réduction applicables aux tarifs pour les unités de production utilisant des énergies renouvelables de prédictibilité limitée et aux tarifs pour les unités d'autoproduction restent d'application suivant les anciennes modalités. Ceci est jusqu'à l'écoulement de la période de 10 ans en cas d'option pour la redevance périodique pour la mise à disposition des équipements de raccordement.

2. Les équipements concernés, soit des tarifs de raccordement en référence aux installations visées : les accessoires des transformations vers la Moyenne Tension, les cellules Moyenne Tension non-feeder, les installations générales et bâtiments.

Le poste à Moyenne Tension de référence présente une puissance de référence de 80 MVA (supposée apportée par 2 transformateurs de référence de 40 MVA) ; il comporte 2 liaisons depuis ces transformateurs vers le jeu de barres à Moyenne Tension, deux cellules d'arrivée des transformateurs ; il comporte également un couplage-barres et des T.P. barres ; ce poste est abrité par un bâtiment équipé notamment de son alimentation électrique pour chauffage et éclairage.

La taille du poste à Moyenne Tension est définie comme étant le ratio entre la puissance effective du poste considéré et la puissance de référence, c'est-à-dire 80 MVA. La puissance effective du poste considéré est déterminée par la dimension de la puissance mise à disposition de ce poste à Moyenne Tension.

Par exemple, pour un poste à Moyenne Tension alimenté au moyen de 2 transformateurs de 25 MVA :

- la puissance effective vaut $2 \times 25 = 50$ MVA ;
- la taille du poste est $50 / 80 = 0,625$;
- les tarifs (si applicables pour ce poste) sont multipliés par la quantité 0,625.

Les redevances pour la mise à disposition et la gestion des équipements de raccordement sont reprises au tableau ci-dessous.

Tableau 3 : Tarifs de raccordement pour les Gestionnaires de Réseau de Distribution pour un poste correspondant à la référence d'équipement standard

	Redevance annuelle 2012-2015 pour mise à disposition d'infrastructure relative aux postes de moyenne tension (€)	Redevance annuelle 2012-2015 pour gestion d'infrastructure relative aux postes de moyenne tension (€)
Tarifs de raccordement - Accessoires de transformateurs	9.513 €	4.529 €
Tarifs de raccordement - Cellule moyenne tension non-feeder	6.975 €	4.055 €
Tarifs de raccordement - Installations générales et bâtiment	16.394 €	8.687 €

Pour les postes moyenne tension qui ne répondent pas à la référence de puissance d'un poste moyenne tension correspondant à 80 MVA, un coefficient de pondération sera appliquée, basé sur la dimension de la puissance mise à disposition de ce poste moyenne tension, divisé par la puissance de référence (80 MVA).

2° Le tarif à application unique ou périodique lié au droit d'utilisation d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution d'équipements complémentaires pour les télé actions et/ou télécommandes centralisées

Les coûts liés à la mise à disposition de télécommandes centralisées seront attribué séparément et direct aux Gestionnaires de Réseau de Distribution qui en prennent l'utilisation. L'attribution des coûts sera basée sur les coûts acquis par Elia pour la mise à disposition et la gestion des télécommandes centralisées.

Dans le cas où un Gestionnaire de Réseau de Distribution utilise des travées appartenant à Elia pour raccorder ses équipements d'injection de télécommande centralisée et le Gestionnaire de Réseau de Distribution prend à sa charge les coûts relatifs à l'élaboration et l'injection des signaux de télécommandes centralisée, les redevances pour mise à disposition et gestion suivantes sont d'application :

- Dans le cas où le Gestionnaire de Réseau de Distribution utilise une infrastructure dédiée pour l'injection des signaux de télécommande centralisée, les tarifs appliqués sont égaux à 100% de la redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle, ainsi que pour la gestion, d'une travée et le câble mis à disposition pour transférer le signal comme repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia.
- Dans le cas où l'infrastructure est utilisée simultanément pour l'injection des signaux de télécommande centralisée et pour le transport d'énergie électrique, les redevances pour les travées de raccordement des injecteurs de télécommande centralisée seront limitées à 50% de la redevance annuelle pour réalisation et modification substantielle et 25% de la redevance pour gestion d'une travée de raccordement suite à l'utilisation partagée comme repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia, tandis que les câbles seront facturés à 100% des redevances repris dans le tableau de synthèse de la section 5 des tarifs de raccordements pour les clients directement raccordé au réseau d'Elia, suite à leur utilisation unique pour la transmission de signaux.

Ces redevances sont établies au cas le cas, en tenant compte des spécificités des équipements concernés.

B. TARIF POUR UTILISATION DU RÉSEAU

1° Tarif de la Puissance Souscrite et de la Puissance Complémentaire pour le Prélèvement selon la formule « standard »

Pour l'application des tarifs pour puissance souscrite et puissance complémentaire prélevée selon la formule « standard », les périodes tarifaires sont les périodes « Heures Pleines », « Heures Creuses » et « Weekend » telles que définies ci-après. La saison d'hiver comprend les mois de janvier à mars et octobre à décembre ; la saison d'été comprend les mois d'avril à septembre.

Jour	Heure	Heures Pleines	Heures Creuses	Weekend
Lundi-vendredi	0 à 7 heures		✓	
Lundi-vendredi	7 à 22 heures	✓		
Lundi-vendredi	22 à 24 heures		✓	
Samedi	0 à 7 heures		✓	
Samedi	7 à 24 heures			✓
Dimanche	0 à 22 heures			✓
Dimanche	22 à 24 heures		✓	

Les tarifs mentionnés ci-après, sont applicables par « point de prélèvement » ou par « point d'injection », tel que défini dans le Règlement Technique Transport.

a) Tarif de la puissance souscrite pour le prélèvement

Tableau 1 : Tarif de la Puissance Souscrite pour le Prélèvement selon la formule « standard »

		Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau de Distribution
		Tarif 2014-2015 (€/kW. période)	Tarif 2014-2015 (€/kW. période)
En réseaux 380/220/150 kV			
Souscriptions annuelles		13,1092000	
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	0,8705000	
	Hiver - Heures Creuses	0,4855000	
	Hiver - Weekend	0,3376000	
	Eté - Heures Pleines	0,6354000	
	Eté - Heures Creuses	0,4293000	
	Eté - Weekend	0,2870000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV			
Souscriptions annuelles		20,3146000	
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	1,3497000	
	Hiver - Heures Creuses	0,7391000	
	Hiver - Weekend	0,5056000	
	Eté - Heures Pleines	0,9693000	
	Eté - Heures Creuses	0,6494000	
	Eté - Weekend	0,4313000	
En réseau 70/36/30 kV			
Souscriptions annuelles		28,9622000	
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	1,8841000	
	Hiver - Heures Creuses	1,0335000	
	Hiver - Weekend	0,7032000	
	Eté - Heures Pleines	1,3595000	
	Eté - Heures Creuses	0,9070000	
	Eté - Weekend	0,6891000	
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension			
Souscriptions annuelles		35,1560000	22,0147000
Souscriptions mensuelles	Hiver - Heures Pleines	2,2982000	1,4391000
	Hiver - Heures Creuses	1,2536000	0,7850000
	Hiver - Weekend	0,8477000	0,5308000
	Eté - Heures Pleines	1,6424000	1,0286000
	Eté - Heures Creuses	1,0926000	0,6842000
	Eté - Weekend	0,7839000	0,4909000

Remarques:

- Pour les prélèvements nets couverts par de la Production locale, le prix pour puissance souscrite est réduit de 30%. Une telle réduction s'applique pour une puissance maximale de 75 MW. Pour ces configurations, seule la formule de souscription annuelle s'applique, et son activation est limitée à 1000 heures par an.
- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance souscrite est réduit de 7%.

b) Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement

1) Sur base annuelle

Tableau 2 : Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement sur base annuelle selon la formule « standard »

	Clients directement raccordés au réseau Elia
	Tarif 2014-2015 (€/kW.an)
En réseaux 380/220/150 kV	2,3347000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	4,3309000
En réseau 70/36/30 kV	6,1047000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	8,8108000

La puissance complémentaire sur base annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale pour une année courante (le mois de prestation M jusqu'au mois M-11).

2) Sur base mensuelle

La puissance mensuelle complémentaire est constatée par Elia de manière ex-post, comme la différence entre la pointe maximale du mois passé pour la période tarifaire concernée et le total des puissances souscrites pour ce mois et cette période.

Le prix est égal à 115% du prix pour puissance souscrite selon la formule mensuelle, au cours de la période correspondante.

Remarque:

- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance complémentaire est réduit de 7%.

c) Tarif de la puissance mise à disposition

Tableau 3 : Tarif pour puissance mise à disposition

	Gestionnaires de Réseau de Distribution
	Tarif 2014-2015 (€/kVA)
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	7,0384000

2° Tarif de la Puissance Souscrite et de la Puissance Complémentaire pour le Prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

Pour l'application des tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire pour le prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et Week-end », les périodes tarifaires sont les périodes « Jour » et « Nuit et week-end », telles que définies ci-après :

- Jour : de 8h à 20h, du lundi au vendredi (60 heures par semaine)
- Nuit et week-end : de 20h à 8h du lundi au vendredi + toute la journée du samedi et dimanche (108 heures par semaine)

La formule tarifaire « Jour / Nuit et week-end » est soumise aux conditions d'application suivantes:

- Par point d'accès, le choix est fait (par le détenteur d'accès) entre la formule « standard » ou la formule « jour/nuit et week-end ». Les deux formules sont mutuellement exclusives. Le choix de la formule « jour/nuit et week-end » est valide pour une durée d'au moins un an.
- Le profil de prélèvement (au point d'accès considéré) a présenté, au cours de l'année précédant la demande, une forme structurée selon les caractéristiques suivantes :
 - La pointe réalisée au cours des heures de Jour ne dépasse pas la pointe réalisée au cours des heures de Nuit et Week-end ;
 - L'énergie prélevée nette au cours des heures de Jour ne dépasse pas 25% de l'énergie réalisée au cours des heures de Nuit et Week-end.

a) Tarif de la puissance souscrite pour le prélèvement

Tableau 4 : Tarif de la Puissance Souscrite pour le Prélèvement selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

		Clients directement raccordés au réseau Elia
		Tarif 2014-2015 (€/kW.période)
En réseaux 380/220/150 kV		
Année	Jour	5,2528000
	Nuit et weekend	8,0284000
Mois	Hiver-Jour	0,7062000
	Hiver-Nuit et Weekend	1,0119000
	Été-Jour	0,5135000
	Été-Nuit et Weekend	0,8520000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		
Année	Jour	8,2121000
	Nuit et weekend	12,3515000
Mois	Hiver-Jour	1,0939000
	Hiver-Nuit et Weekend	1,5356000
	Été-Jour	0,7825000
	Été-Nuit et Weekend	1,2868000
En réseau 70/36/30 kV		
Année	Jour	11,5992000
	Nuit et weekend	17,8043000
Mois	Hiver-Jour	1,5315000
	Hiver-Nuit et Weekend	2,1491000
	Été-Jour	1,1009000
	Été-Nuit et Weekend	1,8914000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension		
Année	Jour	17,5251000
	Nuit et weekend	26,5045000
Mois	Hiver-Jour	2,3045000
	Hiver-Nuit et Weekend	3,2123000
	Été-Jour	1,6408000
	Été-Nuit et Weekend	2,7541000

Remarques:

- Pour les prélèvements nets couverts par de la Production locale, le prix pour puissance souscrite est réduit de 30%. Une telle réduction s'applique pour une puissance maximale de 75 MW. Pour ces configurations, seule la formule de souscription annuelle s'applique, et son activation est limitée à 1000 heures par an.
- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance souscrite est réduit de 7%.

b) Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement

1) Sur base annuelle

Tableau 5 : Tarif de la puissance complémentaire pour le prélèvement sur base annuelle selon la formule « Jour / Nuit et week-end »

	Clients directement rattachés au réseau Elia
	Tarif 2014-2015 (€/kW.an)
En réseaux 380/220/150 kV	2,3347000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	4,3309000
En réseau 70/36/30 kV	6,1047000
A la sortie des transformations vers Moyenne Tension	8,8108000

La puissance complémentaire sur base annuelle est mensuellement déterminée ex-post comme la pointe maximale pour une année courante (le mois de prestation M jusqu'au mois M-11).

2) Sur base mensuelle

La puissance mensuelle complémentaire est constatée par Elia de manière ex-post, comme la différence entre la pointe maximale du mois passé pour la période tarifaire concernée et le total des puissances souscrites pour ce mois et cette période.

Le prix est égal à 115% du prix pour puissance souscrite selon la formule mensuelle, au cours de la période correspondante.

Remarque:

- Pour les charges mobiles de la société des chemins de fer, le prix pour la puissance complémentaire est réduit de 7%.

3° Tarif de la Gestion du Système pour le Prélèvement

Tableau 6 : Tarif de la Gestion du Système pour le Prélèvement

	Tarif 2014-2015 (€/kWh brut limité prélevé ²⁰)
En réseau 380/220/150 kV	0,0005646
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0008213
En réseau 70/36/30 kV	0,0011724
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0015495

C. TARIFS DES SERVICES AUXILIAIRES

1° 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

Tableau 7 : 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 réservation tertiaire et du service de black-start

	Tarif 2014-2015 (€/kWh brut limité prélevé ²¹)
En réseau 380/220/150 kV	0,0010013
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0010013
En réseau 70/36/30 kV	0,0010013
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0010013

	Tarif 2014-2015 (€/kWh brut limité injecté ²²)
	0,0009111

²⁰ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

²¹ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

²² Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

2° Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive

Tableau 8 : Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive

	Tarif 2014-2015 (€/kWh brut limité prélevé ²³)
En réseau 380/220/150 kV	0,0002093
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0002093
En réseau 70/36/30 kV	0,0002093
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0002425

Remarques:

- Les fournitures quart-horaires d'énergie réactive excédant $tg \varphi = 0,329$ par point de prélèvement sont effectuées par Elia System Operator. Conformément l'article 209 §4 et §5 du Règlement Technique, ces fournitures donnent lieu à un terme pour complément d'énergie réactive, au prix unitaire suivant :

Tableau 9: Tarif du complément d'énergie réactive

	Tarif 2014-2015 (€/kVArh)					
	Heures Pleines		Heures Creuses		Week-end	
	Inductif	Capacitif	Inductif	Capacitif	Inductif	Capacitif
En réseau 380/220/150 kV	0,003400	0,001700	0,002750	0,002750	0,001700	0,003400
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,006750	0,003500	0,005500	0,005500	0,003500	0,006750
En réseau 70/36/30 kV	0,006750	0,003500	0,005500	0,005500	0,003500	0,006750
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,007500	0,003750	0,006500	0,006500	0,003750	0,007500

- Dans le cas où l'énergie active quart-horaire prélevée ne dépasse pas 10% des souscriptions valides au point considéré, le complément d'énergie réactive est défini comme le dépassement par rapport à 32,9% de 10% des souscriptions valides en ce point.
- Dans le cas où l'énergie réactive prélevée en régime *capacitif* ne dépasse pas les limites suivantes, le tarif pour dépassement d'énergie réactive est égal à 0€/kVArh.

²³ Ce concept est équivalent à la notion de 'Energie brute après compensation prélevée'. Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

	Limites puissances réactives capacitives
En réseau 380/220/150 kV	9 MVar
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	2,5 MVar
En réseau 70/36/30 kV	2,5 MVar
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	-

3° Tarif de la gestion des congestions

Tableau 10 : Tarif de la gestion des congestions

	Tarif 2014-2015 (€/kWh prélevé ²⁴)
En réseau 380/220/150 kV	0,0000211
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000211
En réseau 70/36/30 kV	0,0000211
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0000211

4° Tarif de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau

Tableau 11 : Tarif de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau (en €/kWh prélevé²⁵)

	Hiver			Eté		
	Heures Pleines	Heures Creuses	Week-end	Heures Pleines	Heures Creuses	Week-end
En réseau 380/220/150 kV	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001498	0,0000885	0,0000892	0,0001159	0,0000599	0,0000596
En réseau 70/36/30 kV	0,0007338	0,0004083	0,0004178	0,0006011	0,0002974	0,0003010
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0007048	0,0003950	0,0004014	0,0005738	0,0002826	0,0002841

Remarque : Il n'y a pas de tarifs de la compensation des pertes dans les réseaux 380/220/150 kV. Ces pertes sont compensées par les Responsables d'Accès, dans le cadre de leur responsabilité d'équilibre telle que définie au contrat de Responsable d'Accès

²⁴ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

²⁵ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous F. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

D. TARIF POUR LE MAINTIEN ET LA RESTAURATION DE L'ÉQUILIBRE INDIVIDUEL DES RESPONSABLES D'ACCÈS

Le tarif de l'Energie d'Equilibrage est déterminé sur base des formules de calcul repris dans le tableau ci-dessous. Ces formules s'appliquent au déséquilibre d'un Responsable d'Accès donné, au cours d'un quart d'heure donné.

		NRV	
		Négatif (réglage net à la baisse)	Positif (réglage net à la hausse ou zéro)
Déséquilibre du Responsable d'Accès	Positif	Elia paie au Responsable d'Accès ⁽¹⁾ MDP - $\alpha 1$	Elia paie au Responsable d'Accès ⁽¹⁾ MIP - $\beta 1$
	Négatif	Le Responsable d'Accès paie à Elia ⁽²⁾ MDP + $\beta 2$	Le Responsable d'Accès paie à Elia ⁽²⁾ MIP + $\alpha 2$

(1) Ce prix peut être positif ou négatif ; dans ce dernier cas, un montant positif est en pratique payé par le Responsable d'Accès à Elia

(2) Ce prix peut être positif ou négatif ; dans ce dernier cas, un montant positif est en pratique payé par Elia au Responsable d'Accès

avec:

c.

- $\beta 1$ (€/MWh) = 0
- $\beta 2$ (€/MWh) = 0
- $\alpha 1$ (€/MWh) = 0 si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) \leq 140$ MW
- $\alpha 1$ (€/MWh) = moyenne $((\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH-7}})^2, \dots, (\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH}2})^2) / 15.000$ si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) > 140$ MW
- $\alpha 2$ (€/MWh) = 0 si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) \leq 140$ MW
- $\alpha 2$ (€/MWh) = moyenne $((\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH-7}})^2, \dots, (\text{Déséquilibre du Système}^{\text{QH}2})^2) / 15.000$ si $ABS(\text{Déséquilibre du Système}) > 140$ MW
- Déséquilibre du Système = ACE – NRV

d.

- NRV = Volume Net de Réglage (en MW)
- ACE = Area Control Error
- MIP = prix marginal des offres de réglage à la hausse (en €/MWh)
- MDP = prix marginal des offres de réglage à la baisse (en €/MWh)

E. TARIF POUR INCONSISTANCE EXTERNE

Une inconsistance externe entre les nominations communiquées par deux Responsables d'Accès apparaît lorsque la nomination communiquée par le vendeur diffère de la nomination communiquée par l'acheteur.

Les prix suivants s'appliquent aux différences, en valeur absolue, entre les quantités quart-horaires nominées par ces deux parties :

- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est inférieure à la quantité nominée par le vendeur : le prix applicable au déséquilibre positif d'un Responsable d'Accès;
- lorsque la quantité nominée par l'acheteur est supérieure à la quantité nominée par le vendeur : le prix applicable au déséquilibre négatif d'un Responsable d'Accès.

Les montants sont facturés selon les dispositions décrites au contrat de Responsable d'Accès (« contrat ARP ») en vigueur.

F. DEFINITIONS RELATIVES À LA PUISSANCE ET L'ENERGIE

1) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie prélevée

La puissance brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (les) charge(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance injectée par la (les) production(s) locale(s) associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance injectée par ces productions locales qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute après compensation prélevée est nulle.

L'énergie brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute après compensation prélevée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée prélevée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_prél}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - \min(P_{production}(qh); 25MW)).$$

La puissance prélevée nette, en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (des) charges associées en ce point d'accès et la puissance injectée par la (des) production(s) locale(s) associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée nette est nulle.

L'énergie prélevée nette, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance prélevée nette en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie prélevée nette, pour la période per , s'élève à

$$E_{prélevé}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - P_{production}(qh)).$$

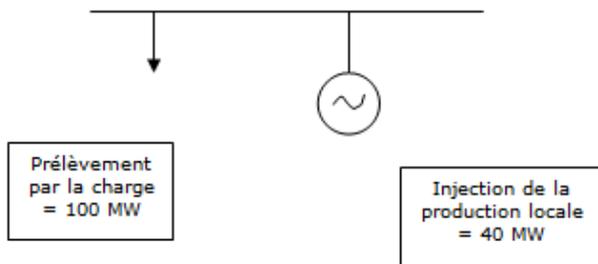
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance injectée par les productions locales est identiquement nulle, le concept d'énergie prélevée nette coïncide avec celui d'énergie brute limitée prélevée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

Exemple d'application

Soit une charge s'élevant (pour un quart d'heure donné) à 100 MW, à laquelle est associée une production locale, injectant 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie prélevée nette
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée prélevée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

2) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie injectée

La puissance brute limitée injectée, en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance prélevée par ces charges qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute limitée injectée est nulle.

L'énergie brute limitée injectée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute limitée injectée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée injectée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_inj}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - \min(P_{charge}(qh); 25MW)).$$

La puissance injectée (nette), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (des) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (des) charges associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée (nette) est nulle.

L'énergie injectée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance injectée (nette) en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie injectée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{injectée}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - P_{charge}(qh)).$$

Remarques

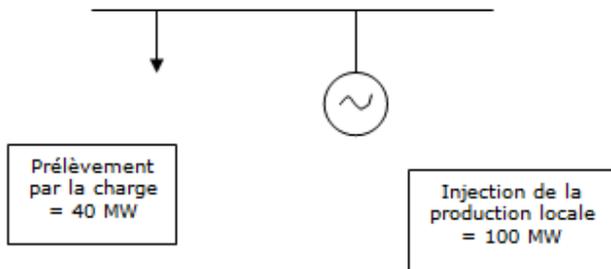
Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance prélevée par les charges est identiquement nulle²⁶, le concept d'énergie injectée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée injectée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

²⁶ Ou bien parce qu'il n'y a pas de charge associée à la production concernée, ou bien parce qu'une telle charge existe mais ne prélève pas.

Exemple d'application

Soit une production locale injectant (pour un quart d'heure donné) 100 MW, à laquelle est associée une charge s'élevant à 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie injectée nette
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée injectée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

**«TARIFS POUR OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC» ET «TAXES ET SURCHARGES» POUR
2012**

A. « TARIFS POUR OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC » ET « TAXES ET SURCHARGES »

Les « tarifs pour obligations de service public » et les « taxes et surcharges » sous-mentionnés sont d'application du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012.

Tarifs pour Obligations de Service Public

1° Tarif pour Obligation de Service Public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore

Tableau 1 : Tarif pour obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore

	Tarif (€/kWh prélevé ²⁷)
En réseau 380/220/150 kV	0,0001395
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001395
En réseau 70/36/30 kV	0,0001395
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0001395

2° Tarif pour obligation de service public pour le financement de certificats verts (fédéral)

Tarif pour obligation de service public en application de l'Arrêté Royal du 31 octobre 2008 modifiant l'Arrêté Royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables.

Tableau 2 : Tarif pour obligation de service public pour le financement de certificats verts (fédéral)

	Tarif (€/kWh brut limité prélevé ²⁸)
En réseau 380/220/150 kV	0,0010808
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0010808
En réseau 70/36/30 kV	0,0010808
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0010808

²⁷ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

²⁸ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

3° Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre

Ce tarif pour obligation de service public s'applique uniquement aux prélèvements situés **en Région Flamande**.

Tableau 3 : Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre

	Tarif (€/kWh prélevé ²⁹)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0005171
En réseau 70/36/30 kV	0,0005171
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0005171

4° Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre

Ce tarif pour obligation de service public s'applique aux prélèvements situés **en Région Flamande**.

Tableau 4 : Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre

	Tarif (€/kWh prélevé ³⁰)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000245
En réseau 70/36/30 kV	0,0000245
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0000245

²⁹ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

³⁰ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

5° Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

Ce tarif pour obligation de service public s'applique aux prélèvements situés **en Région Wallonne**.

Tableau 5 : Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

	Tarif du 01/01/2012 au 30/09/2012 (€/kWh prélevé ³¹)	Tarif du 01/10/2012 au 31/12/2012 (€/kWh prélevé ³²)
En réseau 380/220/150 kV	---	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0011889	0,0059445
En réseau 70/36/30 kV	0,0011889	0,0059445
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0011889	0,0059445

Taxes et Surcharges

1° Cotisation fédérale

En application de l'Arrêté Royal du 27 mars 2009 modifiant l'Arrêté Royal du 24 mars 2003, la cotisation fédérale est perçue par Elia.

Tableau 1 : Cotisation fédérale

	Surcharge du 01/01/2012 au 20/01/2012 (€/kWh prélevé ³³)	Surcharge du 21/01/2012 au 31/03/2012 (€/kWh prélevé ³⁴)	Surcharge du 1/04/2012 au 31/12/2012 (€/kWh prélevé ³⁵)
En réseau 380/220/150 kV	0,0050854	0,0049761	0,0038597
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0050854	0,0049761	0,0038597
En réseau 70/36/30 kV	0,0050854	0,0049761	0,0038597
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0050854	0,0049761	0,0038597

³¹ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

³² Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

³³ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

³⁴ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

³⁵ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

La cotisation est perçue d'un client non final:

- Cotisation fédérale +0,1%
- Pas d'exonération
- Pas de dégressivité
- Maximum (250.000 € +0,1%) si par point de prélèvement et par an 250.000 MWh ou plus est prélevé (non valable pour les Gestionnaires de Réseau de Distribution)

La cotisation est perçue d'un client final:

- Cotisation fédérale +1,1%
- Exonération de 0,0032114 €/kWh +1,1% sur la proportion des sources d'énergie primaire, qui est fournie et produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou d'unités de cogénération de qualité
- Dégressivité – uniquement si accord de branche ou convenant (Kyoto)
 - 0-20 MWh/an: 0%
 - 20-50 MWh/an: -15%
 - 50-1.000 MWh/an: -20%
 - 1.000-25.000 MWh/an: -25%
 - 25.000-250.000 MWh/an: -45%
- Maximum (250.000 € +1,1%) si par site de consommation et par an 250.000 MWh ou plus est prélevé.

2° Surcharge pour occupation du domaine public en Wallonie

Cette surcharge s'applique aux prélèvements situés **en Région Wallonne**.

Tableau 2 : Surcharge pour occupation du domaine public en Wallonie

	Surcharge (€/kWh prélevé ³⁶)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0002275
En réseau 70/36/30 kV	0,0002275
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0002275

³⁶ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

3° Redevance pour droit de voirie à Bruxelles

Cette surcharge s'applique aux prélèvements situés en **Région de Bruxelles-Capitale**.

Tableau 3 : Surcharge pour droit de voirie à Bruxelles

	Surcharge (€/kWh prélevé ³⁷)
En réseau 380/220/150 kV	0,0031146
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0031146
En réseau 70/36/30 kV	0,0031146
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	---

B. DEFINITIONS RELATIVES À LA PUISSANCE ET L'ENERGIE

1) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie prélevée

La puissance brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) en ce point d'accès et la puissance injectée par la (les) production(s) locale(s) associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance injectée par ces productions locales qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute après compensation prélevée est nulle.

L'énergie brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute après compensation prélevée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

³⁷ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

l'énergie brute limitée prélevée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_prél}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - \min(P_{production}(qh); 25MW)).$$

La puissance prélevée (nette), en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (des) charges associées en ce point d'accès et la puissance injectée par la (des) production(s) locale(s) associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée nette est nulle.

L'énergie prélevée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance prélevée nette en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie prélevée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{prélevé}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - P_{production}(qh)).$$

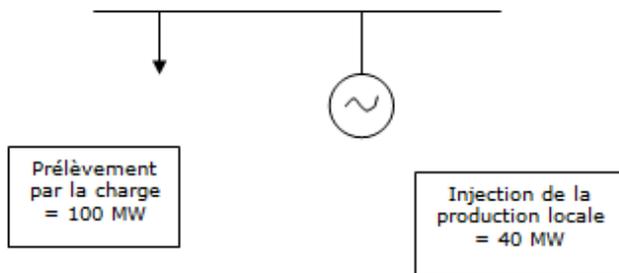
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance injectée par les productions locales est identiquement nulle, le concept d'énergie prélevée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée prélevée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

Exemple d'application

Soit une charge s'élevant (pour un quart d'heure donné) à 100 MW, à laquelle est associée une production locale, injectant 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie prélevée (nette)
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée prélevée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

1) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie injectée

La puissance brute limitée injectée, en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance prélevée par ces charges qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute limitée injectée est nulle.

L'énergie brute limitée injectée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute limitée injectée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée injectée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_inj}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - \min(P_{charge}(qh); 25MW)).$$

La puissance injectée (nette), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (des) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (des) charges associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée (nette) est nulle.

L'énergie injectée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance injectée (nette) en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie injectée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{injectée}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - P_{charge}(qh)).$$

Remarques

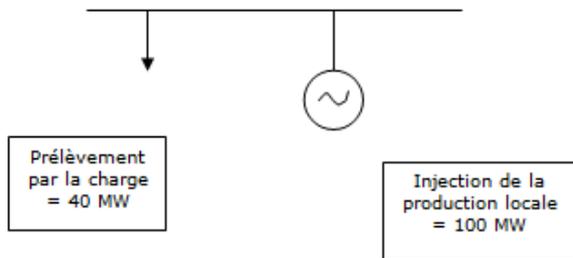
Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance prélevée par les charges est identiquement nulle³⁸, le concept d'énergie injectée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée injectée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

³⁸ Ou bien parce qu'il n'y a pas de charge associée à la production concernée, ou bien parce qu'une telle charge existe mais ne prélève pas.

Exemple d'application

Soit une production locale injectant (pour un quart d'heure donné) 100 MW, à laquelle est associée une charge s'élevant à 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie injectée (nette)
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée injectée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

« Tarifs pour Obligations de service public » et « Taxes et Surcharges » à partir de 2013

A. « TARIFS POUR OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC » ET « TAXES ET SURCHARGES »

Les « tarifs pour obligations de service public » et les « taxes et surcharges » sous-mentionnés sont d'application en date du 1^{er} janvier 2013.

Tarifs pour Obligations de Service Public

1° Tarif pour Obligation de Service Public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore

Tableau 1 : Tarif pour obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore

	Tarif (€/kWh prélevé ³⁹)
En réseau 380/220/150 kV	0,0001395
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0001395
En réseau 70/36/30 kV	0,0001395
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0001395

2° Tarif pour obligation de service public pour le financement de certificats verts (fédéral)

Tarif pour obligation de service public en application de l'Arrêté Royal du 31 octobre 2008 modifiant l'Arrêté Royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables.

Tableau 2 : Tarif pour obligation de service public pour le financement de certificats verts (fédéral)

	Tarif (€/kWh brut limité prélevé ⁴⁰)
En réseau 380/220/150 kV	0,0022133
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0022133
En réseau 70/36/30 kV	0,0022133
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0022133

³⁹ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

⁴⁰ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

3° Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre

Ce tarif pour obligation de service public s'applique uniquement aux prélèvements situés **en Région Flamande**.

Tableau 3 : Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre

	Tarif (€/kWh prélevé ⁴¹)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0005171
En réseau 70/36/30 kV	0,0005171
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0005171

4° Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre

Ce tarif pour obligation de service public s'applique aux prélèvements situés **en Région Flamande**.

Tableau 4 : Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre

	Tarif (€/kWh prélevé ⁴²)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000245
En réseau 70/36/30 kV	0,0000245
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0000245

⁴¹ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

⁴² Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

5° Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

Ce tarif pour obligation de service public s'applique aux prélèvements situés **en Région Wallonne**.

Tableau 5 : Tarif pour obligation de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

	Tarif (€/kWh prélevé ⁴³)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0138159
En réseau 70/36/30 kV	0,0138159
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0138159

Taxes et Surcharges

1° Cotisation fédérale

En application de l'Arrêté Royal du 27 mars 2009 modifiant l'Arrêté Royal du 24 mars 2003, la cotisation fédérale est perçue par Elia.

Tableau 1 : Cotisation fédérale

	Surcharge (€/kWh prélevé ⁴⁴)
En réseau 380/220/150 kV	0,0029781
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0029781
En réseau 70/36/30 kV	0,0029781
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0029781

La cotisation est perçue d'un client non final:

- Cotisation fédérale +0,1%
- Pas d'exonération
- Pas de dégressivité
- Maximum (250.000 € +0,1%) par point de prélèvement et par an (non valable pour les Gestionnaires de Réseau de Distribution)

⁴³ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

⁴⁴ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

La cotisation est perçue d'un client final:

- Cotisation fédérale +1,1%
- Pas d'exonération
- Dégressivité – uniquement si accord de branche ou convenant (Kyoto)
 - 0-20 MWh/an: 0%
 - 20-50 MWh/an: -15%
 - 50-1.000 MWh/an: -20%
 - 1.000-25.000 MWh/an: -25%
 - >25.000 MWh/an: -45%
- Maximum (250.000 € +1,1%) par site de consommation et par an

2° Surcharge pour occupation du domaine public en Wallonie

Cette surcharge s'applique aux prélèvements situés **en Région Wallonne**.

Tableau 2 : Surcharge pour occupation du domaine public en Wallonie

	Surcharge (€/kWh prélevé ⁴⁵)
En réseau 380/220/150 kV	---
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0002986
En réseau 70/36/30 kV	0,0002986
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,0002986

3° Redevance pour droit de voirie à Bruxelles

Cette surcharge s'applique aux prélèvements situés **en Région de Bruxelles-Capitale**.

Tableau 3 : Surcharge pour droit de voirie à Bruxelles

	Surcharge (€/kWh prélevé ⁴⁶)
En réseau 380/220/150 kV	0,0031899
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0031899
En réseau 70/36/30 kV	0,0031899
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	---

⁴⁵ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

⁴⁶ Pour la définition, voir plus loin dans ce document sous B. Définitions relatives à la puissance et l'énergie.

B. DEFINITIONS RELATIVES À LA PUISSANCE ET L'ÉNERGIE

1) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie prélevée

La puissance brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) en ce point d'accès et la puissance injectée par la (les) production(s) locale(s) associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance injectée par ces productions locales qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute après compensation prélevée est nulle.

L'énergie brute limitée prélevée (= brute après compensation prélevée), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute après compensation prélevée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée prélevée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_prél}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - \min(P_{production}(qh); 25MW)).$$

La puissance prélevée (nette), en un point d'accès et un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance prélevée par la (des) charges associées en ce point d'accès et la puissance injectée par la (des) production(s) locale(s) associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée nette est nulle.

L'énergie prélevée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance prélevée nette en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh , et par
- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production locale associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh ,

l'énergie prélevée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{prélevé}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{charge}(qh) - P_{production}(qh)).$$

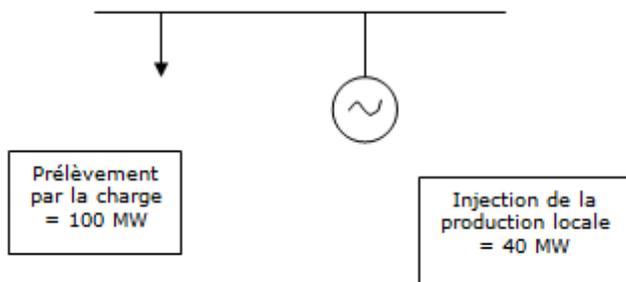
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance injectée par les productions locales est identiquement nulle, le concept d'énergie prélevée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée prélevée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

Exemple d'application

Soit une charge s'élevant (pour un quart d'heure donné) à 100 MW, à laquelle est associée une production locale, injectant 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie prélevée (nette)
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée prélevée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

2) Les définitions relatives à la puissance et l'énergie injectée

La puissance brute limitée injectée, en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (les) charges associée(s) à ce point d'accès, et ce pour la partie de la puissance prélevée par ces charges qui est inférieure ou égale à 25 MW. Si cette différence est négative, la puissance brute limitée injectée est nulle.

L'énergie brute limitée injectée, en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance brute limitée injectée en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie brute limitée injectée, pour la période per , s'élève à

$$E_{brute_limitée_inj}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - \min(P_{charge}(qh); 25MW)).$$

La puissance injectée (nette), en un point d'accès et pour un quart d'heure donné, s'élève à la différence, pour autant qu'elle soit positive, entre la puissance injectée par la (des) production(s) associée(s) en ce point d'accès et la puissance prélevée par la (des) charges associées à ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée (nette) est nulle.

L'énergie injectée (nette), en un point d'accès et pour une période donnée, s'élève à l'intégrale, sur la période de temps considérée, de la puissance injectée (nette) en ce point d'accès.

En d'autres termes, si on désigne par

- $P_{production}(qh)$ la puissance injectée (produite) par les unités de production associées à ce point d'accès au cours du quart d'heure qh , et par
- $P_{charge}(qh)$ la puissance moyenne prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès au cours d'un quart d'heure qh ,

l'énergie injectée (nette), pour la période per , s'élève à

$$E_{injectée}(per) = \sum_{qh \in per} \max(0; P_{production}(qh) - P_{charge}(qh)).$$

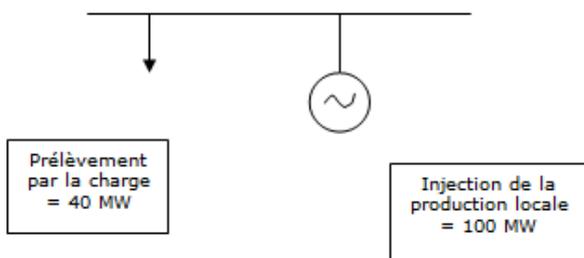
Remarques

Il résulte de ces définitions que, lorsque la puissance prélevée par les charges est identiquement nulle⁴⁷, le concept d'énergie injectée (nette) coïncide avec celui d'énergie brute limitée injectée.

Les unités de production sont mesurées à partir de 1 MW.

Exemple d'application

Soit une production locale injectant (pour un quart d'heure donné) 100 MW, à laquelle est associée une charge s'élevant à 40 MW au cours du même quart d'heure.



Au cours du quart d'heure considéré:

- Energie injectée (nette)
= $\max(0, 100 \text{ MW} - 40 \text{ MW}) * 15 \text{ minutes}$
= 15 MWh
- Energie brute limitée injectée
= $\max(0, 100 \text{ MW} - \min(40 \text{ MW}, 25 \text{ MW})) * 15 \text{ minutes}$
= 18,75 MWh

⁴⁷ Ou bien parce qu'il n'y a pas de charge associée à la production concernée, ou bien parce qu'une telle charge existe mais ne prélève pas.