



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

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

# RAPPORT DE LA CONSULTATION

(RA)151126-CDC-1109/8

relatif au

*« projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité, relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée ad hoc »*

pris en application de l'article 12<sup>ter</sup> de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

26 novembre 2015

# TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	3
I. CADRE LEGAL .....	4
II. LES REACTIONS REÇUES.....	5
II.1 Récapitulatif de l'ensemble des remarques des répondants .....	5
II.1.1 La base légale et les objectifs liés à cet incitant.....	6
II.1.2 La transparence autour du processus décisionnel .....	6
II.1.3 Le montant de l'incitant et son impact sur les tarifs.....	7
II.1.4 Les investissements pris en compte .....	8
II.1.5 L'efficacité au niveau des coûts .....	8
II.1.6 La question de la réflectivité des coûts .....	9
III. CONSTATS DE LA CREG .....	9
III.1 La base légale et les objectifs liés à cet incitant.....	9
III.2 La transparence autour du processus décisionnel .....	12
III.3 Le montant de l'incitant et son impact sur les tarifs .....	14
III.4 Les investissements pris en compte .....	18
III.5 L'efficacité au niveau des coûts .....	20
III.6 La question de la réflectivité des coûts .....	20
IV. ADAPTATIONS AU PROJET D'ANNEXE 4 .....	24
ANNEXE 1 AU RAPPORT DE LA CONSULTATION.....	25
ANNEXE 2 AU RAPPORT DE LA CONSULTATION.....	25
ANNEXE 3 AU RAPPORT DE LA CONSULTATION.....	25

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : CREG) a organisé une consultation publique relative à son Projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée *ad hoc* (ci-après : le « Projet d'annexe 4 »).

Cette consultation s'est déroulée du 24 août 2015 au 14 septembre 2015 inclus. La CREG en a fait mention sur son site Internet. Les répondants avaient la faculté de communiquer leurs remarques à la CREG soit par e-mail, soit par courrier. Les documents utilisés dans le cadre de cette consultation sont repris à l'Annexe 1 du présent rapport de consultation.

À sa demande, une réunion de travail sur la présente thématique s'est tenue avec une délégation de FEBELIEC le 4 septembre 2015 dans les bureaux de la CREG.

Le présent rapport est composé de quatre grandes sections : le cadre légal (I), les réactions reçues (II), les constats de la CREG (III) et les adaptations apportées au Projet d'annexe 4 suite à la consultation publique (IV).

Une copie de l'ensemble des versions non confidentielles des réactions reçues figure en Annexe 2 du présent rapport.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé le présent Rapport lors de sa réunion du 26 novembre 2015.

# I. CADRE LEGAL

1. L'article 25, §3 de l'arrêté de la CREG (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* » du 18 décembre 2014 (ci-après : la méthodologie tarifaire) dispose que la CREG peut, via une annexe à la méthodologie tarifaire, attribuer au gestionnaire de réseau un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée *ad hoc*.

2. L'existence de cette annexe 4 vise également à donner une suite utile à l'article 12, §5, 22°, de la Loi électricité qui dispose que :

*« Pour les extensions d'installations ou les nouvelles installations de transport d'électricité reconnues comme d'intérêt national ou européen, la méthodologie tarifaire (...) peut prévoir des dispositions spécifiques en matière de rémunération des capitaux nécessaires à leur financement plus favorables que la rémunération normale des capitaux (...), ainsi qu'en matière de couverture des coûts en vue de favoriser leur réalisation et de manière à permettre leur développement à long terme.*

*Sont reconnus comme étant d'intérêt national ou européen, les investissements réalisés par le gestionnaire du réseau qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement du pays et/ou à l'optimisation du fonctionnement des interconnexions transfrontalières, en ce compris l'installation de transformateurs déphaseurs, facilitant ainsi le développement du marché intérieur national et européen ou qui contribuent à l'accueil national de la production à partir de sources d'énergie renouvelables qu'elle soit raccordée directement au réseau de transport ou indirectement via les réseaux de distribution. Les investissements d'intérêt national ou européen portent sur les installations qui :*

*- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons du réseau gère par le gestionnaire du réseau utilisant la technologie du courant continu (DC);*

*- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons gérées par le gestionnaire du réseau situées dans les espaces marins sur lesquels la Belgique exerce sa juridiction;*

*- renforcent des interconnexions existantes ou créent de nouvelles interconnexions transfrontalières ou résultent de l'extension de capacité de ces interconnexions; [...] »*

3. L'article 12ter, dernier alinéa, de la loi électricité dispose que, dans l'exécution de ses missions en vertu des articles 12 à 12quinquies, la CREG « *joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées* ».

4. Conformément à l'accord conclu entre la CREG et Elia relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du transport d'électricité, le Projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire issu de la concertation avec le gestionnaire du réseau

a été soumis à une consultation publique entre le 24 août 2015 et le 14 septembre 2015 inclus. En application de l'article 12<sup>ter</sup> de la loi électricité précitée, le présent document constitue la réponse de la CREG aux observations émises dans le cadre de la consultation publique. Il sera joint à la décision définitive de la CREG relative à l'annexe 4.

## **II. LES REACTIONS REÇUES**

### **II.1 Récapitulatif de l'ensemble des remarques des répondants**

5. La CREG a reçu des réactions non confidentielles de deux répondants (par ordre alphabétique) : FEBEG et FEBELIEC.

Un autre répondant a expressément demandé à la CREG de garantir son anonymat et de traiter une partie de sa réaction de manière strictement confidentielle. La CREG a tenu compte de cette réaction dans le cadre des adaptations apportées au Projet d'annexe 4.

6. Les différentes remarques formulées par les répondants concernent six thématiques :

- la base légale et les objectifs liés à cet incitant ;
- la transparence autour du processus décisionnel ;
- le montant de l'incitant et son impact sur les tarifs ;
- les investissements pris en compte ;
- l'efficacité au niveau des coûts ;
- la question de la réflectivité des coûts.

### **II.1.1 La base légale et les objectifs liés à cet incitant**

7. FEBEG demande de préciser si l'annexe 4 est prise en application de l'article 25, §4 de la méthodologie tarifaire ou en plus d'un éventuel autre incitant qui serait pris en application de l'article 25, §4.

FEBEG s'interroge sur la maîtrise qu'a réellement le gestionnaire de réseau sur le timing de la réalisation de ses investissements et demande de préciser les raisons pour lesquelles il est nécessaire de prévoir un traitement financier plus avantageux pour les projets d'investissement repris à l'annexe 4.

FEBELIEC est d'avis que des incitants ne doivent pas être attribués au gestionnaire de réseau lorsqu'il s'agit de ses activités normales car celles-ci sont déjà correctement rémunérées via le pourcentage de rendement et seules les performances exceptionnelles entraînant certains bénéfices pour l'utilisateur du réseau (ex : réduction de coûts) peuvent être rémunérées par le biais d'un incitant.

### **II.1.2 La transparence autour du processus décisionnel**

8. FEBELIEC regrette le manque de transparence et de consultation en ce qui concerne les négociations entre la CREG et Elia sur la liste de projets d'investissement et l'élaboration de l'incitant : FEBELIEC aurait souhaité être consultée dans le cadre de la sélection des projets d'investissement éligibles pour cet incitant.

FEBEG s'interroge sur les raisons pour lesquelles cet incitant n'a pas été élaboré en parallèle et au même moment que la méthodologie tarifaire publiée en décembre 2014 et qui a fait l'objet d'une consultation publique en septembre 2014

FEBELIEC et FEBEG mentionnent également que la Proposition Tarifaire 2016-2019 d'Elia a déjà été introduite au moment de la tenue de la présente consultation. Pour FEBELIEC, ceci mettrait les acteurs de marché devant un « fait accompli ».

FEBEG demande de pouvoir aborder le contenu de cette annexe 4 lors d'une entrevue bilatérale.

### **II.1.3 Le montant de l'incitant et son impact sur les tarifs**

9. FEBEG demande à la CREG de préciser la manière suivant laquelle le montant de l'incitant a été élaboré. FEBEG demande notamment de préciser si le niveau des rentes de congestion qui seront perçues sur les futures interconnexions ont été prises en compte pour fixer ce montant.

FEBELIEC demande à la CREG de préciser (i) le montant pris en compte pour le présent incitant dans le cadre de la Proposition Tarifaire 2016-2019 et (ii) l'évolution de la rémunération budgétée par le gestionnaire de réseau dans ses Propositions Tarifaires 2012-2015 et 2016-2019. FEBELIEC fait remarquer que le montant maximal de 155.000.000,00 EUR du présent incitant visé à l'annexe 4 de la méthodologie tarifaire s'ajoute au montant maximal de 100.000.000,00 EUR prévu pour d'autres incitants à l'article 25 de la méthodologie tarifaire.

FEBELIEC et FEBEG demandent à la CREG de préciser comment le gestionnaire de réseau a ventilé le montant budgété pour cet incitant entre les différents tarifs. FEBEG demande à la CREG de préciser quel est l'impact de cet incitant sur l'évolution des tarifs. FEBELIEC précise être d'avis que les coûts liés à cet incitant devraient être principalement répercutés vers les Balance Responsible Parties car il s'agit d'un incitant visant à promouvoir l'intégration du marché.

FEBELIEC fait remarquer que le total de l'incitant pourrait être égal à 155.000.000,00 EUR ce qui représente potentiellement 20% des dépenses d'investissement éligibles pour l'ensemble des projets (725.000.000,00 EUR). Considérant que ces investissements sont déjà rémunérés sur la base de l'OLO et d'un Béta artificiellement inflaté, FEBELIEC s'interroge sur la hauteur de cet incitant.

FEBELIEC est d'avis que le montant de l'incitant accordé pour les projets d'investissement concernés doit être proportionnel aux avantages obtenus par les utilisateurs du réseau suite à la réalisation de ces projets : une analyse coûts-bénéfices devrait être réalisée pour évaluer la pertinence de chaque projet et leur éligibilité pour un incitant. FEBEG exprime une opinion analogue et demande de préciser si une analyse coûts-bénéfices a été réalisée pour tous les projets repris dans l'annexe 4.

FEBELIEC est d'avis qu'il convient d'éviter les doubles incitants, que ce soit en attribuant différents incitants pour un même projet (comme cela est le cas pour Brabo et Stevin) ou en donnant un incitant pour un projet (comme cela est le cas pour Nemo et Alegro) qui a un

impact positif non négligeable sur l'atteinte d'autres objectifs (comme cela est le cas sur le niveau de la capacité d'importation) faisant également l'objet d'un incitant.

#### **II.1.4 Les investissements pris en compte**

10. FEBELIEC et FEBEG fait également remarquer que les critères utilisés pour sélectionner ces projets devraient être précisés. FEBEG demande notamment à ce qu'un lien avec l'article 12, §5, 22° de la loi électricité soit réalisé.

FEBELIEC fait remarquer que le total des dépenses éligibles pour l'ensemble des projets repris au point 2 est égal à 725.000.000,00 EUR. Ceci représente une proportion très significative du total des dépenses d'investissement planifiées par le gestionnaire de réseau au cours de la période 2016-2019 (entre 1.500.000.000,00 EUR et 2.000.000,00 EUR).

FEBEG et un répondant anonyme demandent de préciser pour quelles raisons certains renforcements sur le réseau nécessaires pour accueillir plus de production décentralisée ne peuvent pas bénéficier de cet incitant. Le répondant anonyme mentionne une liste concrète de projets qui remplissent ce critère.

Considérant que l'incitant a pour objectif d'inciter le gestionnaire de réseau à réaliser dans les délais ses projets, FEBELIEC fait également remarquer que l'inclusion de certains projets est tout à fait discutable. Ainsi, FEBELIEC fait remarquer que le 4<sup>e</sup> *Phase Shifter* à Zandvliet sera mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et une grande partie du projet Belux serait réalisée avant le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Pour FEBELIEC, il n'est pas nécessaire de prévoir un incitant pour ces projets.

FEBEG constate que certains investissements seront réalisés au cours de la période 2015-2023 et se demande si le contenu de l'annexe 4 est cohérent avec ce constat.

FEBEG se demande si certains projets qualifiés de « renforcement ou remplacement de certains pylônes » ne constituent pas des investissements de remplacement.

#### **II.1.5 L'efficacité au niveau des coûts**

11. FEBELIEC rappelle qu'il existe un trade off entre une réalisation rapide d'un investissement et une réalisation à moindre coût. Ce faisant, FEBELIEC demande à la CREG de contrôler d'une manière minutieuse le caractère raisonnable des coûts des projets d'investissement faisant l'objet de l'incitant.



## II.1.6 La question de la réfectivité des coûts

12. FEBELIEC est d'avis que les incitants doivent respecter le principe de réfectivité des coûts. Dans ce cadre, FEBELIEC est d'avis que les incitants ne reflètent pas les coûts supportés par le gestionnaire de réseau pour réaliser ces projets d'investissement mais constituent un flux de revenus additionnel. Ce faisant, il conviendrait selon FEBELIEC de s'interroger sur le respect du principe de réfectivité des coûts.

# III. CONSTATS DE LA CREG

## III.1 La base légale et les objectifs liés à cet incitant

13. L'annexe 4, dont un projet a été soumis à consultation publique, est élaborée en application de l'article 25, §3 de la méthodologie tarifaire qui dispose que la CREG peut, via une annexe à la méthodologie tarifaire, attribuer au gestionnaire de réseau un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée *ad hoc*.

14. Pour rappel, l'existence de cette annexe 4 vise à donner une suite utile à l'article 12, §5, 22°, de la Loi électricité qui dispose que :

*« Pour les extensions d'installations ou les nouvelles installations de transport d'électricité reconnues comme d'intérêt national ou européen, la méthodologie tarifaire (...) peut prévoir des dispositions spécifiques en matière de rémunération des capitaux nécessaires à leur financement plus favorables que la rémunération normale des capitaux (...), ainsi qu'en matière de couverture des coûts en vue de favoriser leur réalisation et de manière à permettre leur développement à long terme.*

*Sont reconnus comme étant d'intérêt national ou européen, les investissements réalisés par le gestionnaire du réseau qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement du pays et/ou à l'optimisation du fonctionnement des interconnexions transfrontalières, en ce compris l'installation de transformateurs déphaseurs, facilitant ainsi le développement du marché intérieur national et européen ou qui contribuent à l'accueil national de la production à partir de sources d'énergie renouvelables qu'elle soit raccordée directement au réseau de transport ou indirectement via les réseaux de distribution. Les investissements d'intérêt national ou européen portent sur les installations qui :*

*- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons du réseau gère par le gestionnaire du réseau utilisant la technologie du courant continu (DC);*

- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons gérées par le gestionnaire du réseau situées dans les espaces marins sur lesquels la Belgique exerce sa juridiction;

- renforcent des interconnexions existantes ou créent de nouvelles interconnexions transfrontalières ou résultent de l'extension de capacité de ces interconnexions; [...] »

15. Sur la base de l'article 12, §5, 22° de la Loi électricité et de l'article 25, §3 de la méthodologie tarifaire, les deux objectifs poursuivis par la CREG dans le cadre de l'élaboration de cette annexe 4 sont (i) de permettre au gestionnaire de réseau de réaliser des projets d'investissement importants et spécifiques reconnus comme d'intérêt national ou européen et (ii) de l'inciter à les réaliser dans des délais précédemment annoncés.

16. Concernant le premier objectif, la CREG rappelle que, depuis le début de la régulation, la rémunération des fonds propres investis dans le réseau de transport au cours d'une année Y est basée sur un taux sans risque calculé comme le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de cette année Y.

Cette méthode de calcul utilisée en Belgique pour le calcul du taux sans risque est différente de celle observée dans des pays voisins. A titre d'exemple, le régulateur allemand se base sur une moyenne du rendement des obligations d'Etat au cours d'une période de 10 ans pour fixer le taux sans risque. En grande Bretagne, des académiques ont récemment recommandé au régulateur anglais de ne pas fixer la rémunération des gestionnaires de réseau sur la base du niveau actuel - historiquement bas - du taux d'intérêt sans risque<sup>1</sup>.

Ces derniers mois, la CREG a dû constater que, comme illustré dans le graphique ci-après, le rendement arithmétique des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans a fortement baissé atteignant un plancher historique de 0,32% le 16 avril 2015.

Dans le cas où le rendement des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans venait à rester au même niveau, il existerait un risque important que l'augmentation de capital nécessaire à la réalisation du programme d'investissement ne serait pas couronnée de succès ou, pour le gestionnaire de réseau disposant d'une filiale dans un pays étranger - comme par exemple en Allemagne -, qu'il privilégie les investissements à l'étranger au détriment des investissements en Belgique.. Un tel cas de figure paraît plausible : dans ses Perspectives Economiques 2015-2020 de juin 2015, le Bureau Fédéral du Plan a en effet

---

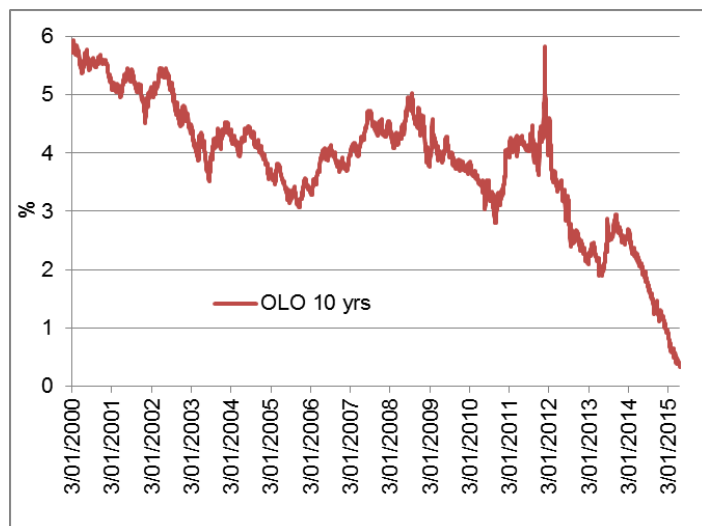
<sup>1</sup> Wright, Smithers, *The cost of equity capital for regulated companies: a review for OFGEM*, 2013, p. 21

Consultable sur:

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86100/wrightsmithersequitymarketreturn.pdf>

revu fortement à la baisse ses anticipations en ce qui concerne la moyenne de taux OLO sur 10 ans : 0,6% en 2015, 0,7% en 2016, 0,7% en 2017, 0,8% en 2018 et 0,9% en 2019<sup>2</sup>.

**Figure 1 :** Evolution du rendement des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges (Source : BNB)



La CREG a décidé de trouver une solution à la présente problématique dans le cadre de l'élaboration de l'annexe 4. L'option finalement retenue consiste à compenser un trop faible rendement (compris entre 0,5% et 2,16%<sup>3</sup>) des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans qui était non anticipé au moment de l'élaboration de la méthodologie tarifaire si et seulement si le gestionnaire de réseau réalise l'entièreté d'un programme prédéfini d'investissements importants et spécifiques. En effet, par rapport aux utilisateurs du réseau, il ne serait pas justifié d'organiser une telle compensation dans le cas où le gestionnaire de réseau déciderait délibérément de ne pas réaliser ces investissements car une telle décision impliquerait qu'aucune augmentation de capital ne serait nécessaire.

17. Concernant le deuxième objectif, la CREG est d'avis que des retards constatés dans la mise en œuvre des projets concernés par le présent incitant pourraient notamment freiner la mise à disposition de moyens utiles aux acteurs de marché pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays et limiteraient les différentiels de prix observés avec les bourses des pays voisins. Ceci ferait supporter d'importants coûts aux utilisateurs du réseau belge et serait préjudiciable à la compétitivité de notre industrie. Pour une illustration

<sup>2</sup> Bureau Fédéral du Plan, *Perspectives Economiques 2015-2020*, mai 2015, p.7

Consultable sur :

[http://www.plan.be/admin/uploaded/201505121003480.FOR\\_MIDTERM\\_1520\\_10996\\_F.pdf](http://www.plan.be/admin/uploaded/201505121003480.FOR_MIDTERM_1520_10996_F.pdf)

<sup>3</sup> La valeur de 2,16% correspond au rendement arithmétique des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans entre le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et le 31 octobre 2014.

du fait que les différentiels de prix observés avec les bourses des pays voisins sont préjudiciables à la compétitivité de notre industrie, la CREG renvoie le lecteur vers l'étude de PwC « *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers* » datée du 28 avril 2015<sup>4</sup>.

La CREG rappelle également qu'un certain nombre de projets ont connu ces dernières années des retards dont les raisons sont à ce jour toujours inconnues d'elle et ce malgré des demandes d'information répétées. Par exemple, la CREG constate que le gestionnaire de réseau annonçait en 2012 la mise en service du projet ALEGRO pour 2017. En 2013, cette date de mise en service a été reportée par le gestionnaire de réseau à 2018. Récemment, la CREG a dû constater que la date annoncée de mise en service avait encore une fois été reportée à 2020. Cet exemple concret, où la date de mise en service a été retardée de trois années en l'espace de seulement trois années et ce sans qu'aucune explication satisfaisante n'ait été fournie, est assez illustratif du constat fait par la CREG qu'il était impératif de changer d'approche en ce qui concerne la régulation du gestionnaire de réseau en augmentant la proportion de sa rémunération qui est conditionnée à l'atteinte d'un certain nombre d'objectifs prédéfinis. Comme illustré infra, et à RAB constante, une telle évolution est possible sans pour autant augmenter la rémunération totale attribuable au gestionnaire de réseau. La série d'incitants prévue aux articles 23 à 28 de la méthodologie tarifaire adoptée en décembre 2014 s'inscrivait déjà dans cette optique. L'incitant prévu à l'annexe 4 complète cette série déjà adoptée en décembre 2014 en se concentrant spécifiquement sur la réalisation d'un nombre défini d'investissements importants : l'obtention de la rémunération concernée est conditionnée tant par la réalisation de l'investissement que par la mise en service dans des délais qui ne seront ultérieurement plus revus.

## **III.2 La transparence autour du processus décisionnel**

18. Pour l'élaboration de la méthodologie tarifaire (y compris l'annexe 4), la CREG a respecté le contenu de l'accord relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité qui a été pris en application de l'article 12, §8 de la Loi Electricité. La version coordonnée du 12 juin 2014 de cet accord est librement consultable sur le site internet de la CREG<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> PwC, *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers*, 28 avril 2015, p. 61 Consultable sur: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F20150428EN.pdf>

<sup>5</sup> <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/E-AccordProcedure-FR.pdf>

Ce faisant, la CREG rappelle tout d'abord que le contenu de l'article 25, §3 de la méthodologie tarifaire, sur base duquel l'annexe 4 a été élaborée, a fait l'objet d'une consultation publique durant tout le mois de septembre 2014. A l'époque, aucune remarque n'a été formulée par FEBELIEC concernant cette disposition.

La CREG insiste ensuite sur le fait que le Projet d'annexe 4 a fait l'objet d'une consultation publique du 24 août 2015 au 14 septembre 2015 inclus. Toutes les remarques formulées par les répondants, dont celles de FEBELIEC, ont fait l'objet d'une analyse approfondie. Alors que certaines remarques formulées par les répondants ont entraîné certaines adaptations par rapport au Projet d'annexe 4, la CREG répond dans le cadre du présent rapport à toutes les remarques formulées. En ce qui concerne précisément la remarque de FEBELIEC selon laquelle FEBELIEC aurait souhaité être consultée dans le cadre de la sélection des projets d'investissement éligibles pour cet incitant, et comme développé infra, la CREG souhaite souligner que les projets sur lesquels FEBELIEC a formulé une remarque (cf. 4<sup>e</sup> Phase shifter et BELUX) ont été supprimés de la version définitive de l'annexe 4.

Enfin, conformément au contenu de l'accord relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité, qui dispose que la CREG peut durant la période de consultation recourir à tout type d'initiatives en vue de discuter de son projet de méthodologie tarifaire de manière informelle avec toute partie intéressée, la CREG a organisé le 4 septembre 2015 une réunion de travail concernant la Projet d'annexe 4 à la demande et avec une délégation de FEBELIEC.

En ce qui concerne le timing de l'élaboration de cette annexe 4, la CREG reconnaît qu'un manque de temps et une visibilité alors insuffisante sur le timing de la réalisation des investissements pertinents explique que l'incitant visé à l'annexe 4 n'a pas été élaboré en parallèle et au même moment que la méthodologie tarifaire publiée en décembre 2014 et qui a fait l'objet d'une consultation publique en septembre 2014.

La CREG souligne que l'introduction le 30 juin 2015 par le gestionnaire de réseau de sa Proposition Tarifaire 2016-2019 n'empêche aucunement la CREG de mettre en œuvre la méthodologie tarifaire, notamment en élaborant une annexe 4 en application de l'article 25, § 3 de cette méthodologie. La CREG rappelle en effet qu'à ce jour aucune décision d'approbation n'a été prise par la CREG en ce qui concerne la Proposition Tarifaire 2016-2019 du gestionnaire de réseau. De facto, le contenu de cette Proposition Tarifaire 2016-2019 n'engage à ce jour que son rédacteur, à savoir le gestionnaire de réseau.

Concernant la demande de FEBEG d'organiser une entrevue pour aborder le contenu de l'annexe 4, la CREG rappelle que si, aux termes de l'accord relatif à la procédure d'adoption

de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité, rien n'empêche l'organisation d'une telle entrevue, celle-ci ne peut se substituer aux réponses écrites formulées dans le cadre de la consultation publique. La demande de FEBEG ayant été réceptionnée le lundi 14 septembre à 19h11, il n'a pas été possible d'organiser une entrevue avant la fin de la période de consultation, c'est-à-dire avant lundi 14 septembre à minuit. Cette entrevue n'ayant pas eu lieu à l'issue de la période de consultation, elle ne pourra en aucun cas entraîner la modification de la décision de la CREG.

### **III.3 Le montant de l'incitant et son impact sur les tarifs**

19. Dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire, et à RAB constante, la CREG a eu le souci de s'assurer que les évolutions proposées au niveau des incitants n'auront pas d'impact haussier sur le niveau des tarifs. La CREG rappelle que le coût lié à l'introduction de nouveaux incitants - dont l'incitant repris à l'annexe 4 - a été compensé:

- d'une part, par les économies liées à la suppression (i) d'un mécanisme de quotes parts de plus-values - un mécanisme historique qui favorisait les désinvestissements - et (ii) de l'incitant Y2 - un mécanisme introduit en 2012 qui favorisait la réalisation des investissements de remplacement -;
- et, d'autre part, si le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises au cours de l'année par les autorités belges est inférieur à 2,16%, par les économies liées à l'impact sur la marge équitable d'un faible rendement non-anticipé des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans.

Tant pour illustrer ces constats que pour répondre favorablement à la demande de FEBELIEC, et tout en insistant sur le fait que la Proposition Tarifaire 2016-2019 introduite par le gestionnaire de réseau n'a pas encore été approuvée par la CREG<sup>6</sup>, le tableau ci-après reprend une comparaison entre les budgets de la Proposition Tarifaire 2012-2015 et les budgets de la Proposition Tarifaire 2016-2019. Pour information, les montants repris dans la Proposition Tarifaire 2016-2019 pour la marge équitable et l'incitant annexe 4 sont basés sur l'hypothèse d'un taux sans risque d'environ 1% ainsi que la réalisation totale du programme d'investissement annoncé. Il ressort de ce tableau que l'augmentation entre les deux périodes tarifaires de la rémunération budgétée (+11,8%) est inférieure à

---

<sup>6</sup> Dans le cadre de son projet de décision, la CREG a notamment demandé au gestionnaire de réseau de diminuer la marge équitable budgétée pour tenir notamment compte d'un coefficient Béta plus faible que celui repris dans la Proposition Tarifaire 2016-2019 du 30 juin 2015.

l'augmentation de la RAB (+13,4%). Ceci illustre bien que, à RAB constante, les évolutions proposées au niveau des incitants n'auront pas d'impact haussier sur le niveau des tarifs.

La CREG reconnaît toutefois que la réduction de l'incitant en fonction du taux d'intérêt sans risque prévue au point 6 du Projet d'annexe 4 aurait pu être mieux détaillé dans son document de consultation, et ce, afin de mieux refléter le fait qu'une partie du coût lié à l'introduction de ce nouvel incitant a été compensée par les économies liées à l'impact sur la marge équitable d'un faible rendement non-anticipé des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans. La CREG décide donc de détailler ce calcul en incorporant au point 6 de l'annexe 4 un tableau détaillé.

En réponse à la question de FEBEG, les rentes de congestion qui seront perçues sur les futures interconnexions concernées n'ont pas été prises en compte par la CREG pour calculer le montant de l'incitant. Comme cela est le cas pour les interconnexions existantes, ces rentes de congestion viendront ainsi en déduction des coûts à charge des tarifs.

Concernant la ventilation des montants budgétés au titre de cet incitant entre les différents tarifs dans la Proposition Tarifaire 2016-2019 introduite par le gestionnaire de réseau le 30 juin 2015, la CREG peut préciser que celui-ci a répercuté les montants budgétés pour 78% sur les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau, 13% sur les tarifs pour la gestion du système électrique, 8% sur les tarifs pour les réserves de puissance et 2% sur les tarifs pour l'intégration du marché. La CREG est d'avis que la réalisation dans les délais des investissements repris dans l'annexe 4 bénéficiera également aux grands consommateurs industriels : des retards constatés avec les projets concernés par le présent incitant contribueraient en effet à renforcer les différentiels de prix observés avec les bourses des pays voisins. Comme illustré dans l'étude de PwC « *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers* » datée du 28 avril 2015<sup>7</sup>, ceci serait préjudiciable à la compétitivité de notre industrie.

---

<sup>7</sup> PwC, *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers*, 28 avril 2015 Consultable sur: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F20150428EN.pdf>

Figure 2 : Evolution de la rémunération budgétée par le gestionnaire de réseau au cours de la période 2012-2019 (Source : CREG)

*1.000.000,00 EUR après impôts	BUDGET 2012 Proposition tarifaire 2012-2015 du 30 juin 2011	BUDGET 2013 Proposition tarifaire 2012-2015 du 2 avril 2013	BUDGET 2014 Proposition tarifaire 2012-2015 du 2 avril 2013	BUDGET 2015 Proposition tarifaire 2012-2015 du 2 avril 2013	BUDGET 2016* Proposition tarifaire 2016-2019 du 30 juin 2015	BUDGET 2017* Proposition tarifaire 2016-2019 du 30 juin 2015	BUDGET 2018* Proposition tarifaire 2016-2019 du 30 juin 2015	BUDGET 2019* Proposition tarifaire 2016-2019 du 30 juin 2015	Evolution entre les deux périodes tarifaires
Marge équitable	65,5	61,7	62,5	63,2	46,3	49,5	54,5	61,9	
Quotes parts de plus-values	14,2	19,5	19,2	19,5					
Incitant Y2	0,0	4,1	5,0	5,0					
Nouveaux incitants (hors annexe 4)					11,2	11,2	11,2	11,2	
Incitant annexe 4					17,4	27,4	38,9	38,8	
Total rémunération annuelle	79,7	85,3	86,7	87,7	74,9	88,1	104,6	111,9	
Total rémunération sur la période	339,4				379,5				11,8%
RAB moyenne annuelle	3.769	3.845	4.008	4.202	4.155	4.366	4.583	4.846	
RAB moyenne sur la période	3.956				4.488				13,4%

\* Budget pas encore approuvé par la CREG



En réponse aux remarques de FEBELIEC sur le montant de l'incitant, la CREG souhaite apporter les précisions suivantes :

- en ce qui concerne le calcul du taux sans risque, la CREG a déjà abordé les problèmes récemment rencontrés à ce propos. La CREG renvoie donc aux développements repris *supra* ;
- en ce qui concerne le calcul du Béta, la CREG rappelle que l'article 17, §4 de la méthodologie tarifaire dispose que celui-ci correspond à la covariance du rendement de l'action du gestionnaire de réseau par rapport au rendement du BEL20, divisé par la variance du rendement du BEL20. Bien que l'article 17, §4 dispose effectivement que le Béta utilisé ne peut être inférieur à 0,53, la CREG observe ces dernières années une augmentation de la valeur du Béta d'Elia. Ainsi, la valeur du Béta d'Elia calculée sur l'année 2014 était par exemple de 0,58. De facto, l'assertion faite par FEBELIEC suivant laquelle le paramètre d'Elia serait artificiellement inflaté doit être nuancée ;
- bien que le total de l'incitant pourrait théoriquement être effectivement égal à environ 155.000.000,00 EUR sur la période 2016-2019, la CREG souligne que l'atteinte d'un tel montant impliquerait nécessairement tant la réalisation dans les délais de l'intégralité du programme d'investissement annoncé par Elia - ce qui n'est jamais arrivé jusqu'à présent - qu'un rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans inférieur à 0,5% au cours de chacune des années 2016, 2017, 2018 et 2019 considérées individuellement ;
- au moins une analyse coûts-bénéfices a été réalisée pour évaluer la pertinence de chaque projet. Premièrement, certains projets d'investissements repris à l'annexe 4 sont des « PCI »<sup>8</sup> et ont donc déjà fait l'objet d'une telle analyse dans ce cadre. Deuxièmement, les projets d'investissements repris à l'annexe 4 sont repris dans le plan de développement fédéral où leur besoin et leurs bénéfices ont été analysés. Troisièmement, conformément au contenu de la méthodologie tarifaire, une analyse coûts-bénéfices de la 2e phase de Brabo, Alegro, Avelgem-Horta, Mercator-Horta et Lixhe-Heren a été fournie par le gestionnaire de réseau dans sa Proposition Tarifaire 2016-2019 afin de démontrer que la solution retenue est optimale. En conclusion, la CREG est d'avis que le besoin et les bénéfices des projets repris à l'annexe 4 ont suffisamment été démontrés.

---

<sup>8</sup> "Projets d'intérêt commun", au sens du Règlement (UE) n° 347/2013 du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

Concernant les craintes formulées par FEBELIEC quant à l'existence de doubles incitants/rémunérations, la CREG souhaite apporter les précisions suivantes :

- comme indiqué p.6 de l'accord sur les modalités de la régulation incitative applicable à Elia pour la période 2016-2019 pris en application de l'article 23 de la méthodologie tarifaire et publié le 24 août 2015<sup>9</sup>, seul un objectif de capacité d'import pour l'année 2016 a actuellement été fixé. Afin notamment de tenir compte de l'impact positif qu'auront la mise en service des projets d'investissements repris à l'annexe 4 et dans un souci d'éviter une double rémunération de ces projets d'investissements, il est prévu dans cet accord que la CREG reprendra ultérieurement en annexe à cet accord les objectifs pour les années 2017, 2018 et 2019 ;
- le projet NEMO, une interconnexion sous-marine en courant continu entre la Belgique et la Grande Bretagne qui serait mise en service en 2019, ne bénéficie pas d'un incitant particulier. En effet, seul un cadre réglementaire commun élaboré par la CREG et son homologue anglais (OFGEM) a été repris à l'annexe 3 de la méthodologie tarifaire. La CREG souligne que, grâce à ce cadre réglementaire commun, pas un seul euro de coûts liés à NEMO n'est mis à charge des tarifs 2016-2019 qui seront approuvés par la CREG.

### **III.4 Les investissements pris en compte**

20. Conformément à l'article 12, §5, 22° les investissements sélectionnés pour cet incitant sont des investissements qui portent sur des installations qui :

- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons du réseau géré par le gestionnaire du réseau utilisant la technologie du courant continu (DC); ou
- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons gérées par le gestionnaire du réseau situées dans les espaces marins sur lesquels la Belgique exerce sa juridiction; ou
- renforcent des interconnexions existantes ou créent de nouvelles interconnexions transfrontalières ou résultent de l'extension de capacité de ces interconnexions.

---

<sup>9</sup> <http://www.creg.info/pdf/Divers/Accord-Modalit%C3%A9sR%C3%A9gulationIncitativeFR.pdf>

Conformément à l'article 25, §3 de la méthodologie tarifaire, les investissements sélectionnés pour cet incitant sont également des « *investissements importants et spécifiques dans le réseau* ».

Sur ces bases légales et réglementaires, la CREG a élaboré la liste des investissements sélectionnés en veillant à ce que les investissements les plus indispensables pour le renforcement du réseau 380kV et le développement des interconnexions y soient repris.

Sur la base des informations reprises dans la Proposition Tarifaire 2016-2019 introduite le 30 juin 2015 par le gestionnaire de réseau, la CREG confirme que le total des dépenses d'investissement éligibles pour cet incitant représente environ 44% du total des dépenses d'investissement budgétées par le gestionnaire de réseau au cours de la période 2016-2019. Ceci constitue effectivement une proportion significative.

Bien entendu, la CREG restera attentive à ce que les projets mentionnés par FEBEG et le répondant anonyme soient réalisés par le gestionnaire de réseau dans les délais annoncés.

La remarque de FEBELIEC concernant le 4<sup>e</sup> *Phase Shifter* à Zandvliet (phase 1 du projet BRABO) et le projet BELUX, qui seront soit mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2016, soit seront en grande partie réalisés au 1<sup>er</sup> janvier 2016, est tout à fait pertinente : il n'est pas nécessaire de prévoir un incitant pour ces projets. Pour cette raison, la CREG décide de supprimer de la liste des projets pouvant bénéficier de cet incitant les dépenses relatives au 4<sup>e</sup> *Phase Shifter* à Zandvliet ainsi que le projet BELUX.

La remarque de FEBEG concernant la mise en service attendue de certains projets après 2019 est tout autant pertinente : il convient d'inciter le gestionnaire de réseau à respecter les délais précédemment annoncés même dans le cas où l'année de mise en service précédemment annoncée est postérieure à 2019. La CREG rappelle que le point 7, alinéa 2, du Projet d'annexe 4 prévoyait une telle disposition incitative pour ALEGRO et BRABO II. Toutefois, la CREG constate qu'une telle disposition n'avait pas été prévue pour le projet Avelin/Mastaing(Fr)-Avelgem-Horta dont la date de mise en service est également postérieure à 2019. La CREG décide de corriger cet oubli en introduisant pour le projet Avelin/Mastaing(Fr)-Avelgem-Horta un point 7, alinéa 3, dont le contenu est calqué sur le point 7, alinéa 2.

Toutefois, la CREG ne partage pas l'opinion de FEBEG suivant laquelle certains projets qualifiés de « renforcement ou remplacement de certains pylônes » constituent des investissements de remplacement : pour la CREG, tous les projets concernés constituent des renforcements du réseau 380 kV.

### **III.5 L'efficacité au niveau des coûts**

21. La CREG partage le constat de FEBELIEC suivant lequel il existe un *trade off* entre une réalisation rapide d'un investissement et une réalisation à moindre coût.

Bien entendu, et comme pour tous les investissements, la CREG contrôlera d'une manière minutieuse le caractère raisonnable des coûts des projets d'investissement faisant l'objet de l'incitant sur la base des critères de raisonabilité repris aux pages 91 à 103 de la méthodologie tarifaire.

Par ailleurs, la CREG rappelle avoir prévu dans son Projet d'annexe 4 que les dépenses d'investissement annuelles éligibles pour cet incitant sont plafonnées à hauteur d'un montant jugé raisonnable eu égard aux budgets d'investissement précédemment annoncés *in tempore non suspecto* par le gestionnaire de réseau. Ce plafonnement a pour objectif d'inciter le gestionnaire de réseau à maîtriser au mieux ses dépenses d'investissement.

Après réflexion, pour inciter le gestionnaire de réseau à maîtriser au mieux ses dépenses d'investissement même dans le cas où le gestionnaire de réseau ne réaliserait pas certains projets d'investissement repris à l'annexe 4, la CREG décide de rajouter au point 3 de l'annexe 4 un plafonnement des dépenses éligibles par projet sur la base des dépenses d'investissement budgétées au cours de la période 2016-2019 par le gestionnaire de réseau dans le cadre de sa Proposition Tarifaire 2016-2019 introduite le 30 juin 2015.

### **III.6 La question de la réflectivité des coûts**

22. La CREG estime que le critère de la réflectivité des coûts doit être évalué selon la juste signification du terme et que dans ce cas il ne peut y avoir de doute quant à l'intégration des incitants visés dans les tarifs de réseau concernés. Pour la signification de la notion de "réflectivité des coûts", la CREG renvoie à l'arrêt numéro 2015/2558 de la cour d'appel de Bruxelles du 25 mars 2015 :

*"90. En ce qui concerne la réflectivité des coûts, la cour considère ce qui suit.*

*91. La notion de réflectivité des coûts dans les tarifs peut revêtir différentes significations. La question est de savoir quelle(s) signification(s) de cette notion est juridiquement normative et donc contraignante pour la CREG.*

*92. La CREG et les troisième à septième parties volontairement intervenantes signalent à juste titre que l'exigence de la réflectivité des coûts facturés par le gestionnaire de réseau porte sur le rapport entre le montant des tarifs et les coûts supportés par le gestionnaire de réseau. Les tarifs peuvent couvrir les coûts du gestionnaire de réseau tout en lui assurant une marge bénéficiaire équitable. Les*

*bénéfices monopolistiques pour le gestionnaire de réseau doivent cependant être évités.*

*Ces bénéfices, généralement incompatibles avec le droit de la concurrence, pourraient en effet avoir des conséquences dommageables. En particulier, ils pourraient créer des subventions croisées des activités commerciales avec les bénéfices tirés des activités de réseau et créer des obstacles pour les nouveaux arrivants sur les marchés commerciaux de l'électricité. Les bénéfices monopolistiques peuvent même résulter de prix prédateurs ou excessifs imposables par le monopoleur, ce qui est également contraire au droit de la concurrence.*

*Cette signification historique de la réflectivité des coûts constitue toujours la base du règlement 714/2009, bien qu'une séparation ait été prévue entre la gestion du réseau, par Elia en Belgique, et les activités des autres acteurs du marché. Cette signification historique est la signification juridiquement contraignante du principe de réflectivité des coûts.*

*93. La notion de "réflectivité des coûts" peut également viser l'allocation des coûts. Les normes juridiques applicables n'imposent toutefois pas de mode d'allocation des coûts bien déterminé. Il ressort de l'article 12, § 5, 2° de la loi électricité que seule une allocation non discriminatoire et transparente des coûts est requise (...).*

*On ne peut pas supposer qu'un rapport un pour un doive exister entre les coûts du réseau et les revenus des tarifs (voir entre autres à ce sujet la note toujours d'actualité de la Direction générale Energie et Transports d'alors sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE : rôle des autorités de régulation). En ce qui concerne entre autres l'allocation des coûts, l'exercice de la compétence de la CREG est caractérisé par une marge de liberté politique (...).*

23. L'application de la réflectivité des coûts implique donc qu'il est tenu compte pour la détermination des tarifs des coûts raisonnables supportés par le gestionnaire de réseau pour ses activités régulées et d'un bénéfice raisonnable (de sorte qu'il ne puisse être question de bénéfices monopolistiques déraisonnables). Ce n'est pas un hasard si la forme de base de cette régulation est appelée "Cost Plus". Si l'on considère la rémunération raisonnable du capital comme un élément du coût économique, il s'agit toujours de réflectivité des coûts : le bénéfice normal et raisonnable est bel et bien considéré comme une partie du coût.

24. Dans son post<sup>10</sup> du vendredi 27 mars 2015, le rédacteur en chef de Blixt renvoie à ce sujet à ce qu'a dit son confrère M. Verhoeven sur LinkedIn :

*La Cour admet enfin que, d'un point de vue juridique, des "tarifs de réseau reflétant les coûts" sont synonymes de tarifs ne couvrant globalement pas plus que les coûts (et la marge bénéficiaire) du gestionnaire de réseau, et non de tarifs qui, pour chaque catégorie d'utilisateurs du réseau, sont conformes aux coûts de réseau que cette catégorie crée individuellement. En d'autres termes, la "réflectivité des coûts" joue un rôle pour la constitution du budget d'un réseau et non pour son allocation.*

---

<sup>10</sup> Voir <http://belgischenergierecht.blogspot.com/2015/03/kostenreflectiviteit-van-nettarieven.html#ixzz3qXYbDLHD>

25. Depuis la transposition de la deuxième directive électricité et le passage en Belgique à l'"*incentive regulation*", la notion de "revenu total du gestionnaire de réseau" a été introduite : le revenu total tiré des activités régulées est utilisé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008 comme base pour le calcul des tarifs de réseau : durant la période 2008-2015, ce revenu total comportait :

- a) les coûts normaux et les diminutions de coûts du gestionnaire de réseau, complétés par :
- b) une marge bénéficiaire équitable sur les capitaux investis ;
- c) un incitant Y1 portant sur la maîtrise des coûts chez le gestionnaire de réseau ;
- d) un incitant Y2 portant sur les investissements de remplacement ;
- e) un incitant "*decommissioning*" portant sur l'autofinancement accru chez le gestionnaire de réseau ;
- f) un incitant portant sur les participations financières qui ont contribué à la libéralisation du marché de l'électricité.

Cela implique que tous les tarifs de réseau ont été calculés depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008 pour couvrir le revenu total. Il est à noter que la réflectivité des coûts est également appliquée intégralement ici, à condition que la rémunération raisonnable et les incitants soient considérés comme une partie du coût économique. Il est également à noter qu'un certain nombre d'incitants faisaient déjà partie de la base du calcul tarifaire, essentiellement parce que le législateur belge l'avait prévu et parce que la CREG avait choisi cette méthode de travail (y compris l'utilisation des méthodes tarifaires provisoires) comme mesure transitoire visée à l'article 12<sup>quater</sup>, §2 de la loi électricité.

26. En application de la méthodologie tarifaire visée à l'article 12, §2 de la loi électricité, la ligne des anciens régimes sera poursuivie par principe à compter de la période régulatoire 2016-2019. Est appliqué comme base du calcul tarifaire, le revenu total composé :

- a) des coûts normaux et les diminutions de coûts du gestionnaire de réseau, complétés par :
- b) une marge équitable par rapport aux capitaux investis dans le réseau ;
- c) un incitant Y1 portant sur la maîtrise des coûts chez le gestionnaire de réseau (pour 50 % encore) ;
- d) un incitant portant sur les participations financières qui ont contribué à la libéralisation du marché de l'électricité ;

- e) d'importants incitants supplémentaires pour le gestionnaire de réseau axés sur l'amélioration de son efficacité, afin de renforcer l'intégration de marché et la sécurité de fourniture et d'approvisionnement, de soutenir les activités de recherche connexes, d'harmoniser l'offre et la demande et de favoriser la continuité de l'approvisionnement. Les incitants ont été introduits en application de la ligne directrice de l'article 12, § 5, 20° de la loi électricité, qui a de ce fait mis en œuvre l'article 37.8 de la troisième directive électricité européenne.

Un de ces derniers incitants fait l'objet de l'annexe 4.

La CREG a renoncé aux incitants appliqués autrefois visés au numéro 24, d) et e) car ils avaient clairement des effets clairement non voulus.

27. Par conséquent, la CREG n'est pas d'accord avec l'affirmation de la Febeliec selon laquelle aucun incitant n'est nécessaire pour les "activités normales" car elles seraient déjà correctement rémunérées par le WACC : la marge bénéficiaire équitable doit également (et toujours) être considérée comme un incitant fort pour continuer à investir suffisamment dans l'infrastructure de réseau, mais d'autres incitants faisant partie du revenu total et donc répercutés dans les tarifs de réseau ont existé. Maintenant que la troisième directive électricité européenne encourage l'utilisation de ces incitants et que la législation belge l'impose, le répondant affirme qu'il s'agit d'un flux de revenus individuel. Dans le passé, la CREG ne pouvait recevoir aucune remarque sur le flux des autres incitants, appliqués depuis 2008. Si les stimulants octroyés sont raisonnables et ne donnent pas lieu à des bénéfices anormaux, un calcul tarifaire fondé sur un revenu total raisonnable comportant ces incitants passe le test de la réflectivité des coûts.

A la lumière de ce qui précède, la CREG ne peut dès lors donner suite à la remarque du répondant : cette méthode de travail demeure "*cost reflective*".

## IV. ADAPTATIONS AU PROJET D'ANNEXE 4

28. Les adaptations apportées par la CREG au projet d'annexe 4 suite à la consultation publique sont reprises en *track changes* dans le document repris à l'annexe 3 du présent rapport.

\*\*\*\*

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



Laurent JACQUET  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de Direction



## **ANNEXE 1 AU RAPPORT DE LA CONSULTATION**

### **Les documents que la CREG à utilisés pour la consultation relative au Projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité 2016-2019**

Il s'agit de deux documents, à savoir:

- 1) explication de la consultation relative à l'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée *ad hoc* ;
- 2) le Projet d'annexe 4 même.

-----

## **ANNEXE 2 AU RAPPORT DE LA CONSULTATION**

### **Les réponses des répondants individuels**

-----

## **ANNEXE 3 AU RAPPORT DE LA CONSULTATION**

### **Les adaptations apportées par la CREG au Projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité 2016-2019 suite à la consultation publique**

-----

## **Explication de la consultation relative à l'annexe 4 à la méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité relative à un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée *ad hoc***

### **1. Objet**

Après les consultations publiques tenues au cours des mois de septembre et octobre 2014, la CREG franchit avec le présent projet d'annexe 4 à la méthodologie tarifaire le dernier pas vers une méthodologie tarifaire « définitive » et complète pour le réseau de transport et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport.

L'existence de cette annexe 4 était explicitement prévue à l'article 25, §3 de 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 » du 18 décembre 2014 qui dispose que la CREG peut, via une annexe à la méthodologie tarifaire, attribuer au gestionnaire de réseau un incitant particulier pour des investissements importants et spécifiques dans le réseau, et ce pour une période déterminée *ad hoc*.

Pour rappel, l'existence de cette annexe 4 vise à donner une suite utile à l'article 12, §5, 22°, de la Loi électricité qui dispose que :

*« Pour les extensions d'installations ou les nouvelles installations de transport d'électricité reconnues comme d'intérêt national ou européen, la méthodologie tarifaire (...) peut prévoir des dispositions spécifiques en matière de rémunération des capitaux nécessaires à leur financement plus favorables que la rémunération normale des capitaux (...), ainsi qu'en matière de couverture des coûts en vue de favoriser leur réalisation et de manière à permettre leur développement à long terme.*

*Sont reconnus comme étant d'intérêt national ou européen, les investissements réalisés par le gestionnaire du réseau qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement du pays et/ou à l'optimisation du fonctionnement des interconnexions transfrontalières, en ce compris l'installation de transformateurs déphaseurs, facilitant ainsi le développement du marché intérieur national et européen ou qui contribuent à l'accueil national de la production à partir de sources*

*d'énergie renouvelables qu'elle soit raccordée directement au réseau de transport ou indirectement via les réseaux de distribution. Les investissements d'intérêt national ou européen portent sur les installations qui :*

- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons du réseau gère par le gestionnaire du réseau utilisant la technologie du courant continu (DC);*
- renforcent des liaisons existantes ou créent de nouvelles liaisons gérées par le gestionnaire du réseau situées dans les espaces marins sur lesquels la Belgique exerce sa juridiction;*
- renforcent des interconnexions existantes ou créent de nouvelles interconnexions transfrontalières ou résultent de l'extension de capacité de ces interconnexions; »*

Conformément à l'article 12 de la Loi électricité, qui comporte les dispositions de base pour la fixation de tarifs de réseau régulés pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, ce projet d'annexe 4 est le résultat d'une concertation structurée, documentée et transparente entre Elia et la CREG.

Cette consultation présente un intérêt essentiel pour la CREG. Bien que la compétence légale de régulation des tarifs de réseau lui appartienne exclusivement, la CREG attache une grande importance à l'opinion des parties intéressées. De cette manière, la CREG tient compte non seulement des dispositions légales et réglementaires, mais aussi de votre opinion et peut recourir à vos suggestions pour mieux étayer ses décisions et, si nécessaire, les adapter.

Enfin, ce processus de consultation doit également contribuer à motiver et justifier la méthodologie tarifaire, une obligation imposée à la CREG par la Loi électricité.

## **2. Modalités de la consultation**

### **2.1. Période de consultation**

Cette consultation se tient du 24/08/2015 (minuit CET) au 14/09/2015 (minuit CET) inclus.

### **2.2. Mode de transmission des observations**

- Par e-mail à [brice.libert@creg.be](mailto:brice.libert@creg.be) et/ou



- Par lettre:

CREG

Monsieur Laurent Jacquet, Directeur

Rue de l'Industrie 26-38

1040 BRUXELLES

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

2.3. Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements

Par e-mail à [brice.libert@creg.be](mailto:brice.libert@creg.be)

## **JUSTIFICATION METHODO 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 de 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 de 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. BELUX, une première interconnexion entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg ;
- v. Avelin/Mastaing(FR)-Avelgem/Horta, un renforcement de la capacité de la ligne par l'emploi de conducteurs à haute performance ;
- vi. Mercator-Horta, un renforcement de la capacité de la ligne par l'emploi de conducteurs à haute performance ;
- vii. Lixhe-Herderen, le tirage d'un second circuit sur des pylônes existants ;

- viii. Van Eyck-Zutendaal-Gramme, la création d'un deuxième circuit 380kV et l'installation d'un transformateur 380/150kV à Zutendael ;
- ix. 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 de réseau. Ce plafonnement a pour objectif d'inciter le gestionnaire de 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 de 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 de 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 de réseau. Ainsi, l'incitant est attribué au gestionnaire de 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 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.

## **METHODO ANNEXE 4 relative à un 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 de 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 de réseau à respecter les échéances précédemment annoncées. Sans préjudice du point 7., 2e 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 Maerlandt-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 (4e phaseshifter) :

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

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 (4<sup>e</sup> phaseshifter) 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.

- BELUX : Première interconnexion Belgique-Luxembourg

- travaux dans la travée 220 kV du poste Aubange pour permettre la création de l'interconnexion s'appuyant sur le terre de la ligne existante entre Aubange et Esch 220 kV (Luxembourg).

L'année de mise en service précédemment annoncée pour la première phase est 2015.

- 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 ces différents projets considérés ensemble, les dépenses annuelles d'investissement éligibles pour cet incitant sont plafonnées à 193.000.000,00 EUR en 2016, 164.000.000,00 EUR en 2017, 221.000.000,00 EUR en 2018 et 147.000.000,00 EUR 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);
- 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 de réseau ne peut donc en aucun cas dépasser 21.615.000,00 EUR en 2016, 34.600.000,00 EUR en 2017, 49.448.000,00 EUR en 2018 et 49.684.000,00 EUR en 2019.

6. Le montant de l'incitant prévu au point 4., tel que plafonné conformément au point 5., est réduit 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%. 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.

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 de 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 de 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 de 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.

Onderwerp: Consultatie van de CREG over bijlage 4 bij de tariefmethodologie  
 Datum: 14 september 2015  
  
 Contact: Steven Harlem  
 Telefoon: 0032 2 500 85 89  
 Mail: steven.harlem@febeg.be

## Inleiding

De CREG organiseert een consultatie over de bijlage 4 bij de tariefmethodologie voor de transmissie van elektriciteit in verband met een bijzondere stimulans voor belangrijke en specifieke investeringen in het net voor een *ad hoc* vastgestelde termijn.

Deze consultatie loopt van 24 augustus 2015 tot 14 september 2015.

Dit document bevat de opmerkingen van FEBEG in het kader van deze consultatie en is als 'niet-vertrouwelijk' te beschouwen.

### Meer transparantie, duidelijkheid en verantwoording inzake bijlage 4 bij de tariefmethodologie

De bijlage 4 bij de tariefmethodologie doet bij FEBEG heel wat vragen rijzen:

- Welke selectiecriteria gebruikt de CREG, conform artikel 12, §5, 22° van de Elektriciteitswet om tot de huidige lijst van bijlage 4 te komen? Waarom bijvoorbeeld zijn bepaalde netversterkingen om meer decentrale productiecapaciteit te kunnen onthalen geen projecten die van deze regeling kunnen genieten? Kunnen bepaalde projecten met de vermelding 'versterking of vervanging van de masten' (projecten: Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta, Mercator-Horta, Lixhe-Herderen) niet ook als onderhoudsinvesteringen aanzien worden?
- Waarom werden de projecten opgesomd in bijlage 4 tijdens de consultatie in september en de beslissing over de tariefmethodologie in december niet als relevant beschouwd voor deze uitzonderingsregel, en nu - na het indienen van de tariefvoorstel door de netbeheerder - wel?
- Waarom is het noodzakelijk dat de projecten opgesomd in bijlage 4 van een gunstigere financiële regeling kunnen genieten? Hoe wordt het niveau van de vergoeding bepaald?
- Hoe verhoudt bijlage 4 zich tot artikel 25 van de tariefmethodologie? Gaat het om een stimulans bovenop de stimulans voorzien in artikel 25, §4 van de tariefmethodologie?

In het kader van de consultatie over de tariefmethodologie heeft FEBEG immers reeds de volgende opmerkingen gemaakt over artikel 25 van de tariefmethodologie met betrekking tot de investeringsefficiëntie:

*'Voor de realisatie van investeringsprojecten, zoals Stevin, Brabo, Alegro en de phaseshifter, wordt Elia reeds verloond via de tarieven. FEBEG stelt zich de vraag waarom Elia nog bijkomend dient beloond te worden voor het tijdig realiseren van deze projecten? In welke mate heeft Elia impact op de externe factoren die de timing van deze projecten bepalen?'*

*FEPEG stelt zich ook de vraag of de stimulans voldoende rekening houdt met de investeringsnoden die vanuit de distributienetten komen en of de plannings tussen de netbeheerders en de distributienetbeheerders voldoende op elkaar worden afgestemd. Een toekomstgerichte stimulans op efficiënte investeringen zou ook deze tendens en nood moeten ondersteunen.'*

- Hoe zullen de verhoogde toegelaten rendementen voor de netbeheerder een impact hebben op de tarieven? Wat zal de exacte impact zijn op eindverbruikers en producenten per tariefcomponent?
- Is voor elk van de projecten opgesomd in bijlage 4 een kostenbatenanalyse uitgevoerd die duidelijk aantoont dat de baten voor de netgebruiker (*social welfare gain*) groter zijn dan de kosten voor de netgebruiker (tarieven voor de netgebruiker)? Is bijvoorbeeld voor elk van de interconnectieprojecten geanalyseerd wat hun respectieve impact zal zijn op de marktprijs en de bevoorradingszekerheid?
- Hoe kunnen op een consistente manier voor de tariefperiodes 2016–2019 stimulansen worden uitgewerkt, terwijl sommige van de betrokken projecten over de periode 2015–2023 zullen worden gerealiseerd?
- Hoe en in welke mate wordt bij het bepalen van de stimulansen voor de interconnectieprojecten rekening gehouden met de toekomstige congestierentes?

FEPEG verzoekt dan om meer transparantie, duidelijkheid en verantwoording omtrent bijlage 4 bij de tariefmethodologie. In dit kader zou FEPEG het ook op prijs stellen, mocht de CREG tijdens een bilateraal overleg meer duiding en transparantie kunnen geven inzake bijlage 4 bij de tariefmethodologie.

-----

**Note:** Answer of Febeliec on the consultation by the CREG on the extraordinary incentives for important and specific investments in the grid for an ad hoc determined period

**Date:** 14/09/2015

### Summary

- 1. Febeliec in principle cannot accept the introduction of incentives for TSOs for performances that are linked to its “normal” (and already correctly rewarded) activities.**
- 2. For Febeliec, only extraordinary performances clearly bringing down the system cost for grid users compared to normal TSO operations can be rewarded through extra incentives. The incentives should be proportional to the extra-benefits the performance implies for grid users.**
- 3. For Febeliec, the introduction of incentives cannot lead to cost inefficiencies nor to signals for TSO to postpone projects until an incentive is introduced.**
- 4. It should be made transparent how the TSO uses the received incentives.**
- 5. Grid users must be consulted on the choice of performances and the size of the incentives.**

On August 24th 2015, the CREG launched a consultation on Annexe 4 of the Tariff Methodology covering the extraordinary incentives for important and specific investments in the grid for an ad hoc determined period. This note describes the position of Febeliec.

In the proposed annexe 4, the CREG is of opinion that it is of great importance to incentivize the network operator to respect the predetermined date of entry into service of a list of important and specific investment projects adhering to the criteria described in the Electricity Law. Febeliec in principle objects to incentives for a transmission system operator for specific objectives that are linked to its normal activities (which already are correctly rewarded by the WACC). Extra incentives can only be introduced for extraordinary performances that bring significant advantage (eg. reduction in system cost) to the grid user.

However, Febeliec expresses its regret for the lack of transparency and consultation on the negotiation on the list of investment projects and the incentives for reaching them between Elia and the CREG. Febeliec as federation representing the large industrial consumers would have preferred to be consulted in the selection of projects eligible for an extraordinary incentive.

Secondly, even though, as stated above, Febeliec has no principal objection towards a system of incentives, it wants to highlight a number of crucial principles to which such incentive schemes should adhere:

- 1. Transparency:** The selection of projects should be based on a consultation with all the market stakeholders, including the grid users, as well as an open discussion on the level and criteria of the incentives
- 2. Cost-reflectiveness:** The attribution of incentives should not go against the cost-reflectiveness of the revenues of the TSO. The costs related to the realisation of the listed are already covered by the transmission tariffs. Extra incentives by their nature do not cover the costs incurred by a TSO for the realisation of these investment projects, but rather gives them an extra revenue stream. The question is if this revenue stream can be considered as cost-reflective
- 3. Avoidance of double incentives:** Double incentives should be avoided at any price, be it by attributing incentives for the same project under different incentive schemes or by giving incentives for projects that have a direct and non-negligible positive impact on other elements covered by incentives
- 4. Cost efficiency:** The attribution of incentives for the timely delivery of investment projects always creates a risk of higher incurred costs due to a trade-off between cost efficiency and delivery speed; the CREG should carefully scrutinize all costs declared by the TSO for these projects with respect to their efficiency and pertinence and evaluate their reasonableness
- 5. Proportionality:** The CREG should analyse the reasonableness of the ratio between the extra costs of the incentives for the listed projects and the additional advantages created by them for the grid users; a cost-benefit analysis should be conducted to evaluate the pertinence of the projects and their eligibility for extra incentives
- 6. Timing:** The list of projects should have been composed and made available to market parties for consultation at an earlier stage. At the time of this consultation, Elia’s tariff proposal, already incorporating in its cost allocation and tariff calculation the cost of these incentives, was already handed to the CREG, putting the market parties in front of a “fait accompli”. This remark joins Febeliec’s similar remarks on the timing of the consultations and

definition of the Tariff Methodology as well as the Tariff Proposal and Tariff Proposal decisions of the CREG, where an earlier start and thus end of the process would leave more time for proper consultation and involvement of the stakeholders.

On top of these general principles for giving incentives, Febeliec also wants to point out certain concerns and even highlight certain aberrations in the Annexe 4 of the Tariff Methodology:

1. The pertinence of the inclusion of all the enumerated projects in a list of important and specific investments projects is from Febeliec's point of view questionable, as the total investment amount of the listed projects eligible for incentives, 725 MEUR over the period 2016-2019, covers a more than sizable part of the total investment portfolio over this period (somewhere between 1.500 and 2.000 MEUR). Questions can be raised on the specific aspect of these projects, as incentives should not be given for investments that should be part of the normal exploitation and business activities of a TSO and as such are covered by its obligations and responsibilities as a regulated monopolist. Moreover, questions can be raised on the potential maximal amount of the incentives of more than 155 MEUR (on an investment package of 725 MEUR or thus potentially more than 20% extra remuneration), as the costs related to these projects are already covered by the normal revenue stream of the TSO, based on the OLO and an artificially inflated beta coefficient
2. The inclusion of certain projects on this list for specific and extraordinary investments which would be subject to an extra incentive for a TSO based on a timely delivery is even more questionable for Febeliec if certain of these projects seem to have completion dates that with almost absolute certainty (e.g. the 4<sup>th</sup> phaseshifter in Zandvliet) will be even before the start of the tariff period 2016-2019. With respect to this latter project, Elia at several occasions during public meetings and in documentation stated the expected date of entry into service of this phase-shifter in Q4 2015, and perhaps this remark would also hold to be true or at least partially true for other listed projects (e.g. partially BeLux). In cases where the projects have already been completed or have already started and are in a more mature phase of evolution, no extra incentives seem necessary. From Febeliec's point of view, for projects already to be completed before 2016, this would even entail a free lunch for the TSO without additional added value for the grid users
3. The risk of double incentives, already described above while discussing the criteria to which incentives should adhere. On the current list of projects and taking into account the incentive schemes already covered by the tariff methodology of the CREG, Febeliec fears that certain projects would reap benefits from different schemes or would impact the conditions for reaching certain other objectives. Incentives for projects such as Brabo or Stevin are covered in Annexe 4 currently under consultation, but have also already been included in the incentives described in the tariff methodology of the CREG and thus would receive extra incentives under two different schemes for reaching the same objective, thus getting a double incentive without additional added value for the grid users. Similarly, incentives for completing cross-border interconnection projects, such as for example NEMO or Alegro, have a positive impact on the average minimal level of import capacity in Belgium, also covered by an incentive in the tariff methodology of the CREG. The CREG will have to carefully monitor such transversal impact, in order to avoid giving double incentives as the realisation of one objective would be to a large extent be influenced in a positive way by the realisation of other objectives
4. Febeliec asks the CREG to provide more transparency on the ratio between the amounts covered by the incentive schemes proposed for the tariff period 2016-2019 (e.g. by the tariff methodology and the annexe 4 of this methodology) and the amounts that were taken into account and allocated in the tariff period 2012-2015, as well as between the amount of these incentive schemes and the total revenue envelope of the TSO. These incentive schemes cannot be seen separately from the tariff proposal nor the tariffs, as they will or already have been included within the cost allocation and tariff calculation and will thus be recuperated via tariff components. On top of this, Febeliec also asks for more transparency and visibility on how these incentives will be allocated over the different tariff components, as for example an incentive for increased market integration primarily benefits Balance Responsible Parties and should as such primarily also be allocated to tariffs covered by them.
5. For Febeliec, it is primordial that the eligibility of a project for an additional incentive should be based on a cost-benefit analysis. If such analysis would have a positive outcome and such project would have a specific and important nature, this could justify the inclusion of said project in an incentive scheme. Each project should have clear criteria for receiving such incentive, and Febeliec wants to stress here that it could be opportune to indeed include several decision criteria and not just the timeliness, as already argued above.
6. The potential maximum of 155 MEUR extra incentives under the incentive scheme covered by Annexe 4 of the Tariff Methodology, added to the incentives already described in the Tariff Methodology (approximately 100 MEUR), the TSO can potentially earn over the tariff period 2016-2019 an extra remuneration of more than 250 MEUR, which is not an insignificant amount!

## **Antwoord op consultatie over bijlage 4 bij de tariefmethodologie Transmissie Electriciteit (niet vertrouwelijke versie)**

Geachte heer Libert, Beste Brice,

Via deze mail wensen we te reageren op de consultatie aangekondigd in de CREG nieuwsbrief van 24/8/2015 over het ontwerp van bijlage 4 van de tariefmethodologie voor de transmissie van elektriciteit in verband met de stimulans voor belangrijke en specifieke investeringen in het net die de CREG voor een ad hoc vastgestelde termijn aan de netbeheerder kan toekennen.

Wij wensen de CREG alvast te bedanken om marktpartijen inzage te geven in elementen die deel uit maken van de tarieven en in de kosten die netgebruikers dragen voor het beheer van het net en de werking van Elia. Wij juichen deze transparantie ten zeerste toe en roepen de CREG en Elia op nog verder te gaan in het betrekken van belanghebbenden in het tot stand komen van de tarieven. Elia heeft immers een wettelijk monopolie op de uitbouw en het beheer van het elektrisch transmissienet waardoor deze vorm van inspraak voor marktpartijen de enige manier is om uiting te geven aan belangen of problemen waaraan Elia niet of onvoldoende tegemoet komt. Dit, eventueel als gevolg van incentives in de tariefafspraken waardoor prioriteit gegeven wordt aan andere objectieven. Het is dan ook in dit kader dat onderstaande reactie moet gelezen worden.

Ten gronde wensen we ons niet uit te spreken over het principe om voor een beperkte lijst van investeringsprojecten in het transmissienet gunstigere vergoedingen te voorzien dan de normale vergoeding van de kapitalen. Wij kunnen enkel vaststellen dat deze mogelijkheid is ingegeven door artikel 12, §4, 22° van de Elektriciteitswet en artikel 25, § 3 van de tariefmethodologie voor de transmissie van elektriciteit. We erkennen dat de in de consultatiedocumenten opgesomde projecten belangrijk zijn voor Elia. Gelet op de criteria waaraan de investeringen op deze lijst moeten voldoen, met name "investeringsprojecten die bijdragen tot 's lands bevoorradingszekerheid" en investeringen die "bijdragen tot de nationale opvang van productie op basis van hernieuwbare energiebronnen" menen wij dat ook in het binnenlandse deel van het Elia netwerk de nodige aandacht en voorrang mag gegeven worden aan bepaalde ingrepen of versterkingen. Wij denken hierbij aan:

- Uitbreiding van de verbindingen tussen het Elia-net en het nieuwe 36kV-netwerk van Eandis in de haven van Gent
- Versnelling van de versterking van de "Boucle de l'Est"
- Versterking van de "Boucle du Hainaut" (Monceau-Harmignies-Baudour)
- ...

Deze suggesties komen voort uit specifieke windpark ontwikkelingsprojecten in de lager gelegen distributienetten die hinder ondervinden als gevolg van bottlenecks naar het hoger gelegen transmissienet. Deze bottlenecks leiden immers tot het verwerpen van aansluitingsaanvragen, beperkingen in de gevraagde aansluitingscapaciteit of het opleggen van verplichte onbezoldigde flexibiliteitsdiensten aan de DNB, met impact op de rendabiliteit en investeringszekerheid van deze projecten. Het is echter via deze elektrische weg dat de elektriciteit – opgewekt uit deze windenergieprojecten – gespreid en op nationaal niveau kan opgevangen worden om zo bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van het land.

Wij hopen dat u met onze suggesties kunt rekening houden in het verdere beslissingstraject voor de tarieven voor de volgende tariefperiode. Indien u hierbij vragen of bedenkingen heeft, gelieve niet te aarzelen me te contacteren.

Met de meeste hoogachting,



## **JUSTIFICATION METHODO 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 de 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 de 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. BELUX, une première interconnexion entre la Belgique et le Grand-Duché de Luxembourg;~~
- v-iv. Avelin/Mastaing(FR)-Avelgem/Horta, un renforcement de la capacité de la ligne par l'emploi de conducteurs à haute performance ;
- vi-v. Mercator-Horta, un renforcement de la capacité de la ligne par l'emploi de conducteurs à haute performance ;
- vii-vi. Lixhe-Herderen, le tirage d'un second circuit sur des pylônes existants ;
- viii-vii. Van Eyck-Zutendaal-Gramme, la création d'un deuxième circuit 380kV et l'installation d'un transformateur 380/150kV à Zutendaal ;

x-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 de réseau. Ce plafonnement a pour objectif d'inciter le gestionnaire de 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 de 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 de 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 de réseau. Ainsi, l'incitant est attribué au gestionnaire de 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., 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> 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.

Formatted: Superscript

## METHODO ANNEXE 4 relative à un 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 de 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 de réseau à respecter les échéances précédemment annoncées. Sans préjudice du point 7., 2<sup>e</sup> ~~et 3<sup>e</sup>~~ 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.

Formatted: Superscript

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 Maerlandt-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 (~~4<sup>e</sup>-phaseshifter~~):
      - une installation de commutation à Zandvliet en coordination avec TenneT ;
      - un nouveau transformateur 380/150kV à Doel ainsi qu'un Gas Insulated Bus (GIB) ;
    - ~~○ l'installation du nouveau PST à Zandvliet ;~~
- 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 (~~4<sup>e</sup> phaseshifter~~) 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.

- ~~BELUX : Première interconnexion Belgique-Luxembourg~~

- ~~travaux dans la travée 220 kV du poste Aubange pour permettre la création de l'interconnexion s'appuyant sur le terre de la ligne existante entre Aubange et Esch 220 kV (Luxembourg).~~

~~L'année de mise en service précédemment annoncée pour la première phase est 2015.~~

- 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.

Formatted: Indent: Left: 1,9 cm

- 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 de réseau. Pour ces différents projets considérés ensemble, les dépenses annuelles d'investissement éligibles pour cet incitant sont plafonnées à 193.000.000,00 EUR en

2016, 164.000.000,00 EUR en 2017, 221.000.000,00 EUR en 2018 et 147.000.000,00 EUR 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 de réseau ne peut donc en aucun cas dépasser 21.615.000,00 EUR en 2016, 34.600.000,00 EUR en 2017, 49.448.000,00 EUR en 2018 et 49.684.000,00 EUR 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 réduit 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.

Formatted: Font: (Default) Arial

	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	

Formatted: Normal, No bullets or numbering

Formatted: Font: (Default) Arial

6.

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 de 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 de 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 de 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 de réseau et la valeur de l'incitant corrigé *expost* 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.