

Arrêté

(Z)1109/10
28 juin 2018

Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2020-2023

L'article 12, §§ 2, 5, 8 et 9, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité –7-6-2018

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LEGAL	5
2. ANTECEDENTS ET CONSULTATION PUBLIQUE	6
3. ELEMENTS FONDAMENTAUX DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRES POUR LA REGULATION DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE	6
3.1. La régulation doit promouvoir des investissements efficients dans le réseau.....	7
3.2. La rémunération normale des capitaux investis dans le réseau doit être suffisante pour favoriser la réalisation dans les délais des investissements nécessaires	7
3.3. Des incitants doivent être prévus pour favoriser les performances du gestionnaire du réseau ...	8
3.4. Une attention constante accordée à la maîtrise des coûts et au caractère raisonnable des éléments repris dans les tarifs du réseau régulés	8
3.5. Une structure tarifaire en fonction des services concrets rendus par Elia.....	9
3.6. Conformité aux orientations européennes en matière d'efficacité énergétique.....	9
3.7. La méthodologie tarifaire comme principal instrument de politique générale du régulateur	9
4. COMMENTAIRE DES ARTICLES.....	10
4.1. Définitions et champ d'application.....	10
4.2. Structure tarifaire générale	11
4.3. le revenu total à couvrir par les tarifs.....	13
4.3.1. Généralités	13
4.3.2. Les coûts nécessaires.....	13
4.3.3. Rémunération.....	14
4.4. Critères pour apprécier le caractère raisonnable des coûts.....	23
4.5. Procédure en matière d'introduction et d'approbation des tarifs de transport, des tarifs pour les obligations de service public, du revenue total et sur l'évolution des surcharges	26
4.6. Procédure en matière de contrôle et d'application des tarifs.....	26
4.7. Justification par des éléments comptables et d'organisation administrative.....	28
4.8. Dispositions transitoires et finales.....	28
Commentaires relatifs à l'annexe 1 : modèles de rapport à utiliser par le gestionnaire du réseau	29
Commentaires relatifs à l'annexe 2 : description des services et des tarifs de transport	29
Commentaires relatifs à l'annexe 3 : méthodologie tarifaire Nemo	32
Commentaires relatifs à l'annexe 4 relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc	37
5. METHODOLOGIE TARIFAIRES	39
5.1. Définitions et champ d'application.....	39
5.2. Structure tarifaire générale	43
5.3. Le revenu total à couvrir par les tarifs	44

5.3.1.	Généralités	44
5.3.2.	Les coûts nécessaires.....	45
5.3.3.	Rémunération.....	48
5.4.	Critères pour apprécier le caractère raisonnable des coûts.....	59
5.5.	Procédure en matière d'introduction et d'approbation des tarifs de transport, des tarifs pour les obligations de service public, du revenu total et sur l'évolution des surcharges	69
5.6.	Procédure en matière de contrôle et d'application des tarifs.....	69
5.7.	Justification par des éléments comptables et d'organisation administrative	71
5.8.	Dispositions transitoires et finales.....	72
ANNEXE 1.....		74
ANNEXE 2.....		75
ANNEXE 3.....		80
ANNEXE 4.....		85

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) détermine ci-après sa méthodologie tarifaire adaptée pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, conformément à l'article 12 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation de marché d'électricité (ci-après : la loi électricité) pour la période régulatoire 2020-2023.

Bien que, *stricto sensu*, la loi électricité leur donne jusqu'à fin 2018 pour déterminer la méthodologie tarifaire relative à cette période, la CREG et Elia ont convenu d'anticiper les deux composantes du cycle tarifaire : le calendrier de la première étape, à savoir la détermination de la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, est aligné sur le calendrier anticipé de celle relative aux gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel, de stockage et de l'installation de GNL. La deuxième étape, à savoir la procédure de soumission et de détermination des tarifs de réseau, est censée être terminée pour début novembre 2019.

La présente méthodologie tarifaire a vocation à remplacer l'Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7¹ (ci-après : l'arrêté du 18 décembre 2014) de la CREG. Après une concertation sur un avant-projet d'arrêté avec le gestionnaire du réseau de transport et après une consultation publique relative au Projet d'arrêté issu de ladite concertation, les adaptations sont reprises dans un Projet d'arrêté adapté. Ce Projet d'arrêté adapté a été communiqué à la Chambre des Représentants le 8 juin 2018. La CREG n'a pas reçu de remarques de la Chambre à ce sujet.

Par conséquent, la CREG fixe sa méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2020-2023 dans un Arrêté, qui sera transmis au gestionnaire du réseau et que devra utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire relative à la période régulatoire 2020-2023.

Comme l'arrêté du 18 décembre 2014, le présent arrêté comporte cinq parties. Le cadre légal est exposé dans la première partie. La deuxième partie reprend les antécédents. La troisième partie énumère les éléments fondamentaux de la méthodologie tarifaire. Le commentaire des articles est formulé dans la quatrième partie. La cinquième partie contient la méthodologie tarifaire proprement dite, y compris ses annexes. Enfin, des annexes relatives notamment au modèle de rapport, à la description des services ainsi qu'au projet d'interconnexion NEMO sont ajoutées. Comme déjà conçu dans l'arrêté du 18 décembre 2014, les modalités d'introduction et de traitement des propositions tarifaires ne font pas partie de cet arrêté : ces dispositions sont reprises dans un accord séparé.

Cet arrêté a été adopté par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 28 juin 2018.

¹ Arrêté Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, 18 décembre 2014

1. CADRE LEGAL

1. L'article 12, § 2, alinéa 1er, de la Loi électricité dispose que

« après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau, la commission établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire ».

2. L'article 12, § 2, alinéa 2, de la Loi électricité ajoute que la méthodologie tarifaire précise notamment :

- la définition des catégories de coûts qui sont couverts par les tarifs ;
- les règles d'évolution au cours du temps des catégories de coûts, y compris la méthode de détermination des paramètres figurant dans les formules d'évolution ;
- les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau ;
- la structure tarifaire générale et les composants tarifaires.

3. La Loi électricité prévoit que la méthodologie doit être adoptée après concertation avec le gestionnaire du réseau. La procédure visant à cette concertation est en principe précisée dans un accord « explicite, transparent et non-discriminatoire », conclu entre la CREG et le gestionnaire du réseau ; à défaut d'accord à ce propos, la Loi électricité prévoit une procédure minimale de concertation.

4. L'article 12, § 5, de la Loi électricité énonce les lignes directrices que la CREG doit respecter dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire.

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

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

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

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

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

6. Les lignes directrices de la CREG concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel, visées par l'article 12ter, ont été publiées sur site web de la CREG le 29 août 2014.

7. En vertu de l'article 23, § 2, alinéa 2, 14°, de la Loi électricité, la CREG
« exerce les compétences tarifaires visées aux articles 12 à 12quinquies ».

2. ANTECEDENTS ET CONSULTATION PUBLIQUE

8. En application des dispositions de l'article 12, §2, de la Loi électricité, le 6 février 2018, la CREG a conclu un accord² avec le gestionnaire du réseau, Elia System Operator SA Cet accord a été publié sur le site web de la CREG.
9. Conformément à l'article 7 dudit accord, l'avant-projet d'arrêté a été soumis pour concertation avec le gestionnaire du réseau le 19 avril 2018.
10. Conformément à l'article 33, § 4, du règlement d'ordre intérieur de la CREG, les dispositions du chapitre 4 sur la consultation préalable ne s'appliquent pas aux décisions relatives à la méthodologie tarifaire.
11. Par contre, conformément à l'article 8 dudit accord, le comité de direction de la CREG a décidé d'organiser une consultation publique sur le projet d'arrêté. A ce sujet, la CREG a établi un rapport de consultation.
12. Ensuite, la CREG a tenu compte de tous les constats pertinents résumés dans le rapport de consultation susmentionné et a établi un projet d'arrêté adapté.
13. Le projet d'arrêté adapté a été communiqué pour information à la Chambre des Représentants le 8 juin 2018. La CREG n'a pas reçu de remarques de la Chambre à ce sujet.

3. ELEMENTS FONDAMENTAUX DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE POUR LA REGULATION DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

14. Fort de l'expérience accumulée depuis la dernière adaptation apportée à la méthodologie tarifaire, le Comité de direction de la CREG estime que la présente méthodologie tarifaire pour la période 2020-2023 doit s'inscrire dans la continuité de la méthodologie tarifaire en vigueur durant la période 2016-2019. Les principes généraux suivants restent dès lors applicables.

² Accord relatif aux procédures d'adaptation de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges tarifaires, 6 février 2018

3.1. LA RÉGULATION DOIT PROMOUVOIR DES INVESTISSEMENTS EFFICIENTS DANS LE RÉSEAU

15. Le secteur de l'électricité est une industrie de réseaux. Le paquet infrastructure européen se basait pour le transport d'électricité sur un besoin jamais vu d'investissements dans l'infrastructure de réseau et ce tant dans le cadre de la libéralisation du marché que dans celui de la garantie de la sécurité d'approvisionnement.

Afin d'inciter le gestionnaire du réseau à investir et ainsi à garantir la qualité de son **infrastructure**, il a été choisi de maintenir une marge bénéficiaire équitable proportionnelle aux 'capitaux investis dans le réseau'. Par ce biais, la CREG s'engage pleinement pour la réalisation effective des investissements nécessaires.

Dans le même temps, la CREG souhaite que le gestionnaire du réseau consacre une attention toute particulière au caractère efficient des investissements futurs : les projets d'investissements utilisent en effet des moyens financiers importants et entraînent inévitablement d'importants coûts fixes à long terme pour les utilisateurs du réseau. A cet effet, la présente méthodologie prévoit une procédure de rapport spéciale.

Bien que la prochaine version du plan de développement décennal d'investissements, qui prévoit également des investissements pour les années de la prochaine période régulatoire, ne soit pas encore disponible (et donc a fortiori approuvée), les chiffres indicatifs provisoires d'Elia font ressortir un besoin d'investir des montants qui restent élevés, tant dans le remplacement que dans la préparation de projets de plus grande envergure en lien direct avec la transition énergétique.

Les durées d'amortissements des immobilisations corporelles restent alignées sur leur durée de vie technique et donc pas sur la durée d'utilisation 'commerciale'. Il va de soi que de nouvelles durées d'amortissements doivent être prévues en cas de nouvelles classes d'actifs : on pense en premier lieu à la numérisation nécessaire de certaines composantes de l'infrastructure de réseau, qui, en raison des évolutions rapides de la technologie (et non plus en fonction des systèmes électromécaniques), nécessitent des délais d'amortissement adaptés. Outre certaines composantes de l'infrastructure *offshore* du *Modular Offshore Grid*, dont les délais d'amortissement avaient déjà été adaptés début 2018, les nouvelles technologies HVDC constituent une autre classe d'actifs qui justifie un amortissement à plus court terme.

3.2. LA RÉMUNÉRATION NORMALE DES CAPITAUX INVESTIS DANS LE RÉSEAU DOIT ÊTRE SUFFISANTE POUR FAVORISER LA RÉALISATION DANS LES DÉLAIS DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES

16. Comme rémunération des **fonds propres** utilisés pour le financement des actifs régulés, une marge bénéficiaire équitable est octroyée au gestionnaire du réseau.

Cela consiste en l'application d'un pourcentage de rendement basé sur les principes du *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) : le CAPM tient compte spécifiquement et de manière objective 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 des actions et évolue en fonction de celui-ci, d'autre part.

Ce pourcentage de rendement mène encore à une rémunération nette, après déduction de l'impôt des sociétés réellement dû.

17. Le pourcentage de rendement *stricto sensu* s'applique en principe à l'entièreté du portefeuille d'actif (la RAB) et n'est donc pas adapté en fonction des projets spécifiques.

Toutefois, des éléments de rémunération spécifiques pour des projets d'investissements individuels sont possibles, tel que le *Modular Offshore Grid* (MOG), dont le profil de risque reste supérieur aux investissements traditionnels.

Comme rémunération des fonds empruntés, la récupération des coûts financiers via les tarifs du réseau pour le gestionnaire du réseau reste garantie à travers le principe d'*embedded financial costs*.

3.3. DES INCITANTS DOIVENT ÊTRE PRÉVUS POUR FAVORISER LES PERFORMANCES DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU

18. Par la transposition du Troisième Paquet Energie, à l'article 23, § 1^{er}, deuxième alinéa, 6° de la Loi électricité, le législateur a chargé la CREG de prévoir les incitants nécessaires à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau.

La CREG considère que ces incitants doivent être liés au niveau de qualité des services (au sens large) rendus par le gestionnaire du réseau.

19. Ce système d'incitants peut ainsi encourager le gestionnaire du réseau à :

- favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement ;
- mener la recherche et le développement nécessaires à ses activités ;
- favoriser l'équilibre du système ;
- améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs du réseau et aux acteurs du marché ;
- améliorer la continuité de l'approvisionnement.

3.4. UNE ATTENTION CONSTANTE ACCORDÉE À LA MAÎTRISE DES COÛTS ET AU CARACTÈRE RAISONNABLE DES ÉLÉMENTS REPRIS DANS LES TARIFS DU RÉSEAU RÉGULÉS

20. Le contrôle du caractère raisonnable/nécessaire des coûts repris dans les tarifs du réseau et des hypothèses sous-jacentes a permis une forte diminution des tarifs de réseau depuis le début de la régulation par la CREG.

21. Force est toutefois de constater que les principales diminutions de coûts ont déjà été réalisées avant le début de l'*incentive regulation* (diminution de la charge tarifaire d'un peu plus de 50 % depuis le début de la régulation par la CREG). Depuis cette date toutefois, les grands projets d'investissements et les coûts supplémentaires pour le gestionnaire de réseaux combinés (30 kV - 380 kV) dus à l'application d'obligations de service public, ont inévitablement eu pour effet d'augmenter les tarifs. En contrepartie, des avantages clairs pour les utilisateurs du réseau sur le plan du fonctionnement du marché et de la sécurité d'approvisionnement en découlent.

La CREG continue par conséquent de prévoir des incitants pour la maîtrise des coûts et la responsabilisation d'Elia.

22. La méthodologie tarifaire prévoit toujours trois catégories de coûts, à savoir :
- 1) les coûts et diminutions de coûts soumises à un *pass-through* intégral ('les coûts non gérables');
 - 2) les coûts et diminutions de coûts soumises à un *pass-through* partiel ('les coûts influençables');
 - 3) les coûts et diminutions de coûts soumises à un *revenue cap* ('les coûts gérables').

Pour les coûts influençables (soumis à un *pass-through* partiel), seule une partie limitée de leur solde revient au gestionnaire du réseau. Cela permet de responsabiliser Elia et d'éviter une gestion inefficace de ces éléments de coûts.

23. Etant donné que, dans une industrie de réseau, les OPEX sont également déterminés par les CAPEX et que les investissements évoluent fortement dans la présente période réglementaire, il n'est plus indiqué de faire évoluer les OPEX via une simple indexation du niveau de coûts de la première année de la période réglementaire. Il est dès lors demandé au gestionnaire du réseau de soumettre quatre budgets annuels individuels et motivés pour les OPEX. Cette proposition tarifaire doit comporter une justification claire et convaincante pour les OPEX, et ce par rapport aux chiffres réels d'un exercice d'exploitation connu. D'autre part, ces budgets annuels peuvent être sujets *ex post* à des corrections afin de le rendre conforme aux CAPEX réels.

3.5. UNE STRUCTURE TARIFAIRE EN FONCTION DES SERVICES CONCRETS RENDUS PAR ELIA

24. Afin d'améliorer la transparence et d'éviter les discussions sur la question de savoir qui doit payer un tarif de réseau déterminé, chaque tarif est la rémunération d'un ou plusieurs services rendus aux utilisateurs du réseau.

3.6. CONFORMITÉ AUX ORIENTATIONS EUROPÉENNES EN MATIÈRE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

25. La CREG a veillé à ce que la présente méthodologie satisfasse à la directive européenne 2012/27/EU relative à l'efficacité énergétique du 25 octobre 2012 notamment en ce qui concerne les aspects tarifaires. Par exemple, la tarification sur base de l'énergie prélevée nette constitue un incitant pertinent pour l'utilisation rationnelle de l'énergie. Cela vaut également pour la tarification sur base de la pointe selon les principes de *Peak Load Pricing*, notamment pour les clients avec production propre (production distribuée).

3.7. LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE COMME PRINCIPAL INSTRUMENT DE POLITIQUE GÉNÉRALE DU RÉGULATEUR

L'intérêt stratégique de l'approvisionnement en énergie et les développements majeurs sur le plan national, européen et international nécessitent une harmonisation forte de la politique énergétique et de la politique réglementaire. Un exemple de ceci est la volonté de la CREG de supprimer tout obstacle tarifaire à la flexibilisation du système, toute sources confondues : ainsi, un risque de discrimination ne peut subsister lors du choix par Elia entre les consommateurs ou les producteurs, ainsi que les unités de stockage d'énergie électrique, qu'ils soient localisés en Belgique ou à l'étranger, pour, par exemple, l'activation des *incremental/decremental bids* ou des FCR, aFRR et mFRR. Dans le contexte de

l'augmentation de la production à partir de sources d'énergie renouvelables, ceci est considéré comme essentiel.

La présente méthodologie tarifaire a dès lors toujours l'ambition de constituer un instrument de politique général effectif pour le régulateur.

A l'heure actuelle, on ne sait pas encore clairement dans quelle mesure des adaptations intermédiaires devront être apportées à la méthodologie tarifaire pour répondre à l'évolution rapide de la loi et de la réglementation. A court terme, cela concernera principalement la mise en œuvre des codes de réseau. L'harmonisation expresse de la structure des tarifs de transport d'électricité (comme c'est déjà le cas pour le gaz) n'a pas encore été prise en compte.

26. La CREG a ainsi répondu aux dispositions de l'article 12, § 9 de la Loi électricité qui stipule que la CREG établit une méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire afin de "*favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé, et permettant au marché financier de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur du gestionnaire du réseau*".

4. COMMENTAIRE DES ARTICLES

4.1. DÉFINITIONS ET CHAMP D'APPLICATION

Art. 1

Cet article prévoit que les définitions figurant à l'article 2 de la Loi électricité s'appliquent également à la méthodologie tarifaire.

Art. 2

Dans cet article, la CREG définit un certain nombre de notions utilisées dans la méthodologie tarifaire.

Art. 3

Le champ d'application de la méthodologie tarifaire est défini dans le premier alinéa de cet article. Pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport, la méthodologie s'applique en principe à une seule entreprise. En effet, depuis le 17 septembre 2002, et en application de l'article 10, § 1er, de la Loi électricité, Elia System Operator S.A. a été désignée gestionnaire du réseau de transport. La même entreprise dispose également des licences nécessaires des trois régions pour gérer les réseaux d'électricité d'une tension entre 30 kV et 70 kV. Tous les réseaux d'électricité qu'elle gère ont de ce fait une fonction de transport.

Quant à la méthodologie tarifaire appliquée par un gestionnaire du réseau de fermé industriel, la CREG peut, à la demande d'un utilisateur d'un réseau fermé industriel, en examiner les prix et les méthodes de calcul et ensuite les approuver ou les rejeter. Contrairement aux réseaux de gaz naturel fermés industriels dont la compétence relève intégralement des régions, la compétence fédérale reste en vigueur pour les réseaux industriels fermés exploités à un niveau de tension égal ou supérieur à 70 kV.

4.2. STRUCTURE TARIFAIRE GÉNÉRALE

Art. 4

Cet article comporte les dispositions de base liées à la structure tarifaire :

- 1) Les tarifs sont les montants dus au gestionnaire du réseau pour les services rendus de manière récurrente. Un tarif suppose donc une certaine standardisation de la fourniture de service et une certaine régularité ;
- 2) Une distinction importante existe entre les tarifs de transport portant sur les activités régulées du gestionnaire du réseau (cf. article 8 de la Loi électricité), d'une part, et les tarifs pour l'exécution des obligations de service public imposées au gestionnaire du réseau, d'autre part ;
- 3) En application de la ligne directrice de l'article 12, § 5, 12° de la Loi électricité, les surcharges et autres prélèvements sont uniquement "ajoutés" à la structure tarifaire générale.

La distinction entre les tarifs de transport, d'une part, et les tarifs pour l'exécution des obligations de service public et les surcharges, d'autre part, s'exprime également dans le rapport financier du gestionnaire du réseau : seules les opérations liées aux tarifs de transport font partie du compte de résultats.

La méthodologie tarifaire porte bien entendu uniquement sur les activités du gestionnaire du réseau régulées en Belgique.

Les tarifs sont approuvés pour une période régulatoire entière mais ils peuvent être différents chaque année. Une telle méthode de travail contribue à une transition plus progressive vers les tarifs de la période régulatoire suivante, d'une part, et facilite le suivi des rapports financiers du gestionnaire du réseau, d'autre part.

Il est indiqué que les tarifs doivent, en tout ou en partie, favoriser l'efficacité énergétique et la diversification des sources de flexibilité à disposition du gestionnaire du réseau. L'évolution des profils de charge dans le système électrique rend une accentuation de la tarification sur la puissance nécessaire. Cette évolution doit permettre d'assurer le respect des principes de récupération et de réflexivité des coûts mais également de contribuer à la sécurité d'exploitation du système électrique. L'allocation de davantage de coûts aux tarifs capacitaires et en particulier au tarif sur la pointe annuelle est un moyen d'y parvenir.

Art. 5

La structure tarifaire se focalise sur les services rendus par Elia aux acteurs de marché qui utilisent le réseau de transport.

En clarifiant le lien entre les services fournis aux acteurs de marché qui utilisent le réseau de transport et les composantes tarifaires, la structure tarifaire s'inscrit notamment dans l'esprit des lignes directrices 6°, 7° et 20° visées à l'article 12, § 5, de la Loi électricité et vise à concilier plusieurs objectifs, dont :

- 1) une allocation plus transparente des coûts ;
- 2) la simplification de la structure tarifaire ;
- 3) l'harmonisation de certaines composantes applicables aux différents acteurs de marché qui utilisent le réseau de transport ;

- 4) favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ;
- 5) encourager le gestionnaire du réseau à améliorer ses performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement ainsi qu'à mener la recherche et le développement nécessaire à ses activités ; et
- 6) cavantage de clarté dans traitement par la CREG des surcharges et obligations de service public imposées au gestionnaire du réseau.

Afin de ne pas encombrer le corps du texte du présent volet de la méthodologie tarifaire, les descriptions détaillées des services et composants tarifaires sont reportées à l'Annexe 2. La justification des éléments de cette annexe est reprise dans un chapitre dédié ci-dessous.

Art. 6

Concernant les obligations de service public (OSP), la structure tarifaire fait la distinction entre les obligations de service public dont, suite à une décision de l'autorité compétente, les coûts nets sont compensés par une surcharge ou un autre type de prélèvement spécifique et les OSP pour lesquelles aucun mécanisme de compensation spécifique n'a été prévu.

Pour ces dernières, les coûts nets liés à leur exécution, qui comprennent également les coûts administratifs ou d'exploitation et les charges financières, sont compensés par des tarifs pour obligation de service public pour lesquels la CREG dispose d'une compétence identique à celle des autres tarifs : conformément à l'article 12, § 5, 11°, de la Loi électricité, ces coûts nets sont « pris en compte dans les tarifs ».

Etant donné que les obligations de service public sont imposées par une autorité publique autre que la CREG, la CREG est d'avis que c'est à l'autorité publique qui a imposé l'obligation de service public d'également indiquer les acteurs qui doivent supporter la charge tarifaire ainsi que les éventuelles modalités d'application particulières (par exemple les exemptions ou les dégressivités) qui doivent être suivies. En l'absence de telles précisions, de l'avis de la CREG, Elia doit proposer et/ou appliquer *stricto sensu* le mécanisme le plus courant pour les surcharges, à savoir la répercussion du coût de l'obligation de service public sur la base de l'énergie nette prélevée.

Art. 7

L'article 7 distingue deux types de surcharges et autres prélèvements qui, conformément à l'article 12, § 5, 12°, de la Loi électricité, sont « ajoutés aux tarifs » et pour lesquels la CREG se limite à contrôler l'application des dispositions légales et réglementaires concernées. Les surcharges et autres prélèvements, tels que les redevances de voirie, ne font donc pas partie de la structure tarifaire générale.

Il y a d'une part les surcharges qui, comme évoqué ci-avant, ont été instituées spécifiquement pour compenser le coût net d'obligations de service public imposées au gestionnaire du réseau.

D'autre part, sont également visées les surcharges et autres prélèvements imposés au gestionnaire du réseau par une autorité publique mais dont un tiers supporte la charge.

Les surcharges et autres prélèvements visés à l'article 7 ne peuvent être répercutés que sur les utilisateurs du réseau (le cas échéant, via les détenteurs d'accès) établis sur le territoire (fédéral ou régional) de l'autorité publique qui en a pris l'initiative.

4.3. LE REVENU TOTAL A COUVRIR PAR LES TARIFS

4.3.1. Généralités

Art. 8

Cet article définit les deux éléments du revenu total nécessaires à l'exécution des activités régulées en Belgique et qui doivent être intégralement couverts par les tarifs de transport régulés : il s'agit de l'ensemble des coûts nets du gestionnaire du réseau nécessaires à ces activités d'une part, et de l'ensemble des rémunérations octroyées au gestionnaire du réseau d'autre part.

4.3.2. Les coûts nécessaires

Art. 9

Cet article dispose que seuls les coûts nécessaires qui n'ont pas été jugés déraisonnables par la CREG peuvent être couverts par les tarifs. A cet égard, il fait référence au point 5.4 *infra* reprenant des critères concrets.

Art. 10

La ligne directrice 2° contenue dans l'article 12, § 5, de la Loi électricité dispose que 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. C'est pourquoi, cet article liste les différents coûts et réductions de coûts pertinents et les répartit en trois catégories différentes en fonction du degré de contrôle que le gestionnaire du réseau exerce sur ceux-ci :

- 1) les coûts non gérables, sur lesquels le gestionnaire du réseau n'a pas ou peu de contrôle ;
- 2) les coûts gérables, sur lesquels le gestionnaire du réseau exerce un contrôle important ;
- 3) les coûts influençables, sur lesquels le gestionnaire du réseau exerce un contrôle limité.

La formulation de la ligne directrice 14° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité a été reprise pour définir une catégorie de coûts. La présente méthodologie introduit deux différences par rapport à la catégorisation des coûts influençables applicable au cours de la période 2016-2019.

Premièrement, la CREG a constaté que, dans le cadre de leur contrat de fourniture, les clients industriels optimisaient de manière très satisfaisante le timing de l'exécution de leurs « clicks »³. Considérant que le nombre d'enchères organisées par le gestionnaire du réseau ainsi que le timing de ces enchères peut avoir un impact important sur le prix unitaire contracté, et vu la connaissance approfondie du marché de l'électricité qu'a le gestionnaire du réseau, les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux ne seront dorénavant plus considérés comme des coûts non-gérables: ils seront désormais considérés comme des coûts influençables.

Deuxièmement, considérant que les coûts du réglage de la tension et de la puissance réactive (MVAR) sont presque exclusivement liés aux activations et plus à la réservation et qu'il ressort de la réalité observée au cours de l'exercice 2016 que l'influence que le gestionnaire du réseau exerce sur ces coûts

³ CREG, Etude relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2016, 30 novembre 2017, p.9 Consultable sur : <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1694FR.pdf>

est plus limitée qu'initialement envisagé, ils ne seront dorénavant plus considérés comme des coûts influençables mais bien comme des coûts non-gérables.

Ces dispositions confirment également que le revenu issu de la production activée reste considéré comme un revenu non gérable. En considérant intégralement tous les frais de personnel comme des coûts gérables (et en considérant les activations internes comme non gérables), la CREG entend :

- considérer le coût du personnel comme un ensemble et en assurer comme tel le suivi ;
- neutraliser l'impact tarifaire de cette opération étant donné que les amortissements liés à cette activation sont considérés comme des coûts non gérables ;
- ne pas conditionner l'octroi de gains d'efficacité à une politique d'entreprise décidant de l'activation ou non.

Art. 11

Cet article dispose que le gestionnaire du réseau maintient le coût des services offerts à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant ce coût. Il s'agit d'une obligation de moyens pour le gestionnaire du réseau.

Art. 12

Conformément à la ligne directrice 19° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité, cet article dispose que la subsidiation croisée entre activités régulées et non régulées n'est pas autorisée.

4.3.3. Rémunération

4.3.3.1. Principes généraux

Art. 13

Cet article comporte l'aperçu des rémunérations susceptibles d'être octroyées au gestionnaire du réseau. Outre la marge équitable qui constitue la rémunération "normale" pour les capitaux investis dans les réseaux, un certain nombre d'incitants peuvent être octroyés en exécution de la ligne directrice 20° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité.

4.3.3.2. Marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau

Art. 14

Cette disposition s'inscrit dans l'esprit de la ligne directrice 9° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité, qui dispose que la rémunération normale des capitaux investis dans les actifs régulés doit permettre au gestionnaire du réseau de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions.

La marge équitable constitue, comme précédemment, la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau. Cette dernière notion constitue un fil rouge repris dans les versions successives de la Loi électricité.

Depuis le lancement de la régulation, le régulateur a interprété la notion de "capital investi" comme le concept financier d'*invested capital* et la marge à y accorder visée comme un *return on capital*.

Ce concept visait et vise toujours tous les moyens que le gestionnaire du réseau doit investir pour exécuter ses activités régulées de manière efficiente et pour permettre le développement optimal du réseau.

Dans une entreprise *in going concern*, les immobilisations ne sont pas les seules à revêtir un caractère permanent : le processus de transformation continu a en effet pour conséquence que les éléments du fonds de roulement (actifs et passifs) revêtent aussi un caractère 'durable' et sont considérés d'un point de vue économique comme des 'investissements'.

Ces concepts s'inscrivent dès lors plutôt dans un contexte d'analyse de l'investissement. Contrairement aux règles comptables, l'analyse de l'investissement ne fait pas de distinction entre les investissements dans des immobilisations (qui sont amortis) et ceux dans le fonds de roulement (qui ne sont pas amortis).

Les capitaux investis dans le réseau se composent par conséquent de la somme de la valeur des immobilisations régulées et d'une forme particulière du fonds de roulement, à savoir le "besoin en fonds de roulement" [voir article 15 ci-dessous]. La marge équitable est calculée en appliquant le pourcentage de rendement aux capitaux investis dans le réseau.

4.3.3.2.1. *L'actif régulé*

Art. 15

Conformément à la notion usuelle d'*Invested Capital*, les capitaux investis dans le réseau sont toujours basés sur les évaluations réalisées en 2000 par trois bureaux de réviseurs à la demande du gouvernement de l'époque. Celles-ci portaient sur la valeur économique des immobilisations corporelles du gestionnaire du réseau d'une part et de son besoin en fonds de roulement calculé, d'autre part. La mission d'évaluation des réviseurs précités ne tenait compte que des immobilisations corporelles de la branche 'transport' intégrée à Elia.

Le deuxième alinéa du §1er signifie que la cession entre gestionnaires du réseau d'actifs existants ne peut pas donner lieu à une plus-value.

Depuis la détermination initiale de la valeur des capitaux investis, leur montant évolue dans le temps avec un certain nombre d'éléments. Les règles d'évolution figurent au §2.

Afin de s'assurer que la plus-value reprise dans la RAB diminue progressivement et de manière certaine au cours des prochaines années, la méthodologie tarifaire a été adaptée afin que le montant de la plus-value reprise dans la RAB ne diminue plus en fonction du rythme des mises hors services. Ainsi il est proposé que la plus-value reprise dans la RAB diminue annuellement d'un montant fixe. Ce faisant, le gestionnaire du réseau ne sera plus incité comme c'est le cas actuellement à limiter ses mises hors services.

La CREG maintient les durées d'amortissements telles que prévues dans la précédente Méthodologie Tarifaire. Ces durées sont basées sur le rapport des réviseurs rédigés lors de l'apport en nature et de la vente des actifs à la création d'Elia. Afin de continuer à mener une politique cohérente de valorisation des actifs, la CREG décide de ne pas y apporter de modifications.

Quelques classes de nouveaux actifs sont introduites.

La CREG considère les amortissements comme raisonnables uniquement si la durée d'amortissement est conforme à la durée de vie technique des actifs. Cependant, la CREG constate que de nouveaux actifs corporels doivent pouvoir être ajoutés conformément aux compétences et investissements d'Elia.

Concernant le 'besoin en fonds de roulement', les dettes portant intérêt ne font pas partie du besoin en fonds de roulement. En ce qui concerne la définition des liquidités opérationnelles nécessaires, la CREG maintient la limitation à 2 % du chiffre d'affaires régulé.

Par exception, les capitaux investis dans une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 5, 5°, de la Loi électricité sont rémunérés sur la base d'un cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale de l'Union européenne et repris à l'Annexe 3. Ainsi, la valeur des actifs détenus par le gestionnaire du réseau dans cette interconnexion ne fait pas partie de la valeur de l'actif régulé (RAB). La rémunération résultant d'un cadre réglementaire tarifaire spécifique s'ajoute à la rémunération des capitaux investis 'normaux'.

4.3.3.2.2. *Le pourcentage de rendement*

Art. 16

Conformément à la Loi électricité, la CREG vise un *return on capital* équitable pour les capitaux investis dans le réseau qui est conforme au marché et qui tient compte du risque réel pour les investisseurs.

Ledit *Capital Asset Pricing Model* (ci-après : CAPM) répond à ces caractéristiques. Ce modèle tient en effet explicitement compte de la relation entre le rendement net qu'un investisseur attend d'une part et la mesure dans laquelle le risque représenté par un investissement dans des actions du gestionnaire du réseau contribue au risque général du marché d'autre part.

En règle générale, le CAPM est utilisé pour parvenir à un coût moyen pondéré (*Weighted Average Cost of Capital* ou WACC) pour la rémunération de la totalité du capital investi issue des fonds propres et des fonds empruntés. Depuis le début de la régulation tarifaire, la CREG a cependant opté pour le système dit *embedded debt* : les coûts financiers sont reconnus comme des coûts non-gérables qui peuvent être récupérés via les tarifs du réseau. Ce faisant, seule une rémunération pour la partie 'fonds propres' utilisée pour le financement de la RAB doit encore être prévue.

Sur base du CAPM, la rémunération de la partie des fonds propres qui sert à financer les capitaux investis dans le réseau est égale à un taux d'intérêt sans risque (voir l'article 17, § 1er) plus la prime de risque du marché (voir l'article 17, § 3) multipliée par le coefficient Bêta du gestionnaire du réseau concerné (voir l'article 17, § 4).

Enfin, une prime de risque rémunère le profil de risque supérieur du *Modular Offshore Grid* durant les phases de développement et de construction.

Art. 17

Dans le présent article, le CREG examine plus en détail les trois composantes du CAPM. Il convient de souligner que certains choix posés pour un paramètre ont un impact sur le choix d'un autre paramètre: ainsi l'utilisation de la prime de risque d'un marché géographique donné nécessite de calculer le paramètre Bêta en fonction de l'évolution du return sur ce marché géographique donné alors que l'utilisation d'un taux sans risque avec une maturité donnée nécessite l'utilisation d'une prime de risque du marché calculée en fonction du taux d'intérêt sans risque ayant la même maturité. De facto, au risque de rendre cette appréciation imparfaite, la position adoptée par la CREG à l'égard d'un paramètre donné doit impérativement être appréciée eu égard à la position adoptée par la CREG pour les deux autres paramètres.

Par rapport à la méthodologie tarifaire en vigueur au cours de la période 2016-2019, deux adaptations majeures ont été apportées par la CREG.

Alors que le taux d'intérêt sans risque était calculé chaque année *ex post* comme le rendement arithmétique moyen publié par la Banque nationale de Belgique des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises au cours de l'année par les autorités belges, la CREG a décidé de désormais fixer *ex ante* avant le début d'une période régulatoire la valeur du taux d'intérêt sans risque applicable au cours de cette période régulatoire. Pour ce faire, la CREG se base sur les prévisions les plus récentes publiées par le Bureau fédéral du Plan concernant l'évolution du rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises au cours de l'année par les autorités belges. Cette évolution est motivée par l'importante volatilité et le manque de prévisibilité du taux des obligations d'Etat observée ces dernières années, qui n'ont pas facilité la réalisation d'augmentations de capital par le gestionnaire de réseau. Cette évolution est largement inspirée par la pratique des autres régulateurs européens.

§ 1. Cette disposition fixe les modalités de calcul du taux d'intérêt sans risque.

Le taux d'intérêt sans risque utilisé dans le CAPM est le taux de rendement d'un actif qui doit notamment présenter une absence de risque de défaut dans le chef du débiteur ainsi qu'une absence de risque de liquidité, c'est-à-dire la possibilité d'acheter ou de vendre à tout moment n'importe quelle quantité de cet actif.

L'utilisation du taux de rendement des obligations de son propre Etat est une pratique courante parmi les régulateurs européens. C'est ainsi que, depuis le début de la régulation, la CREG a utilisé le rendement des obligations linéaires émises par les autorités belges (ci-après : l'OLO) comme taux d'intérêt sans risque.

Afin de prévenir que l'importante volatilité du taux des obligations d'Etat observée ces dernières années impacte négativement les possibilités de financement, et comme ses collègues régulateurs européens, la CREG fixe la valeur du taux d'intérêt sans risque applicable au cours d'une période régulatoire avant le début de cette période régulatoire. Pour ce faire, la CREG se base sur la moyenne arithmétique des dernières prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan concernant le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de chaque année de la période régulatoire concernée.

§ 2. Cette disposition fixe les modalités de calcul de la prime de risque individuelle liée au gestionnaire concerné. Etant donné que les actions du gestionnaire du réseau sont cotées à la bourse Euronext Bruxelles depuis 2005, les données de ce marché financier belge sont utilisées.

§ 3. Depuis le début de la régulation, la CREG a fixé le niveau de la prime de risque du marché belge en fonction des études commandées auprès de trois conseillers externes qu'elle avait désignés. Les points de départ de la CREG étaient :

- 1) une détermination sur la base de données historiques (donc non prospectives) ;
- 2) un calcul sur les 40 dernières années ;
- 3) un calcul sur la base de la moyenne géométrique de la différence entre le return du marché des actions, d'une part, et le taux OLO sur 10 ans, d'autre part.

La prime de risque fixée à 3,50 % correspond à la valeur la plus élevée des 3 études et est identique à celle des deux périodes régulières précédentes.

L'approche historique suivie par Elroy Dimson, Paul Marsh et Mike Staunton de la London Business School et qui fait l'objet d'une publication annuelle du Crédit Suisse constitue une autre source faisant autorité en la matière. La moyenne des moyennes arithmétique et géométrique mentionnées pour la Belgique sur la période 1900-2013 pour les *equities vs bonds* est égale à 3,45 %. Cette étude montre de façon convaincante que la prime de risque du marché belge des actions a toujours fait partie des

primes les plus basses du monde. Il ressort de ses résultats que le maintien des 3,50 % n'implique pas de sous-estimation.

§ 4. Le facteur Bêta est crucial dans le CAPM : ce facteur de pondération illustre le risque systémique d'un investissement dans des actions de l'entreprise individuelle en question (en l'occurrence, le gestionnaire du réseau) par rapport au risque global du marché financier concerné. De manière analogue à ce qui est prévu pour le gestionnaire du réseau de transport de gaz, afin de s'assurer que l'action du gestionnaire du réseau soit aussi attractive que celle des autres gestionnaires de réseau européens, il est prévu que le facteur Bêta du gestionnaire du réseau ne peut être inférieur à 0,53.

§ 5 Dans le cadre de l'élaboration du projet de méthodologie tarifaire, la CREG a envisagé de supprimer la prime d'illiquidité de 10% pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité car la liquidité de l'action Elia System Operator (mesurée sur la base du ratio valeur moyenne des titres échangés journalièrement et du ratio nombre moyen journalier de transactions) s'était fortement améliorée depuis la situation observée lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2016-2019. Toutefois, vu que la sortie du Bel20 de l'action Elia System Operator intervenue en 2017 était susceptible d'affecter négativement la liquidité de cette action, la CREG a préféré adopter une approche prudente et attentiste en maintenant provisoirement cette prime d'illiquidité. Dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2027, la CREG réévaluera le bienfondé du maintien de cette prime d'illiquidité.

§6. Cette disposition fixe la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques liés au *Modular Offshore Grid*.

Art. 18

Le principe *embedded debt* nécessite un rating financier favorable.

L'utilisation d'un facteur S , pour le calcul de la rémunération des fonds propres avec lesquels la RAB est financée, a pour objectif d'inciter le gestionnaire du réseau à adopter une structure financière optimale en utilisant le levier financier sans toutefois mettre la solvabilité de l'entreprise en péril. De cette manière, les coûts de financement (capitaux propres et capitaux de tiers) sont minimisés.

Au début de la régulation, la CREG a constaté dans la pratique que les entreprises belges pouvaient encore bénéficier d'un rating 'A' jusqu'à un rapport fonds propres/fonds empruntés équivalant à 33/67. La CREG a toutefois récemment constaté que le rapport fonds propres/fonds empruntés favorisant l'obtention d'un rating « A » était désormais sensiblement plus important (cf. 40/60), ce qui motive une adaptation de la méthodologie tarifaire : le renforcement des Fonds propres général après la crise financière est à l'origine de ces développements.

Art. 19

Cette disposition détaille sur quelles bases le gestionnaire du réseau doit établir les paramètres de la marge équitable dans sa proposition tarifaire et dans ses rapports tarifaires.

4.3.3.3. Incitants

4.3.3.3.1. *Incitants à la maîtrise des coûts*

Art. 20

Considérant que le gestionnaire du réseau n'a pas de contrôle sur l'évolution des coûts non-gérables, cet article dispose que l'écart entre le budget et la réalité est intégralement affecté au revenu total de la période régulatoire suivante. Le gestionnaire du réseau n'est donc pas exposé à l'évolution de ces coûts car aucun incitant à la maîtrise de ces coûts n'est par définition possible pour cette partie du revenu total.

Art. 21

Considérant que, hors inflation, le gestionnaire du réseau a un contrôle important sur l'évolution des coûts gérables, cet article dispose que, tout en tenant compte de l'inflation réellement observée, l'écart entre le budget et la réalité est affecté à hauteur de 50% au revenu total de la période régulatoire suivante et à hauteur de 50% au gestionnaire du réseau.

Cette répartition a pour objectif d'aligner les intérêts du gestionnaire du réseau avec ceux des utilisateurs du réseau en récompensant le gestionnaire du réseau pour les initiatives ayant permis des réductions de coûts.

Considérant que le volume d'investissements à effectuer est susceptible de fortement fluctuer d'années en années au cours d'une même période régulatoire, le recours à 4 budgets annuels permet de garantir au gestionnaire du réseau qu'il disposera des ressources suffisantes lors des années où d'importants investissements doivent prendre place tout en assurant à l'utilisateur du réseau que les ressources seront réduites les années où moins d'investissements doivent être entrepris. Par ailleurs, cette manière de procéder permet de prendre en compte l'impact qu'ont certains investissements effectués en début de période régulatoire sur le montant de certaines catégories d'OPEX au cours de la deuxième partie de la période régulatoire. A titre d'exemple, il est possible de prendre en compte au cours d'une même période régulatoire la diminution des charges locatives qu'entraîne l'acquisition d'un nouveau bâtiment.

Par ailleurs, et afin d'éviter que le gestionnaire du réseau ait un incitant financier pervers à ne pas effectuer les investissements budgétés afin de diminuer ses coûts gérables - et d'ainsi bénéficier d'un incitant lié à cette diminution -, il est prévu que le budget de coûts gérables soit corrigé *ex post* en fonction du programme d'investissement qui a réellement été réalisé. Ce mécanisme est inspiré du cadre régulatoire « RIIO » implémenté en Grande-Bretagne et de l'« *investment budget* » implémenté en Allemagne où, tenant compte des incertitudes identifiées dans le business plan élaboré par le gestionnaire du réseau, certains budgets de coûts sont conditionnés à la réalisation de certains objectifs ou à la survenance de certains événements.

Cette disposition s'inscrit en outre dans l'esprit de la ligne directrice 20° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité, qui dispose que la méthodologie tarifaire doit encourager le gestionnaire du réseau à améliorer ses performances. Elle respecte également la ligne directrice 4° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité, qui dispose que la méthodologie tarifaire permet le développement équilibré du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport, conformément au plan de développement fédéral et aux plans d'investissement tels qu'approuvés le cas échéant par les autorités compétentes.

Art. 22

Au cours des périodes réglementaires précédentes, la CREG a constaté que le gestionnaire du réseau exerçait une influence non négligeable sur les coûts de réservation de la majorité des services auxiliaires.

Afin d'inciter le gestionnaire du réseau à fournir ses meilleurs efforts mais également afin d'aligner les intérêts du gestionnaire du réseau avec ceux des utilisateurs du réseau, la CREG a introduit à partir du 1^{er} janvier 2016 un incitant additionnel portant sur la maîtrise des coûts influençables.

Considérant que le contrôle exercé par le gestionnaire du réseau sur l'évolution des coûts influençables est plus limité que celui observé sur les coûts gérables, l'intéressement du gestionnaire du réseau est également plus limité que celui prévu pour les coûts gérables. Ainsi, l'intéressement qui ne peut être négatif est constitué d'un pourcentage plus faible (20%) de la différence entre un budget corrigé et la réalité.

Pour le calcul annuel du budget corrigé précité, un certain nombre de règles d'évolution spécifiques sont prévues.

Par rapport aux règles d'évolution spécifiques applicables au cours de la période 2016-2019, quelques adaptations sont apportées.

Premièrement, vu que les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie effectués à long terme seront considérés à partir du 1^{er} janvier 2020 comme des coûts influençables, des règles d'évolution spécifiques visant ces coûts sont introduites.

Deuxièmement, il est désormais explicitement prévu que la CREG et le gestionnaire du réseau se concertent dans le cas où interviennent des circonstances exceptionnelles dans le cadre des services auxiliaires afin d'éventuellement déroger à ces règles d'évolution spécifiques. Quelques exemples de circonstances exceptionnelles qui pourraient nécessiter l'adaptation du mécanisme (liste non-exhaustive) sont repris ci-dessous :

- le fait qu'Elia commence à acheter des volumes MFRR à la baisse. Dans ce cas, Elia ne peut être pénalisée la première année par l'absence d'une réalité de référence en année Y-1 pour ce service ;
- une obligation réglementaire nécessitant la conclusion de contrats à long terme afin de faciliter la participation de nouveaux entrants sur le marché ou la nécessité de couvrir des coûts significatifs pour des projets pilotes ;
- un ou plusieurs changements de règles liés à l'harmonisation des pratiques à l'échelle européenne (ex. modèle de rémunération des réserves, règles de disponibilités, ...) ;
- un volume disponible insuffisant pour satisfaire le besoin FCR/aFRR/mFRR et l'imposition de mise à disposition de réserves par les autorités compétentes ;
- pour un service donné, une rémunération en fonction de la réservation qui évolue en une rémunération en fonction de l'activation.

Troisièmement, des facteurs de correction supplémentaires sont introduits.

Ce mécanisme s'inspire du *corridor model* implémenté en Allemagne et, d'une manière générale, de l'*efficiency incentive rate* du cadre réglementaire « RIIO » implémenté en Grande-Bretagne. Il a pour objectif d'aligner les intérêts du gestionnaire du réseau avec ceux des utilisateurs du réseau en récompensant le gestionnaire du réseau pour les initiatives ayant permis des réductions de coûts et en accentuant la responsabilisation du gestionnaire du réseau.

Cette disposition s'inscrit donc également dans l'esprit de la ligne directrice 20° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité, qui dispose que la méthodologie tarifaire doit encourager le gestionnaire du réseau à améliorer ses performances, et de la ligne directrice 15° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité, qui dispose que les soldes ainsi que leur répartition sur les périodes réglementaires suivantes sont déterminés de manière transparente et non discriminatoire. Cette disposition tient par ailleurs compte de l'arrêt n° 117/2013 du 7 août 2013 où la Cour constitutionnelle a notamment annulé l'article 12, §2, alinéa 2, ii) de la Loi électricité au motif que cette disposition était contraire à l'article 37.8 de la directive 2009/72/CE dans la mesure où «*il peut être déduit de cette disposition que les autorités de régulation nationales sont tenues de prévoir des mesures incitatives, mais elle n'habilite pas les Etats membres à déterminer sur quels coûts ces mesures portent.* »

4.3.3.3.2. *Incitants destinés à l'amélioration des performances*

Art. 23

Cet article exécute la ligne directrice de l'article 12, §5, 20° de la Loi électricité et donc l'article 37.8 de la troisième directive électricité européenne : ainsi, la présente méthodologie tarifaire prévoit la possibilité d'octroyer des incitants aux gestionnaires de réseaux en vue d'améliorer les performances, de favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et de mener la recherche et le développement nécessaires à ses activités.

La CREG formule des objectifs de performances concrets, spécifiques et mesurables qui importent aux utilisateurs du réseau belge.

Si le gestionnaire du réseau réalise ces objectifs, une rémunération supplémentaire lui est octroyée, laquelle s'apparente dès lors à un incitant.

Cet article comporte les grands principes relatifs à ces incitants. Dans le cadre d'une décision qui fera l'objet d'une consultation publique, c'est la CREG qui en déterminera les modalités finales (§ 1), dont notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de détermination des objectifs, et qui octroie *ex post* le montant de chaque incitant (§ 2).

Contrairement à la marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau, il s'agit de montants avant application de l'éventuel impôt sur les sociétés (§ 3). Ce dernier est donc inclus dans le montant de chaque incitant.

Art. 24

Cet article présente les trois incitants visant à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement :

- l'allocation d'une partie des résultats des participations dans des entreprises qui contribuent à l'intégration du marché ;
- un montant alloué pour l'amélioration mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge, déterminé par une méthode de calcul basée sur un ou plusieurs des éléments suivants : (i) les caractéristiques de branches critiques introduits dans le couplage du marché, (ii) le résultat du couplage de marché, (iii) la demande dans la zone de réglage belge, (iv) les coûts du *redispatching* et (v) les travaux de renforcement sur le réseau de transport belge ;

- l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour la réalisation dans les délais de plusieurs projets d'infrastructure majeurs contribuant à l'intégration du marché.

Il s'agit d'incitants conséquents qui encouragent le gestionnaire du réseau à fournir des efforts supplémentaires importants dans le cadre de ses nouvelles missions légales et au profit des utilisateurs du réseau, même si ces bénéfices ne sont pas visibles dans les tarifs de transport, mais via les autres composantes du prix de l'électricité.

Afin que les tarifs calculés soient proportionnels et couvrent les coûts, le gestionnaire du réseau tient, dans une certaine mesure, déjà compte de la charge tarifaire de tels incitants lors de l'introduction de sa proposition tarifaire.

Art. 25

Cet article présente les trois incitants à la qualité du service rendu par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau et aux acteurs de marché.

Les deux premiers incitants sont basés sur une enquête de satisfaction adressée à différents groupes cibles.

Le troisième incitant est basé sur le résultat de tests de validité que la CREG effectuera à partir du 1^{er} janvier 2020 sur les données publiées par le gestionnaire du réseau. L'introduction de ce nouvel incitant est motivée par les conclusions de l'étude 1637 du 16 octobre 2017 de la CREG qui a mis en évidence que la qualité et la cohérence des données mises à la disposition des acteurs du marché sur le site internet du gestionnaire du réseau ainsi que sur la plateforme ENTSO-E étaient perfectibles. Par le biais de ce nouvel incitant, la CREG souhaite que l'ensemble des acteurs du marché dispose d'une information correcte sur l'ensemble des données mises à disposition par le gestionnaire du réseau, tant sur son site internet que sur la plateforme ENTSO-E.

Art. 26

Cet article exécute la ligne directrice de l'article 12, §5, 20° de la Loi électricité et donc l'article 37.8 de la troisième directive électricité européenne. Le fait que l'innovation technique dans le secteur de l'électricité présente un intérêt stratégique est reconnu par les autorités européennes et par le législateur belge. Pour la période régulatoire 2016-2019, un incitant spécifique a été créé pour inciter Elia à conduire des projets innovants. Cet incitant était basé sur les subsides opérationnels pour des projets innovants et sur les coûts engagés par Elia pour les obtenir. Sur la base du constat que cet incitant faisait double emploi avec l'incitant à la maîtrise des coûts gérables, la CREG a décidé de le remplacer par deux autres incitants : l'un portant sur les subsides en capital obtenus pour des investissements innovants et l'autre portant sur un plan de recherche et développement approuvé *ex-ante* par la CREG.

Le premier incitant vise à octroyer à Elia un pourcentage des subsides en capital obtenus pendant l'année écoulée. Les subsides en capital se rapportent directement à des projets d'investissements et sont par conséquent classés dans la catégorie des coûts non-gérables.

Le second incitant vise les projets de recherche et développement qui ne font pas l'objet de subsides spécifiques. L'année précédant une nouvelle période régulatoire, le gestionnaire du réseau soumet à la décision de la CREG un plan de recherche et développement pour les 4 années de la période régulatoire. Ce plan comprendra notamment une description des projets de recherche et développement envisagés, y compris les bénéfices attendus, un planning et un budget. Il pourra faire l'objet d'une révision annuelle. Chaque année de la période régulatoire, un pourcentage des coûts engagés pour la réalisation de ce plan de recherche et développement est attribué au gestionnaire du réseau à titre d'incitant. De cette façon, le gestionnaire du réseau est encouragé à mener ces activités de recherche et développement alors même que celles-ci pourraient faire l'objet d'économies dans le cadre de l'incitant à la maîtrise des coûts gérables.

Art. 27

Cet article concerne l'incitant à la promotion de l'équilibre du système. De façon à donner à la CREG une marge de manœuvre pour favoriser la réalisation d'objectifs spécifiques qui pourraient s'avérer essentiels au cours de la période régulatoire en vue notamment d'accélérer la flexibilisation du système, la CREG a prévu une enveloppe annuelle qui sera allouée par la CREG entre différents objectifs annuels dans le cadre d'une décision qui fera l'objet d'une consultation publique préalable.

Art. 28

Cet article concerne trois incitants visant à augmenter la fiabilité du réseau du gestionnaire du réseau.

Par rapport à l'incitant applicable au cours de la période 2016-2019, l'incitant basé sur le calcul de l'AIT (*Average Interruption Time*) est maintenu mais est élargi aux interruptions courtes (moins de 3 minutes). Leur impact individuel sur l'AIT est faible mais leur nombre est important, et en croissance, donc globalement leur impact sur l'incitant peut être significatif. Par ailleurs, une interruption de l'approvisionnement, même courte, impacte négativement la qualité du service rendu par le gestionnaire du réseau.

Afin de ne pas pénaliser le gestionnaire du réseau pour les meilleurs résultats obtenus durant la période régulatoire, la référence pour le calcul de l'incitant est une valeur unique fixée pour toute la période régulatoire.

Le deuxième incitant vise à favoriser une haute disponibilité du MOG.

Le troisième incitant vise à favoriser la réalisation d'investissements visant la fiabilité du réseau.

4.4. CRITERES POUR APPRECIER LE CARACTERE RAISONNABLE DES COUTS

Art. 29

Cet article reprend les critères de base de raisonnabilité.

Art. 30

1^{er} critère : nécessité pour l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire du réseau

Considérant que la ligne directrice 19° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité dispose que la subsidiation croisée entre activités régulées et non régulées est interdite, ce critère reprend notamment des règles qui doivent impérativement être respectées en matière de charges de personnel et de charges financières afin d'éviter toute subsidiation croisée.

Les coûts indirects sont entre autres les coûts liés à l'infrastructure (bâtiments, matériel informatique, ...), les coûts de bureautique, les coûts de formation du personnel et les coûts liés aux services généraux (ressources humaines ...) nécessaires à l'exécution des prestations évoquées.

La part des coûts indirects mise à charge des activités non-régulées est estimée forfaitairement à 35% des coûts directs.

Art. 31

2^{ème} critère : respecter lorsqu'ils s'appliquent les règles de calcul et d'évaluation, méthodes, arrêtés et/ou décisions imposées par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou la CREG et fournir une justification suffisante

Ce critère reprend notamment la ligne directrice 13° contenue dans l'article 12, §5 de la Loi électricité

Art. 32

3^{ème} critère : respecter l'intérêt général

3.1 Dispositions générales

Aux dispositions générales existantes de ce troisième critère principal ont été ajoutées un certain nombre de critères spécifiques qui seront utilisés pour certaines rubriques du revenu total et du budget d'investissement, telles que les dépenses d'investissement (3.2), les réserves stratégiques (3.3), les services auxiliaires (3.4), les indemnités résultant de développements de réseau imprévus (3.5) et l'utilisation de l'infrastructure de réseau des gestionnaires du réseau de distribution (3.6).

3.2 Critères relatifs aux dépenses d'investissement

Comme le prévoit l'article 12, §5, 2° de la Loi électricité, la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts. Les investissements dans la RAB et les amortissements de l'infrastructure de réseau font partie du revenu total du gestionnaire du réseau qui doit être couvert par les tarifs. La CREG contrôlera si les investissements sont effectués de manière efficiente.

Ceci vaut également pour les compensations que le gestionnaire du réseau doit verser pour réaliser son programme d'investissement. Pour pouvoir réaliser son programme d'investissement dans le réseau de transport et les réseaux avec une fonction de transport, le gestionnaire du réseau doit s'assurer de l'acceptabilité de ces infrastructures dans le voisinage où elles se situeront. In fine cette acceptabilité est fonction des conditions définies dans les autorisations reçues et l'acquisition des droits nécessaires pour placer ces infrastructures. Cette acceptabilité peut nécessiter une compensation qui peut prendre différentes formes (compensation en nature, compensation financière pour compenser un préjudice économique, ...) afin de ne pas compromettre la réalisation de ce programme.

Ces compensations, budgétées ou réellement attribuées, font l'objet d'une communication à la CREG via une fiche actualisée contenue dans l'article 42, §3 de la présente méthodologie et via les dossiers tarifaires liés, tant *ex ante* que *ex post*.

Les éventuelles compensations qui sont liées à la réalisation de projets d'investissement sont considérées comme manifestement déraisonnables pour autant qu'elles ne soient pas approuvées au préalable par la CREG, pas imposées par une législation spécifique et qu'elles ne dépassent pas 3% du programme d'investissement annuel. De cette manière, la CREG introduit une limite maximale. En n'appliquant pas cette limite par projet, la CREG évite que toutes les parties prenantes invoqueraient une compensation pour chaque projet sur la base de la méthodologie.

Etant donné que ces compensations sont directement liées aux projets d'investissements et donc à des actifs immobilisés, ces montants sont activés et pris en compte pour la détermination de la RAB.

La CREG peut rejeter ces coûts comme éléments déraisonnables s'ils ne respectent pas ces règles et ne sont pas au préalable discutés avec la CREG. L'article 32 de la méthodologie tarifaire aborde comment la CREG peut contrôler le caractère efficace de ces coûts.

Pour l'approbation des investissements, une distinction doit être faite entre les investissements figurant dans les plans de développement fédéraux et régionaux et les autres. La nécessité des investissements repris dans les plans d'investissement devrait en effet avoir déjà été démontrée avant qu'ils n'aient été acceptés par l'autorité compétente. La CREG attire l'attention sur le fait que, conformément à l'article 8, §1er, 1° de la Loi électricité, le développement du réseau de transport couvre le renouvellement et l'extension du réseau et que les deux doivent être étudiés dans le cadre de l'élaboration du plan de développement. Les investissements de remplacement doivent par conséquent faire partie désormais du plan de développement fédéral.

Les investissements repris dans les plans de développement fédéraux ou régionaux sont contraignants et le gestionnaire du réseau est donc tenu de les exécuter. Sur la base de l'article 12, §5, 4° de la Loi électricité, la méthodologie tarifaire doit dès lors être conforme aux plans, afin que le gestionnaire du réseau dispose des moyens nécessaires pour exécuter cet investissement. Cela ne signifie toutefois pas que tous les coûts que le gestionnaire du réseau prévoit pour ces investissements doivent être directement approuvés. Le gestionnaire du réseau est en effet tenu d'exécuter les investissements nécessaires de la façon la plus efficiente possible.

La CREG évaluera l'efficacité de ces investissements sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Le gestionnaire du réseau est donc tenu d'examiner les différentes options technico-économiques possibles pour exécuter l'investissement, sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Le choix de l'option finale d'investissement doit être expliqué par le gestionnaire du réseau à la CREG sur la base de l'analyse coûts-bénéfices et la CREG doit approuver l'option choisie.

Le gestionnaire du réseau est également tenu de démontrer la nécessité de tous les investissements qui ne figurent pas dans les plans de développement, les plans d'investissement ou les plans d'adaptation approuvés. Ces investissements doivent bien entendu cadrer avec sa mission légale. En outre, le caractère efficient de l'investissement doit être démontré de la même manière que pour les investissements conformes aux plans approuvés, au moyen d'une analyse coûts-bénéfices. La nécessité et l'option choisie de ces investissements doivent être approuvées par la CREG.

3.3 Réserves stratégiques

La loi du 26 mars 2014 modifie la Loi électricité par l'introduction d'un mécanisme de réserve stratégique et assigne au gestionnaire du réseau une nouvelle obligation de service public.

Ce paragraphe fixe les principes selon lesquels les coûts liés à cette nouvelle activité pourront être considérés comme déraisonnables.

3.4 Critères relatifs aux services auxiliaires

Ce paragraphe reprend les critères appliqués lors de l'évaluation du caractère raisonnable du prix des offres de services auxiliaires.

3.5 Critères relatifs à la compensation des adaptations de réseau imprévues

Ce paragraphe reprend les critères appliqués pour l'évaluation du caractère raisonnable des compensations aux utilisateurs du réseau impactés par des adaptations du réseau imprévues mais nécessaires pour assurer l'optimum technico-économique.

3.6 Critères relatifs aux indemnisations de l'infrastructure de transport dont les gestionnaires du réseau de distribution sont propriétaires

Ce paragraphe reprend les critères appliqués lors de l'évaluation du caractère raisonnable des indemnisations versées par le gestionnaire du réseau pour l'infrastructure de transport dont un gestionnaire du réseau de distribution est propriétaire.

Art. 33

4^{ème} critère : Les éléments du revenu total ne peuvent pas être évités et les revenus doivent être réalisés par le gestionnaire du réseau

Ce critère vise notamment à s'assurer que les coûts résultant de transactions avec des entreprises tiers sont conformes au marché tout en s'assurant que les filiales ou entreprises liées non-régulées du gestionnaire du réseau ne puissent pas dégager des marges en facturant des prestations à un coût supérieur à celui qui aurait été supporté par le gestionnaire du réseau si cette prestation avait été réalisée par du personnel propre. La CREG veut ainsi éviter que le simple transfert de personnel d'une filiale régulée à une filiale non-régulée permette de générer une marge qui augmentera les tarifs de transport.

Art. 34

5^{ème} critère : Lorsque cette comparaison est possible, les éléments du revenu doivent soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des sociétés ayant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs

Dans ce cinquième point figure non seulement un critère existant pour l'évaluation des coûts des conseils d'administration, mais aussi un plafond clairement défini qui peut être mis à charge des activités régulées en Belgique en tant que rémunération du président et des membres du comité de direction.

4.5. PROCEDURE EN MATIERE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION DES TARIFS DE TRANSPORT, DES TARIFS POUR LES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC, DU REVENUE TOTAL ET SUR L'EVOLUTION DES SURCHARGES

En conformité avec l'article 12, § 8, de la loi Électricité, les dispositions sur la procédure d'introduction et d'approbation des différents tarifs et du revenu total ne font plus partie de la méthodologie tarifaire qui doit être concertée avec le gestionnaire de réseau : elles sont reprises dans l'accord du 6 février 2018 conclu avec le gestionnaire du réseau.

4.6. PROCEDURE EN MATIERE DE CONTROLE ET D'APPLICATION DES TARIFS

Art. 35

Cet article fixe la date du 1er mars pour l'introduction du rapport tarifaire annuel dans le cadre du contrôle de l'application des tarifs et de la détermination des soldes d'exploitation conformément à l'article 12, § 5, 15° de la Loi électricité. Ce rapport est effectué à l'aide du modèle défini à l'Annexe 1.

En même temps l'article énumère les éléments essentiels du rapport tarifaire et la source des soldes, qui sont à l'origine des créances et des dettes régulatrices.

Art. 36

Cet article définit les délais dans lesquels la CREG peut demander des renseignements complémentaires et dans lesquels le gestionnaire est tenu de les fournir.

Art. 37

Cet article établit le délai dans lequel la CREG est tenue de prendre une décision sur le rapport tarifaire. En cas de décision de rejet, le délai d'introduction d'un rapport tarifaire adapté est également fixé.

Art. 38

Cet article fixe le délai final pour prendre une décision sur le rapport tarifaire adapté.

Par ailleurs, les caractéristiques comptables des soldes approuvés sont déterminées.

Le calcul annuel des soldes, qui apparaissent dans le calcul des différences entre les coûts budgétés (*ex ante*) du revenu total et les coûts réels, d'une part, et les volumes et recettes budgétés et la réalité, d'autre part, résultent soit en une créance soit en une dette sur les tarifs futurs. Cette créance ou dette est prise en compte dans la période régulatrice suivante via la détermination du revenu total. En effet, dans toute sa méthodologie tarifaire, la CREG a prévu pour chaque solde calculé que "*ce solde (...) est alloué au revenu total de la période régulatrice suivante*".

Par ailleurs, l'article 12, § 9, de la Loi électricité stipule ce qui suit :

"La commission établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé, et permettant au marché financier de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur du gestionnaire du réseau. Elle veille à maintenir la continuité des décisions qu'elle a prises au cours des périodes régulatrices antérieures, notamment en matière d'évaluation des actifs régulés."

La prise en compte des soldes dans des périodes tarifaires suivantes constitue un élément essentiel d'une régulation stable et prévisible et est établie dans la méthodologie tarifaire.

Le droit ou l'obligation de répercuter les soldes régulatrices approuvés conformément à la méthodologie établie peut en outre toujours être contestée devant le tribunal compétent.

Il ressort des éléments qui précèdent que les créances et dettes régulatrices sur la base des dispositions de l'actuelle méthodologie tarifaire seront mis au compte du revenu total de la période suivante quelle que soit l'entité désignée comme gestionnaire du réseau.

Art. 39

Cet article définit le contenu ainsi que les délais d'introduction et de traitement du rapport tarifaire semestriel.

Art. 40

Cet article prévoit quelques exigences de forme (utilisation du modèle de rapport, mode de communication, caractère des délais) concernant les articles précédents.

Art. 41

Cet article détermine deux autres modes de contrôle possibles pour l'application des tarifs, en complément des rapports tarifaires réguliers.

Art. 42

Cet article organise le suivi des investissements, mettant ainsi en œuvre la quatrième ligne directrice de l'article 12, §5 de la Loi électricité qui dispose que la méthodologie tarifaire doit permettre le développement équilibré du réseau de transport. Compte tenu de l'intérêt que représente un réseau sûr, fiable et efficient pour assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité et compte tenu du fait qu'une mission légale de la CREG consiste à vérifier le caractère raisonnable de tous les éléments du revenu total, dont des dépenses d'investissement, un suivi de ces investissements s'avère essentiel. Un suivi est nécessaire depuis le lancement de la proposition de projet et l'analyse de faisabilité jusqu'à la phase de réalisation et la mise en service. Par ailleurs, le gestionnaire du réseau s'attelle actuellement à la réalisation de quelques investissements stratégiques qui auront un impact important sur les tarifs. Dans ce cadre aussi, un suivi systématique des grands projets d'infrastructures s'avère également primordial. Le présent article établit un suivi semestriel des investissements.

4.7. JUSTIFICATION PAR DES ELEMENTS COMPTABLES ET D'ORGANISATION ADMINISTRATIVE

Art. 43

Essentiellement en raison du fait que l'impôt des sociétés joue un rôle important dans le revenu total du gestionnaire du réseau et que cet impôt s'inscrit dans le cadre de référence du Belgian GAAP, des éléments chiffrés de ce même cadre de référence sont utilisés pour la régulation tarifaire en Belgique.

Art. 44

Pour la bonne application de la distinction entre les activités du gestionnaire du réseau régulées en Belgique et ses autres activités, cet article établit la nécessité d'un rapport spécifique du commissaire du gestionnaire du réseau.

Art. 45

Cet article impose une obligation comptable sur le plan de l'allocation des coûts et des recettes aux services et catégories d'acteurs de marché qui utilisent le réseau en exécution de la disposition concernée de la Loi électricité.

Art. 46

Cet article énumère de façon non exhaustive les informations que les gestionnaires sont tenus de fournir à la demande de la CREG.

4.8. DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

Art. 47

Cet article abroge la méthodologie Tarifaire (Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7) mais prévoit toutefois, à titre transitoire, que ses dispositions continuent de s'appliquer afin de régler tous les aspects de la régulation tarifaire pour la période 2016-2019.

Art. 48

Cet article fixe les dates de début et de fin de la période régulatoire suivante.

Art. 49

La méthodologie tarifaire entre en vigueur le 1^{er} septembre 2018.

Commentaires relatifs à l'annexe 1 : modèles de rapport à utiliser par le gestionnaire du réseau

Afin de rationaliser les communications d'ordre tarifaire entre le gestionnaire du réseau et la CREG, deux modèles de rapport sont définis ici et sont joints en tant qu'Annexe 1.

Commentaires relatifs à l'annexe 2 : description des services et des tarifs de transport

Structure de l'Annexe 2

Comme mentionné dans les commentaires de l'article 5, la deuxième annexe comporte la description des services régulés fournis par le gestionnaire du réseau et pour lesquels des tarifs de transport régulés sont prévus, ainsi qu'un certain nombre de modalités d'application de ces tarifs.

La structure de cette annexe est la suivante :

- 1) les 5 services de base fournis par le gestionnaire du réseau figurent au point A.2.1 ;
- 2) dans les points suivants A.2.2 à A.2.6 inclus, les tarifs du réseau sont examinés dans le détail pour chaque service de base.

Les services de base du gestionnaire du réseau sont :

- 1) les services de raccordement ;
- 2) Les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau ;
- 3) les services de gestion du système électrique;
- 4) les services de compensation des déséquilibres ;
- 5) les services d'intégration du marché de l'électricité.

La structure des tarifs de transport reflète les cinq principaux services fournis par Elia aux différentes catégories d'acteurs qui utilisent le réseau dans le cadre de ses 17 missions et tâches définies aux articles 8 et 8bis de la Loi électricité .

1. Les services de raccordement et leurs tarifs

Les tarifs de raccordement sont modifiés sur quatre aspects :

Premièrement, un tarif est ajouté pour couvrir les coûts spécifiques relatif à l'étude du caractère substantiel d'une modernisation des installations raccordées au réseau qui nécessiterait ou non une révision du contrat de raccordement, en application des codes de réseau européens de raccordement.

Deuxièmement, il est précisé que la notion de modification substantielle d'un raccordement comprend le démantèlement, ainsi que le renouvellement des installations de raccordement. Ainsi, les tarifs pour l'installation et la modification substantielle de la première travée (1.2. 4°) ou des autres installations de raccordement (1.2. 6°) couvrent également les coûts du démantèlement et/ou de renouvellement.

Troisièmement, la possibilité de différencier les tarifs de raccordement selon qu'ils soient sur terre (*onshore*) ou en mer (*offshore*) est introduite pour les tarifs 1.2 4° à 6°. Le cas échéant, cette différenciation, si elle est proposée par le gestionnaire du réseau, fera l'objet d'une décision de la CREG.

Quatrièmement, la méthodologie tarifaire permet d'élaborer plusieurs coefficients de multiplication ou de réduction des tarifs 1.2 4° à 6° afin que les tarifs puissent mieux être adaptés aux différents types de situations particulières qui peuvent apparaître sur les raccordements.

2. Les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau

Les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau se réfèrent aux activités de planification, d'entretien et de développement pour un réseau électrique sûr, fiable et efficace. Les charges d'infrastructure sont induites par le fait de mettre des capacités de transport, hors raccordements, à disposition des utilisateurs du réseau.

Les tarifs pour les pointes de puissance visent à inciter les utilisateurs du réseau à lisser leurs profils de prélèvement et d'injection et, partant, de favoriser l'efficacité énergétique.

Les tarifs pour la mise à disposition de puissance généralisent à l'ensemble des utilisateurs directement raccordés au réseau de transport la tarification sur base de la puissance mise à disposition - telle que décrite dans le contrat de raccordement et, pour les gestionnaires de réseaux de distribution, dans la convention de collaboration. A défaut de valeur contractuelle avec les gestionnaires de réseau de distribution, la puissance nominale des transformateurs vers la moyenne tension sera prise en compte.

Il est précisé que ces tarifs couvrent une part de la rémunération du gestionnaire du réseau. Une part importante de la rémunération du gestionnaire du réseau étant calculée sur base de la RAB, il est cohérent qu'elle soit couverte en majeure partie par ces tarifs.

3. Les services de gestion du système électrique

Les services de gestion du système électrique comprennent tous les services fournis par le gestionnaire du réseau afin de répondre aux demandes raisonnables de transport d'électricité (Loi électricité Art. 8. § 1^{er}), à l'exception du coût net des réserves et du black start et des activations pour la compensation des déséquilibres et, d'autre part, des services d'intégration du marché (voir infra).

Les services de gestion du réseau sont couverts par deux tarifs, en fonction de la base de facturation la plus adéquate : le tarif pour la gestion du système électrique et le tarif pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire.

Le tarif de gestion du réseau couvre les amortissements et le financement de l'ensemble ou partie des actifs nécessaires à la gestion des flux, dont les dispatchings et les appareils de mesure.

Le tarif de gestion du réseau couvre également une contribution à la rémunération du gestionnaire du réseau, y compris les résultats financiers des éventuels incitants sur l'efficacité et la qualité.

Le tarif de réglage de la tension et de l'énergie réactive est inclus dans les services de gestion du réseau puisque les services dont il couvre les coûts sont nécessaires pour l'exploitation du réseau. La base de facturation est le MVAR.

Une modification est apportée à ce tarif. La possibilité est introduite de facturer le tarif également pour la production d'énergie réactive en dépassement du forfait. Le réglage de la tension et de l'énergie réactive étant de plus en plus complexe, il faut que chaque utilisateur du réseau participe à la stabilité de la tension afin de contenir les coûts du service auxiliaire de réglage de la tension et la puissance réactive contracté par le gestionnaire du réseau.

4. Les services de compensation des déséquilibres

Selon l'article 8. § 1er, 2°, de la Loi électricité, le gestionnaire du réseau est chargé de garantir un réseau électrique sûr, fiable et efficace. Cette tâche implique la compensation en continu des déséquilibres entre injections et prélèvements et, en cas de black-out, la relance du système.

Pour la compensation des déséquilibres, le gestionnaire du réseau doit pouvoir disposer de réserves de puissances (les réserves 1, 2 et 3 + inter-TSO) et d'un système pour l'activation (terme énergie) de ces réserves. Pour la relance du système, le gestionnaire du réseau s'appuie sur certaines unités du parc de production qui sont capable de redémarrer en cas de black-out.

Les coûts des réserves et du service de black start, ainsi que les coûts d'exploitation y afférents, sont couverts par le tarif pour la mise à disposition des réserves de puissance et du black start.

Ce tarif est facturé selon l'énergie nette prélevée et/ou injectée

Les coûts d'exploitation pour la réservation comprennent tous les coûts qui permettent au gestionnaire du réseau de contracter les réserves, soit les coûts de détermination des volumes, *reporting*, l'organisation des enchères, les développements IT, etc.

Malgré le fait que les réserves relèvent davantage d'un coût que d'un service presté par le gestionnaire du réseau, il a été décidé de maintenir un tarif spécifique dans un souci de continuité, de transparence et de réactivité des coûts. En effet, un tarif spécifique permet notamment aux utilisateurs du réseau de directement mesurer l'impact du développement des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-heures sur le coût des réserves.

Concernant le terme énergie, la ligne directrice 10 de l'article 12 § 5 de la Loi électricité, indique que les utilisateurs du réseau doivent être incités à équilibrer leur position. Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès, facturé aux responsables d'accès, s'inscrit dans cette orientation et permet de compenser les coûts et produits des activations des réserves nécessaires à la compensation des déséquilibres dans la zone de réglage belge.

5. Les services d'intégration du marché de l'électricité

Dans son article 8, §1er bis, introduit en janvier 2012, la Loi électricité attribue de nouvelles missions et tâches au gestionnaire du réseau. Parmi ces missions, on trouve notamment la facilitation de l'intégration du marché, la publication d'une série de données, la promotion de l'efficacité énergétique et la coopération avec les instances européennes telles qu'Entso-E et ACER.

Ce tarif doit couvrir les coûts nécessaires à la réalisation de ces missions.

Dans le cadre de l'intégration de marché plusieurs tâches sont visées, tant au niveau international que national. Ces tâches concernent d'une part la gestion des interconnexions, l'harmonisation (technique, tarifaire ...) avec les pays voisins, la participation dans des projets d'envergure européenne et la participation active dans Entso-E et, d'une autre part, le développement du marché belge de l'électricité dans une optique de maximisation du surplus total (minimisation des coûts et maximisation de la flexibilité, la qualité, ...).

A titre d'exemple, les coûts liés aux relations avec les utilisateurs du réseau (à l'exclusion de la gestion commerciale des contrats) et les coûts de développement de nouveaux produits pour le marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires sont couverts par le tarif pour l'intégration du marché de l'électricité.

Ce tarif doit également couvrir les charges encourues pour la recherche et le développement qui, par définition, visent la maximisation du surplus total, et les éventuels incitants y afférents.

L'objectif visé par ce tarif est principalement la transparence. Les utilisateurs du réseau qui le supporteront seront à même de comparer les bénéfices qu'ils perçoivent des efforts du gestionnaire du réseau en matière d'intégration du marché avec la valeur de ce tarif.

Ainsi, les bénéfices d'une tarification sur base des services, en favorisant la transparence, apparaissent clairement notamment en termes de régulation par les clients et donc d'une forme d'autorégulation par le gestionnaire du réseau.

Commentaires relatifs à l'annexe 3 : méthodologie tarifaire Nemo

L'annexe 3 à la présente méthodologie tarifaire, relative au cadre réglementaire tarifaire spécifique applicable à NEMO, une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55°, de la loi électricité, a fait l'objet d'un projet soumis à une concertation avec le gestionnaire du réseau concerné, le 24 octobre 2014. Ensuite, le projet a été soumis à une consultation publique du 31 octobre au 17 novembre 2014. Aucune observation n'ayant été reçue dans ce cadre, le texte repris dans l'arrêté correspond exactement au texte soumis à consultation.

NEMO est une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55°, de la loi électricité. Cette interconnexion en courant continu d'environ 1.000 MW qui devrait être opérationnelle en 2018 entre le Royaume-Uni et la Belgique serait développée par une joint-venture dénommée NEMOLINK dont les actionnaires sont le gestionnaire du réseau et NATIONAL GRID INTERCONNECTOR HOLDINGS LIMITED (ci-après : NGIH).

Le développement de cette interconnexion prend place dans un environnement réglementaire particulièrement complexe, qui peut être résumé comme suit :

- i. le règlement européen 714/2009 qui restreint notamment l'usage qui peut être fait des rentes de congestion perçues suite à la mise aux enchères de la capacité de l'interconnexion ;
- ii. deux législations nationales distinctes qui étaient et sont encore difficilement compatibles sur certains points. Alors que la législation britannique interdit actuellement au gestionnaire du réseau de transport d'exploiter une interconnexion, la législation belge exigeait encore récemment que l'interconnexion soit exclusivement détenue par le gestionnaire unique du réseau de transport belge ;
- iii. deux approches de la tarification qui sont fondamentalement différentes. Faute de pouvoir utiliser les tarifs à cet effet, le régulateur britannique OFGEM a par le passé privilégié le modèle « marchand » où les seules rentes de congestions perçues sur une interconnexion doivent être suffisantes pour garantir son financement. A contrario, l'approche qui a toujours été suivie par la CREG est de financer le développement des interconnexions au moyen des tarifs de transport dans le but de minimiser les congestions qui sont observées sur celles-ci.

Afin de favoriser la concrétisation de cette interconnexion dans un environnement réglementaire aussi complexe, la CREG et OFGEM ont entrepris depuis 2010 de développer, en étroite concertation avec le gestionnaire du réseau et NGIH, un cadre réglementaire unique (dit « cap&floor ») qui sera applicable sur l'ensemble de l'interconnexion.

Les acteurs du marché ont également été régulièrement consultés sur ce cadre réglementaire de *cap & floor*. Ainsi, la CREG et OFGEM ont organisé une consultation publique conjointe sur les grandes lignes de ce cadre réglementaire au cours de l'été 2011. Les détails de ce cadre réglementaire ont fait l'objet d'une seconde consultation publique au cours du printemps 2013. Des rapports de consultation et des conclusions préliminaires ont été publiés par les régulateurs. Ces différents documents reprennent de manière détaillée les raisons ayant motivé certains choix.

Ce cadre réglementaire de *cap & floor* se situe à mi-chemin entre l'approche précédemment suivie en Grande-Bretagne et celle qui est encore actuellement suivie par la CREG pour les autres interconnexions belges. Tout comme l'approche précédemment suivie en Grande-Bretagne, la rémunération des investisseurs reste fonction des rentes de congestion perçues sur l'interconnexion et du degré d'efficacité atteint en matière de gestion des coûts. Toutefois, à l'inverse de l'approche précédemment suivie en Grande-Bretagne, et de manière analogue à l'approche actuellement suivie en Belgique, une rémunération minimale de l'investisseur est introduite (via le *floor*) moyennant l'introduction d'une rémunération maximale de l'investisseur (via le *cap*) dans le cas où les rentes de congestion perçues sur l'interconnexion sont plus importantes qu'initialement prévu.

Le cadre réglementaire dit de *cap & floor* garantit à NEMOLINK un revenu minimum autorisé (via le *floor*) tout en imposant un revenu maximum autorisé (via le *cap*). Le niveau réel du *cap* et du *floor* seront fixés avant la mise en service de l'interconnexion et resteront normalement au même niveau au cours des 25 années correspondant à la durée du cadre réglementaire.

Dès la mise en service de l'interconnexion, les revenus générés par l'interconnexion (des rentes de congestion mais également des éventuels revenus liés aux services auxiliaires fournis (*black start*, réglage de la tension ...), des éventuels futurs paiements de capacité, ...) seront comparés toutes les 5 années au niveau du *cap* et du *floor*, sans préjudice d'anticipations éventuelles.

Trois cas de figure sont alors envisageables :

- 1) si les revenus générés par l'interconnexion sont supérieurs au niveau du *cap*, alors une moitié des revenus qui dépassent le *cap* sera transférée vers le gestionnaire du réseau afin de diminuer les tarifs de transport en Belgique et l'autre moitié sera transférée vers NATIONAL GRID E.T. afin de diminuer les tarifs de transport en Grande-Bretagne. NEMOLINK pourra conserver des revenus correspondant au *cap*;
- 2) si les revenus générés par l'interconnexion sont compris entre le niveau du *floor* et du *cap*, alors NEMOLINK peut conserver tous les revenus perçus. Aucun transfert de NEMOLINK vers NATIONAL GRID ou le gestionnaire du réseau ne doit dans ce cas avoir lieu. Dans ce cas NEMO n'a aucun impact sur les tarifs de transport en Belgique ;
- 3) si les revenus générés par l'interconnexion sont inférieurs au niveau du *floor*, alors une moitié de la différence entre le *floor* et les revenus perçus devra être versée par le gestionnaire du réseau à NEMOLINK, ce qui augmentera les tarifs de transport en Belgique. De manière analogue, une moitié de la différence entre le *floor* et les revenus perçus devra être versée par NATIONAL GRID à NEMOLINK, ce qui augmentera les tarifs de transport en Grande-Bretagne. NEMOLINK peut dans ce cas conserver des revenus correspondant au *floor*.

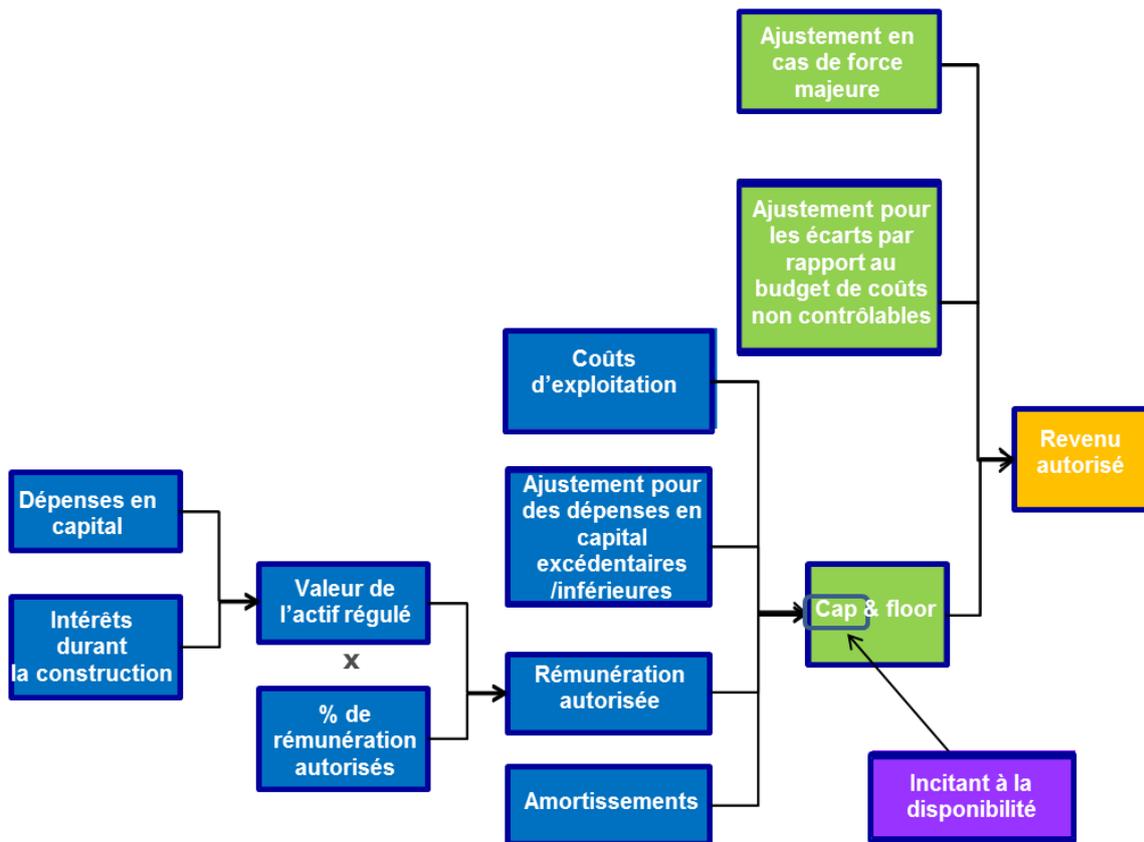
Après la mise en service de NEMO, le rôle principal de la CREG et d'OFGEM se limitera ainsi essentiellement à (i) comparer ponctuellement tous les 5 ans les revenus perçus par NEMOLINK avec le niveau indexé du *cap* et du *floor* et (ii) contrôler la correcte application des éventuels transferts nécessaires entre d'une part NEMOLINK et d'autre part le gestionnaire du réseau et NATIONAL GRID. A noter que la survenance de certains événements extérieurs, telle qu'une force majeure, une modification de la législation ou de la régulation impactant significativement le business model de NEMOLINK entre la présente décision et la fin de l'exploitation de l'interconnexion, pourraient justifier des contrôles/actions additionnelles de la part des régulateurs durant l'exploitation de NEMO.

La principale charge de travail pour les régulateurs prend place avant la mise en service de l'interconnexion. Les premières étapes de la fixation du niveau du *cap* et du *floor* sont illustrées dans le graphique 1 : le montant du *cap* et du *floor* sont calculés pour chacune des années considérées individuellement au cours de la période de 25 années. Ce graphique appelle les commentaires suivants - en partant de la gauche vers la droite - :

- 1) dépenses en capital : sauf erreur manifeste imputable aux développeurs, ce montant correspondra aux CAPEX résultant de l'appel d'offres lancé par les développeurs ;
- 2) intérêts durant la construction (IDC) : charges de financement durant la phase de construction qui sont capitalisées ;
- 3) valeur de l'actif régulé : montant correspondant à la « RAB » qui est égal à la somme des « dépenses en capital » et des « intérêts durant la construction » ;
- 4) pourcentages de rémunération autorisés : concerne deux montants. Le coût de la dette d'une société avec un bon rating financier (A/BBB) est utilisé pour fixer le niveau du *floor*. Le coût des fonds propres d'une société active dans la production d'électricité est utilisé pour fixer le niveau du *cap* ;
- 5) rémunération autorisée : correspond au produit de la « valeur de l'actif régulé » et du « pourcentage de rémunération autorisée » ;
- 6) amortissements : amortissement linéaire de la « valeur de l'actif régulé » de sorte que celle-ci soit égale à zéro à la fin des 25 années ;

- 7) ajustement pour des dépenses en capital excédentaires/inférieures : éventuelle correction que les régulateurs pourraient apporter après l'appel d'offres si des erreurs manifestes imputables aux développeurs sont constatées et ont un impact sur le résultat de cet appel d'offres ;
- 8) coûts d'exploitation : budget d'OPEX jugé nécessaire et raisonnable par les régulateurs pour exploiter l'interconnexion ;
- 9) *Cap & floor* : la somme des « amortissements », de la « rémunération autorisée », de l'« ajustement pour des dépenses en capital excédentaires/inférieures » et des « coûts d'exploitation ». A noter également qu'il est prévu d'adapter automatiquement le niveau du seul *cap* en fonction de la disponibilité de l'interconnexion. Si l'interconnexion atteint une disponibilité supérieure à 99,05% au cours d'une année, alors le niveau du *cap* sera augmenté de 2% au cours de cette année. Inversement, si la disponibilité est inférieure à 95,05%, alors le niveau du *cap* sera diminué de 2%. Le niveau du *floor* n'est normalement pas adapté, sauf à supposer que la disponibilité de l'interconnexion est inférieure à 80% et que l'exploitant ne peut pas démontrer qu'il a entrepris les démarches nécessaires pour remettre en service l'interconnexion dans les meilleurs délais ;
- 10) Ajustement pour les écarts par rapport au budget de coûts non-contrôlables : les coûts OPEX anticipés sont budgétés *ex ante* dans la composante « coûts d'exploitation » et, pour un nombre très limité de coûts catégorisés comme non-contrôlables, les écarts tant positifs que négatifs constatés entre ce montant budgété et la réalité seront rajoutés au niveau du *cap* et du *floor* pour définir la fourchette de revenu autorisé que peut conserver NEMOLINK ;
- 11) Ajustement en cas de force majeure : adaptations en cas de force majeure ou d'une modification de la législation ou de la régulation ayant un impact majeur sur le business model de NEMOLINK ;
- 12) Revenu autorisé : somme du *cap & floor* avec l'« ajustement pour les écarts par rapport au budget de coûts non-contrôlables » et l'« ajustement en cas de force majeure ». Il s'agit de la fourchette de revenu autorisé que peut conserver NEMOLINK.

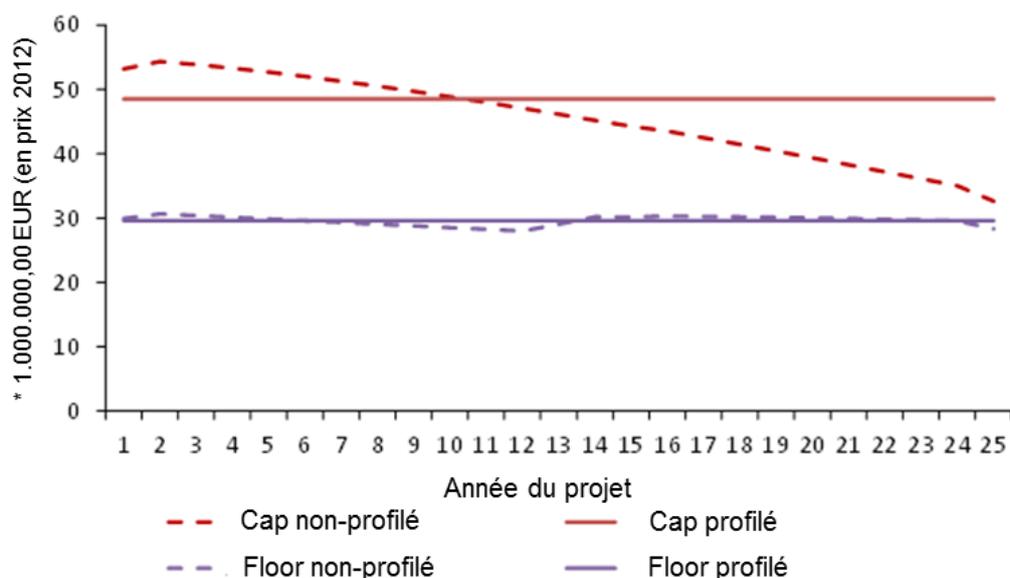
Graphique 1: Premières étapes de la fixation du niveau du *cap* et du *floor*



La dernière étape de la fixation du niveau du *cap* et du *floor* est illustrée dans le graphique 2 sur la base des données indicatives les plus récentes pour le projet NEMO. Au cours des étapes précédentes, le montant du *cap* et du *floor* ont été calculés pour chacune des années considérées individuellement au cours de la période de 25 années. Considérant que la « valeur de l'actif régulé » diminue au fur et à mesure des amortissements, la composante « rémunération autorisée » diminue parallèlement ce qui entraîne mécaniquement une diminution graduelle - principalement - du *cap* au cours des 25 années. Considérant que la hauteur des rentes de congestion sera probablement volatile au cours des 25 années et que les rentes de congestion les plus élevées ne seront pas nécessairement observées au cours des premières années de mise en service (pensons à une « maladie de jeunesse » qui rendrait la disponibilité de l'interconnexion faible au cours des premières années), il a été convenu que ces 25 niveaux annuels seront convertis en un niveau unique équivalent à ces 25 niveaux en valeur actuelle.

Etant donné qu'il s'agit de montants réels, le niveau unique du *cap* et ce niveau unique du *floor* devront encore être indexés sur base de l'inflation réellement observée au cours de chaque année.

Graphique 2: Dernière étape de la fixation du *cap* et du *floor* (Source : OFGEM)



Commentaires relatifs à l'annexe 4 relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc

Conformément à l'article 12, § 5, 22°, de la Loi électricité et à l'article 25, § 3, de la méthodologie tarifaire, la CREG peut attribuer au gestionnaire du réseau un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc.

Considérant que des retards pourraient notamment freiner la mise à disposition de moyens utiles aux acteurs de marché pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays et renforcer les différentiels de prix observés avec les bourses des pays voisins - ce qui in fine ferait supporter d'importants coûts aux utilisateurs du réseau belge et serait préjudiciable à leur compétitivité -, la CREG considère qu'il est de première importance d'inciter le gestionnaire du réseau à respecter les échéances précédemment annoncées en ce qui concerne les investissements importants et spécifiques repris ci-après qui sont destinés à renforcer l'intégration des marchés au niveau européen:

- i. STEVIN, un renforcement qui a pour objectif de permettre le raccordement de nouveaux parcs éoliens *offshore* en mer du Nord et le raccordement de l'interconnexion NEMO avec le Royaume-Uni;
- ii. BRABO, un renforcement qui a pour objectif d'augmenter la capacité d'interconnexion avec les Pays-Bas, sécuriser la consommation croissante dans la zone portuaire d'Anvers et développer le potentiel de raccordement d'unités de production dans la zone ;
- iii. ALEGRO, une première interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne;

- iv. Avelin/Mastaing(FR)-Avelgem/Horta, un renforcement de la capacité de la ligne par l'emploi de conducteurs à haute performance ;
- v. Mercator-Horta, un renforcement de la capacité de la ligne par l'emploi de conducteurs à haute performance ;
- vi. Lixhe-Herderen, le tirage d'un second circuit sur des pylônes existants ;
- vii. Van Eyck-Zutendaal-Gramme, la création d'un deuxième circuit 380kV et l'installation d'un transformateur 380/150kV à Zutendael ;
- viii. La pose de câbles *onshore* pour le raccordement des parcs éoliens *offshore*.

Mathématiquement, l'incitant est obtenu en quatre étapes :

- i. ETAPE 1 : multiplication des dépenses annuelles d'investissement éligibles avec un pourcentage qui est dégressif au cours des années qui suivent la première année au cours de laquelle ces dépenses sont enregistrées ;
- ii. ETAPE 2 : plafonnement du résultat de l'ETAPE 1 à hauteur d'un montant jugé raisonnable eu égard aux budgets d'investissement précédemment annoncés par le gestionnaire du réseau. Ce plafonnement a pour objectif d'inciter le gestionnaire du réseau à maîtriser au mieux ses dépenses d'investissement ;
- iii. ETAPE 3 : réduction du résultat de l'ETAPE 2 en fonction du taux d'intérêt sans risque visé à l'article 17 de la méthodologie tarifaire qui sera observé annuellement au cours de la période 2016-2019. Ainsi, au plus ce taux d'intérêt sans risque sera élevé, au plus le montant de l'incitant sera faible. Considérant que le gestionnaire du réseau devra très vraisemblablement augmenter son capital pour financer la réalisation des projets précités, cette caractéristique de l'incitant a pour objectif de permettre au gestionnaire du réseau d'offrir à ses actionnaires une rémunération suffisante de ses fonds propres même dans le cas où le taux d'intérêt sans risque resterait à un niveau historiquement bas au cours de la période 2016-2019 ;
- iv. ETAPE 4 : réduction du résultat de l'ETAPE 3 dans le cas où la date de mise en service annoncée d'un projet n'est pas respectée ou qu'une faible disponibilité de l'infrastructure ne peut être raisonnablement motivée par le gestionnaire du réseau. Ainsi, l'incitant est attribué au gestionnaire du réseau en fonction des dépenses annuelles d'investissement réalisées, de la date de mise en service effective de chaque projet ainsi que de la disponibilité de chaque projet après la date de mise en service.

Eu égard à l'objectif poursuivi, sans préjudice du point 7., 2e et 3e alinéa, cet incitant n'est applicable qu'au cours de la période tarifaire 2016-2019 et uniquement sur les dépenses d'investissement enregistrées au cours de la période tarifaire 2016-2019.

5. METHODOLOGIE TARIFAIRE

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier les articles 12 et 12ter ;

Vu l'accord conclu le 6 février 2018 entre la CREG et Elia relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport et relatif à la procédure d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges tarifaires ;

Vu la concertation entre la CREG et Elia du 19 avril 2018 ;

Vu la consultation publique sur le projet de méthodologie tarifaire, qui s'est déroulée entre le 2 mai 2018 et le 29 mai 2018 ;

Vu le rapport de la consultation relative au Projet d'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de l'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période 2020-2023 ;

Vu le projet adapté d'arrêté du 7 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux électriques ayant d'une fonction de transport, qui a été transmis à la Chambre des Représentants le 8 juin 2018 ;

Considérant que toutes les obligations légales et conventionnelles liées à l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire sont respectées ;

Considérant que la CREG doit fournir la méthodologie tarifaire au gestionnaire du réseau au plus tard 6 mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire doit lui être soumise pour la période réglementaire 2020-2023 ;

La CREG décide :

5.1. DÉFINITIONS ET CHAMP D'APPLICATION

Art. 1.

Les définitions de l'article 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité s'appliquent à la présente méthodologie tarifaire.

Art. 2.

En outre, les définitions suivantes s'appliquent :

- 1° « Loi électricité » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.
- 2° « commission » ou « CREG » : la commission de régulation de l'électricité et du gaz désignée en application de l'article 35, alinéa 1 de la directive 2009/72/CE.
- 3° « modèles de rapport » : ensembles des documents, tableaux et données visés à l'Annexe 1.
- 4° « réseaux ayant une fonction de transport » : les réseaux de transport d'électricité 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 ayant une fonction de transport, d'autre part.

- 5° « niveau d'infrastructure » : chaque partie d'un réseau correspondant à un des niveaux de tension suivants :
- a) le réseau ayant une tension nominale de 380/220/150/110 kV ;
 - b) le réseau ayant une tension nominale de 70/36/30 kV ;
 - c) les transformateurs dont la sortie fonctionne sur moyenne tension et les accessoires qui font partie de l'infrastructure nécessaire pour l'exécution des tâches légales et réglementaires du gestionnaire du réseau.
- 6° « détenteur d'accès »: toute personne physique ou morale qui a conclu un contrat d'accès avec le gestionnaire du réseau; il peut s'agir d'un utilisateur du réseau ou de toute autre personne physique ou morale qui a été désignée par un utilisateur du réseau, dans les limites de la réglementation et des lois en vigueur.
- 7° « responsable d'accès » ou « ARP » : toute personne physique ou morale inscrite dans le registre des Responsables d'accès conformément au Règlement Technique Transport, également désignée sous la dénomination de responsable d'équilibre dans les Règlements Techniques Distribution, de Transport Local et Régional.
- 8° réseau « service » : un ensemble d'activités réalisées au profit d'un utilisateur du réseau en contrepartie d'un tarif régulé déterminé.
- 9° « coûts directs » : les coûts pour lesquels, lors de l'imputation, un lien direct peut être établi avec un service du gestionnaire du réseau.
- 10° « coûts indirects » : les coûts pour lesquels, lors de l'imputation, aucun lien direct ne peut être établi avec le service du gestionnaire du réseau et qui sont repartis selon une clé de répartition sur la base d'activités et de centres de coûts.
- 11° « centre de coûts » : unités organisationnelles ou autres de l'entreprise sur lesquelles la répartition des coûts peut être réalisée.
- 12° « nature des coûts » : un ensemble de coûts spécifiés en fonction de leur nature dans le processus d'exploitation.
- 13° « commissaire » : la personne physique ou morale à qui le contrôle des comptes annuels a été confié conformément à l'article 130 (et suivant) du Code des sociétés.
- 14° « services auxiliaires » : l'ensemble des services visés aux points 15° à 21° du présent article et du service pour la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau.
- 15° « *Frequency control reserve* (FCR – anciennement R1) » : le service auxiliaire pour garantir le réglage automatique de la fréquence dans le réseau interconnecté européen.
- 16° « *Automatic frequency restoration reserve* (aFRR – anciennement R2) » : le service auxiliaire en vue de rétablir en permanence l'équilibre dans la zone de réglage belge d'une part et de régler continuellement les variations de fréquence à un niveau d'environ 50 Hz d'autre part.

- 17° « service de *black start* » : le service auxiliaire fourni par le gestionnaire du réseau dans le cadre duquel ce dernier, en cas de black-out total de son réseau, exécute une procédure permettant d'en rétablir progressivement l'approvisionnement.
- 18° « le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès » : le service fourni par le gestionnaire du réseau pour compenser tout déséquilibre dans le système électrique sur une base quart-horaire.
- 19° « *Manual frequency restoration reserve* (mFRR – anciennement R3) » : le service auxiliaire pour résoudre des problèmes sérieux de déséquilibre et de congestion.
- 20° « réglage de la tension et de la puissance réactive (MVar) » : le service auxiliaire pour maintenir la tension électrique à un niveau adéquat et stable.
- 21° « gestion des congestions » : le service auxiliaire visant à la mise à disposition de la plus grande capacité de transport possible, de façon transparente et non discriminatoire, et en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.
- 22° « raccordement d'un utilisateur du réseau » : l'ensemble des équipements permettant de raccorder les installations de l'utilisateur du réseau au réseau du gestionnaire et consistant au moins en une travée de raccordement.
- 23° « point d'accès » : un point d'injection et/ou de prélèvement.
- 24° « point d'interconnexion » : le point de contact entre un réseau géré par le gestionnaire du réseau de transport et un réseau géré par un gestionnaire du réseau de distribution.
- 25° « puissance prélevée nette » : la différence à un point d'accès ou à un point d'interconnexion et pour un quart d'heure donné entre la puissance prélevée par la (les) charge(s) associée(s) à ce point d'accès ou par le gestionnaire du réseau de distribution à ce point d'interconnexion et la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) à ce point d'accès ou ce point d'interconnexion. Si cette différence entraîne une valeur négative, la puissance prélevée nette équivaut à zéro.
- 26° « énergie prélevée nette » : l'intégrale de la puissance prélevée nette en un point d'accès ou en un point d'interconnexion pour une période donnée.
- 27° « puissance contractuelle » : puissance de raccordement telle que définie à l'annexe [*] du contrat de raccordement.
- 28° « puissance injectée nette » : la différence à un point d'accès ou à un point d'interconnexion et pour un quart d'heure donné entre la puissance injectée par la (les) production(s) associée(s) à ce point d'accès ou par le gestionnaire du réseau de distribution à ce point d'interconnexion et la puissance prélevée par la (les) charge(s) associée(s) à ce point d'accès ou ce point d'interconnexion. Si cette différence entraîne une valeur négative, la puissance injectée nette équivaut à zéro ».
- 29° « énergie injectée nette » : l'intégrale de la puissance injectée nette à un point d'accès ou en un point d'interconnexion pour une période donnée.
- 30° « exercice d'exploitation » : une année calendrier.
- 31° « période régulatoire » : une période de quatre exercices d'exploitation consécutifs.
- 32° « période tarifaire de pointe » : période proposée par le gestionnaire du réseau et approuvée par la CREG pendant laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus élevée.

- 33° « couplage des marchés » : le couplage des bourses de l'électricité *day ahead*, en vue d'une détermination coordonnée du prix et du volume de ces bourses nécessitant que les gestionnaires de réseau de transport concernés communiquent auxdites bourses la capacité journalière disponible aux frontières concernées.
- 34° « charge mobile » : toute consommation électrique par la société des chemins de fer dont la fonction utile consiste à se déplacer d'un point de prélèvement à un autre sans découplage.
- 35° « règlement technique transport » : l'Arrêté Royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, tel qu'implicitement modifié par les codes réseaux européens.
- 36° « la puissance mise à disposition » : soit la puissance de transformation nominale apparente par point de d'interconnexion, comme indiquée sur la plaque signalétique du transformateur, soit la puissance contractuelle par point d'accès.
- 37° « activité régulée » : l'ensemble des missions légales figurant à l'article 8 de la loi électricité, dans les articles correspondants de la réglementation régionale relative au transport local et régional par le biais de réseaux d'électricité ayant une fonction de transport et dans les règlements européens applicables .
- 38° « coût gérable » : les coûts visés à l'article 10, 3ème alinéa, de la présente méthodologie.
- 39° « coût influençable » : les coûts visés à l'article 10, 4ème alinéa, de la présente méthodologie.
- 40° « 10YNDP » : le plan de développement du réseau de transport dans l'ensemble de la Communauté Européenne contenu dans l'article 8, § 3, point b) du Règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n°1228/2003.

Art. 3.

Cette méthodologie tarifaire s'applique aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité ou de réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

Les réseaux fermés industriels reconnus disposent d'une dérogation permettant que leurs tarifs ne soient pas soumis à la présente méthodologie tarifaire.

Toutefois les tarifs appliqués par le gestionnaire du réseau fermé industriel et les méthodes utilisées pour leur calcul doivent être transparents, non discriminatoires et suffisamment détaillés, refléter les coûts réels et raisonnables et contenir une marge équitable. Le gestionnaire du réseau fermé industriel communique ses tarifs et méthodes de calcul aux utilisateurs raccordés à son réseau avant leur entrée en vigueur.

À la demande d'un utilisateur d'un réseau fermé industriel, la CREG vérifie les tarifs et les méthodes utilisées pour leur calcul. Si la CREG refuse d'approuver les tarifs ou les méthodes, le gestionnaire et les utilisateurs du réseau fermé industriel tentent de parvenir à un accord sur les points pour lesquels les tarifs ou leurs méthodes de calcul ont été rejetés par la CREG dans les deux mois qui suivent la réception de la décision de la CREG par le gestionnaire du réseau fermé industriel. À défaut d'accord, le gestionnaire du réseau fermé industriel adresse une proposition tarifaire à la CREG dans un délai de trois mois suivant la réception de la décision de la CREG conformément aux dispositions à la présente méthodologie tarifaire.

5.2. STRUCTURE TARIFAIRE GÉNÉRALE

Art. 4.

§ 1. La structure tarifaire générale comprend l'ensemble des tarifs du gestionnaire du réseau.

§ 2. Les tarifs sont les prix dus par un utilisateur du réseau au gestionnaire du réseau pour la fourniture de services. Les tarifs sont des prix unitaires (hors TVA) approuvés par la CREG et facturés aux utilisateurs du réseau par le gestionnaire du réseau au cours d'un exercice d'exploitation déterminé d'une période réglementaire.

§ 3. Ils sont établis conformément aux prescriptions légales, et respectent les principes de non-discrimination, de transparence et d'uniformité sur le territoire desservi par le gestionnaire du réseau.

§ 4. Les tarifs favorisent l'efficacité énergétique ainsi que la diversification des sources de flexibilité à disposition du gestionnaire du réseau, dont notamment la gestion de la demande.

§ 5. L'allocation des coûts nécessaires et efficaces aux tarifs favorise la sécurité d'exploitation du système.

§ 6. Les tarifs sont déterminés et publiés *ex ante* pour toute la durée de la période réglementaire, mais leur valeur peut varier d'un exercice d'exploitation à l'autre.

§ 7. La structure tarifaire générale distingue les tarifs de transport, qui couvrent le revenu total du gestionnaire du réseau, et les tarifs pour les obligations de service public.

§ 8. A la structure tarifaire générale sont ajoutées les surcharges et autres prélèvements visés à l'article 7, de manière transparente et non discriminatoire, en tenant compte des dispositions légales et réglementaires applicables.

§ 9. Les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont la mise en service initiale intervient après le 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de dix années suivant leur mise en service initiale.

Les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont tant la capacité installée que l'énergie stockée ont été augmentées à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5% par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération de 80% des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de cinq années suivant la remise en service suivant la fin des travaux d'extension. Ces installations de stockage peuvent bénéficier de cette exonération dès la fin de la première phase des travaux d'extension (capacité installée ou énergie stockée), toutefois l'exonération doit être remboursée dans les deux mois au gestionnaire du réseau de transport si la seconde phase des travaux d'extension (énergie stockée ou capacité installée) n'est pas terminée dans les trois ans après la fin de la première.

Cette mesure de soutien fera l'objet d'un monitoring de la CREG quant à son impact en ce qui concerne les coûts et les revenus afin d'éviter tout surprofit ou tout soutien insuffisant.

Art. 5.

§ 1. Les tarifs de transport sont liés aux services fournis par le gestionnaire du réseau dans le cadre de ses activités régulées. L'Annexe 2 de la présente méthodologie contient une description de ces services, ainsi que des tarifs de transport et des catégories de coûts qu'ils couvrent.

§ 2. Les tarifs de transport comprennent :

1. les tarifs de raccordement ;
2. les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau :
 - 2.1. Les tarifs pour la pointe mensuelle ;
 - 2.2. Les tarifs pour la pointe annuelle ;
 - 2.3. Les tarifs pour la puissance mise à disposition.
3. les tarifs de gestion du système électrique :
 - 3.1. Le tarif pour la gestion du système électrique ;
 - 3.2. Le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire.
4. les tarifs de compensation des déséquilibres ;
 - 4.1. Le tarif pour les réserves de puissance et le black start ;
 - 4.2. Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels.
5. le tarif pour l'intégration du marché.

Art. 6.

Les tarifs pour les obligations de service public compensent les coûts nets des obligations de service public, en ce compris les coûts de gestion et les charges financières, imposées au gestionnaire du réseau et pour lesquelles la loi, le décret ou l'ordonnance, ou leurs arrêtés d'exécution, n'ont pas prévu de mécanisme spécifique de compensation, par le biais d'une surcharge ou d'un autre prélèvement, en contrepartie de la prestation du gestionnaire du réseau.

Art. 7.

§ 1. Les surcharges instituées par les autorités compétentes dans le but de compenser les coûts nets des obligations de service public sont ajoutées à la structure tarifaire.

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

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

5.3. LE REVENU TOTAL A COUVRIR PAR LES TARIFS

5.3.1. Généralités

Art. 8.

Les tarifs de transport couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport.

Le revenu total comporte :

- 1) les coûts du gestionnaire du réseau, en ce compris les amortissements et les charges financières ;
- 2) la rémunération du gestionnaire du réseau, comprenant une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau ainsi que des incitants.

5.3.2. Les coûts nécessaires

Art. 9.

Le revenu total couvre les coûts nécessaires à la poursuite des activités régulées, à l'exception des coûts qui ont été rejetés entièrement ou partiellement par la CREG en raison de leur caractère déraisonnable, en application des critères visés au titre 5.4.

Art. 10.

Les coûts visés à l'article précédent se composent notamment, mais non exclusivement, des éléments suivants :

- 1) les amortissements portés en diminution de l'actif régulé en application de l'article 15, § 4, à l'exception des amortissements sur des écarts de consolidation positifs, ainsi que la prise en résultat des subsides en capital ;
- 2) les coûts liés à l'utilisation (énergie) des services auxiliaires, à l'exception des coûts liés à l'achat de blocs d'énergie effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux, ainsi que les coûts liés à la réservation du service de black start et du réglage de la tension et de la puissance réactive (MVar) ;
- 3) les coûts d'utilisation de l'infrastructure de tiers ;
- 4) les coûts échoués (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) constitués par les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées, versées à des agents ayant presté une activité régulée de transport ou ayant une fonction de transport d'électricité, dues pour les années antérieures à la libéralisation en vertu des statuts, de conventions collectives du travail ou d'autres conventions suffisamment formalisées, approuvés avant le 30 avril 1999, ou versées à leurs ayants droits ou remboursées à leur employeur par un gestionnaire du réseau, qui peuvent être intégrés dans les tarifs ;
- 5) l'impôt des sociétés effectivement dû sur la marge équitable contenue dans l'article 14, après avoir porté au maximum en compte toutes les réductions fiscales, telles que la déduction fiscale pour le capital à risque (« déduction d'intérêt notionnel ») servant au financement d'activités régulées ;
- 6) les impôts autres que celui visé au 5), en particulier le précompte immobilier, les taxes et assimilés à charge du gestionnaire du réseau, dont les redevances pour occupation du domaine public à charge du gestionnaire du réseau, à l'exclusion des amendes infligées au gestionnaire du réseau et des indemnités à charge du gestionnaire du réseau en cas d'incidents sur le réseau imputables au gestionnaire du réseau ;
- 7) les plus-values et les moins-values enregistrées, à l'exception de celles visées au 16) ;

- 8) les charges et les produits financiers (sur la base du principe *embedded debt*) ;
- 9) à l'exception des coûts et des revenus associés aux interconnexions *offshore* qui sont traités conformément au cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale de l'Union européenne et repris à l'Annexe 3, les coûts ou réductions de coûts consécutives à des opérations d'interconnexions, dont notamment :
- le solde des recettes et des coûts à payer qui découlent de l'application d'un mécanisme de compensation pour le transport de flux transfrontaliers, pour autant qu'ils résultent de la réglementation européenne, de décisions de la CREG ou d'un accord entre les gestionnaires du réseau concernés ;
 - le revenu des rentes de congestion ;
 - les éventuels coûts nécessaires pour garantir le revenu minimum autorisé pour la réalisation d'une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55° de la Loi électricité et tels que définis à l'Annexe 3 ;
 - les éventuels revenus définis à l'Annexe 3 lorsque le revenu maximum autorisé pour la réalisation d'une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55° de la Loi électricité est dépassé ;
- 10) les réductions ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures (transfert des créances et des dettes réglementaires), étant entendu que les transferts visés ne concernent pas ceux liés aux travaux pour compte de tiers (acomptes reçus et commandes en cours d'exécution), ni les transferts entre comptes qui résultent des coûts liés aux obligations de service public ou les surcharges ;
- 11) les réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées avant le 1^{er} janvier 2008 ;
- 12) les coûts liés aux déplacements d'infrastructure imposés au gestionnaire du réseau et qui résulte de l'application des dispositions de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique ou des dispositions des réglementations régionales en la matière ;
- 12bis) les coûts d'acquisition des services suivants pour le *Modular Offshore Grid* qui sont facturés par des tiers, après déduction de l'intervention des assurances :
- réparations câbles : tous les coûts résultant de la réparation d'un des câbles sous-marins ;
 - réenfouissement câble : les travaux consistant à réenfouir un câble lorsque les observations du fond marin concluent à la nécessité de procéder à une telle opération ;
 - réparations plateforme : tous les coûts supportés pour la réparation des dommages causés à la plateforme et à ses équipements, par exemple en raison d'une collision avec un bateau non-opéré par Elia.

- 12ter) les coûts et diminutions de coûts liés à la constitution obligatoire des provisions de démantèlement pour le traitement, le démantèlement et l'enlèvement des assets du *Modular Offshore Grid* ;
- 12quater) les indemnités au profit des titulaires concernés d'une concession domaniale visées à l'article 6/2, §1er, 2° de la loi électricité pour autant qu'elles ne soient pas mises à la charge du gestionnaire du réseau en application de l'article 6/2, §2 de la loi électricité ou d'un de ses arrêtés d'exécution ;
- 13) les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) d'achat d'autres biens et services, pour autant qu'ils s'intègrent dans le cadre des activités régulées du gestionnaire du réseau, notamment celles axées sur :
- la gestion de l'infrastructure électrique ;
 - la gestion du système électrique ;
 - la gestion de l'infrastructure télécoms ;
 - les activités informatiques ;
 - la gestion commune ;
 - les primes d'assurance ;
 - les charges à transférer aux comptes du bilan.

Ne sont pas inclus : les coûts liés aux déplacements d'infrastructure imposés au gestionnaire du réseau et qui résulte de l'application à charge du gestionnaire du réseau des dispositions de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique ou des dispositions des réglementations régionales en la matière.

- 14) les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes ;
- 15) les réductions de coûts qui résultent d'activités régulées du gestionnaire du réseau, notamment :
- les recettes issues de la valorisation de l'actif régulé, même non liées à des activités régulées ;
 - les recettes liées au *metering* commercial ;
 - les recettes issues d'autres activités régulées ;
 - les recettes issues de prestations de support aux filiales exerçant des activités régulées ;
 - les recettes issues de subsides d'exploitation liés aux activités de gestion du réseau ;
 - les réductions de coûts liées aux récupérations d'assurances visant spécifiquement la couverture de coûts gérables ;
 - les recettes diverses.

- 16) les plus-values ou les moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés ;
- 17) les réductions de coûts liées aux récupérations d'assurances visant spécifiquement la couverture de coûts non-gérables ;
- 18) les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux ainsi que les coûts liés à la réservation (puissance) des services auxiliaires, le cas échéant diminué par la totalité des amendes infligées aux fournisseurs pour le non-accomplissement de leurs obligations en la matière, à l'exception des coûts liés à la réservation du service de black start et du réglage de la tension et de la puissance réactive (MVar).

Les coûts [et réductions] visés aux points 1) à 12*quater*) et 17 sont considérés comme non-gérables.

Les coûts [et réductions] visés aux points 13) à 16) sont considérés comme gérables.

Les coûts [et réductions] visés au point 18) sont considérés comme influençables.

S'agissant des coûts [et réductions] qui ne relèvent pas d'une des catégories visées à l'alinéa 1er, la CREG détermine s'ils doivent être considérés comme gérables, non-gérables ou influençables préalablement au dépôt de la proposition tarifaire.

En cours de période régulatoire, les catégories de coûts qui ne sont pas visées à l'alinéa 1er et sur lesquelles la CREG ne s'est pas prononcée préalablement au dépôt de la proposition tarifaire conformément à l'alinéa 5 sont considérées comme gérables, sauf accord convenu entre la CREG et le gestionnaire du réseau.

Art. 11.

Le gestionnaire du réseau maintient le coût par service offert aux utilisateurs à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant ce coût.

Art. 12.

La subsidiation croisée entre activités régulées et activités non régulées n'est pas autorisée.

5.3.3. Rémunération

5.3.3.1. Principes généraux

Art. 13.

Outre la couverture des coûts visés au point V.3.2, les tarifs du réseau couvrent les rémunérations susceptibles d'être octroyées au gestionnaire du réseau. Cela concerne :

- 1) La marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux ;
- 2) Les incitants pour la réalisation d'objectifs fixés préalablement par la CREG.

5.3.3.2. Marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau

Art. 14.

La marge équitable est la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau. Elle est fixée chaque année en multipliant le pourcentage de rendement visé à l'article 16 par la moyenne arithmétique de la valeur initiale et finale de l'actif régulé, contenue dans l'article 15, pour l'exercice d'exploitation concerné.

La marge équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés.

La différence (positive ou négative) entre la marge équitable budgétée et approuvée par la CREG et la valeur réelle de cette marge équitable, approuvée par la CREG, est intégralement affectée au revenu total de la période réglementaire suivante.

Par exception, les capitaux investis dans une interconnexion *offshore* sont rémunérés sur la base du cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale et repris à l'Annexe 3. La valeur des actifs détenus par le gestionnaire du réseau dans cette interconnexion ne fait pas partie de la valeur de l'actif régulé (RAB) normale et la rémunération résultant de ce cadre réglementaire tarifaire spécifique s'ajoute aux autres rémunérations visées dans la présente méthodologie.

5.3.3.2.1. *L'actif régulé*

Art. 15.

§ 1. Au 31 décembre 2016, la valeur de l'actif régulé (RAB) du gestionnaire du réseau national de transport s'élève à 3.908.648.207,70 €, y compris une plus-value de 1.428.183.840,83 €.

Si les droits sur des immobilisations corporelles régulées changent à la suite d'une transaction entre gestionnaires du réseau, la valeur de l'actif régulé telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef de la société cédante est reprise, en distinguant la valeur d'acquisition historique approuvée par la CREG et la plus-value, comme la valeur de l'actif régulé chez la société cessionnaire.

§ 2. La valeur de l'actif régulé évolue chaque année par :

- 1) l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements de l'année en immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles reprises au §3 ;
- 2) la déduction des amortissements et des réductions de valeurs des immobilisations corporelles et incorporelles régulées actés durant l'année conformément au §4 ;
- 3) la déduction de la valeur comptable nette de l'actif régulé mis hors service au cours de l'année ainsi que d'un montant annuel de 25 millions € pour diminuer d'une manière régulière et certaine la plus-value reprise dans la RAB ;
- 4) la déduction des interventions de tiers perçues durant l'année ;
- 5) les mouvements dans les subsides en capital durant l'année ;
- 6) l'évolution du besoin en fonds de roulement. La valeur de l'actif régulé est majorée du besoin en fonds de roulement positif ou négatif. L'importance du besoin en fonds de roulement est déterminée en fonction des bilans scindés de l'activité régulée concernée en y excluant les comptes de bilan relatifs aux OSPs visées aux articles 6 et 7. Le besoin en fonds de roulement du gestionnaire du réseau est, à un moment donné, égal à la différence entre, d'une part, la somme des stocks, des commandes en exécution, des

créances à un an au plus, des liquidités opérationnelles nécessaires (limitées à 2 % du chiffre d'affaires des activités régulées en Belgique) et des comptes de régularisation de l'actif à ce moment et, d'autre part, la somme des dettes ne portant pas intérêts, à savoir des dettes commerciales à un an au plus, des avances reçues sur commandes, des dettes fiscales, salariales et sociales, des autres dettes et des comptes de régularisation du passif à ce moment, tels que visés à l'Annexe « Plan comptable minimum normalisé » de l'Arrêté Royal du 12 septembre 1983 déterminant la teneur et la présentation d'un plan comptable minimum normalisé.

Le résultat de ces opérations mène à la valeur finale de l'actif régulé (RAB) de l'exercice d'exploitation concerné. Elle est reprise comme valeur initiale de l'actif régulé de l'exercice suivant.

§ 3. Les immobilisations corporelles et incorporelles acquises visées au § 2, 1° sont celles figurant dans les plans de développement, les plans d'investissement ou les plans d'adaptation approuvés par les autorités compétentes, complétés par les investissements de remplacement, investissements pour nouveaux raccordements et modifications d'infrastructure existante, jugés raisonnables par la commission.

§ 4. Les gestionnaires fixent le montant annuel des amortissements visés au § 2, 2° en appliquant les pourcentages d'amortissement suivants sur la valeur d'acquisition historique, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments administratifs :	2 % (50 ans)
Câbles :	2 % (50 ans)
Lignes :	2 % (50 ans)
Postes et cabines :	
- Équipements basse tension :	3 % (33 ans)
- Équipements haute tension :	3 % (33 ans)
- Technologie numérique:	6% (16,66 ans)
Connexions :	
- Transformations	3 % (33 ans)
- Lignes et câbles	2 % (50 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission et fibres optiques :	10 % (10 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
Softwares et licences :	20 % (5 ans)
Modular Offshore Grid :	3,33% (30 ans)
Technologie HVDC:	
- Convertisseurs:	3,33% (30 ans)
- Câbles :	2,5% (40 ans)

Après concertation avec la CREG et compte tenu de projets spécifiques, d'autres classes d'actifs et pourcentages d'amortissement peuvent être approuvés. Si des actifs sont rénovés, les coûts de rénovation peuvent être amortis sur la moitié de la période d'amortissement initiale des actifs. Les subsides en capital sont pris en résultat dès qu'ils sont certains et au même rythme que les actifs auxquels ils se rapportent.

Le rythme d'amortissement est linéaire, sauf stipulation contraire préalable de la CREG pour certains actifs.

§ 5. Le gestionnaire du réseau ventile la valeur de l'actif régulé (RAB) entre d'une part le MOG (RABMOG) et, d'autre part, les autres éléments de son réseau et le besoin en fonds de roulement.

5.3.3.2.2. *Le pourcentage de rendement*

Art. 16.

Conformément au *Capital Asset Pricing Model* et en fonction de la structure financière du gestionnaire, le pourcentage de rendement est la somme :

- 1) d'un taux d'intérêt sans risque ;
- 2) de la prime de risque individuelle du gestionnaire ;
- 3) la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels au *Modular Offshore Grid*.

Art. 17.

§ 1. Le taux d'intérêt sans risque (TSR) visé à l'article précédent est fixé à 2,40%. En cas de variation majeure de la situation macro-économique belge et/ou des conditions de marché par rapport à la situation et aux conditions anticipées, la CREG et le gestionnaire du réseau conviendront d'un ajustement de la valeur du taux sans risque reprise ci-dessus.

§ 2. La prime de risque individuelle contenue dans l'article précédent est déterminée en pondérant, chaque année de la période réglementaire, la prime de risque de marché (Rp) par un facteur Bêta (β).

§ 3. La prime de risque de marché (Rp) est fixée à 3,50 %.

§ 4. Le facteur Bêta (β), qui mesure la sensibilité du cours des actions du gestionnaire du réseau par rapport aux fluctuations du marché correspond à la covariance du rendement de l'action du gestionnaire du réseau par rapport au rendement sur le marché, divisé par la variance de ce marché. Par marché, il convient d'entendre les actions qui composaient, au cours de l'année, le panier d'actions du BEL20 (ou de son remplaçant). Le facteur Bêta est calculé sur la base des données journalières sur une période de trois années, la troisième année correspondant à l'exercice d'exploitation concerné. Dans le cas où le facteur Bêta calculé est inférieur à 0,53, alors la valeur du facteur Bêta est fixée à 0,53.

§ 5. Le taux sans risque et la prime de risque sont majorés d'un coefficient d'illiquidité de 10% (α).

§ 6. La prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels liés au *Modular Offshore Grid* (RMOG) est fixée à 1,4 % durant la période d'amortissement du *Modular Offshore Grid*.

Art. 18.

La structure financière du gestionnaire du réseau (S) est le rapport, plafonné à 100 %, de ses fonds propres et de son actif régulé. Le numérateur et le dénominateur sont calculés, pour l'exercice d'exploitation correspondante, comme la moyenne arithmétique de la valeur initiale après répartition du résultat et de la valeur finale avant répartition du résultat.

Si la structure financière du gestionnaire du réseau est inférieure ou égale à 40 %, le pourcentage de rendement est égal au résultat de la formule :

$$S \times ([TSR + (Rp \times \beta)] \times (1 + \alpha) + (RABMOG/RAB) \times RMOG).$$

Si la structure financière du gestionnaire du réseau est supérieure à 40 %, la variable S de la formule de l'alinéa précédent est fixée à 40 % et on y additionne le résultat de la formule suivante :

$$(S-40\%) \times (TSR + 0,70\%).$$

Art. 19.

§ 1. Le gestionnaire du réseau établit la proposition tarifaire :

- 1) en ce qui concerne le facteur Bêta, conformément à l'article 17, § 4 ;
- 2) en ce qui concerne la structure financière S, sur la base de l'éventuel bilan scindé du gestionnaire du réseau relatif au dernier exercice d'exploitation complet qui précède la soumission de la proposition tarifaire.

§ 2. Le gestionnaire du réseau recalcule dans le rapport tarifaire les paramètres cités au § 1^{er} sur la base des valeurs réelles. Le gestionnaire du réseau et la CREG tiennent compte de ces paramètres recalculés dans la procédure visée au titre V.6 afin de déterminer la différence entre, d'une part, la marge équitable revenant réellement au gestionnaire du réseau et, d'autre part, la marge équitable estimée dans la proposition tarifaire.

Le solde de la différence est alloué au revenu total de la période régulatoire suivante.

5.3.3.3. Incitants

5.3.3.3.1. *Incitants à la maîtrise des coûts*

Art. 20.

La différence (positive ou négative) entre le budget des coûts non-gérables approuvé par la CREG et la valeur réelle de ces coûts, approuvée conformément au titre 5.6, est intégralement affectée au revenu total de la période régulatoire suivante.

Art. 21.

§ 1. Pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau propose un budget de coûts gérables, rubrique par rubrique, basé notamment sur les éléments suivants :

- 1) l'évolution du volume d'investissements repris dans le plan de développement du gestionnaire du réseau contenu dans l'article 13 de la Loi électricité et dans les plans d'investissement approuvés par les autorités régionales compétentes ;

- 2) l'évolution du volume d'investissements non repris dans les plans de développement et d'investissement visés au 1) ;
- 3) l'évolution du parc immobilier et du parc d'asset dont le gestionnaire du réseau est propriétaire ;
- 4) les coûts d'entretien non-récurrents et prévisibles du *Modular Offshore Grid*, tels que la maintenance non-récurrente de certains équipements électriques (travées hautes et basse tension), la remise en peinture, le remplacement du quai de débarquement, le remplacement de la protection anti-érosion de la structure de la plateforme ou le remplacement des systèmes auxiliaires sur la plateforme.

§ 2. Cette proposition de budget de coûts gérables est ventilée par le gestionnaire du réseau entre les catégories suivantes :

- 1) les dépenses liées à la maintenance du réseau belge existant ;
- 2) les dépenses liées au développement du réseau belge existant. Ces dépenses doivent être ventilées entre les différents investissements considérés individuellement ;
- 3) les autres dépenses qui n'ont pas de lien direct avec un actif physique précis.

§ 3. Le montant des quatre budgets annuels de coûts gérables approuvé par la CREG pour la période réglementaire fait l'objet d'une correction *ex post* en fonction des investissements, des travaux d'entretien du *Modular Offshore Grid* non-récurrents annoncés et réellement réalisés ainsi que de l'inflation réelle.

§ 4. A titre d'incitant à la maîtrise des coûts gérables, 50 % de la différence (positive ou négative) entre le budget de coûts gérables approuvé par la CREG, corrigé conformément au § 3, et la valeur réelle de ces coûts sont affectés chaque année au gestionnaire du réseau. L'impôt éventuellement dû sur le montant de cet incitant est à charge du gestionnaire du réseau.

La correction visée au § 3 ainsi que 50% de la différence (positive ou négative) entre le budget de coûts gérables approuvé par la CREG, corrigé conformément au § 3, et la valeur réelle de ces coûts est affecté au revenu total de la période réglementaire suivante.

Art. 22.

§ 1. Le budget de coûts de réservation des services auxiliaires d'une année Y est corrigé chaque année de la manière suivante, pour chaque service (FCR, aFRR, mFRR à la hausse, mFRR à la baisse) considéré individuellement :

- 1) dans un premier temps, les coûts de réservation observés au cours de l'année Y-1 sont corrigés proportionnellement à l'évolution entre l'année Y-1 et l'année Y des volumes de ce service qui a été approuvée par la CREG ;
- 2) dans un second temps, concernant spécifiquement la FCR et la aFRR, le résultat de la première étape est multiplié par un facteur qui représente l'évolution entre l'année Y-1 et l'année Y du coût de fourniture par les centrales gaz à cycle combiné belges de l'intégralité des volumes de FCR et de aFRR en prenant en compte pour les années Y-1 et Y :

- Les paramètres techniques des centrales gaz à cycle combiné belges participant au marché de la FCR et/ou de la aFRR : le minimum technique et la capacité maximale de FCR et/ou aFRR par centrale ;
- Le *Clean Spark Spread* au pas horaire pour une centrale gaz à cycle combiné de rendement de 50% basé sur des références de prix d'électricité, de gaz et des quotas d'émission de CO₂ publiées par des marchés journaliers pertinents pour le marché belge et préalablement convenus entre la CREG et le gestionnaire du réseau.
- La disponibilité des centrales gaz à cycle combiné durant la période de référence de chaque enchère telle qu'elle était connue au moment de l'enchère.
- L'effet sur les coûts de l'incertitude créée par un *Clean Spark Spread* dont la valeur est proche de zéro.

Dans un second temps, concernant spécifiquement la mFRR, le résultat de la première étape est augmenté de 2% par tranche de 25MW de capacité supplémentaire contractée en année Y par rapport à l'année Y-1. Inversement, le résultat de ce produit est diminué de 2% par tranche de 25 MW de capacité contractée en moins en année Y par rapport à l'année Y-1.

Concernant les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux, le budget de coûts d'une année Y est corrigé chaque année en multipliant le volume réellement contracté par le gestionnaire du réseau pour couvrir ces pertes de réseaux par un prix théorique. Si X% correspond à la part du volume d'énergie achetée par le gestionnaire du réseau pour compenser les pertes de l'année Y via des blocs trimestriels, alors ce prix théorique correspond à la somme entre d'une part X% de la moyenne des cotations des deux contrats Futures trimestriels hivernaux durant les douze mois qui précèdent ces trimestres hivernaux et, d'autre part, (1-X%) de la moyenne des cotations du contrat Futures calendrier Y au cours des années Y-3, Y-2, Y-1.

§ 2. Dans le cas où interviennent des circonstances exceptionnelles, la CREG et le gestionnaire du réseau se concertent afin d'éventuellement déroger aux règles d'évolution visées au §1^{er}.

§ 3. A titre d'incitants à la maîtrise des coûts influençables, 20% de la différence (positive ou négative) entre le budget des coûts influençables approuvé par la commission, corrigé conformément au § 1^{er}, et la valeur réelle de chacun de ces coûts sont affectés chaque année au gestionnaire du réseau, sans que le montant annuel avant impôts de ces deux incitants ne puisse annuellement être négatif. Ce calcul est effectué d'une manière distincte et isolée pour les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux d'une part et les autres catégories de coûts influençables d'autre part.

L'impôt éventuellement dû sur le montant de cet incitant est à charge du gestionnaire du réseau.

La correction visée au § 1 ainsi que le solde de la différence visée au § 3, 1er alinéa qui n'est pas affecté au gestionnaire du réseau est affecté au revenu total de la période régulatoire suivante.

5.3.3.3.2. Incitants destinés à l'amélioration des performances

Art. 23.

§ 1. Des incitants peuvent être attribués au gestionnaire du réseau en vue de l'encourager :

- 1) à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement ;
- 2) à améliorer la qualité du service ;
- 3) à favoriser l'innovation;
- 4) à favoriser l'équilibre du système ; et
- 5) à augmenter la continuité de l'approvisionnement.

Sans préjudice des dispositions de l'Art 23 à l'Art 28, après consultation du gestionnaire du réseau et des acteurs du marché, la CREG fixe avant l'introduction de la proposition tarifaire les modalités finales de détermination de ces incitants, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs.

§ 2. Le montant des incitants revenant au gestionnaire du réseau est déterminé annuellement par la CREG dans le cadre de la décision relative au rapport tarifaire.

§ 3. L'impôt éventuellement dû (sur base du taux moyen d'imposition) sur le montant de ces incitants est mis à charge du gestionnaire du réseau.

§ 4. La différence entre les incitants réels approuvés et le montant budgété dans la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation est allouée au revenu total de la période régulatoire suivante.

Art. 24.

§ 1. Les améliorations apportées par le gestionnaire du réseau à **l'intégration du marché et à la sécurité d'approvisionnement** donnent lieu à l'octroi de trois incitants :

- 1) l'allocation au gestionnaire du réseau d'une partie des résultats de certaines participations financières qui contribuent clairement à l'intégration du marché et/ou à la sécurité d'approvisionnement (voir § 2) ;
- 2) l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour l'augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge déterminé par une méthode de calcul basée sur un ou plusieurs des éléments suivants : (i) les caractéristiques de branches critiques introduits dans le couplage du marché, (ii) le résultat du couplage de marché, (iii) la demande dans la zone de réglage belge, (iv) les coûts du *redispatching* et (v) les travaux de renforcement sur le réseau de transport belge (voir § 3) ;
- 3) l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour la réalisation dans les délais de, pour chaque année, entre quatre à six projets d'infrastructure majeurs contribuant à l'intégration du marché (voir §4) ;

§ 2. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 1) :

- 1) le gestionnaire du réseau bénéficie chaque année de soixante pourcents des dividendes perçus et des plus-values réalisées sur les participations financières qu'il détient dans des sociétés contribuant à l'intégration du marché. Au 1^{er} janvier 2018, les participations dans les sociétés suivantes sont visées par la présente disposition : AMPACIMON, CORESO,

ENERVALIS, HGRT et JAO. Cette liste de participations financières à laquelle cet incitant est lié peut faire l'objet d'adaptations moyennant une approbation de la CREG ;

- 2) le solde des dividendes perçus et des plus-values réalisées est affecté au revenu total de la période régulatoire suivante ;
- 3) les moins-values réalisées sur ces participations financières sont intégralement mises à charge du gestionnaire du réseau ;
- 4) pour cet incitant, aucune information spécifique n'est exigée pour le rapport *ex ante* mais bien pour le rapport *ex post*.

§ 3. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 2) :

- 1) sans pour autant que ce montant puisse dépasser 16.000.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,77\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%) ;
- 2) le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 7.000.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total ;

§ 4. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 3) :

- 1) sans pour autant que ce montant puisse dépasser 5.000.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,24\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%) ;
- 2) le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 2.500.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total ;

Art. 25.

§ 1. La **qualité du service** du gestionnaire du réseau donne lieu à l'octroi de trois incitants.

Le premier incitant est fonction de la satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement (ou d'une modification substantielle d'un raccordement existant) en ce qui concerne notamment le respect des délais et des budgets convenus antérieurement entre le gestionnaire du réseau et l'utilisateur. Cet incitant est basé sur une enquête de satisfaction annuelle adressée aux utilisateurs dont le raccordement a été terminé au cours de l'année précédente. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 1.350.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,06\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%). Le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 700.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total.

Le deuxième incitant est fonction de la satisfaction de tous les utilisateurs du réseau. Cet incitant est basé sur deux enquêtes de satisfaction biannuelles réalisées en alternance. La première enquête biannuelle est adressée aux seuls membres du User Group du gestionnaire du réseau en vue d'apprécier la qualité de l'organisation de ce User Group ainsi que la qualité du suivi administratif réalisé par le gestionnaire du réseau. La deuxième enquête biannuelle est adressée à tous les utilisateurs du réseau en vue d'apprécier leur satisfaction générale sur leur relation commerciale avec le gestionnaire du réseau. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.530.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,12\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%). Le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 1.250.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total.

Le troisième incitant est fonction de la qualité des données mises à la disposition du marché par le gestionnaire du réseau sur son site internet ainsi que sur le site internet d'ENTSO-E. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 5.000.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,24\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%). Le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 1.850.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total.

Art. 26.

§ 1. L'obtention de subsides en capital par le gestionnaire de réseau donne droit à un incitant à hauteur de 20 % des subsides en capital obtenus durant l'année. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 1.000.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,05\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%).

Les subsides en capital obtenus doivent être liés à des projets innovants. Cette caractéristique doit apparaître de manière transparente et objective dans la description des projets subsidiés.

La CREG contrôlera que les éventuelles clauses conditionnelles/suspensives des subsides seront respectées et qu'aucun remboursement de subside ne sera imposé. Si des subsides doivent être remboursés par le gestionnaire de réseau, la part de l'incitant relative à ce montant de subsides est déduite de sa rémunération pour l'année où le remboursement a lieu.

§ 2. Au plus tard le 1^{er} juillet de l'année précédant une nouvelle période régulatoire, le gestionnaire de réseau peut soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de plan de recherche et développement pour la totalité de la période régulatoire. Ce plan comprend une description des domaines d'activité sur lesquels il prévoit mener des activités de recherche et développement au cours des 4 années suivantes. Pour chaque domaine d'activité, le plan comprend une description des bénéfices attendus ainsi qu'un planning et un budget prévisionnels.

La CREG indique les domaines sur lesquels un incitant est octroyé. Cet incitant est calculé de la façon suivante :

- Pour les activités d'innovation, pour lesquelles une déduction de charges sociales peut être obtenue pour l'année concernée, un montant égal à 25% des coûts opérationnels supportés dans l'année directement pour ces activités en Belgique est attribué au gestionnaire du réseau à titre d'incitant ;
- Pour les activités de recherche et développement, visant la création de valeur pour la collectivité mais dont les applications précises dans ses métiers sont encore à déterminer et pour lesquelles une déduction de charges sociales peut être obtenue pour l'année concernée, un montant égal à 50% des coûts opérationnels supportés dans l'année directement pour ces activités en Belgique est attribué au gestionnaire du réseau à titre d'incitant.

Une proposition adaptée peut être introduite auprès de la CREG chaque année pour les années restantes de la période régulatoire en cours, au plus tard le 1^{er} juillet. Les propositions adaptées font également l'objet d'une décision de la CREG avant le début de l'année suivante.

Les domaines d'activités visés au paragraphe 2 sont en rapport direct avec la transition énergétique, l'intégration du marché, la « *public acceptance* » ou l'efficacité de la gestion du réseau.

Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 3.700.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,18\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%).

Art. 27.

La **promotion de l'équilibre du système** donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction de l'atteinte d'objectifs fixés annuellement par la CREG. Au plus tard le 31 mars de chaque année, le gestionnaire du réseau peut proposer à la CREG une liste de projets dont la réalisation au cours de l'année suivante est prioritaire de son point de vue. Au plus tard le 30 juin de la même année, la CREG fixe la liste des projets à réaliser au cours de l'année suivante et décrit les objectifs à atteindre pour chacun d'eux. La CREG indique également la part de l'incitant associé à chaque objectif ainsi que la date (ou les dates) de réalisation cible(s). La part associée à chaque incitant est attribuée au gestionnaire du réseau en fonction du degré de réalisation de l'objectif et du respect des délais. De façon à augmenter la prévisibilité et à permettre la prise en compte de projets dont le délai de réalisation est supérieur à un an, une pré-liste d'objectifs à atteindre pour les années Y+n peut être proposée par le gestionnaire du réseau à la CREG. La CREG établit annuellement cette pré-liste d'objectifs. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.500.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,12\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ;40%).

Le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 1.250.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total.

Art. 28.

Les **améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement** donnent lieu à l'octroi de trois incitants.

- 1) L'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant fonction de l'évolution mesurée de l'*Average Interruption Time* (AIT)

Sont prises en compte pour le calcul de l'AIT toutes les interruptions, longues ou courtes, dont Elia est responsable ainsi que celles causées par un risque intrinsèque (météo, intrusion d'animaux ou action d'un tiers) mais avec un coefficient de réduction de 10% et à partir de la 9^{ème} heure d'interruption.

Le calcul de l'incitant tient compte de l'AIT moyen des 7 années complètes qui précèdent la remise de la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau⁴.

Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 4.800.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,23\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ;40%).

- 2) L'allocation au gestionnaire au réseau d'un montant fonction de la disponibilité du *Modular Offshore Grid* (MOG)

Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.530.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,12\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40%).

L'octroi de cet incitant est subordonné à des obligations de *reporting* sur différents aspects de la qualité d'alimentation dont, entre autres, des indicateurs d'interruptions et de *power quality*.

⁴ Pour la période régulatoire 2020-2023, la période de calcul de l'AIT de référence est 2011-2017.

- 3) L'allocation au gestionnaire de réseau d'un montant pour la réalisation d'investissements visant la fiabilité du réseau

Dans le cadre de sa proposition tarifaire, le gestionnaire du réseau fournit une description précise et motivée de tous les investissements visant la fiabilité du réseau qui seront entrepris au cours de la période régulatoire 2020-2023. A titre d'incitant à la réalisation des investissements visant la fiabilité du réseau, un montant correspondant à 2% de ces dépenses d'investissement budgétées dans la proposition tarifaire et qui ont été effectivement réalisées au cours de l'année considérée est octroyé.

Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.000.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,10\% \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum (S ; 40\%)}$.

Pour l'ensemble de ces trois incitants, le gestionnaire du réseau prévoit *ex ante* dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant total de 4.700.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total.

5.4. CRITERES POUR APPRECIER LE CARACTERE RAISONNABLE DES COUTS

Art. 29.

Pour être jugés raisonnables, les éléments du revenu total, du budget d'investissements et des coûts nets des OSP non couverts par une surcharge, doivent, de façon cumulative :

- 1) être nécessaires à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Belgique incombant au gestionnaire du réseau ;
- 2) respecter, lorsqu'ils s'appliquent, les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposés par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou par la CREG et fournir une justification suffisante ;
- 3) être justifiés compte tenu de l'intérêt général ;
- 4) ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire du réseau ;
- 5) lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants d'entreprises ayant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs.

Les cinq éléments précités constituent les critères de base. Ils sont indiqués en caractères gras. Un certain nombre d'éclaircissements sont apportés pour chacun de ces cinq critères de base. Les deux types de critères, tant ceux indiqués en caractère gras que les autres, sont équivalents.

Art. 30.

1^{er} critère : nécessité pour l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Belgique incombant au gestionnaire du réseau

- a) Sauf approbation préalable par la CREG, les éléments qui résultent d'une volonté consciente de respecter des normes techniques plus strictes que celles imposées par la législation en vigueur pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau sont considérés, en principe, comme inutiles.

- b) Les éléments de coûts doivent être rendus nécessaires pour une application correcte des dispositions de la Loi électricité belge et de ses arrêtés d'exécution, des décrets, des règlements et des ordonnances régionaux, de la jurisprudence contraignante, des orientations-cadre approuvées par l'ACER et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants. Les coûts liés aux activités de l'ENTSO-E doivent être raisonnables et proportionnés conformément à l'article 11 du Règlement 714/2009.
- c) Les éléments qui résultent du respect d'obligations de service public plus strictes que celles imposées et/ou qui sont insuffisamment justifiés sont, en principe, rejetés comme étant inutiles/déraisonnables.
- d) Les éléments résultant simplement d'accords volontaires conclus par le gestionnaire du réseau au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels aucun accord formel préalable n'avait été obtenu de la part de la CREG sont, en principe, considérés comme inutiles pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau.
- e) Les éléments visant simplement à anticiper une législation ou une réglementation sans justification suffisante sont, en principe, considérés comme inutiles.
- f) Les dépenses axées sur un mécénat purement altruiste (à vocation culturelle, sociale, humanitaire et sociétale), pour lesquelles l'entreprise ne demande aucune contrepartie immédiate mais qui visent uniquement à améliorer sa notoriété et son image, sont considérées intégralement comme non nécessaires à la gestion du réseau.
- g) Lorsque des coûts sont engagés pour connaître les intérêts et les attentes des parties prenantes et pour construire et entretenir une relation avec elles (lors d'un(e) projet/activité), des effets sont toutefois espérés : les coûts raisonnables de cette gestion ciblée des parties prenantes, visant à influencer les parties intéressées, peuvent être imputés partiellement (à 50 %) à la charge de la gestion du réseau.
- h) Les éléments liés à des activités non-régulées en Belgique sont considérés comme inutiles/déraisonnables. Afin d'éviter toute subsidiation croisée entre activités régulées et activités non-régulées, les règles suivantes doivent impérativement être appliquées :
 - 1) les coûts directs et indirects liés aux membres du personnel travaillant structurellement sur des activités non-régulées sont intégralement considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique ;
 - 2) les coûts directs et indirects liés au conseil d'administration, aux activités corporate ainsi qu'à toute autre activité mise en commun avec une ou plusieurs sociétés liées non-régulées en Belgique sont ventilés entre activités régulées et activités non régulées sur la base d'une clé de répartition qui est proposée par le gestionnaire du réseau et approuvée par la CREG avant le début de chaque période régulatoire. La partie de ces coûts allouée aux activités non-régulées est considérée comme inutile/déraisonnable pour les activités régulées en Belgique ;
 - 3) les prestations ponctuelles effectuées pour des activités non-régulées par des membres du personnel appartenant à des catégories autres que celles précitées sont considérées comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique et mises à charge des activités non-régulées sur la base des coûts directs et indirects occasionnés par ces prestations ;
 - 4) la part des coûts indirects mise à charge des activités non-régulées visés aux points 1), 2) et 3) précités est fixée forfaitairement à 35% des coûts directs afin de tenir compte des coûts indirects supportés tant actuellement que par le passé pour constituer l'expertise du personnel du gestionnaire du réseau ;

- 5) dans le cas où une dégradation du rating financier du gestionnaire du réseau peut être reliée à la poursuite d'une ou plusieurs activités non-régulées, les charges financières additionnelles qui résultent de cette dégradation du rating sont considérées comme inutiles pour les activités régulées en Belgique et intégralement mises à la charge des activités non-régulées ;
- 6) le financement des activités non-régulées est valorisé à des conditions équivalentes à un financement qui serait intégralement assuré par fonds propres ;
- 7) les coûts relatifs à un éventuel changement de la structure juridique et/ou organisationnelle du gestionnaire du réseau en vue de permettre le développement d'activités non-régulées sont considérés, sauf preuve du contraire, comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique et mises à charge des activités non-régulées.

Art. 31.

2^{ème} critère : respecter lorsqu'elles s'appliquent les règles de calcul et d'évaluation, méthodes, arrêtés et/ou décisions imposées par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou la CREG et fournir une justification suffisante

- a) Les budgets proposés par le gestionnaire du réseau pour ses coûts gérables doivent impérativement être établis au départ des montants repris dans le dernier rapport tarifaire approuvé par la CREG, tenir compte des règles d'évolution conformément à l'article 21 et respecter le modèle de rapport *ex ante*. En effet, dans le cadre de l'évaluation des efforts de maîtrise des coûts, la CREG considère les économies de coûts réalisées au cours des périodes réglementaires passées par le gestionnaire du réseau comme acquises.

Ainsi, pour chaque centre de coûts, le gestionnaire du réseau doit systématiquement fournir une justification chiffrée de l'écart dépassant l'inflation cumulée entre les derniers chiffres définitifs connus et les chiffres budgétés en précisant notamment :

- la manière suivant laquelle les événements/éléments exceptionnels (p.ex. projets plus importants, arrêt d'une activité...) (i) survenus lors de l'année concernée par le dernier rapport tarifaire approuvé par la CREG et/ou (ii) anticipés pour chacune des années de la prochaine période réglementaire considérés individuellement ont été pris en compte dans la proposition tarifaire ;
- le(s) paramètre(s) d'indexation éventuellement utilisé(s) ainsi que les sources et données utilisées ;
- la manière suivant laquelle les résultats des procédures d'adjudication déjà menées pour la prochaine période réglementaire et les offres des fournisseurs déjà reçues ont été pris - ou pas - en compte dans la proposition tarifaire.

Le manque de justification, notamment en ce qui concerne les hypothèses et méthodes d'indexation utilisées, et/ou de distinction entre les éléments exceptionnels (p.ex. grands projets) et les coûts récurrents et/ou de subdivision/ventilation suffisante entre les différents coûts entraîneront, en principe, le rejet des coûts.

Les augmentations supérieures à l'inflation cumulée qui ne peuvent être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe rejetées.

- b) Tout écart de coût qui résulte de l'application d'une valeur non acceptée par la CREG de l'un des paramètres suivants sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable :
 - 1) le facteur de pondération Bêta utilisé pour le calcul du pourcentage de rendement ;
 - 2) la valeur du taux d'intérêt sans risque utilisée pour le calcul du pourcentage de rendement ;
 - 3) le calcul du facteur S comme étant le rapport entre les fonds propres et le RAB ;
 - 4) la valeur de la prime de risque R_p ;
- c) Tout écart dans les coûts résultant de l'application erronée du calcul et de l'évolution de l'actif régulé et du pourcentage de rendement sera, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- d) Tout écart non justifié de coûts résultant d'estimations non acceptées par la CREG et d'informations relatives à des quantités de référence de ventes sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable.
- e) Tous les montants insuffisamment justifiés seront, en principe, rejetés comme étant non raisonnables.
- f) Les subsides croisés entre activités régulées et non-régulées seront rejetés comme étant non raisonnables.
- g) Les éléments résultant de l'application incorrecte d'une jurisprudence contraignante seront rejetés comme étant non raisonnables.
- h) Lorsqu'il s'agit d'une nouvelle proposition tarifaire introduite en cours de période régulatoire après l'annulation des tarifs par la Cour d'appel de Bruxelles, les éléments du revenu total proposé doivent s'accorder avec les valeurs réelles qui sont connues au moment de l'introduction de la nouvelle proposition, sous peine d'être considérés comme non raisonnables.
- i) Les achats de biens et de services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés au prix du marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de la CREG et moyennant, le respect, pour les services auxiliaires, des dispositions de l'article 12quinquies de la Loi électricité.

Art. 32.

3^{ème} critère : respecter l'intérêt général

3.1 Dispositions générales

- a) Tout élément de coût à propos duquel la CREG peut démontrer de manière suffisante qu'il n'a pas fait l'objet d'une maîtrise des coûts suffisante sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable (par exemple, le taux d'intérêt pris en compte devra être en ligne avec les taux pour des emprunts et des risques comparables, les procédures d'achat, de recouvrement des impayés, ... doivent être efficaces).

Dans le cadre de l'évaluation des efforts de maîtrise des coûts, la CREG considère les économies de coûts réalisées par le passé par le gestionnaire du réseau comme acquises.

- b) Les éléments qui sont, certes, propres à la gestion de l'entreprise du gestionnaire du réseau, mais qui, en raison d'un monopole de droit, ne peuvent être considérés de manière convaincante comme étant intégralement nécessaires aux utilisateurs du réseau seront, en principe, intégralement considérés comme étant déraisonnables.
- c) Tout élément lié à des procédures de recours introduites par le gestionnaire du réseau contre l'État belge, la CREG ou toute autre autorité sera, en principe, considéré comme déraisonnable, à moins que le gestionnaire du réseau n'ait obtenu gain de cause.
- d) Tous les autres éléments pour lesquels la CREG peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent exclusivement à augmenter la valeur d'actionnaires au détriment des utilisateurs du réseau seront, en principe, rejetés de la base tarifaire comme étant déraisonnables.
- e) Les coûts qui résultent d'une sanction imposée par une autorité compétente seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.

3.2 Critères relatifs aux dépenses d'investissement

§ 1. La CREG considère comme étant raisonnables les coûts des investissements repris dans les plans de développement, les plans d'investissement et les plans d'adaptation ou reconnus comme PCI, si l'efficacité des coûts de l'option technique choisie est démontrée *ex ante* (à l'introduction de la proposition tarifaire) au moyen d'une comparaison des analyses coûts-bénéfices des différentes options techniques.

§ 2. Pour les projets reconnus comme PCI ou repris dans le TYNDP européen ou dans d'autres plans de développement, d'investissement ou d'adaptation approuvés par l'autorité compétente et dont les coûts d'investissement (capex) sont supérieurs à 20.000.000,00 € (répartis sur plusieurs années d'une ou plusieurs périodes réglementaires), le gestionnaire du réseau est tenu de démontrer, par projet, le caractère efficient des budgets proposés sur la base d'analyses coûts-bénéfices des différentes options techniques.

Les coûts des autres investissements (non repris dans les plans de développement approuvés), dont les coûts d'investissement (capex) sont supérieurs à 20.000.000,00 € (éventuellement répartis sur une ou plusieurs périodes réglementaires) sont considérés comme raisonnables par la CREG si la nécessité technico-économique et le caractère efficient des budgets sont démontrés par le gestionnaire du réseau (au moyen des analyses coûts-bénéfices des différentes options techniques).

L'analyse coûts-bénéfices que le gestionnaire du réseau est tenu de réaliser pour les projets, comporte les étapes suivantes :

- a) déterminer les options techniques à analyser au départ de la situation sans l'investissement. Ces options techniques sont sélectionnées en tenant compte de leurs caractéristiques en termes d'efficacité énergétique ;
- b) déterminer les coûts par option : les coûts doivent être répartis dans les catégories suivantes :
 - coûts de développement et de construction ;
 - coûts des éventuelles solutions temporaires ;
 - impact environnemental ;
 - investissements de remplacement connexes pendant la durée de vie technique des actifs ;
 - coûts de démantèlement ;
 - coûts d'entretien et d'exploitation pendant la durée de vie technique ;

- coûts des pertes pendant la durée de vie technique.
- c) énumérer les effets possibles par option technique (capacité, réduction des pertes électriques, sécurité d’approvisionnement, influence sur la qualité et la sécurité, promotion de l’intégration du marché).
- d) quantifier ces effets.
- e) déterminer le solde entre coûts et bénéfices.
- f) analyser le solde entre les coûts et les bénéfices des différentes options techniques.
- g) choisir l’option technique finale et élaborer le plan d’exécution (planning projet + détermination des étapes et établissement d’un calendrier des dépenses).

§ 3. Les projets dont le coût d’investissement est inférieur à 20.000.000,00 € ne doivent pas systématiquement être justifiés au moyen d’analyses coûts-bénéfices détaillées. Une justification au moyen d’une explication détaillée suffit dans un premier temps. La CREG se réserve cependant toujours le droit de demander des analyses coûts- bénéfices pour certains de ces projets.

§ 4. Le gestionnaire du réseau transmet les analyses coûts-bénéfices ou explications détaillées lors de l’introduction de sa proposition tarifaire ou de la révision de sa proposition tarifaire si la révision porte sur une adaptation des tarifs résultant d’un investissement dans l’infrastructure de réseau.

§ 5. Si durant la période régulatoire en cours, de nouveaux grands projets [dont les coûts d’investissement totaux (capex) sont supérieurs à 20.000.000,00 €] éventuellement répartis sur une ou plusieurs périodes régulières sont lancés⁵, le gestionnaire du réseau prend contact avec la CREG et lui démontre la nécessité technico-économique et l’efficacité des budgets (au moyen des analyses coûts-bénéfices des différentes options de réalisation).

§ 6. Pour la réalisation de son programme d’investissement dans les réseaux ayant une fonction de transport, le gestionnaire du réseau doit assurer l’acceptabilité de ses infrastructures dans l’environnement dans lequel elles sont situées. Cette acceptabilité repose in fine sur les conditions déterminées dans les différents permis délivrés et sur l’acquisition de droit réel permettant l’implantation de ces infrastructures. Cette acceptabilité peut devoir s’accompagner de compensation pouvant prendre différente forme (compensation en nature, compensation financière pour perte économique, ...), sous peine d’empêcher la réalisation de ce programme.

Ces compensations, budgétisées ou réalisées, font l’objet d’une communication spécifique à la CREG via la fiche actualisée contenue dans l’article 42, § 3, du présent arrêté et via les dossiers tarifaires *ex ante* et *ex post*.

Les compensations éventuelles associées à la réalisation de projets d’investissement sont considérées comme manifestement déraisonnables, pour autant qu’elles ne soient pas préalablement approuvées par la CREG ou imposées par une législation spécifique, pour la partie qui dépasse les 3% du programme d’investissement de l’année concernée.

⁵ La Commission doit être informée de et impliquée dans la phase décisionnelle

3.3 Critères de raisonnabilité relatifs à la réserve stratégique

En plus des critères cités ci-dessus, pour la réserve stratégique, seront en principe considérés comme déraisonnables les coûts :

- résultant de conditions figurant au contrat de service de la réserve stratégique trop favorables dans la mesure où le gestionnaire du réseau aurait manifestement pu imposer des conditions contractuelles moins favorables, et dans la mesure où ces conditions ne découlent pas de règles approuvées par la CREG ;
- résultant d'une absence d'initiative/du refus de faire évoluer les règles de constitution et de fonctionnement de la RS de nature à optimiser le rapport coût/efficacité, en l'absence de justification raisonnable d'une telle absence d'initiative/d'un tel refus ;
- de l'utilisation de la réserve stratégique à des fins autres que celles auxquelles elle est destinée (le gestionnaire du réseau devra justifier chaque utilisation de la réserve stratégique au regard de ce critère) ;
- de réservation et d'activation d'un point EAN résultant de la mise à disposition d'un service autre que ceux auxquels la réserve stratégique est destinée ;
- résultant de conditions contractuelles de rémunération des activations excédant la couverture des coûts variables d'activation ;
- résultant du non-respect de la procédure de constitution de la réserve stratégique ;
- de gestion et de fonctionnement excédant les coûts additionnels strictement nécessaires par rapport aux coûts des activités existantes du gestionnaire du réseau liés notamment aux services auxiliaires.

Pour pouvoir être couverts par des tarifs, les coûts et les revenus de la réserve stratégique devront reposer sur des données comptables scindées, le cas échéant, à l'aide de clés de répartition préalablement approuvées par la CREG. Les coûts non scindés seront exclus du calcul des tarifs et des soldes du gestionnaire du réseau pour autant qu'ils ne soient pas directement attribuables aux activités liées à la réserve stratégique.

3.4 Critères relatifs aux services auxiliaires

La CREG évalue le caractère manifestement déraisonnable ou non des offres et combinaisons d'offres selon trois points de vue :

- 1) LES PRIX. Dans le cadre de la procédure prévue à l'article 12quinquies, § 1er, de la Loi électricité, l'évaluation du prix des produits long terme (annuels ou pluriannuels) tient notamment compte des budgets approuvés par la CREG, du manque à gagner des fournisseurs et de la présence ou non d'une clause de quasi-exclusivité dans les contrats de réserve tertiaire. Pour autant qu'aucune faute ne puisse être imputée au gestionnaire du réseau dans le cadre des procédures d'appel d'offres de produits court terme, les coûts liés aux résultats des enchères de produits court terme sont jugés non déraisonnables ;

- 2) LES VOLUMES. En application de l'article 4, § 2, de l'Arrêté Royal du 11 octobre 2002, le volume contracté par le gestionnaire du réseau doit couvrir le volume de réserve nécessaire approuvé par la CREG ;
- 3) LE FONCTIONNEMENT PERFORMANT DU MARCHÉ ET LA CONCURRENCE, en application de l'article 23bis, alinéa 1er, de la Loi électricité qui dispose que la CREG doit veiller à ce que les entreprises qui fournissent de l'électricité en Belgique s'abstiennent de tout comportement anticoncurrentiel ayant un effet potentiellement préjudiciable au fonctionnement performant du marché de l'électricité en Belgique. Cette évaluation tient notamment compte du nombre de fournisseurs concernés et de la diversité des technologies concernées.

3.5 Critères relatifs aux éventuelles indemnisations en cas d'adaptations imprévues du développement du réseau pour le compte de et par les utilisateurs du réseau.

Le développement du réseau dans une optique d'optimum technico-économique peut conduire à une modification du périmètre (= niveau de tension) d'une partie du réseau haute tension. Ces modifications peuvent nécessiter des déplacements et/ou suppressions de raccordements existants.

La législation impose à Elia de compenser les utilisateurs concernés pour les coûts que des adaptations du réseau, décidées unilatéralement par le gestionnaire du réseau, pourraient leur causer.

La CREG analyse le montant de la compensation sous le prisme de trois types de critères ou conditions :

- 1) l'accord formel sur la solution globale proposée par Elia ou par le (ou les) utilisateur(s) de réseau concerné(s) ;
- 2) la réduction des coûts totaux dans une optique d'optimum technico-économique global et ;
- 3) les éléments du calcul de la contribution dans une optique de neutralité pour l'utilisateur de réseau.

Les éléments du calcul de la contribution sont les suivants :

- 1) les coûts de réalisation des installations de raccordement (dite : 'partie B') entre les installations actuelles et les nouveaux points de raccordement ;
- 2) les dépenses supplémentaires (diminuées des économies) encourues par l'utilisateur du réseau au niveau de ses infrastructures propres ;
- 3) les dépenses supplémentaires (diminuées des économies) encourues par l'utilisateur du réseau au niveau des tarifs de raccordement (OPEX et CAPEX) et d'utilisation du réseau ;
l'ensemble des tarifs sont pris en compte, y compris les diverses taxes et surcharges. Les deltas tarifaires sont estimés sur 10 ans, actualisés à 5 %, avec une inflation annuelle de 2% ;
- 4) la contribution doit intervenir en cas de volonté de modification unilatérale dans le chef d'Elia, être unique et neutre pour l'utilisateur.

3.6 Critères relatifs à la compensation de l'utilisation des infrastructures appartenant aux gestionnaires de distribution

Pour la compensation de l'utilisation par Elia de l'infrastructure de réseau ayant une fonction de transport appartenant aux gestionnaires du réseau de distribution, la CREG n'accepte pas la prise en compte de la valeur du gestionnaire du réseau de distribution : la valorisation des infrastructures utilisées par le gestionnaire du réseau doit se faire sur la base de leur valeur dans la RAB.

Pour le calcul du taux de rendement qui y est appliqué, la CREG accepte uniquement les éléments et les valeurs applicables pour Elia.

Art. 33.

4^{ème} critère : Les éléments du revenu total ne pouvant pas être évités et les revenus doivent être réalisés par le gestionnaire du réseau

- a) Les écarts au niveau des coûts qui résultent de la non application ou de l'application tardive des procédures légales prescrites et disponibles, sont en principe rejetés comme étant déraisonnables.
- b) Les coûts qui résultent d'une intervention tardive du gestionnaire du réseau ou d'un début d'exécution manifestement tardif sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- c) L'écart qui résulte de la non application de procédures d'achat efficaces au niveau des coûts est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- d) Les éléments qui sont la conséquence de l'application incorrecte du principe dit « at arm's length » [conformité au marché (pour autant qu'il existe un marché concurrentiel) dans le cadre de transactions entre entreprises liées] sont en principe rejetés. De plus, l'écart qui résulte de prestations facturées par une entreprise liée à un coût supérieur à celui qui aurait été supporté par le gestionnaire du réseau si cette prestation avait été réalisée par du personnel propre est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- e) Les coûts qui résultent d'une exécution manifestement fautive, ou qui s'accompagnent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- f) Les éléments du revenu total qui ont été rejetés et/ou qui font l'objet d'une attestation avec réserve à l'issue du contrôle des comptes annuels par le commissaire du gestionnaire du réseau seront, en principe, rejetés.
- g) En principe, la CREG rejettera comme étant déraisonnables les coûts à propos desquels elle peut démontrer qu'ils n'apparaîtront plus, ou seulement dans une moindre mesure, au cours ou à partir d'un exercice d'exploitation déterminé.
- h) En outre, la CREG rejettera, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables, dans le sens où aucune autre personne agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.
- i) Les revenus dégagés exclusivement au moyen de ressources issues de l'activité régulée sont imputés à l'activité régulée (voir entre autres les revenus résultant de la mise à la disposition de tiers d'infrastructures télécom financées au moyen de l'activité régulée).
- j) Les coûts liés aux assurances contractées par le gestionnaire du réseau en vue de se couvrir contre ses propres fautes lourdes ou intentionnelles sont considérées comme manifestement déraisonnables.

Art. 34.

5^{ème} critère : Lorsque cette comparaison est possible, les éléments du revenu doivent soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des sociétés ayant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs.

- a) En application de l'article 12, § 5, 16° de la Loi électricité, les éléments du revenu total qualifiés de "gérables" et/ou "influençables" sont soumis à des comparaisons internationales en ce qui concerne leur caractère raisonnable.

Un tel benchmarking a en général pour conséquence que l'on tient compte d'un facteur pour l'amélioration de la productivité et de l'efficacité.

- b) En ce qui concerne les rémunérations du président et des membres du Comité de direction du gestionnaire du réseau et les indemnités versées aux membres des organes officiels (p. ex. conseil d'administration), les coûts qui ne reposent visiblement pas sur une méthode déterminée par des experts en la matière, impliquant une confrontation du caractère raisonnable par rapport à des entreprises similaires, seront, en principe, rejetés. Il en va de même pour tous les éléments de rétribution non barémisés restants.

Ainsi, en ce qui concerne la rémunération « total cash », la rémunération individuelle de chaque directeur considéré individuellement qui est mise à charge des tarifs belges ne peut être supérieure à la médiane + 15% qu'un expert en la matière fixe pour la classe salariale à laquelle la fonction de ce directeur appartenait en 2009, c'est-à-dire la classe 25 pour le CEO et la classe 23 pour les autres membres du comité de direction si on se réfère à l'étude KORN FERRY (anciennement HAY).

De plus, les « versements au système de pension extra-légale » et les « autres avantages » versés au comité de direction d'Elia et qui sont mis à charge des tarifs belges ne peuvent pas être supérieurs à ceux versés en 2009 indexés sur l'inflation réellement observée depuis.

Enfin, les « rémunérations variable à long terme » au comité de direction d'Elia comptabilisées annuellement et qui sont mis à charge des tarifs belges ne peuvent pas être supérieures à la moyenne annuelle basée sur le paiement de 2010, soit un montant de [confidentiel], indexée par l'inflation réellement observée depuis.

L'attention est attirée, à ce sujet, sur le critère figurant dans le présent document concernant l'obligation de justification, en particulier dans les cas où la CREG pose des questions spécifiques en la matière.

5.5. PROCEDURE EN MATIERE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION DES TARIFS DE TRANSPORT, DES TARIFS POUR LES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC, DU REVENU TOTAL ET SUR L'EVOLUTION DES SURCHARGES

Conformément à l'article 12, § 8 de la Loi électricité, cette procédure ne fait plus partie de la méthodologie tarifaire en tant que telle, mais fait l'objet d'un accord entre la CREG et le gestionnaire du réseau.

5.6. PROCEDURE EN MATIERE DE CONTROLE ET D'APPLICATION DES TARIFS

Art. 35.

Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année de la période régulatoire en cours, le gestionnaire du réseau soumet à la CREG son rapport tarifaire pour l'exercice d'exploitation précédent en trois exemplaires sur papier et en version électronique exploitable.

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

Le rapport tarifaire est soumis à l'approbation de la CREG au moyen d'un modèle de rapport dûment rempli (annexe 1 de l'actuelle méthodologie).

Art. 36.

Pendant une période de trente jours calendrier après réception du rapport tarifaire, la CREG peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires au gestionnaire du réseau.

Le gestionnaire du réseau communique les informations demandées à la CREG dans les dix jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

Art. 37.

§ 1. Dans les septante-cinq jours calendrier suivant la réception du rapport tarifaire, la CREG informe le gestionnaire du réseau de sa décision d'approbation ou de rejet du rapport tarifaire.

§ 2. En cas de décision de rejet :

- 1) la CREG mentionne les points du rapport tarifaire qui doivent être adaptés pour qu'il soit approuvé ;
- 2) la CREG entend le gestionnaire du réseau aux dates proposées par la CREG dans les dix jours calendrier suivant la réception d'une requête à cette fin, qui doit être soumise au plus tard cinq jours calendrier après la réception de la décision de rejet ;
- 3) le gestionnaire du réseau soumet à la CREG dans les trente jours calendrier suivant la réception de la décision un rapport tarifaire adapté en trois exemplaires papiers et en

version électronique exploitable. Les adaptations apportées au rapport tarifaire peuvent uniquement porter sur les points qui avaient été rejetés par la CREG.

Art. 38.

Dans les trente jours calendrier suivant la réception du rapport tarifaire adapté, introduit en utilisant le modèle de rapport *ex post*, la CREG informe le gestionnaire du réseau de sa décision d'approbation ou de rejet du rapport tarifaire adapté.

Dans cette décision, la CREG approuve définitivement le solde entre le résultat comptable réalisé et les rémunérations attribuées au gestionnaire du réseau.

Les soldes des éléments du revenu total constituent une créance ou une dette à l'égard des utilisateurs dans leur ensemble et sont transférés aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau. Conformément à cette méthodologie tarifaire et à la décision du régulateur, ils ne font pas partie du résultat, ni des capitaux propres du gestionnaire. Ces soldes peuvent/doivent être pris en compte par le gestionnaire du réseau désigné via une correction des futurs tarifs.

Art. 39.

§ 1. Au plus tard le 30 septembre de chaque année de la période régulatoire en cours, le gestionnaire du réseau soumet à la CREG son rapport tarifaire semestriel de l'exercice d'exploitation en cours en trois exemplaires papier et en version électronique exploitable, en utilisant le modèle de rapport *ex post* dûment complété (Annexe 1 à la présente méthodologie tarifaire). Ce rapport semestriel reprend également les résultats obtenus par le gestionnaire du réseau dans le cadre des incitants visés à l'art. 23.

§ 2. Pendant une période de trente jours calendrier après réception du rapport tarifaire semestriel, la CREG peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires au gestionnaire du réseau.

Le gestionnaire du réseau communique, éventuellement par courriel, les informations demandées à la CREG dans les dix jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

Art. 40.

Sauf disposition contraire, les communications de la CREG vers le gestionnaire du réseau en application des dispositions du présent titre 5.6 se font à l'adresse mentionnée lors de la soumission de la proposition tarifaire ou à défaut, par courrier recommandé avec accusé de réception ou par porteur contre accusé de réception au plus tard à 17 heures, au siège de la personne morale désignée comme gestionnaire du réseau.

Les délais applicables à la CREG sont des délais d'ordre. Les délais applicables au gestionnaire du réseau le sont sous peine de ne pas devoir tenir compte de l'acte qui n'est pas exécuté ou qui est exécuté après le délai.

Art. 41.

En complément des rapports tarifaires, la CREG peut également contrôler l'application des tarifs par le gestionnaire du réseau et les autres opérateurs du marché en effectuant :

- 1) Des contrôles intérimaires spécifiques suite à la formulation par des utilisateurs de remarques et de questions portant sur l'application concrète des tarifs ;
- 2) Des contrôles spécifiques sur le site du gestionnaire du réseau, entre autres pour vérifier le caractère raisonnable des éléments du revenu total et la présence éventuelle de subventions croisées.

Art. 42.

§ 1. Le gestionnaire du réseau transmet à la CREG tous les six mois (le 1er mars et le 30 septembre) un rapport de suivi comportant le suivi des investissements repris dans les plans de développement, d'investissement ou d'adaptation approuvés et des autres investissements approuvés (PCI ou repris dans le TYNDP). Le présent rapport examine plus en détail l'avancement des projets et les dépenses déjà engagées. Pour les projets dont le coût d'investissement est supérieur à 5.000.000,00 € et en cas de dérogation au calendrier prévu d'un projet (retard, avance, report ou éventuelle radiation) des dépenses prévues ou des options initialement choisies, le gestionnaire du réseau est tenu de justifier les raisons des dérogations dans le rapport. Pour les projets dont le coût d'investissement total (CAPEX) est supérieur à 5.000.000,00 €, mais inférieur à 20.000.000,00 €, un suivi annuel suffit. Ils ne doivent figurer dans le rapport du 30 septembre, sauf si cela engendre d'importants surcoûts non annoncés. Pour les projets dont le coût d'investissement est inférieur à 5.000.000,00 €, un aperçu des dépenses prévues et réelles suffit (sans donner d'explications individuelles). La CREG se réserve toujours le droit de demander des rapports de suivi intermédiaires de projets spécifiques si elle l'estime nécessaire.

§ 2. Tous les rapports de suivi doivent être soumis sous format électronique selon les spécifications de la CREG.

§ 3. Outre les rapports de suivi, une fiche électronique actualisée doit être fournie par projet (dont le coût d'investissement est supérieur à 5.000.000,00 €) et comporter les informations suivantes :

- l'appellation/identification du projet ;
- la description et justification du projet (éventuelle référence aux plans de développement, d'investissement ou d'adaptation approuvés) ;
- l'impact éventuel du projet sur la capacité d'importation et d'exportation disponible aux frontières du pays avec désignation des frontières concernées ;
- le coût budgété détaillé du projet ;
- l'éventuelle répartition des coûts entre les différents pays concernés par des projets à impact transfrontalier ;
- les coûts déjà réalisés et la répartition dans le temps des coûts prévus, en motivant les dérogations importantes au coût initialement budgété ;
- l'état d'avancement du projet, dans lequel les dérogations importantes au planning initial sont justifiées ;
- la date de mise en service prévue.

5.7. JUSTIFICATION PAR DES ELEMENTS COMPTABLES ET D'ORGANISATION ADMINISTRATIVE

Art. 43.

Le gestionnaire du réseau détermine son revenu total conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels des sociétés et pour déterminer l'impôt des sociétés dû.

Si le revenu total est calculé pour un groupe de sociétés, les états financiers consolidés sont établis conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels consolidés des sociétés.

Art. 44.

Conformément aux articles 8, § 2 et 22 de la Loi Electricité, le gestionnaire tient une comptabilité analytique séparée pour ses activités régulées en Belgique et pour ses autres activités, comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes. Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

Le gestionnaire du réseau joint à son rapport tarifaire un rapport de son commissaire dont il ressort que cette obligation a été intégralement respecté.

Art. 45.

Le gestionnaire du réseau tient sa comptabilité de manière à pouvoir établir un lien direct entre les charges et les produits par service et par utilisateur du réseau.

Art. 46.

§ 1. A la demande de la CREG, le gestionnaire du réseau communique des informations, notamment mais pas uniquement, sur les éléments suivants :

- 1) son organisation administrative, les procédures de contrôle internes et les mesures de maîtrise internes ;
- 2) les règles d'évaluation (et leur application), le cas échéant aussi lors de l'élaboration d'états financiers consolidés ;
- 3) la justification de ses estimations ;
- 4) les bases permettant d'établir les comptes séparés pour ses différentes activités dans la comptabilité interne ;
- 5) les modifications dans la structure et les paramètres de la comptabilité analytique pendant la période régulatoire ;
- 6) les bases de la consolidation.

§ 2. Sur demande motivée de la CREG, le gestionnaire du réseau s'efforce de mettre à sa disposition les données à obtenir auprès de tiers.

5.8. DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

Art. 47.

L'Arrêté Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport est abrogé.

L'Arrêté précité continue toutefois de s'appliquer afin de régler tous les aspects de la régulation tarifaire pour la période régulatoire 2016-2019, y compris la clôture des soldes relatifs à cette période.

Art. 48.

La prochaine période régulatoire commence le 1er janvier 2020 et se termine le 31 décembre 2023.

Art. 49.

Cette méthodologie tarifaire entre en vigueur le 1^{er} septembre 2018.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

Modèles de rapport à utiliser par le gestionnaire du réseau

1 Afin de rationaliser les communications d'ordre tarifaire entre le gestionnaire du réseau et la CREG, deux modèles de rapport sont définis dans la présente annexe à la méthodologie tarifaire. Le gestionnaire du réseau est tenu de les utiliser et de les soumettre en version papier et électronique exploitable (MS-Word et MS-Excel).

Etant donné que ces modèles sont spécifiquement axés sur le moment où les informations sont fournies (soit *ex ante*, soit *ex post*), ils sont respectivement appelés "modèle *ex ante*" et "modèle *ex post*".

Les deux modèles comportent plusieurs composantes, à utiliser selon la phase du processus de traitement tarifaire (document initial, document adapté ou document actualisé).

2 Tout modèle de rapport se compose d'une série de documents, tableaux et données spécifiques destinées à un but précis.

2.1 Le modèle de rapport *ex ante* est utilisé pour soumettre :

- 1) la (première) proposition tarifaire du gestionnaire du réseau, destinée à la période régulatoire suivante ;
- 2) la proposition tarifaire adaptée du gestionnaire du réseau, destinée à la période régulatoire suivante ;
- 3) l'éventuelle proposition tarifaire du gestionnaire du réseau résultant de l'offre de nouveaux services, de l'adaptation de services existants ou de l'adaptation de tarifs si ceux-ci ne sont plus proportionnés.

2.2 Le modèle de rapport *ex post* est utilisé pour soumettre :

- 1) le rapport tarifaire relatif au premier semestre de chaque exercice d'exploitation d'une période régulatoire ;
- 2) le rapport complémentaire pour la fourniture des informations nécessaires à l'obtention des incitants ;
- 3) le rapport tarifaire suivant chaque exercice d'exploitation d'une période régulatoire ;
- 4) le rapport tarifaire adapté demandé par la CREG.

3 Les modèles de rapport sont ajoutés au présent Arrêté en tant que document indépendant.

ANNEXE 2

Description des services et des tarifs de transport

Les services de base du gestionnaire du réseau sont :

- 1) les services de raccordement ;
- 2) les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau ;
- 3) les services de gestion du système électrique ;
- 4) les services de compensation des déséquilibres.
- 5) les services d'intégration du marché de l'électricité.

1. Les services de raccordement au réseau de transport

1.1 Les services de raccordement au réseau de transport sont fournis par le gestionnaire du réseau dans le cadre d'un nouveau raccordement, d'une modification importante d'un raccordement existant et de la gestion des raccordements existants, conformément aux dispositions du règlement technique en vigueur.

1.2 Les tarifs de raccordement comprennent :

- 1° le tarif à application unique lié à l'étude d'orientation en vue d'un nouveau raccordement ou de l'adaptation d'un raccordement existant ;
- 2° le tarif à application unique lié à l'étude de détail en vue de nouveaux équipements de raccordement ou de l'adaptation d'équipements de raccordement existants ou, le cas échéant, le tarif à application unique pour une étude complémentaire relative au *power quality* ;
- 3° le tarif à application unique lié à l'étude de modification substantielle en vue de l'évaluation du caractère substantiel de la modification des installations raccordées au réseau ;
- 4° le tarif périodique lié à l'installation ou à la modification substantielle, y compris le démantèlement et le renouvellement, de la première travée de raccordement ;
- 5° le tarif périodique pour la gestion, par le gestionnaire du réseau, de la première travée de raccordement ;
- 6° le tarif périodique ou unique pour l'installation ou la modification substantielle, y compris le démantèlement et le renouvellement, des autres installations de raccordement, à savoir :
 - une liaison de raccordement aérienne ou souterraine et les éventuels équipements nécessaires à cet effet ;
 - les équipements nécessaires à la transformation, à la compensation de l'énergie réactive et au filtrage de l'onde de tension ;

- d'autres travées que la première travée de raccordement, des équipements de sécurisation complémentaires, des équipements complémentaires pour les signalisations d'alarmes, les mesures et les comptages, des équipements complémentaires pour les télé-actions et/ou télécommandes centralisées ;
- le tarif périodique pour la gestion des équipements visés au point 5°.

1.3 Le tarif visé au 1.2.1° est fonction de la puissance nominale et/ou de la destination (injection ou prélèvement).

Le tarif visé au 1.2.2° en ce qui concerne l'étude de détail et le tarif visé au 1.2.3° peuvent être fonction de la tension d'exploitation, de la configuration, de la destination (injection ou prélèvement) et s'appliquent par variante demandée. Les tarifs visés au 1.2.4° et 5°, peuvent être fonction de la tension d'exploitation, de la puissance nominale, de la puissance de court-circuit, du type de sous-station, de la localisation *onshore* ou *offshore* et de paramètres technologiques définis dans les règlements techniques. En outre, la tarification peut varier selon qu'elle concerne le raccordement de gestionnaires de réseau de distributions ou des autres utilisateurs du réseau.

Le tarif visé au 1.2.6° peut être fonction de la tension d'exploitation, de la longueur du raccordement, de la puissance nominale, de la localisation *onshore* ou *offshore*, de paramètres technologiques définis dans les règlements techniques et, le cas échéant, la date de mise en service des équipements concernés. En outre, une approche tarifaire différente peut être appliquée selon qu'elle concerne le raccordement de gestionnaires des réseaux de distribution ou des autres utilisateurs du réseau.

1.4 Les tarifs visés au 1.2.4° à 6°, peuvent contenir des coefficients de multiplication ou de réduction qui sont fonction de la configuration du raccordement.

Dans les cas où plusieurs utilisateurs du réseau font un usage commun des mêmes installations de raccordement, des règles de répartition seront appliquées aux tarifs visés au § 1er, 3° à 5°. Ces règles de répartition sont basées sur le principe de proportionnalité et peuvent entraîner des remboursements par les utilisateurs de réseau concernés au bénéfice d'utilisateurs du réseau raccordés antérieurement.

Le tarif visé au 1.2.5°, peut être spécifié en fonction de certaines tâches et responsabilités qui, dans le cadre de la gestion de ces installations, sont assurées par le gestionnaire du réseau, conformément au contrat de raccordement.

Les tarifs visés au 1.2.4° à 6°, relatifs aux unités de production utilisant des énergies renouvelables ou aux unités de cogénération qualitative peuvent comporter un coefficient de réduction conformément aux dispositions des lois, règlements techniques, décrets et ordonnances applicables.

Les tarifs visés au 1.2.4° à 6°, couvrent une contribution à la rémunération du gestionnaire du réseau.

1.5 Le gestionnaire du réseau de transport prépare, soumet à la commission pour approbation et publie ensuite les règles standards relatives à la prise en charge et au partage des coûts des adaptations techniques, telles que des raccordements et des renforcements de réseau, nécessaires pour raccorder de nouveaux producteurs qui fournissent au réseau de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Ces règles reposent sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires qui tiennent notamment compte de tous les coûts et produits du raccordement de ces producteurs au réseau et des circonstances particulières de producteurs situés dans des régions périphériques et dans des régions à faible densité de population. Ces règles peuvent prévoir plusieurs types de raccordements.

2. Les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau

2.1 Les services de gestion et de développement de l'infrastructure sont liés à la planification, l'entretien et le développement du réseau de transport, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue de garantir la capacité à long terme et de répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité.

2.2 Les tarifs pour la gestion de l'infrastructure de réseau comprennent :

- 1° les tarifs pour la pointe mensuelle ;
- 2° les tarifs pour la pointe annuelle ;
- 3° les tarifs pour la puissance mise à disposition ;

et s'appliquent par point d'accès et par point d'interconnexion et, pour les tarifs visés aux 2.2.1° et 2.2.2°, sur base quart horaire.

2.3 Les tarifs visés au 2.2 couvrent les coûts d'utilisation du réseau, y compris les coûts des études de réseau, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement et d'entretien de l'infrastructure et une contribution à la rémunération.

Ces tarifs comprennent le cas échéant des coefficients de multiplication ou de réduction qui dépendent des critères de fiabilité du réseau de transport (standard, renforcé, limité, autres) ou de la charge mobile visée à l'article 2, 35°. La commission détermine le « coefficient pour charge mobile » sur proposition du gestionnaire du réseau. Sur la base de la proposition d'Elia du 31 octobre 2007, la commission maintient à 7 % la valeur pour le « coefficient pour charge mobile ».2.4 Le tarif visé au 2.2.1° est fonction du niveau d'infrastructure, du type de point d'accès ou d'interconnexion et s'applique sur la pointe mensuelle de puissance nette prélevée et/ou injectée.

2.5 Le tarif visé au 2.2.2°, est fonction du niveau d'infrastructure, du type de point d'accès ou d'interconnexion et s'applique sur la pointe annuelle de puissance nette prélevée et/ou injectée déterminée durant la période tarifaire de pointe.

2.6 Le tarif visé au 2.2.3°, est fonction du niveau d'infrastructure et du type de point d'accès et s'applique sur la puissance contractuelle mise à disposition des détenteurs d'accès. En ce qui concerne les gestionnaires de réseau de distribution, le tarif est fonction du niveau d'infrastructure et s'applique à la puissance contractuelle mise à disposition pour chaque point d'interconnexion. A défaut de puissance contractuelle mise à disposition, le tarif s'applique à la puissance de transformation nominale apparente par point d'interconnexion, comme indiqué sur la plaque signalétique du transformateur.

2.7 Un tarif complémentaire ou une pénalité doit être prévu en cas de dépassement de la puissance contractuelle mise à disposition.

2.8 Les tarifs visés au 2.2., appliqués à l'injection, peuvent être différenciés selon la technologie des unités de production concernées et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la commission, tel un benchmarking avec les pays voisins, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées. Le gestionnaire du réseau motive ces différenciations dans sa proposition tarifaire.

2.9 L'application de ces tarifs peut également être adaptée en fonction de la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire de réseau.

3. Les services de gestion du système électrique

3.1 Les services de gestion du système électrique comprennent notamment :

- la gestion commerciale des contrats ;
- la programmation des échanges d'énergie ;
- la conduite du réseau de transport et la surveillance des échanges d'énergie ;
- le maintien de l'équilibre permanent entre l'offre et la demande d'électricité ;
- la collecte et le traitement des mesures et des comptages ;
- la gestion des congestions ;
- la compensation des pertes d'énergie active selon les règlements techniques en vigueur ;
- le réglage de la tension et de la puissance réactive.

3.2 Les tarifs de gestion du système électrique sont les suivants :

- 1° le tarif pour la gestion du système électrique ;
- 2° le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire.

3.3 Le tarif visé en 3.2.1°, couvre les coûts nécessaires et efficaces pour la réalisation des services de gestion du système électrique, à l'exception de ceux pour l'énergie réactive complémentaire, y compris les amortissements et le financement des actifs dédiés ainsi qu'une contribution à la rémunération du gestionnaire du réseau.

Ce tarif est fonction du niveau d'infrastructure et s'applique sur l'énergie nette prélevée et/ou injectée sur une base quart-horaire par point d'accès et d'interconnexion.

3.4 Le tarif visé au 3.2.2° est un le tarif pour le dépassement d'énergie réactive par rapport au forfait et dépend du régime (inductif ou capacitif) et niveau d'infrastructure.

Le tarif s'applique à la différence, sur une base quart-horaire, entre le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive et la quantité forfaitaire, par point d'accès et d'interconnexion, définie, par exemple, en référence au règlement technique transport, pour autant que cette différence soit positive.

3.5. L'application des tarifs visés au 3.2 peut être adaptée en fonction de la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire de réseau.

4. Les services de compensation des déséquilibres

4.1 Les services de compensation des déséquilibres visent la mise à disposition et la gestion des moyens nécessaires pour garantir l'équilibre électrique du réseau, tant en termes de puissance que d'énergie.

4.2 Les tarifs de compensation des déséquilibres comprennent :

- 1° le tarif pour les réserves de puissance et le black start.
- 2° le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès

4.3 Le tarif visé au 4.2.1°, couvre l'ensemble des coûts nécessaires pour la réservation des puissances pour le réglage primaire de la fréquence, le réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge et la réserve tertiaire ainsi que le service de black start.

Ce tarif est fonction du niveau d'infrastructure et s'applique sur l'énergie nette prélevée et/ou injectée sur une base quart-horaire par point d'accès et d'interconnexion.

4.4 Le tarif visé au 4.2.2°, s'applique à chaque responsable d'accès et est fonction de la position de déséquilibre concrète du responsable d'accès individuel, des coûts et des produits directs du gestionnaire du réseau liés à l'achat ou à la vente d'énergie pour compenser le déséquilibre, du signe mathématique du volume de réglage net (positif ou négatif, ce qui indique un déficit, respectivement un surplus global d'énergie dans la zone de réglage belge) et de paramètres incitant les responsables d'accès individuels à maintenir un équilibre permanent.

4.5 Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès permet une compensation des déséquilibres de la zone de réglage belge la plus efficace en termes de coûts et fourni aux responsables d'accès des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur injection et leur prélèvement.

4.6 Le tarif visé au 4.2.2°, doit tenir compte des principes relatifs à l'activation de la réserve stratégique.

5. Les services d'intégration du marché de l'électricité

5.1 Les services d'intégration du marché de l'électricité sont ceux visés à l'article 8, § 1bis de la Loi électricité, ainsi que les services de développement du marché de l'électricité dans une optique de maximisation de l'optimum technico-économique global.

5.2 Le tarif pour l'intégration du marché couvre les coûts de personnel et de matériel nécessaires à la conduite de ces services, y compris les coûts liés aux relations avec les acteurs du marché (excepté la gestion commerciale des contrats) et les coûts de recherche et développement, ainsi qu'une contribution à la rémunération du gestionnaire du réseau.

5.3 Le tarif visé au 5.2 est fonction du niveau d'infrastructure et s'applique sur l'énergie nette prélevée et/ou injectée sur une base quart-horaire par point d'accès et d'interconnexion.

5.4 L'application de ce tarif peut être adaptée en fonction de la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire de réseau.

ANNEXE 3

Méthodologie tarifaire NEMO

1. DÉFINITIONS

1. Les définitions suivantes s'appliquent :

1.1. L'interconnexion : NEMO, une interconnexion DC d'environ 1.000 MW entre le Royaume-Uni et la Belgique qui constitue une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55°, de la loi électricité ;

1.2. NEMOLINK : filiale dont le gestionnaire du réseau détient des droits correspondant à ceux repris à l'article 9bis, §1er, 2e alinéa, de la loi électricité et qui est en charge du développement, de l'entretien et de la propriété de l'interconnexion ;

1.3. Les régulateurs : la CREG et l'OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM) ;

1.4. Les gestionnaires de réseau : le gestionnaire du réseau désigné conformément à l'article 10 de la loi électricité et le gestionnaire du réseau britannique désigné conformément au droit national britannique ;

1.5. Coûts non-contrôlables : les *crown estates lease costs*, le précompte immobilier et taxes analogues, les coûts liés aux licences, les tarifs de réseau, les coûts liés au respect du *Marine and Coastal Act 2009* et les coûts nets nécessaires au respect des obligations imposées par les législations nationales en matière de mise hors service qui sont facturés à NEMOLINK ;

1.6. Coûts liés au marché : les coûts de fermeté (en anglais : *firmness cost*), les coûts comptables d'erreur (en anglais : *error accounting cost*) et les coûts liés aux contrats en cas d'interruption (en anglais : *trip contract cost*) ;

1.7. Coûts contrôlables : tous les coûts autres que les coûts non-contrôlables et les coûts liés au marché.

2. FIXATION DU NIVEAU DU FLOOR ET DU CAP

2.1 Principes généraux

2. Les régulateurs ont convenu d'appliquer les mêmes dispositions.

3. Le cadre réglementaire de *cap & floor* est basé sur la combinaison d'un revenu minimum autorisé (via le *floor*) et un revenu maximum autorisé (via le *cap*). Ce cadre réglementaire entrera en vigueur le jour où l'interconnexion est mise en service et s'appliquera durant une période de 25 années.

4. Les niveaux du *floor* et du *cap* sont des montants réels qui sont constants au cours de la période de 25 années. Ils seront définitivement fixés par les régulateurs le jour où l'interconnexion est mise en service, sous réserve des dispositions prévues aux points 10, 11 et 12.

5. Le *floor* et le *cap* sont fixés à un niveau qui permet de couvrir sur la période de 25 années:
- 5.1. les charges d'amortissement, qui sont calculées sur la base de la valeur de l'actif régulé (RAV) visée au point 7 ;
 - 5.2. les charges de financement, qui sont calculées sur la base de la RAV visée au point 7 multipliée par les pourcentages de rendements visés au point 8 ;
 - 5.3. les charges opérationnelles, dont un budget de coûts contrôlables et non-contrôlables est fixé par les régulateurs.
6. Le niveau constant du *floor* correspond à l'annuité constante calculée sur la base des composantes visées au point 5 et d'un taux d'actualisation égal au pourcentage visé au point 8.1. Le niveau constant du *cap* correspond à l'annuité constante calculée sur la base des composantes visées au point 5 et d'un taux d'actualisation égal au pourcentage visé au point 8.2.

2.2 L'actif régulé

7. La valeur de la RAV est déterminée pour chaque année de la période de 25 années par :
- 7.1. l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements initiaux en immobilisations corporelles, y compris les pièces de rechange, pour autant qu'aucune faute ne puisse être imputée à NEMOLINK dans le cadre de son appel d'offres. Dans le cas où des fautes imputables à NEMOLINK et ayant un impact matériel sur le résultat de l'appel d'offres sont constatées par les régulateurs, les régulateurs peuvent décider de retenir une valeur inférieure à la valeur d'acquisition ;
 - 7.2. la déduction des prises en résultat des subsides en capital obtenus ;
 - 7.3. l'ajout des coûts de développement supportés par NGIH et Elia et approuvés par les régulateurs ;
 - 7.4. l'ajout d'un budget pour des charges d'intérêts raisonnables supportées durant la phase de construction et qui sont capitalisées (« IDC ») ;
 - 7.5. l'ajout d'un budget de coûts de transaction au cours de la première année suivant la mise en service de l'interconnexion. Ce budget est fixé à 2,5% de la dette notionnelle et à 5% des fonds propres notionnels ;
 - 7.6. l'ajout d'un budget d'investissements de remplacement fixé par les régulateurs,
 - 7.7. la déduction des amortissements des composantes visées aux points précédents. L'amortissement est effectué de manière linéaire sur la durée restante du cadre réglementaire, de telle sorte que la valeur de la RAV soit égale à zéro à la fin de la période de 25 années.

2.3 Les pourcentages de rendement

8. Les pourcentages de rendements utilisés pour fixer le niveau du *floor* et du *cap* sont les suivants :
- 8.1. pour fixer le niveau du *floor*, le pourcentage de rendement est égal à la moyenne, pour la Belgique et la Grande-Bretagne, du coût de la dette réel d'un indice non-financier d'iBoxx avec un rating A/BBB et une maturité de dix ans ou plus sur les vingt jours qui précèdent la clôture financière. Dans ce cadre, l'inflation est fixée à 1,8% pour la Belgique et sera déterminée ultérieurement pour la Grande Bretagne sur la base des données pertinentes publiées par la Banque d'Angleterre ;

8.2. pour fixer le niveau du *cap*, le pourcentage de rendement est calculé conformément au *Capital Asset Pricing Model* sur la base des hypothèses suivantes :

- un taux d'intérêt sans risque réel de 2,2% pour la Belgique et 1,6% pour la Grande-Bretagne ;
- un facteur Béta de 1,25 ;
- une prime de risque de marché fixée à 3,50% pour la Belgique et qui sera fixée ultérieurement pour la Grande-Bretagne sur la base de la méthodologie appliquée à ce moment par OFGEM.

2.4 Les charges opérationnelles

9. Concernant les coûts contrôlables, les dispositions particulières suivantes sont d'application :

9.1. deux budgets d'impôts sont établis : un pour calculer le niveau du *floor* et un pour calculer le niveau du *cap*. Le taux d'imposition utilisé pour calculer ces budgets d'impôts est égal à la moyenne (50%/50%) des deux taux suivants :

9.1.1. du taux d'imposition applicable si 100% des profits étaient taxés en Belgique. Celui-ci sera définitivement fixé par la CREG sur la base de la législation en vigueur juste avant la décision d'investissement ;

9.1.2. du taux d'imposition applicable si 100% des profits étaient taxés en Grande-Bretagne. Celui-ci sera définitivement fixé par OFGEM sur la base de la législation en vigueur et devrait, en principe, être égal à 20% ;

9.2. Le budget pour les autres coûts contrôlables est fixé par les régulateurs après une évaluation par les régulateurs 12 mois avant la mise en service de l'interconnexion. Pour autant que possible, ce budget sera basé sur un benchmarking avec les coûts d'exploitation de projets comparables en Europe. Pour ce benchmarking, seules les informations contrôlables par les régulateurs seront prises en compte.

3. RÈGLES D'ÉVOLUTION DU *FLOOR* ET DU *CAP*

10. Le budget pour les coûts contrôlables, à l'exception des budgets d'impôts, peut être réévalué par les régulateurs dix années après la mise en service de l'interconnexion pour les années qui suivent. En cas d'adaptation de ce budget pour les coûts contrôlables, le niveau du *floor* et du *cap* sont adaptés en conséquence pour les années à venir.

11. Le montant du *cap* fixé conformément aux points précédents est adapté annuellement proportionnellement à la différence constatée entre, d'une part, la disponibilité de l'interconnexion observée au cours de l'année et, d'autre part, un objectif fixé à 97,05%. L'augmentation du montant du *cap* est limitée à + 2% dans le cas où la disponibilité observée est supérieure ou égale à 99,05%. La diminution du montant du *cap* est limitée à - 2% dans le cas où la disponibilité observée est inférieure ou égale à 95,05%.

12. Dans le cas où la disponibilité de l'interconnexion observée au cours d'une année est inférieure à 80% et que NEMOLINK n'est pas en mesure de démontrer par écrit aux régulateurs que NEMOLINK a fourni ses meilleurs efforts afin de limiter au maximum la période d'indisponibilité, les régulateurs peuvent décider de fixer le montant du *floor* à zéro pour l'année concernée.

13. Le montant nominal du *floor* et du *cap* sont obtenus en indexant les montants réels à 50% sur la base de l'inflation observée en Grande-Bretagne (RPI) et à 50% sur la base de l'inflation observée en Belgique (IPC) en tenant compte de l'évolution du taux de change entre les deux pays.

4. TRANSFERTS ENTRE NEMOLINK ET LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

14. Indépendamment du recours éventuel à des transferts dans le cadre la procédure annuelle définie à la section 4.2., NEMOLINK et les gestionnaires de réseau peuvent conclure un contrat afin de reconnaître annuellement dans le chef de NEMOLINK des créances et/ou des dettes vis-à-vis des gestionnaires de réseau pour les écarts visés aux section 4.1 et 4.2. Ces dettes et/ou créances seront inscrites dans les comptes des gestionnaires de réseau comme des dettes et/ou créances contractuelles au titre de coûts et/ou revenus non-gérables et feront l'objet de soldes réglementaires conformément à l'article 39 de la méthodologie tarifaire.

4.1 Procédure quinquennale

15. Tous les cinq ans à partir de la mise en service de l'interconnexion, la valeur actuelle des revenus perçus par NEMOLINK au cours des cinq années précédentes est comparée à la valeur actuelle cumulée du *floor* et du *cap* au cours des cinq années précédentes. Cette actualisation est effectuée sur la base de la moyenne du pourcentage visé au point 8.1 et du pourcentage visé au point 8.2.

Les revenus visés à l'alinéa précédent sont tous les revenus perçus par NEMOLINK (dont notamment les rentes de congestion, les revenus perçus dans le cadre du marché de la capacité en Grande-Bretagne, les revenus perçus dans le cadre de la fourniture de services auxiliaires et les revenus visés aux points 20 à 23) moins les coûts liés au marché définis au point 1.6.

16. Si la valeur actuelle des revenus perçus par l'interconnexion est supérieure à la valeur actuelle cumulée du *cap* au cours des cinq années précédentes, la différence entre ces deux montants est transférée de NEMOLINK vers les gestionnaires de réseau.

17. Si la valeur actuelle des revenus perçus par l'interconnexion est inférieure à la valeur actuelle cumulée du *floor* au cours des cinq années précédentes, la différence entre ces deux montants est transférée des gestionnaires de réseau vers NEMOLINK.

18. Pour chaque période de cinq années le montant à transférer entre NEMOLINK et les gestionnaires de réseau est égal à la somme des éléments suivants :

18.1. l'éventuel écart positif visé au point 16 ;

18.2. l'éventuel écart négatif visé au point 17 ;

18.3. l'écart positif ou négatif entre le budget de coûts non-contrôlables fixé *ex ante* par les régulateurs et le montant des coûts non-contrôlables réellement observés *ex post*, pour autant que NEMOLINK démontre aux régulateurs avoir réalisé ses meilleurs efforts afin de limiter cet écart dans le cas où il est négatif ;

18.4. dans le cas de la survenance d'une force majeure ou d'une modification de la législation ou de la régulation, à l'exception de celle applicable en matière d'impôts, qui aurait un impact sur les coûts de NEMOLINK supérieur à 5% du niveau du *floor* annuel exprimé en terme réel, et moyennant l'accord préalable des régulateurs, l'écart négatif lié aux coûts supportés suite à la survenance de cette force majeure ou de la modification de la législation et qui ont été jugés raisonnables par les régulateurs.

19. Le montant à transférer entre NEMOLINK et les gestionnaires de réseau est réparti à parts égales entre les deux gestionnaires de réseau en tenant compte du taux de change pertinent. Ce transfert est effectué dès que possible après accord des régulateurs.

4.2 Procédure annuelle

20. En dehors de la procédure quinquennale visée à la section précédente, lorsque les revenus perçus sont inférieurs au *floor* ou supérieurs au *cap*, un transfert entre NEMOLINK et les gestionnaires de réseau est organisé chaque année si NEMOLINK le souhaite et moyennant l'accord des régulateurs.

21. La valeur actuelle des éventuels transferts organisés sur base annuelle entre NEMOLINK et les gestionnaires de réseau est fonction de la disponibilité de l'interconnexion. Ainsi, le niveau du *floor* et du *cap* utilisé dans le cadre de cette procédure annuelle est également adapté en fonction de la disponibilité de l'interconnexion conformément aux points 11 et 12.

22. La valeur actuelle des éventuels transferts organisés sur base annuelle entre les gestionnaires de réseau et NEMOLINK ne peut être supérieure à la différence entre la valeur actuelle cumulée du *floor* et la valeur actuelle des revenus perçus par NEMOLINK depuis la dernière procédure quinquennale. Cette actualisation est effectuée sur la base de la moyenne du pourcentage visé au point 8.1 et du pourcentage visé au point 8.2.

23. Les éventuels transferts organisés sur base annuelle entre NEMOLINK et les gestionnaires de réseau sont considérés comme un revenu, positif ou négatif, dans le cadre de la procédure quinquennale visée au point 15 ainsi que dans la procédure annuelle visée aux points précédents.

5. CONTRÔLE DU RESPECT DES PRÉSENTES DISPOSITIONS

24. Le respect des dispositions visées à cette annexe est contrôlée conjointement et de manière concertée par les régulateurs.

ANNEXE 4

Incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc

1. Conformément à l'article 12, §5, 22°, de la Loi électricité et à l'article 25, § 3, de la méthodologie tarifaire, la CREG peut attribuer au gestionnaire du réseau un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc. L'incitant a pour objectif principal d'inciter le gestionnaire du réseau à respecter les échéances précédemment annoncées. Sans préjudice du point 7., 2e et 3e alinéa, cet incitant n'est applicable qu'au cours de la période tarifaire 2016-2019 et uniquement sur les dépenses d'investissement enregistrées au cours de la période tarifaire 2016-2019.

2. Les projets pouvant bénéficier du présent incitant sont :

- STEVIN, à savoir :

- la construction du poste 380kV Horta, du poste 380kV Van Maerlant, du poste 380kV Guido Gezelle, du poste 220kV Stevin et du poste 380kV Stevin ;
- l'installation de la ligne 380kV Eeklo-Van Maerlant et du câble 380 kV Van Maerlant-Guido Gezelle ;
- l'upgrade de la ligne 380kV Eeklo-Horta ;
- la liaison Guido-Gezelle-Stevin : upgrade de la ligne 150kV et installation d'une nouvelle ligne 380kV ;

L'année de mise en service précédemment annoncée pour STEVIN est 2017.

- BRABO, à savoir :

concernant la phase 1 :

- une installation de commutation à Zandvliet en coordination avec TenneT ;
- un nouveau transformateur 380/150kV à Doel ainsi qu'un Gas Insulated Bus (GIB) ;

concernant la phase 2 :

- l'installation du câble 150kV Lillo-Zandvliet ;
- le démantèlement de la ligne 150kV Lillo-Zandvliet ;
- des travaux au poste 380kV Zandvliet ;
- la construction du poste 380kV Lillo ;
- l'installation de la ligne 380kV Lillo-Zandvliet ;
- l'installation de la ligne 380kV Lillo-Rive gauche de l'Escaut et repiquage sur la ligne 38kV Doel-Mercator ;

L'année de mise en service précédemment annoncée est 2016 pour la phase 1 de BRABO et 2020 pour la phase 2 de BRABO.

- ALEGRO, à savoir :
 - l'installation du câble HVDC entre la frontière allemande et le convertisseur HVDC de Lixhe ;
 - la construction du convertisseur HVDC à Lixhe ;
 - le raccordement du convertisseur HVDC sur le futur poste 380kV de Lixhe ;
 - l'installation d'un transformateur 380/150 kV à Lixhe ;

L'année de mise en service précédemment annoncée pour ALEGRO est 2020.

- Avelin/Mastaing(Fr)-Avelgem-Horta:
 - remplacement des conducteurs existants par des conducteurs à haute performance entre la frontière française, les postes Avelgem 380 kV et Horta 380 kV ;
 - renforcement voire remplacement de certains pylônes après étude approfondie ;
 - adaptations dans les travées 380 kV du poste Avelgem 380 kV pour permettre l'augmentation de capacité (gabarit 4000 A).

L'année de mise en service précédemment annoncée pour Avelin/Mastaing(Fr)-Avelgem-Horta est 2022.

- Mercator-Horta :
 - remplacement des conducteurs existants par des conducteurs à haute performance entre Horta 380 kV et Mercator 380 kV ;
 - renforcement voire remplacement de certains pylônes après étude approfondie ;
 - entrée-sortie de la ligne 380-73 Doel-Horta dans le poste Mercator par l'installation de deux travées 380 kV dans ce poste et des travaux de lignes autour du poste.

L'année de mise en service précédemment annoncée pour Mercator-Horta est 2019.

- Lixhe-Herderen :
 - installation d'un second circuit 380 kV sur des pylônes existants entre le poste de Lixhe 380 kV et Herderen ;
 - renforcement de certains pylônes après étude approfondie.

L'année de mise en service précédemment annoncée pour Lixhe-Herderen est 2017.

- Van Eyck-Zutendaal-Gramme :
 - sur le site existant Van Eyck 380 kV, équipement d'un poste complet à deux jeux de barres et couplage 380 kV ;
 - tirage du second terre 380 kV entre Zutendaal et le poste Van Eyck ;
 - travée 380 kV dans le poste existant Gramme 380 kV.

L'année de mise en service précédemment annoncée pour Van Eyck-Zutendaal-Gramme est 2015.

- Câbles *onshore* pour le raccordement des parcs éoliens *offshore* :
 - pose de 7 câbles 220 kV entre le poste Stevin 220 kV et le rivage pour le raccordement d'éoliennes en mer.

L'année précédemment annoncée pour la pose de ces câbles est 2017.

3. Pour chacun de ces projets considéré individuellement, les dépenses d'investissement éligibles pour cet incitant sont plafonnées à hauteur du total des dépenses d'investissement budgétées pour la période 2016-2019 à la page 241 de la Proposition Tarifaire 2016-2019 introduite le 30 juin 2015 par le gestionnaire du réseau. Pour ces différents projets considérés ensemble, les dépenses annuelles d'investissement éligibles pour cet incitant sont plafonnées à 193.000.000,00 € en 2016, 164.000.000,00 € en 2017, 221.000.000,00 € en 2018 et 147.000.000,00 € en 2019. Bien entendu, seules les dépenses d'investissement jugées raisonnables par la CREG peuvent être prises en considération.

4. Pour chaque projet considéré individuellement, et sous réserve du plafonnement prévu au point 5. Et des réductions prévues aux points 6. Et 7., le montant de l'incitant correspond à :

- 11,230 % des dépenses d'investissement éligibles pour l'année où ces dépenses d'investissement éligibles sont intervenues (année Y) ;
- 8,423 % des dépenses d'investissement éligibles pour la première année qui suit l'année où ces dépenses d'investissement éligibles sont intervenues (année Y+1) ;
- 5,615 % des dépenses d'investissement éligibles pour la deuxième année qui suit l'année où ces dépenses d'investissement éligibles sont intervenues (année Y+2) et ;
- 2,808 % des dépenses d'investissement éligibles pour la troisième année qui suit l'année où ces dépenses d'investissement éligibles sont intervenues (année Y+3).

5. Considérant les dépenses annuelles d'investissement éligibles plafonnées au point 3., pour les projets considérés ensemble, le montant total de l'incitant attribué au gestionnaire du réseau ne peut donc en aucun cas dépasser 21.615.000,00 € en 2016, 34.600.000,00 € en 2017, 49.448.000,00 € en 2018 et 49.684.000,00 € en 2019.

6. Le montant de l'incitant prévu au point 4., tel que plafonné conformément au point 5., est enfin corrigé *ex post* tel qu'indiqué dans le tableau suivant en fonction du niveau du taux d'intérêt sans risque visé à l'article 17 de la méthodologie tarifaire qui sera observé annuellement au cours de la période 2016-2019 si celui-ci dépasse 0,50%. Pour les valeurs intermédiaires du taux d'intérêt sans risque visé à l'article 17 de la méthodologie tarifaire tel qu'observé annuellement, le montant de la correction de l'incitant est obtenu par extrapolation linéaire. Cette réduction s'applique au montant calculé conformément au point 4 et plafonné conformément au point 5 mais ne peut en aucun cas mener à un incitant total négatif.

		Correction (en EUR) de l'incitant prévu au point 4, tel que plafonné conformément au point 5.			
		2016	2017	2018	2019
Taux d'intérêt sans risque visé à l'article 17 de la méthodologie tarifaire tel qu'observé annuellement	< 0,50%	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,50%	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,60%	-700.922,36	-1.451.498,78	-2.315.078,82	-2.298.174,46
	0,70%	-1.401.844,72	-2.902.997,56	-4.630.157,65	-4.596.348,93
	0,80%	-2.102.767,08	-4.354.496,34	-6.945.236,47	-6.894.523,39
	0,90%	-2.803.689,44	-5.805.995,13	-9.260.315,30	-9.192.697,85
	1,00%	-3.504.611,80	-7.257.493,91	-11.575.394,12	-11.490.872,32
	1,10%	-4.205.534,16	-8.708.992,69	-13.890.472,94	-13.789.046,78
	1,20%	-4.906.456,52	-10.160.491,47	-16.205.551,77	-16.087.221,25
	1,30%	-5.607.378,88	-11.611.990,25	-18.520.630,59	-18.385.395,71
	1,40%	-6.308.301,24	-13.063.489,03	-20.835.709,42	-20.683.570,17
	1,50%	-7.009.223,60	-14.514.987,82	-23.150.788,24	-22.981.744,64
	1,60%	-7.710.145,96	-15.966.486,60	-25.465.867,06	-25.279.919,10
	1,70%	-8.411.068,32	-17.417.985,38	-27.780.945,89	-27.578.093,56
	1,80%	-9.111.990,68	-18.869.484,16	-30.096.024,71	-29.876.268,03
	1,90%	-9.812.913,04	-20.320.982,94	-32.411.103,54	-32.174.442,49
2,00%	-10.513.835,40	-21.772.481,72	-34.726.182,36	-34.472.616,95	
2,10%	-11.214.757,76	-23.223.980,51	-37.041.261,18	-36.770.791,42	
2,16%	-11.651.440,00	-24.128.280,00	-38.483.580,42	-38.202.579,05	
> 2,16%	-11.651.440,00	-24.128.280,00	-38.483.580,42	-38.202.579,05	

7. Pour chaque projet considéré individuellement, à partir de l'année de mise en service précédemment annoncée visée au point 2., l'incitant prévu au point 4., tel que plafonné conformément au point 5 et réduit conformément au point 6 est réduit d'un montant correspondant à 10% du montant total de l'incitant relatif à ce projet au cours de la période 2016-2019 (i) si la mise en service n'a pas eu lieu pour cette date ou (ii) si la CREG peut démontrer que la disponibilité de l'infrastructure concernée est insatisfaisante et que le gestionnaire du réseau n'est pas en mesure de démontrer par écrit avoir fourni ses meilleurs efforts afin de limiter au maximum la période d'indisponibilité.

Tant pour la phase 2 du projet BRABO que pour le projet ALEGRO, dont l'année de mise en service précédemment annoncée est 2020, la réduction visée au précédent alinéa d'un montant correspondant à 10 % du montant total de l'incitant relatif à ce projet au cours de la période 2016-2019 en cas de retard ou d'indisponibilité est affectée en 2020 au gestionnaire du réseau, c'est-à-dire en diminution de sa marge équitable.

Pour le projet Avelin/Mastaing(Fr)-Avelgem-Horta, dont l'année de mise en service précédemment annoncée est 2022, la réduction visée au premier alinéa d'un montant correspondant à 10 % du montant total de l'incitant relatif à ce projet au cours de la période 2016-2019 en cas de retard ou d'indisponibilité est affectée en 2022 au gestionnaire du réseau, c'est-à-dire en diminution de sa marge équitable.

8. La différence (positive ou négative) entre le budget prévu pour cet incitant dans la proposition tarifaire du gestionnaire du réseau et la valeur de l'incitant corrigé *ex post* conformément aux points 4, 5, 6 et 7 est intégralement affectée au revenu total de la période régulatoire suivante.

9. Le montant total de cet incitant est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés.