

# COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## DECISION (BRUGEL-DECISION-20140901-16)

### relative à la méthodologie tarifaire électricité

Etabli en application de l' *Art.9quater* introduit par l'ordonnance du 8 mai 2014 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

1<sup>er</sup> septembre 2014

# Table des matières

1	Introduction.....	4
2	Définitions.....	9
3	Le revenu total et la marge équitable .....	14
3.1	Le revenu total .....	14
3.1.1	Composition du revenu total.....	14
3.1.2	Les coûts gérables.....	14
3.1.3	Les coûts non-gérables .....	15
3.1.4	La marge équitable.....	16
3.2	L'actif régulé (RAB) .....	17
3.2.1	La valeur initiale de l'actif régulé.....	17
3.2.2	Evolution de l'actif régulé dans le temps.....	17
3.2.3	Pourcentage d'amortissement.....	18
3.3	Le pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé.....	19
3.3.1	Le taux d'intérêt sans risque .....	19
3.3.2	La Prime de risque .....	20
3.3.3	Le Facteur bêta.....	20
3.3.4	Le Facteur S.....	20
3.3.5	Règles de calcul.....	20
3.3.6	Révision des paramètres.....	21
4	Tarif design et conditions d'application .....	22
4.1	La structure tarifaire générale .....	22
4.2	Les tarifs non-périodiques .....	22
4.3	Les tarifs périodiques.....	23
4.3.1	Tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution .....	23
4.3.2	Tarif pour l'activité de mesure et comptage .....	24
4.3.3	Tarif obligations de service public.....	24
4.3.4	Tarif pour l'utilisation du réseau de transport.....	24
4.3.5	Surcharges.....	25
4.3.6	Utilisateurs disposant d'une installation de production décentralisée .....	26
4.4	Tarification progressive.....	27
4.5	Conditions d'application.....	27
5	Soldes, coûts et recettes .....	29
5.1	Définitions des soldes.....	29
5.2	Gestion et affectation des soldes.....	29
6	Procédure de soumission et d'approbation des tarifs.....	32
6.1	Procédure d'introduction et d'approbation des tarifs .....	32

6.1.1	Procédure générale de soumission et spécificités pour la période régulatoire 2015-2019.	32
6.1.2	Contrôle ex ante.....	34
6.1.3	Adaptation des tarifs.....	34
6.1.4	Procédure après annulation ou suspension d'une décision tarifaire de BRUGEL.....	34
6.2	Les règles d'évolution et le contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total et des tarifs.....	36
6.2.1	Les règles d'évolution du revenu total.....	36
6.2.2	Le contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total.....	39
6.2.3	Le contrôle des tarifs.....	40
6.3	Publication des tarifs.....	41
7	Les rapports et les données que le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir à BRUGEL en vue du contrôle des tarifs.....	42
7.1	Modèle de rapport.....	42
7.2	Rapport annuel.....	42
7.3	Données complémentaires et rapports intermédiaires.....	43
7.4	Procédure relative à la gestion des rapports ex post.....	40
8	Maîtrise des coûts – régulation incitative.....	45
8.1	Incentive regulation sur les coûts.....	45
8.2	Incentive regulation sur les objectifs.....	46
9	Obligations comptables.....	47
10	Annexe : Méthodologie relative à la mise en place d'une tarification progressive.....	48
10.1	Introduction.....	48
10.2	Champ d'application de la tarification progressive.....	48
10.3	Aspects méthodologiques.....	49
10.3.1	Introduction.....	49
10.3.2	Prérequis et hypothèses.....	51
10.3.3	Définition des tranches de consommation et des tarifs.....	53
10.3.4	Adaptation des tranches de consommation en vue de.....	56
	tenir compte de la taille des ménages.....	56
10.3.5	Synthèse.....	57

## I Introduction

### ***Transfert de la compétence***

Dans le cadre de la sixième réforme de l'Etat, la compétence relative au contrôle des tarifs de la distribution de l'électricité et du gaz a été transférée de l'Etat fédéral vers les Régions.

L'Ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014<sup>1</sup> confie à BRUGEL cette compétence à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2014.

Conformément à l'Article 9quater de l'Ordonnance « électricité », la méthodologie tarifaire établie par le régulateur permet au gestionnaire de réseau de distribution d'établir sa proposition tarifaire qui servira de base pour l'approbation des tarifs par BRUGEL.

La méthodologie a été rédigée en respectant les lignes directrices fixées par l'Ordonnance.

La méthodologie tarifaire a été établie par BRUGEL suivant une procédure déterminée de commun accord avec le gestionnaire du réseau de distribution sur la base d'un accord explicite, transparent et non discriminatoire. Le gestionnaire de réseau a été concerté officiellement à la date du 1<sup>er</sup> juillet 2014.

BRUGEL a sollicité l'avis du Conseil en date du 17 juillet 2014 sur la méthodologie tarifaire résultant de cette concertation. L'ensemble des commentaires et remarques ont été transmis à BRUGEL le 11 août 2015.

### ***Orientations générales***

Cette nouvelle méthodologie tarifaire s'inspire du cadre méthodologique existant et principalement de l'Arrêté royal du 2 septembre 2008<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

<sup>2</sup> relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité.

La volonté de BRUGEL est de garder un cadre régulateur stable et de maintenir un système de type « Cost + » instauré par l'autorité compétente précédente tout en y ajoutant la mise en place d'une régulation incitative.

Les principes fondamentaux de transparence et de non-discrimination ont guidé BRUGEL dans l'établissement de l'ensemble des mécanismes définis ci-après.

L'objectif de BRUGEL est également de promouvoir le développement d'un réseau de distribution performant tout en motivant le gestionnaire de réseau à limiter ses coûts afin de conserver une enveloppe budgétaire stable.

Au cours des prochaines périodes régulatrices, BRUGEL veillera à maintenir le coût par unité d'énergie transportée au plus bas niveau possible et à prévenir ou limiter toute hausse des tarifs de distribution. Dans cette optique, un « fonds tarifaire » permettant d'anticiper le financement de gros projets d'investissements ou de lisser les tarifs a notamment été instauré.

Le contexte bruxellois et la caractéristique du gestionnaire de réseau unique (100% unbundlé) ont également amené BRUGEL à s'inscrire dans une vision permettant l'entrée éventuelle de nouveaux capitaux dans le gestionnaire de réseau.

La durée de la période régulatrice choisie par BRUGEL est de 5 ans, la prochaine période régulatrice commencera le 1<sup>er</sup> janvier 2015 pour se terminer le 31 décembre 2019.

## ***Tarif design***

BRUGEL a essayé de rationaliser les différents tarifs et a précisé certains aspects par rapport à la méthodologie précédente.

La structure tarifaire générale, notamment les notions de tarifs périodiques et non-périodiques, reste globalement inchangée. La méthodologie prescrite ne prévoit pas une tarification capacitaire. Le tarif d'injection n'est pas interdit, mais BRUGEL souhaite que pour la période régulatrice à venir ce tarif soit nul.

Au niveau des tarifs non périodiques, les précisions concernant les tarifs applicables en cas de consommation hors contrat ou tarifs pour des prestations spécifiques ont été insérées par rapport à la précédente méthodologie.

Le nombre de tarifs périodiques a été revu légèrement à la baisse. Ainsi, les tarifs de base d'utilisation du réseau, pour la gestion du système et pour les services auxiliaires sont regroupés au sein d'un même tarif d'utilisation du réseau.

A l'instar des tarifs de transport, une grille de tarif distincte sera présentée pour les tarifs « obligations de service public ».

En outre, afin de permettre une application objective et transparente des tarifs aux différents utilisateurs du réseau, BRUGEL approuvera, en même temps que la proposition tarifaire, les conditions d'application des différents tarifs.

## ***Principaux changements***

A la fin de la période régulatoire 2015-2019, une évaluation des mécanismes prescrits dans la méthodologie sera faite par BRUGEL. Le cas échéant BRUGEL et le gestionnaire de réseau s'accorderont sur des mesures correctrices à prendre pour les périodes régulières suivantes.

### ***1. Suppression du principe de la compensation***

Dans la mesure où ils utilisent le réseau de distribution et que BRUGEL dispose de la compétence exclusive pour fixer les tarifs, dans un souci d'égalité de traitement, les installations de puissances inférieures à 5 KVA ne bénéficieront plus du principe de compensation pour les coûts de distribution à partir de la mise en production du MIG 6, soit vraisemblablement le 1 janvier 2017.

### ***2. La tarification progressive***

En vue de favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie et à la lumière de la protection sociale des consommateurs résidentiels, l'Article 9quinquies 18° de l'ordonnance électricité prévoit la mise en place d'une tarification progressive. Il appartient à BRUGEL de définir la méthodologie et les modalités de l'instauration des tarifs progressifs pour les clients résidentiels. La présente méthodologie contient un modèle et les grands principes permettant au gestionnaire de réseau de réaliser les différentes simulations qui permettront à BRUGEL d'approuver plus tard des tarifs progressifs.

Les modalités opérationnelles et les valeurs des différents paramètres choisis feront l'objet d'une consultation ultérieure.

### **3. Calcul de la marge équitable**

Pour la période régulatoire 2015-2019, la philosophie générale adoptée par l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 dans le cadre de l'estimation du pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé ne sera pas remise en question. Pour cette même période, seuls les paramètres qui rentrent dans le cadre du calcul du pourcentage de rendement ont été revus. L'objectif poursuivi est, tout en gardant un modèle inspiré du CAPM, de maintenir une marge équitable stable pendant les cinq prochaines années et de stimuler l'investissement.

Comme par le passé, le taux OLO 10 ans est considéré comme la référence du taux d'intérêt sans risque dans la formule du rendement. Sur base d'un benchmarking européen, la valeur cible du paramètre S a été fixée à 40% et le paramètre d'illiquidité a été supprimé, les valeurs des paramètres  $\beta$  et de la prime de risque ont également été redéfinies. Une majoration de 30 points de base a été opérée sur la rémunération des fonds propres au delà de 40%, ceci pour tenir compte de la réalité économique. BRUGEL peut revoir les paramètres à prendre en compte pour la période régulatoire suivante.

Le calcul de la valeur de l'actif et des règles d'évolution a également été révisé.

Le besoin de fonds de roulement net tel que défini dans l'Arrêté royal du 2 septembre 2008 n'est plus considéré comme faisant partie de l'actif régulé. L'actif régulé comprendra également les coûts activés relatifs aux logiciels ou développements informatiques.

La méthodologie offre notamment la possibilité au gestionnaire de réseau d'introduire une demande d'amortissement accéléré ou une demande d'amortissement d'actifs relatifs à des projets spécifiques. En outre, la plus-value RAB est amortie au taux de l'actif sous-jacent, en conformité avec le droit comptable.

La spécificité du modèle de régulation mis en place concernant l'intégration automatique dans les coûts non-gérables des charges financières relatives aux emprunts contractés par le gestionnaire de réseau est maintenue.

Les règles d'évolution des coûts tiennent compte de l'évolution de l'indice des prix à la consommation tant pour l'exercice budgétaire que pour le contrôle ex-post.

### **4. Gestion des soldes**

BRUGEL procédera pour le 15 juin 2015 au plus tard à la vérification et l'approbation des soldes des coûts gérables et non-gérables pour les années 2013 et 2014 sur base de la méthodologie prescrite dans l'arrêté royal du 02 septembre 2008. Les soldes tant sur les

coûts gérables que non-gérables des années 2010 à 2012 sont réputés conformes, tant en ce qui concerne leur détermination que leur affectation, aux règles définies dans la méthodologie en vigueur pour ces différents exercices.

Les soldes sur coûts non-gérables de 2008 à 2014 seront affectés à un fonds régulateur interne à SIBELGA dont BRUGEL vérifiera l'affectation. Ce fonds sera alimenté par les soldes sur coûts non-gérables futurs ainsi que par une partie des soldes gérables suivant le modèle de régulation incitative mis en place.

Les soldes de 2008 à 2014 concernant les coûts gérables ont été ou seront affectés au résultat comptable du gestionnaire de réseau.

De plus, la présente méthodologie prévoit un mécanisme de fenêtre glissante permettant au gestionnaire de réseau de récupérer en tout ou en partie des écarts importants qui auraient pu être constatés au cours des premières années de la période régulateur.

### **5. Incentive regulation**

Un nouveau modèle transparent d'incentive regulation est instauré. Que le solde « coûts gérables » soit positif ou négatif, la partie de ce solde excédant 5% du budget des coûts gérables de l'exercice d'exploitation concerné est automatiquement transférée à un fonds de régulation tarifaire électricité. Pour la partie n'excédant pas 5% du budget des coûts gérables, ce solde est, pour une moitié, affecté au résultat comptable du gestionnaire de réseau et, pour l'autre moitié, transféré au fonds de régulation tarifaire électricité.

BRUGEL garde les mêmes lignes directrices que la méthodologie précédente concernant le caractère raisonnable ou déraisonnable de certains coûts. Cette grille de lecture sera notamment utilisée par BRUGEL lors de son analyse préalable à l'approbation par le Gouvernement des propositions de plans d'investissements visés à l'Article 12 de l'ordonnance « électricité ».

Pour la période tarifaire 2015-2019, aucune régulation incitative basée sur des objectifs ne sera effective. Toutefois, BRUGEL définira au cours de cette période et en concertation avec le GRD, les différents éléments qui pourraient permettre de mettre en place une régulation incitative sur base d'objectifs dès 2020. Ces éléments porteront notamment sur les différents indicateurs à suivre, les normes à atteindre et les incitants financiers liés.

## 2 Définitions

Les définitions contenues à l'art.2 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale s'appliquent à la présente décision.

Sous réserve de modification de l'ordonnance précitée, il convient d'entendre par :

1. « **ordonnance électricité** »: ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et ses modifications ultérieures.
2. « **BRUGEL** » : autorité de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale.
3. « **distribution** » : la transmission d'électricité via des réseaux de distribution en vue de la fourniture à des clients finaux.
4. « **réseau de distribution** » : les réseaux d'une tension inférieure à 36 kV, établis sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale, ainsi que les parties du réseau de 36 kV requalifiées en vertu de l'article 4 de l'ordonnance électricité et les installations visées à l'article 29, § 2, alinéa 2 de la même ordonnance.
5. « **gestionnaire du réseau de distribution** » : le gestionnaire du réseau de distribution désigné conformément aux dispositions du Chapitre II de l'ordonnance électricité.
6. « **autorité de régulation** » : toute autorité chargée d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois, décrets ou ordonnances pris en application de la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour un marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE .
7. « **client** » : tout client final, fournisseur ou intermédiaire.
8. « **client final** » : toute personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage, alimentée à une tension égale ou inférieure à 70 kV sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale.
9. « **client haute tension** »: client final raccordé à une tension égale ou supérieure à 1 kV et disposant à son site de consommation d'une puissance égale ou supérieure à 100 kVA.
10. « **client résidentiel** » : client raccordé au réseau qui achète l'électricité pour l'usage principal de son ménage et dont la facture est établie à son nom propre.
11. « **client professionnel** » : client final rapportant la preuve qu'il utilise l'électricité prélevée pour un usage professionnel.
12. « **client basse tension** » : client final qui n'est pas un client haute tension.
13. « **client protégé** » : client final résidentiel raccordé au réseau et reconnu comme protégé.
14. « **intermédiaire** » : toute personne physique ou morale achetant de l'électricité en vue de revendre celle-ci.
15. « **fournisseur** » : toute personne physique ou morale vendant de l'électricité.
16. « **règlement technique** » : règlement organisant les relations entre le gestionnaire du réseau, les détenteurs d'accès au réseau, les utilisateurs du réseau et les gestionnaires d'autres réseaux et contenant les prescriptions techniques et administratives visant à assurer le bon fonctionnement du réseau, de ses interconnexions et de l'accès à celui-ci.
17. « **utilisateur du réseau** » : un client final et/ou un fournisseur de service énergétique et/ou un agrégateur et/ou un producteur dont les installations sont raccordées au réseau de transport régional ou au réseau de distribution, directement ou indirectement via un réseau privé.

18. « **proposition tarifaire** » : la proposition du gestionnaire du réseau contenant l'ensemble des tarifs qu'il doit soumettre avant chaque période régulatoire à l'approbation de BRUGEL en vertu de l'art.9sexies de l'ordonnance « électricité ».
19. « **proposition tarifaire actualisée** » : la proposition tarifaire reprise à l'art.9sexies §3 de l'ordonnance électricité ainsi que définie au point 6.1.3 de la présente méthodologie.
20. « **budget** » : l'estimation par le gestionnaire du réseau du revenu total tel que visé au point 3.1 de la présente méthodologie.
21. « **partie d'infrastructure** » : la partie de chaque réseau de distribution qui, conformément à la décision des autorités régionales compétentes, correspond à l'un des niveaux de tension suivants :
- a. le réseau ayant une tension nominale de 30 à 70 kV inclus, à l'exception des lignes, câbles et raccordements dont le niveau de tension nominal est inférieur ou égal à 70 kV et qui ont une fonction de transport.
  - b. les transformateurs vers le réseau moyenne tension.
  - c. le réseau ayant une tension nominale comprise entre 26 et 1 kV.
  - d. les transformateurs vers le réseau basse tension.
  - e. le réseau basse tension (le réseau ayant une tension nominale inférieure à 1 kV).
22. « **groupe de clients** » : chaque groupe d'utilisateurs du réseau échangeant (injectant et/ou prélevant) de l'énergie sur une des parties d'infrastructure visées au point 21, étant entendu qu'un utilisateur du réseau échangeant de l'énergie sur plus d'une partie d'infrastructure appartient aux différents groupes de clients concernés.
23. « **clients restants** » : le groupe d'acteurs du marché qui utilise un ou plusieurs services ou prestations du gestionnaire du réseau dans le cadre de l'exécution de ses obligations légales et réglementaires et qui n'appartient pas à l'un des groupes de clients, définis au point 22).
24. « **objet de coût** » : tout ensemble de coûts nécessaires à la fourniture d'un service et ou prestation, majoré du coût des impôts, prélèvements, surcharges, contribution et rémunérations imputés au service concerné.
25. « **centre de coût** » : toute subdivision comptable établie par le gestionnaire du réseau et à laquelle les frais sont imputés.
26. « **nature des charges** » : la nature des charges d'une entreprise telle que visée à l'article 25, § 1er, de l'arrêté royal du 30 janvier 2001 portant exécution du Code des sociétés.
27. « **générateur de coûts** » : toute clé reflétant le lien causal direct entre les coûts et les prestations y afférentes.
28. « **clé de répartition** » : toute clé forfaitaire utilisée pour l'attribution des coûts à des prestations dans des proportions fixées conventionnellement lorsqu'un lien causal direct entre les coûts et les prestations n'existe pas ou ne peut pas être mesuré.
29. « **formule de souscription** » : la puissance souscrite (kW) est déterminée sur la base d'une puissance quart-horaire maximum injectée ou prélevée sur les 12 derniers mois, y compris le mois de facturation ou sur base de la puissance maximale définie dans le contrat de raccordement que le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de l'utilisateur du réseau de distribution.
30. « **gestion de système** » : l'ensemble des services suivants :
- a. la gestion commerciale des contrats relatifs à l'accès au réseau de distribution et aux services auxiliaires, à savoir la gestion des services auxiliaires.

- b. la programmation des échanges d'énergie, à savoir la gestion des nominations, la préparation du programme d'exploitation et la préparation du programme d'exploitation pouvant être mis en service à la suite d'un incident.
  - c. l'administration du réseau de distribution et la surveillance des échanges d'énergie, principalement axées sur l'exploitation en temps réel du réseau de distribution composé de :
    - i. l'exécution des programmes d'exploitation acceptés lors de la programmation des échanges d'énergie ;
    - ii. la garantie permanente de la sécurité, de la fiabilité et de l'exploitation efficace du réseau de distribution ;
    - iii. la coordination et la mise en œuvre ou la sous-traitance des opérations sur le réseau de distribution nécessaires lors de travaux effectués sur les installations.
  - d. le contrôle de la qualité de l'approvisionnement et de la stabilité du réseau de distribution qui se compose de :
    - i. la collecte des données relatives à la qualité de l'approvisionnement et relatives à la stabilité du réseau de distribution ;
    - ii. le suivi de la qualité de l'approvisionnement et de la stabilité du réseau de distribution.
31. « **activité de mesure** » : la collecte par le système de traitement du gestionnaire du réseau de distribution et le traitement des mesures et comptages auprès du gestionnaire du réseau de distribution, comprenant la gestion des équipements et procédés de mesure et de comptage, l'acquisition, la validation et le traitement des données de mesure et de comptage, ainsi que l'échange des informations de mesure et de comptage et autres informations utiles avec les gestionnaires des réseaux électriques auxquels le réseau de distribution est couplé ou avec les autres acteurs du marché.
32. « **services auxiliaires** » : l'ensemble des services tels que définis dans le règlement technique distribution électricité composés :
  - a) du réglage de la tension et de la puissance réactive ;
  - b) de la compensation des pertes sur le réseau.
33. « **réglage de la tension et de la puissance réactive** » : le service qui consiste, conformément au règlement technique distribution, à maintenir la tension aux différents points du réseau de distribution dans une marge prédéterminé.
34. « **compensation des pertes du réseau** » : le service qui, conformément au règlement technique distribution, compense les pertes actives générées par le transit d'électricité via le réseau de distribution.
35. « **raccordement d'un utilisateur du réseau** » : l'ensemble des équipements nécessaires pour relier les installations de l'utilisateur du réseau au réseau, y compris généralement les installations de mesure, et les services y relatifs.
36. « **groupe de compteurs** » : ensemble composé d'un ou plusieurs compteurs, interrupteurs de puissance, relais et accessoires.
37. « **année d'exploitation** » : une année calendrier.
38. « **besoin en fonds de roulement** » : le besoin en fonds de roulement du gestionnaire du réseau est, à un moment donné, égal à la différence entre, d'une part, la somme des stocks, des commandes en exécution, des créances, des liquidités opérationnelles nécessaires et des comptes de régularisation de l'actif à ce moment et, d'autre part, la somme des dettes commerciales, des

avances reçues sur commandes, des dettes fiscales, salariales et sociales, des autres dettes et des comptes de régularisation du passif à ce moment, tels que visés à l'Annexe « Plan comptable minimum normalisé » de l'arrêté royal du 12 septembre 1983 déterminant la teneur et la présentation d'un plan comptable minimum normalisé, tel que modifié en dernier lieu par l'arrêté royal du 10 août 2009.

39. « **marge équitable** » : il s'agit de la marge bénéficiaire visée au point 3.1.4 de la présente méthodologie.
40. « **taux d'intérêt sans risque** » : il s'agit du rendement d'un investissement sans aucune forme de risque visé au point 3.3.1 de la présente méthodologie.
41. « **obligations OLO** » : Obligations Linéaires - Lineaire Obligaties, à savoir les titres tels que visés à l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté royal du 16 octobre 1997 relatif aux obligations linéaires. `
42. « **prime de risque du marché** » : prime de risque définie au point 3.3.2 de la présente méthodologie.
43. « **facteur Bêta** » : facteur défini au point 3.3.3 de la présente méthodologie.
44. « **valeur de reconstruction économique** » : le coût de remplacement d'un bien d'équipement déterminé par rapport à une installation similaire sur le plan de l'infrastructure et de la prestation, et compte tenu des progrès technologiques et de la vétusté.
45. « **pourcentage de rendement** » : le pourcentage visé au point 3.3, de la présente méthodologie.
46. « **plan d'investissement** » : plan d'investissement du réseau dont le gestionnaire de réseau assume la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et de développement de ce réseau.
47. « **amortissement** » : par amortissement on entend les montants pris en charge par le compte de résultats relatifs aux immobilisations incorporelles et corporelles dont l'utilisation est limitée dans le temps en vue soit de répartir le coût d'acquisition de ces immobilisations sur leur durée d'utilité ou d'utilisation probable, soit de prendre en charge ces frais et ces coûts au moment où ils sont exposés.
48. « **taux d'amortissement** » : le taux par lequel la valeur initiale de l'immobilisation incorporelle ou corporelle à amortir est multipliée pour déterminer l'annuité. Ces taux sont fixés au point 3.2.3 de la présente méthodologie.
49. « **période régulatoire** » : une période de plusieurs années consécutives pendant laquelle une même méthodologie tarifaire est appliquée. La présente méthodologie prend comme référence une période régulatoire de 5 ans.
50. « **période tarifaire** » : période pendant laquelle l'utilisation globale du réseau est systématiquement relativement haute (heure de pointe) ou relativement faible (heure creuse, tel que la nuit ou le week-end).
51. « **La plus-value RAB** » est la différence entre la valeur de l'actif régulé (RAB) telle que celle-ci a été fixée et évolue conformément au point 3.2.2 de la présente méthodologie et la valeur comptable nette amortie des immobilisations régulées.
52. « **logiciel ou développement informatique** » : Les logiciels ou développements informatiques, dissociés du matériel, acquis ou créés pour la gestion des activités régulées. Le traitement comptable de ces logiciels informatiques doit être réalisé en conformité avec les recommandations de la Commission des Normes Comptables, notamment l'avis CNC 138-5.
53. « **énergie active brute prélevée** » : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un URD disposant d'une installation de production

décentralisée de moins de 5 kVA et bénéficiant de la compensation, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau.

54. « **producteur** » : toute personne physique ou morale produisant de l'électricité.
55. « **réseau** » : ensemble constitué des câbles et des lignes, ainsi que des branchements, des postes d'injection, de transformation et de répartition, des dispatchings et des installations de télé contrôle et toutes les installations annexes, servant au transport, au transport régional ou à la distribution d'électricité.
56. « **compteur** » : équipement installé chez un client final, en ce compris l'équipement de télé relève éventuel, en vue de mesurer l'énergie prélevée ou injectée et, le cas échéant, la puissance active et la puissance réactive, pendant une unité de temps déterminée.
57. « **ménage** » : soit une personne physique isolée client final résidentiel, soit un ensemble de personnes physiques, unies ou non par des liens familiaux, qui vivent habituellement ensemble dans le même logement et dont un des membres est un client final résidentiel.
58. « **réseau privé** » : ensemble des installations établies sur une aire géographique restreinte et bien délimitée servant à l'alimentation en électricité d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau et répondant aux conditions fixées par le règlement technique.)
59. « **MIG 6** » : manuel décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès. La version 6 de ce MIG vise d'une part à rendre, aux bénéficiaires de l'utilisateur final, les processus actuels du marché, simples, rapides, interactifs et transparents et d'autre part, permettre la gestion des données et des processus liés aux compteurs intelligents et aux installations de productions décentralisées.
60. « **Compensation** » : mécanisme de comptage qui consiste à déduire les quantités injectées des quantités prélevées du réseau. Actuellement, le principe de compensation n'est applicable qu'aux installations de production d'électricité verte et de cogénération de qualité d'une puissance inférieure ou égale à 5 kW »

## 3 Le revenu total et la marge équitable

### 3.1 Le revenu total

#### 3.1.1 Composition du revenu total

Le revenu total comprend l'ensemble des coûts (et réductions de coûts) nécessaires ou efficaces à l'exercice, par le gestionnaire de réseau au cours de la période régulatoire, de ses activités et des obligations légales ou réglementaires lui incombant en vertu de l'ordonnance « électricité ».

Ces coûts se composent des éléments repris aux points 3.1.2 et 3.1.3 relatifs aux coûts gérables et non gérables.

#### 3.1.2 Les coûts gérables

Les coûts gérables représentent les coûts (et réductions de coûts) relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients, sur lesquels le gestionnaire du réseau exerce un contrôle direct.

Ils comprennent notamment :

- les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) d'achat de biens et services (autres que ceux des services auxiliaires) pour autant qu'ils s'intègrent dans le cadre des activités visées à l'art.7 de l'ordonnance « électricité », notamment ceux axés sur :
  - a. la gestion de l'infrastructure électrique;
  - b. la gestion du système électrique;
  - c. la gestion de l'infrastructure télécoms;
  - d. les activités informatiques;
  - e. la gestion commune;
  - f. les charges à transférer aux comptes du bilan.
- les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) des rémunérations, des charges sociales y compris toutes les contributions prévues par la loi et de toutes les charges payées dans le cadre des fonds de pension et des assurances groupes depuis que l'intéressé est membre du personnel du GRD ou d'une de ses filiales ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution auxquelles il fait appel.
- les réductions de coûts qui résultent de diverses opérations, pour autant qu'elles soient réalisées dans le cadre des activités visées à l'art.7 de l'ordonnance « électricité », notamment :

- a. les recettes issues de la location de pylônes et supports, pour autant qu'ils fassent partie de l'actif régulé;
- b. les recettes issues de la location du réseau de fibres optiques, pour la partie qui appartient à l'actif régulé ;
- c. les recettes issues d'autres activités régulées;
- d. le résultat sur des activités secondaires;
- e. les diverses recettes.

### 3.1.3 Les coûts non-gérables

Les coûts non-gérables représentent les coûts (et réductions de coûts) relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients, sur lesquels le gestionnaire du réseau n'exerce pas de contrôle direct.

Ils comprennent notamment :

- les coûts d'achat des services auxiliaires y compris les coûts d'achat des pertes du réseau ou la couverture de celles-ci par des moyens de production du gestionnaire de réseau;
- les surcharges sur les tarifs comprenant :
  - a. les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, dues pour les années antérieures à la libéralisation conformément à des statuts, à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CREG ;
  - b. toutes obligations vis-à-vis des fonds de pension du GRD et vis-à-vis des filiales ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution auxquelles il fait appel ayant du personnel sous statut public, en ce compris, toutes les obligations résultant de mises à la pension anticipée, quel que soit le tantième fixé ;
  - c. les impôts sur les sociétés et les personnes morales effectivement dus;
  - d. les autres impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, taxes, prélèvements, surcharges, redevances, cotisations et rétributions dus par le gestionnaire de réseau, à l'exclusion, en cas de dommages non assurables, des amendes infligées au gestionnaire du réseau et des indemnisations à charge du gestionnaire du réseau en cas d'incidents sur le réseau.

- la partie de la plus-value RAB amortie au taux de l'actif sous-jacent ou désaffectée dans l'année, pour autant que les montants correspondant à cette partie soient portés en réserve au passif du gestionnaire de réseau. BRUGEL contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les amortissements enregistrés ;
- les plus-values sur la réalisation d'actifs ;
- les moins-values enregistrées;
- les amortissements ;
- les désaffectations en cas de mise hors service d'un actif ;
- les charges financières (" Embedded Costs ");
- les coûts pour les obligations de service public;
- la rémunération facturée par le gestionnaire du réseau de transport pour l'utilisation du réseau de transport, y compris les surcharges facturées par le gestionnaire du réseau de transport;
- les coûts du transit, facturés par les autres gestionnaires du réseau de distribution;
- les coûts d'utilisation de l'infrastructure de tiers;
- les charges et produits exceptionnels imposés par une évolution du cadre légal ou réglementaire ou des règles et processus soutenant l'organisation ou le bon fonctionnement du marché libéralisé de l'électricité ;
- les réductions de coûts et/ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures ;
- la marge équitable visée ci-dessous.
- les surcoûts liés à la gestion du tarif progressif

### 3.1.4 La marge équitable

Elle est fixée chaque année en appliquant le pourcentage de rendement visé au point 3.3. sur la moyenne de la valeur initiale (le 1<sup>er</sup> janvier) de l'actif régulé et de la valeur finale de l'actif régulé (le 31 décembre) de l'exercice concerné, l'actif régulé étant calculé et évoluant annuellement selon les règles visées au point 3.2.2.

La marge équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt<sup>3</sup> des sociétés et sur les personnes morales, mais avant application du précompte mobilier sur les dividendes.

---

<sup>3</sup> La marge équitable brute avant impôts, s'il y a impôt, est déterminée par : la rémunération équitable après impôt/ (1-t), t étant le taux de taxation effectif du GRD

## 3.2 L'actif régulé (RAB)

### 3.2.1 La valeur initiale de l'actif régulé

La valeur initiale de l'actif régulé correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées à la date du 31/12/2013 telle qu'approuvée par BRUGEL.

BRUGEL approuve la valeur initiale de l'actif régulé calculé sur base de la méthodologie prescrite dans l'arrêté royal du 2 septembre 2008, à l'exclusion du besoin en fonds de roulement.

En date du 30 juillet 2014, Brugel a approuvé la valeur initiale de l'actif régulé au 31/12/2013. Celle-ci s'élève à 656.714.515 €.

### 3.2.2 Evolution de l'actif régulé dans le temps

#### 3.2.2.1 Règle d'évolution annuelle

La valeur de l'actif régulé évolue chaque année à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014 par :

- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées. Ces investissements sont notamment ceux figurant dans les plans d'investissement approuvés par le Gouvernement;
- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouveaux logiciels informatiques ou développements informatiques, comptabilisés en immobilisations incorporelles régulées au cours de l'année concernée ;
- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles et incorporelles régulées mises hors service au cours de l'année concernée;
- la déduction des amortissements au taux des actifs sous-jacent, réductions de valeurs ou désaffectations de la plus-value RAB, comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisés au cours de l'année concernée;
- la déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisées au cours de l'année concernée;
- la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisés au cours de l'année concernée.

Le résultat du traitement visé ci-dessus détermine la valeur finale de la RAB de l'année N et peut être repris comme valeur initiale de l'actif régulé de l'année N+1.

### 3.2.3 Pourcentage d'amortissement

Le montant annuel des amortissements visés au point précédent est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement ci-après, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

Tableau I - Pourcentage d'amortissement annuel des actifs régulés

<b>Asset</b>	<b>Pourcentage amortissement</b>	<b>Durée amortissement</b>
Bâtiments industriels	3%	33 ans
Bâtiments administratifs	2%	50 ans
Câbles	2%	50 ans
Lignes	2%	50 ans
Postes et cabines		
- Equipements basse tension	3%	33 ans
- Equipements haute tension	3%	33 ans
Raccordements	3%	33 ans
Appareils de mesure mécaniques	3%	33 ans
Appareils de mesure électroniques	10%	10 ans
Télétransmission et fibres optiques	10%	10 ans
Aménagements, mobilier, outillage	10%	10 ans
Matériel roulant	20%	5 ans
TCC, commande à distance, équipement dispatching	10%	10 ans
Equipement labo	10%	10 ans
Equipement administratif (Informatique et équipement de bureau)	33%	3 ans
Logiciels ou développements informatiques	20%	5 ans
Installations cogénération	10%	10 ans

Le gestionnaire de réseau peut introduire une demande d'amortissement accéléré ou une demande d'amortissement d'autres actifs compte tenu de projets spécifiques. Sur base des motivations transmises et de l'impact sur la RAB, BRUGEL se réserve le droit de refuser une telle demande.

### 3.3 Le pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé

La formule applicable pour le calcul du pourcentage de rendement (R) est issue du Capital Asset Pricing Model<sup>4</sup> (CAPM) et se présente comme suit :

**Equation 1 : Pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé**

- Si  $S \leq 40\%$   $\rightarrow R = 40\% * (t_{OLO} + (RP \times \beta))$
- Si  $S > 40\%$   $\rightarrow R = [40\% * (t_{OLO} + (RP \times \beta))] + [(S - 40\%) * (t_{OLO} + 100 bp)]$

Avec :

- S = Rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année concernée et la valeur moyenne de l'actif régulé (%).
- $t_{OLO}$  = Taux d'intérêt sans risque (%);
- RP = Prime de risque (%);
- $\beta$  = Le facteur bêta qui appréhende le risque spécifique associé au GRD.

Ces différents paramètres sont précisés ci-après.

#### 3.3.1 Le taux d'intérêt sans risque

Le taux d'intérêt sans risque est déterminé chaque année sur la base du rendement moyen réel des obligations OLO d'une durée de dix ans, émises au cours de cette année par les autorités belges. Le pourcentage de rendement moyen réel publié par la Banque Nationale de Belgique est pris comme référence, plus précisément le taux de référence moyen calculé sur la base des données journalières des obligations linéaires, calculées sur la base du rendement des emprunts belges sur le marché secondaire.

Pour le budget tarifaire, les taux d'intérêts sans risque repris dans la proposition tarifaire sont ceux fournis comme « long-term interest rate (10 years) » par le Bureau du Plan dans la dernière édition des perspectives macroéconomiques.

Ainsi, les taux d'intérêts à reprendre dans la proposition tarifaire pour la période régulatoire 2015-2019 sont ceux des perspectives macro-économiques 2014-2019, publiées en mars 2014, à savoir :

2015	2016	2017	2018	2019
2,80%	3,10%	3,40%	3,70%	3,70%

<sup>4</sup> En français : Modèle d'Evaluation Des Actifs Financiers (MEDAF)

### 3.3.2 La Prime de risque

La prime de risque de marché est le facteur qui reflète le supplément de rendement attendu par les investisseurs dans d'autres entreprises sur le marché par rapport au taux d'intérêt sans risque.

Sans préjudice de ce qui est dit au point 3.3.6, la prime de risque est fixée à 4,50 %.

### 3.3.3 Le Facteur bêta

Le coefficient bêta est le facteur qui appréhende le risque spécifique associé au GRD. Dans la mesure où le GRD n'est pas coté en bourse, le Bêta ne correspond pas au Bêta théorique mais reflète également l'illiquidité liée à cette non-cotation.

Sans préjudice de ce qui est dit au point 3.3.6, le facteur bêta ( $\beta$ ) est fixé à 0,7.

### 3.3.4 Le Facteur S

Le facteur S est le rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année concernée et la valeur moyenne de l'actif régulé (%). Le facteur S représente donc la part de l'actif régulé qui est financée à partir des fonds propres. Son complément, soit :  $1-S$ , la part de l'actif régulé financée par endettement.

Tant la valeur des fonds propres que celle de l'actif régulé sont calculées pour l'année correspondante comme la moyenne arithmétique de la valeur finale après allocation du résultat de l'année précédant l'année correspondante et la valeur finale après allocation du résultat de l'année correspondante.

BRUGEL estime que la valeur optimale du S est de 40%. Le rendement  $t_{OLO} + (RP \times \beta)$  n'est donc admis que pour  $S \leq 40\%$ . Au-delà de cette valeur optimale, BRUGEL estime que l'optimum n'est plus atteint et que la rémunération admise doit donc être inférieure, tout en s'approchant du coût de la dette pour le GRD.

Sur base du dernier spread connu du GRD résultant de son émission obligataire du 23 mai 2013, BRUGEL fixe donc que la rémunération des fonds propres au-delà de 40% sera de taux OLO +100 bp. Toutefois, si  $S > 80\%$ , la rémunération des fonds propres au-delà de 80% sera nulle.

### 3.3.5 Règles de calcul

A l'issue de chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau recalcule les paramètres OLO et S selon les valeurs applicables à l'année concernée en fonction des dispositions des points 3.3.1. et 3.3.4, y compris le calcul a posteriori de la structure financière sur la base du bilan réel après affectation du résultat et non sur la base des bilans prévisionnels utilisés dans le budget.

Le gestionnaire du réseau et BRUGEL tiennent compte de ces paramètres recalculés lors de la détermination de la différence entre la marge équitable réellement accordée au

gestionnaire du réseau et la marge équitable estimée dans le budget approuvé, telle que visée au Chapitre 5 de la présente méthodologie. .

### 3.3.6 Révision des paramètres

Les paramètres ci-dessus de la formule applicable pour le calcul du pourcentage de rendement (R) sont fixes pour toute la durée de la période régulatoire. Si, sur base de données objectives et transparentes, il apparait que le pourcentage de rendement obtenu sur base de ces paramètres ne conduit plus, au regard d'une comparaison internationale, à une rémunération normale du capital investi dans l'actif régulé par le gestionnaire du réseau, BRUGEL peut revoir le(s) paramètre(s) à prendre en compte pour la période régulatoire suivante, dans le respect de l'article 9 quater § 3 de l'ordonnance électricité.

## 4 Tarif design et conditions d'application

### 4.1 La structure tarifaire générale

La structure tarifaire distingue les tarifs suivants :

- 1) les tarifs non-périodiques liés au raccordement au réseau de distribution et à des prestations techniques et administratives diverses.
- 2) les tarifs périodiques constitués par :
  - le tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution ;
  - le tarif pour l'activité de mesure et de comptage ;
  - le tarif des obligations de service public ;
  - le tarif lié à l'utilisation du réseau de transport ;

En plus de ces tarifs, des surcharges peuvent être appliquées.

Par exception, certaines prestations non standard peuvent être réalisées sur devis, sans qu'il y ait lieu à application de tarifs. Pour ce type de prestations, le gestionnaire de réseau établira un devis qui devra être cost-reflective et donc inclure l'ensemble des coûts directs et indirects tels qu'appliqués dans sa comptabilité analytique.

### 4.2 Les tarifs non-périodiques

Sans préjudice de ce que prévoit l'ordonnance « électricité » en matière d'adaptation des tarifs existants et/ou d'adoption de nouveaux tarifs en cours de période régulatoire, les tarifs non-périodiques sont fixés et approuvés ex ante pour chacune des 5 années de la période régulatoire, selon le cas, par groupe de clients [et par formule de souscription] ou par type de prestation, conformément à la procédure de soumission et d'approbation des tarifs visée au chapitre 6.

Les tarifs non-périodiques comprennent :

- 1) le tarif à application unique lié à l'étude d'orientation pour un nouveau raccordement ou en vue de l'adaptation d'un raccordement existant.  
Ce tarif est fonction de la tension d'exploitation, de la puissance et de l'affectation (injection ou prélèvement) du raccordement.
- 2) le tarif à application unique lié à l'étude de détail en vue de nouveaux équipements de raccordement ou de l'adaptation d'équipements de raccordements existants  
  
Ce tarif est fonction des paramètres technologiques définis dans le règlement technique électricité et des règles de l'art.
- 3) le tarif à application unique pour la rémunération des coûts :

- pour un nouveau raccordement ;
  - pour l'adaptation ou le renforcement d'un raccordement existant ;
  - pour le placement ou le remplacement d'un compteur ;
  - pour toute autre prestation administrative ou technique spécifique admise par BRUGEL
- 4) en vertu du règlement technique électricité, les tarifs applicables en cas de consommation hors contrat, de fraude ou de bris de scellés pour couvrir les frais administratifs et techniques du gestionnaire de réseau ainsi que les consommations.

Les tarifs non-périodiques peuvent notamment dépendre de la tension d'exploitation, de la longueur du raccordement, de la puissance et de l'affectation (injection ou prélèvement) du raccordement, et, le cas échéant, des paramètres technologiques définis dans le règlement technique et des règles de l'art.

Pour l'ensemble de ces tarifs non-périodiques, le gestionnaire de réseau adressera à BRUGEL un justificatif relatif au calcul des tarifs. Ces éléments devront être transmis en même temps que la proposition tarifaire.

### 4.3 Les tarifs périodiques

Sans préjudice de ce que prévoit l'ordonnance « électricité » en matière d'adaptation des tarifs existants et/ou d'adoption de nouveaux tarifs en cours de période régulatoire, les tarifs périodiques sont fixés et approuvés ex ante pour chacune des 5 années de la période régulatoire, par groupe de clients [et par formule de souscription] conformément à la procédure de soumission et d'approbation des tarifs visée au chapitre 6.

#### 4.3.1 Tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution

Le tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution rémunère plusieurs éléments :

- a) les études de réseau, la gestion du système, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement, les frais et charges exceptionnels, les frais d'entretien, à l'exclusion des frais et des amortissements liés à l'activité de mesure et de comptage;
- b) le réglage de la tension et de la puissance réactive ;
- c) le service de la compensation des pertes du réseau ;
- d) le cas échéant, la gestion des congestions ;
- e) pour les points d'accès de type secours, les coûts de tenue à disposition de puissance au niveau d'un second grand poste.

Le tarif pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution pour les groupes de clients Trans MT, 26-1kV et Trans BT dépend partiellement de la puissance I/4h maximale prélevée ou injectée (kW) par l'utilisateur du réseau et partiellement de l'énergie active (kWh) injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau de distribution et de la plage tarifaire (heures pleines/heures creuses). Ce tarif rémunère également le service de la puissance

réactive. Le tarif pour le dépassement d'énergie réactive par rapport au forfait défini est fonction du niveau de dépassement de l'énergie réactive.

Pour les utilisateurs du réseau du groupe de clients BT, le tarif pour l'utilisation du réseau est fonction de l'énergie active prélevée ou injectée par un utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et de la période tarifaire. Pour cette même catégorie de clients, afin d'éviter des extensions de capacité inutiles et de garantir l'optimisation de ces capacités, un terme de puissance lié aux pics de consommation réellement mesurés peut être appliqué aux raccordements existants possédant ce type de mesure de pointe.

Le gestionnaire du réseau de distribution prend les mesures nécessaires pour que la consommation ou la réinjection d'électricité de tout client final raccordé au réseau de distribution qui dispose d'un compteur bi-horaire, soit enregistrée le week-end sur le registre heures creuses du compteur bi-horaire et par conséquent facturée conformément au tarif applicable aux heures creuses.

#### **4.3.2 Tarif pour l'activité de mesure et comptage**

Ce tarif rémunère le service se rapportant à la mise à disposition des équipements de mesure de comptage ainsi que l'activité de mesure et de comptage, de relevé et de traitement des données de comptage, y compris la collecte et le transfert de données et informations relatives à un client lorsque celui-ci change de fournisseur.

Lorsqu'un compteur est placé, le tarif se compose d'un terme fixe en fonction du type de compteur et/ou de relevé notamment, les compteurs AMR en lecture continue, les compteurs MMR relevés mensuellement ou les compteurs YMR relevés annuellement.

Lorsque le règlement technique autorise que la consommation d'un point d'accès soit déterminée de manière forfaitaire sans placement d'un compteur, le tarif peut être fonction du type de relevé ou être proportionnel à la consommation.

#### **4.3.3 Tarif obligations de service public**

Ce tarif rémunère les coûts des obligations de service public incombant au gestionnaire de réseau et imposées par une autorité compétente et est fonction de l'énergie active prélevée ou injectée par un utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et, le cas échéant, de la période tarifaire.

Les tarifs pour obligations de service public seront principalement à charge des catégories de clients qui bénéficient des services liés à ces obligations.

Une grille tarifaire distincte sera présentée pour ce tarif.

#### **4.3.4 Tarif pour l'utilisation du réseau de transport**

Ce tarif rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport en ce compris, la cotisation fédérale et les autres surcharges qui s'appliquent aux coûts de transport.

Le gestionnaire de réseau reprendra dans sa proposition tarifaire la méthodologie utilisée pour répercuter ces différents coûts sur l'ensemble des groupes de clients.

La structure de la répercussion des tarifs de transport ne peut pas être dégressive.

Une grille tarifaire distincte sera présentée pour ce tarif.

Dès que le gestionnaire du réseau a connaissance d'une nouvelle surcharge ou de l'adaptation des tarifs de transport, en ce compris les surcharges qui s'y appliquent, il procède, conformément à l'article 9quinquies 19° de l'ordonnance électricité, au recalcul des coûts de transport selon la méthodologie définie dans la proposition tarifaire et il en informe BRUGEL par courrier et courrier électronique. Les coûts de transport ainsi modifiés sont d'application à partir de l'entrée en vigueur de la modification qui en est à l'origine.

### 4.3.5 Surcharges

Les postes tarifaires liés aux impôts, taxes, prélèvements, surcharges, redevances, contributions et rétributions sont intégrés dans la facturation des tarifs. Ces postes ne constituent pas des tarifs au sens du point 4.1. mais doivent être repris dans la facturation des utilisateurs du réseau.

Les postes tarifaires repris ci-dessous aux points 4.3.5.1 au 4.3.5.3 sont fonction de l'énergie active prélevée ou injectée par l'utilisateur du réseau. Ces postes sont repris distinctement dans la grille tarifaire des tarifs pour l'utilisation et gestion du réseau de distribution.

Les surcharges visées au présent point ainsi que leurs adaptations sont d'application à partir de l'entrée en vigueur de la réglementation qui en est à l'origine.

Dès que le gestionnaire du réseau a connaissance d'une nouvelle surcharge ou de l'adaptation d'une surcharge existante, il procède, conformément à l'article 9quinquies 11° de l'ordonnance électricité, à l'adaptation des surcharges et en informe BRUGEL par courrier et courrier électronique.

#### 4.3.5.1 Charges de pensions

Ce poste tarifaire comprend, conformément à l'art.9quinquies 12° de l'ordonnance « électricité » :

- les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, dues pour les années antérieures à la libéralisation conformément à des statuts, à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles

existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CREG ;

- toutes obligations vis-à-vis des fonds de pension des GRDs et vis-à-vis des filiales ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution auxquelles ils font appel ayant du personnel sous statut public en ce compris toutes les obligations résultant de mises à la pension anticipée, quel que soit le tantième fixé.

BRUGEL contrôle si les coûts répercutés sur l'utilisateur du réseau par le gestionnaire du réseau de distribution destinés à couvrir les charges mentionnées ci-dessus :

- sont réels;
- constituent une compensation pour les charges non capitalisées, étalée sur la période complète pendant laquelle les coûts ont été réalisés et permettant un lissage sur les exercices comptables consécutifs.

En cas de non-respect des principes précités, BRUGEL prend les mesures adéquates en application du point 8.1.

#### **4.3.5.2 Impôt sur les sociétés et les personnes morales**

Ce poste tarifaire comprend, le cas échéant, l'impôt sur les sociétés et les personnes morales à charge du gestionnaire de réseau dans le cadre de son activité régulée.

#### **4.3.5.3 Autres impôts**

Ce poste tarifaire comprend les impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, taxes, prélèvements, surcharges, redevances, cotisations et rétributions dus par le gestionnaire du réseau de distribution.

### **4.3.6 Utilisateurs disposant d'une installation de production décentralisée**

Lorsqu'ils font intervenir l'énergie active prélevée, les tarifs visés au point 4.3 sont fonction de l'énergie active brute prélevée de façon à inclure l'ensemble des kWh effectivement prélevés par les utilisateurs de réseau. Toutefois, pour les utilisateurs bénéficiant du principe de compensation en vertu de la réglementation applicable, la prise en compte de l'énergie active nette prélevée continuera provisoirement à s'appliquer jusqu'à la mise en service de la nouvelle chambre de compensation (clearinghouse) mettant en œuvre le nouveau MIG 6 (dans les 3 mois de l'entrée en vigueur) ou au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

## 4.4 Tarification progressive

L'art. 9quinquies 18° de l'ordonnance électricité prévoit la mise en place d'une tarification progressive. Il appartient à BRUGEL de « définir la méthodologie et les modalités de l'instauration des tarifs progressifs pour les clients résidentiels dans les 3 mois après l'entrée en vigueur du MIG 6 et au plus tard le 1er janvier 2018.

Le modèle détaillé prescrit par BRUGEL dans le cadre de la mise en place de la tarification progressive est repris en annexe.

La mise en place de la tarification progressive pour les clients résidentiels au sein de la Région bruxelloise devra tenir compte des éléments suivants :

- Etre uniquement d'application pour les clients résidentiels de la Région bruxelloise qui ne bénéficient pas du statut de clients protégés (régionaux ou fédéraux) ;
- Ne pas être d'application pour la consommation liée aux compteurs exclusifs nuits ;
- Tenir compte de la composition des ménages ;

Le modèle proposé repose sur la définition de tranches de consommation mobiles en fonction de la taille du ménage. Les tarifs appliqués à chacune des tranches de consommation seront définis en appliquant un facteur au tarif initial qui était en vigueur préalablement à la mise en place de la tarification progressive.

Tenant compte des modalités pratiques de mise en œuvre, la progressivité s'appliquera, en principe, à l'ensemble des tarifs périodiques à l'exception du tarif pour l'activité de mesure et comptage, du tarif pour l'utilisation du réseau de transport et des surcharges reprises au point 4.3.5.3.

Les modalités pratiques de mise en œuvre de la tarification progressive, et notamment la collecte, le traitement et l'utilisation des données nécessaires devront être définies de manière claire et être fixées de manière à réaliser cette tarification à un coût minimal pour le GRD, les fournisseurs et les clients.

Les modalités opérationnelles et les valeurs des différents paramètres choisis feront l'objet d'une consultation ultérieure.

La tarification progressive pour les prosumers disposant d'une installation de puissance inférieure à 5 KVA sera d'application dès la mise en production du MIG6.

## 4.5 Conditions d'application

Le gestionnaire de réseau déposera avec la proposition tarifaire les conditions d'application des tarifs visés au présent chapitre.

L'objectif est de permettre l'application objective, transparente et non-discriminatoire des tarifs aux détenteurs d'accès et aux utilisateurs du réseau de distribution. Ces conditions d'application se référeront le cas échéant au règlement technique électricité.

Ces conditions d'application seront approuvées et publiées avec les tarifs.

Pour tout contrat de raccordement signé entre le gestionnaire de réseau de distribution et un gestionnaire de réseau privé, le gestionnaire de réseau de distribution transmettra à BRUGEL une copie du contrat de raccordement et l'ensemble des règles établies pour la rétribution du gestionnaire de réseau privé par le gestionnaire de réseau de distribution. BRUGEL approuvera la conformité du contrat de raccordement suivant les prescriptions du règlement technique et la méthodologie de calcul définie pour la rétribution.

## 5 Soldes, coûts et recettes

### 5.1 Définitions des soldes

Le solde visé à l'article 9quinquies 20° de l'ordonnance « électricité » est l'écart observé, pour chacune des cinq années de la période régulatoire entre, d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts rapportés et, d'autre part, le revenu prévisionnel repris dans le budget approuvé et les revenus enregistrés.

Le solde de chaque année de la période régulatoire rapporté annuellement par le gestionnaire de réseau se décompose en deux types de soldes :

- 1) Le solde « coûts gérables » (SCG) se rapporte, en ce qui concerne les coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle direct tels que définis au point 3.1.2 de la présente méthodologie, à l'écart entre les coûts réels et les coûts prévisionnels corrigés ex post par l'indice national des prix à la consommation tel que visé au point 6.2.1.
- 2) Le solde « coûts non gérables » (SCNG) se rapporte :
  - a) en ce qui concerne les coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau exerce un contrôle direct, à l'écart résultant de la différence entre le coefficient d'indexation réel et le coefficient d'indexation prévisionnel appliqués aux coûts budgétés;
  - b) en ce qui concerne les coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau n'exerce pas un contrôle direct tels que définis au point 3.1.2 de la présente méthodologie, à l'écart entre les coûts réels et les coûts prévisionnels ;
  - c) à la différence entre la marge équitable prévisionnelle reprise dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et la marge équitable réellement accordée au gestionnaire de réseau ;
  - d) à la différence entre les recettes (des tarifs périodiques) réelles et les recettes prévisionnelles qui résulte, entre autres, de l'écart entre les volumes réels distribués et les volumes prévisionnels repris dans le budget approuvé.

Les soldes sur les coûts de transport sont traités de façons indépendantes et n'entrent pas dans le mécanisme du fonds tarifaire visé au point 5.2.

### 5.2 Gestion et affectation des soldes

Il n'existe actuellement aucune norme comptable spécifique traitant de la comptabilisation des soldes tarifaires dans un environnement régulé. Toutefois, si une telle norme devait apparaître en cours de période régulatoire et devait porter atteinte aux mécanismes de gestion des soldes décrits ci-après, le gestionnaire de réseau et BRUGEL devront prendre les dispositions nécessaires afin de chercher à respecter la norme prescrite, pour autant qu'elle s'applique à l'environnement régulé en Région de Bruxelles-Capitale. Annuellement, BRUGEL contrôle, par type de solde, les soldes rapportés par le gestionnaire de réseau et leurs éléments constitutifs relativement à l'exercice d'exploitation écoulé et en valide le montant.

A cette fin, le gestionnaire de réseau transmettra annuellement un rapport détaillé tel que visé au chapitre 7 reprenant les calculs des différents types de soldes ainsi que les montants transférés au Fonds de régulation tarifaire électricité tel que défini ci-après.,

L'affectation des soldes dépend du type de solde :

1. Le solde « coûts gérables » est affecté au résultat comptable du gestionnaire de réseau et/ou au Fonds de régulation tarifaire électricité, en fonction des principes définis ci-après dans l'« incentive regulation »;
2. Le solde « coûts non gérables » est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire de réseau dans une rubrique spécifique « Fonds de régulation tarifaire électricité ».
  - 2.1 Si le Fonds de régulation tarifaire présente une dette (excédent d'exploitation ou bonus) au moment où le gestionnaire de réseau doit soumettre une proposition tarifaire pour la période régulatoire suivante, ladite proposition doit contenir une proposition d'affectation de tout ou partie des montants du Fonds à une diminution ou un lissage des tarifs en général et/ou à la couverture de coûts non-gérables spécifiques. BRUGEL statue sur cette proposition d'affectation dans le cadre de la procédure d'approbation de la proposition tarifaire. Dans le cadre du contrôle ex post visé au point 6.2, BRUGEL validera les soldes générés à partir de l'exercice d'exploitation 2015 portant sur les coûts non-gérables et vérifiera les montants transférés au Fonds de régulation tarifaire.

BRUGEL peut également décider d'affecter en tout ou partie la dette du Fonds de régulation tarifaire en cours de période régulatoire, à la couverture de coûts non-gérables spécifiques, sur base d'une proposition d'affectation faite par le gestionnaire de réseau. Si ladite proposition n'est pas formulée dans le cadre d'une proposition tarifaire actualisée ou révisée dans les cas prévus par l'ordonnance électricité, elle ne peut modifier le budget tarifaire de la période régulatoire en cours.

Lorsque la proposition d'affectation porte sur la couverture de coûts non-gérables spécifiques, ceux-ci doivent être bien identifiés (liés notamment mais non exclusivement à l'introduction ou au développement de nouvelles technologies, à un projet d'infrastructure, à un projet informatique) et aisément contrôlables ex-ante ou ex-post (factures ou amortissements). Le cas échéant, les coûts non-gérables spécifiques visés seront détaillés dans les plans d'investissements visés à l'art.12 de l'ordonnance « électricité ».

Le Fonds de régulation tarifaire ne peut en aucun cas servir à la subsidiation ou au financement d'activités non-régulées.

- 2.2 Si le Fonds de régulation tarifaire présente une créance (déficit d'exploitation ou malus) au moment où le gestionnaire de réseau doit soumettre une proposition tarifaire pour la période régulatoire suivante, cette créance est intégralement ajoutée aux coûts imputés aux clients dans les tarifs de ladite période régulatoire. En cas d'écarts supérieurs à 5% du budget tarifaire approuvé, constatés dans le cadre des contrôles ex post, entre les coûts non-gérables prévisionnels et les coûts non-gérables réels, le gestionnaire de réseau peut introduire dès la troisième année de chaque période régulatoire une proposition tarifaire actualisée visant à résorber en tout ou en partie ces écarts pendant le reste de la période régulatoire. Une telle

proposition ne pourrait être acceptée par BRUGEL que dans la mesure où, selon BRUGEL, les écarts sont de nature structurelle.

- 3.1 Par dérogation à ce qui est dit au 1. ci-avant, les soldes « coûts gérables » des années 2013 et 2014 tels que rapportés par le gestionnaire de réseau sont intégralement affectés au résultat comptable du gestionnaire de réseau. BRUGEL procédera à la vérification des comptes et des calculs fournis par le gestionnaire de réseau et à l'approbation officielle des soldes « coûts gérables » des années 2013 et 2014 sur base de la méthodologie prescrite dans l'arrêté royal du 02 septembre 2008 pour la période régulatoire 2008 à 2012. Sous réserve de dispositions contraignantes d'une autorité compétente, cette approbation se fera au plus tard le 30 juin 2015 et les soldes ainsi approuvés pourront être affectés au résultat comptable du gestionnaire de réseau.

L'absence de remarque de Brugel sur certains soldes « coûts gérables » de l'année 2013 et de l'année 2014 ne doit pas être interprétée comme une approbation implicite pour les années d'exploitation suivantes. Brugel peut maintenir des réserves à l'égard de certains soldes « coûts gérables ». De même, l'acceptation de la réalité des certains « coûts gérables » de ces années 2013 et 2014 n'implique nullement que ceux-ci sont estimés comme étant raisonnables. Lors de l'analyse des soldes « coûts gérables » de 2015, Brugel peut soumettre la justification et le caractère raisonnable de certains soldes « coûts gérables » de l'année 2013 et de l'année 2014 à un examen. Les coûts ainsi rejetés seront traités conformément à la méthodologie prescrite dans l'arrêté royal du 02 septembre 2008 actuellement abrogé.

Les soldes « coûts gérables » des années 2010 à 2012 sont réputés conformes, en ce qui concerne tant leur détermination que leur affectation, aux règles définies dans la méthodologie en vigueur pour ces différents exercices.

- 3.2 Les soldes « coûts non gérables » des années 2008 à 2014 tels que rapportés par le gestionnaire de réseau sont inscrits aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire de réseau dans une rubrique «Fonds de régulation tarifaire» et affectés comme il est dit au 2.1. ci-avant. Les soldes « coûts non gérables » des années 2008 à 2012 sont réputés conformes, en ce qui concerne leur détermination, aux règles définies dans la méthodologie prescrite dans l'arrêté royal du 02 septembre 2008 pour la période régulatoire 2008 à 2012. Sur base de la même méthodologie, BRUGEL procédera à la vérification des comptes et des calculs fournis par le gestionnaire de réseau et à l'approbation officielle des soldes « coûts non gérables » des années 2013 et 2014. Cette approbation se fera au plus tard le 30 juin 2015.

## 6 Procédure de soumission et d'approbation des tarifs

### 6.1 Procédure d'introduction et d'approbation des tarifs

#### 6.1.1 Procédure générale de soumission et spécificités pour la période régulatoire 2015-2019.

Conformément à l'art. 9sexies de l'ordonnance « électricité », la procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire détaillée ci-après, pour la période régulatoire 2015-2019, a fait l'objet d'un accord entre BRUGEL et le gestionnaire du réseau de distribution.

- 1) Le gestionnaire du réseau transmet à BRUGEL la proposition tarifaire portant sur la période régulatoire 2015-2019 accompagnée du budget au plus tard le mercredi 17 septembre 2014 ;
- 2) Dans les 10 jours calendrier suivant la réception des différents documents transmis, BRUGEL confirme le caractère complet du dossier ou demande des informations complémentaires au gestionnaire de réseau.
- 3) Le gestionnaire de réseau transmet l'ensemble des réponses aux questions posées le cas échéant dans les 15 jours calendrier. BRUGEL et le gestionnaire peuvent débattre de certaines questions lors de réunions spécifiques.
- 4) Dans les 30 jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire ou le cas échéant, suivant la réception des réponses et des informations complémentaires, BRUGEL informe de sa décision d'approbation ou de son projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget. Le cas échéant, BRUGEL indique de manière motivée les points que le gestionnaire du réseau doit adapter pour obtenir une décision d'approbation de BRUGEL.
- 5) Si BRUGEL refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget du gestionnaire du réseau dans son projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire du réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à BRUGEL dans les 10 jours calendrier suivant la réception de ce projet de décision.

Le gestionnaire du réseau est entendu, à sa demande, dans les 10 jours calendrier après réception du projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget par BRUGEL.

- 6) Le cas échéant, le gestionnaire du réseau soumet, dans les 15 jours calendrier suivant la réception du projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget sa proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget.
- 7) Dans les 35 jours calendrier suivant l'envoi par BRUGEL du projet de décision de refus de la proposition tarifaire avec le budget ou, le cas échéant, dans les 20 jours calendrier après réception des objections ainsi que de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget, BRUGEL informe le gestionnaire du réseau de sa décision d'approbation ou

de sa décision de refus de la proposition tarifaire, le cas échéant adaptée, accompagnée du budget.

- 8) Si le gestionnaire du réseau ne respecte pas ses obligations dans les délais stipulés dans l'accord entre BRUGEL et le gestionnaire de réseau ou si BRUGEL a pris la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget adapté, des tarifs provisoires sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau ou de BRUGEL soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre BRUGEL et le gestionnaire du réseau sur les points litigieux.

Les tarifs provisoires sont déterminés sur base du revenu total visé au point 3.1 de la présente méthodologie étant entendu que le revenu total est égal à la somme, d'une part, des éléments constitutifs approuvés par BRUGEL, et d'autre part, dans l'hypothèse où BRUGEL refuse en tout ou en partie des éléments constitutifs du revenu total, des derniers éléments correspondants constitutifs du revenu total des derniers tarifs approuvés. Pour permettre à BRUGEL elle-même de déterminer ces tarifs, le gestionnaire de réseau reprendra clairement dans sa proposition tarifaire, comme dans sa proposition tarifaire adaptée, la mesure dans laquelle chaque élément du revenu total est déterminant pour chaque tarif.

Comme autorisé à l'art.9 quater §6, la méthodologie tarifaire applicable à l'établissement de la proposition tarifaire sera transmise au gestionnaire de réseau dans un délai inférieur à celui prescrit. Ce délai convenu ne vaut que pour l'établissement de la proposition tarifaire de la période régulatoire 2015-2019.

Conformément à l'art. 9sexies §3 de l'ordonnance « électricité », les procédures d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires pour les périodes régulières postérieures à 2019 feront l'objet d'un nouvel accord entre BRUGEL et le gestionnaire de réseau. A défaut d'accord, la procédure prescrite à l'art. 9sexies §3 de l'ordonnance électricité sera d'application.

Le budget contient, pour la première année de chaque période régulatoire, une indication et une justification détaillées de tous les éléments du revenu total. Pour chacune des années suivantes de la période régulatoire, chaque élément du revenu total est calculé, en appliquant les règles d'évolution telles que visées au point 6.2.1, à chaque élément du revenu total de la première année de la période régulatoire.

Le gestionnaire du réseau tient une comptabilité analytique de manière à pouvoir établir un lien direct entre les charges et produits par objet de coût et par groupe de client.

Le gestionnaire de réseau affecte tous les éléments du revenu total aux objets de coûts et aux groupes de clients, y compris aux clients restants, sur la base des générateurs de coûts et/ou des clés de répartitions que le gestionnaire de réseau soumet à l'approbation de BRUGEL avec la proposition tarifaire accompagnée du budget visée ci-avant. Le gestionnaire de réseau joint une justification détaillée des générateurs de coûts et des clés de répartition qu'il propose.

La proposition tarifaire accompagnée du budget et des éléments d'information visés au point 6.1.2 sont transmis par porteur avec accusé de réception à BRUGEL. Ces documents sont transmis en un seul exemplaire. Le gestionnaire du réseau transmet également à BRUGEL une version électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé au point 7.1, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au

régulateur. L'ensemble des formules ou règles de calcul utilisées dans les fichiers Excel est présenté ou documenté. Ce document Excel doit pouvoir être retravaillé par BRUGEL.

### 6.1.2 Contrôle ex ante

Afin de permettre à BRUGEL de réaliser son contrôle ex ante sur les tarifs proposés, le gestionnaire du réseau transmet à BRUGEL l'ensemble des annexes mentionnées dans le modèle de rapport visé au point 7.1, en même temps que la proposition tarifaire accompagnée du budget.

### 6.1.3 Adaptation des tarifs

L'art 9sexies §3 de l'ordonnance « électricité » prévoit qu'en cas de passage à de nouveaux services et/ou d'adaptation de services existants, le gestionnaire du réseau peut soumettre une proposition tarifaire actualisée à l'approbation de BRUGEL dans la période régulatoire. Cette proposition tarifaire actualisée tient compte de la proposition tarifaire approuvée par BRUGEL, sans altérer l'intégrité de la structure tarifaire existante.

Une proposition tarifaire actualisée peut également être introduite dans le cas particulier prévu au point 5.2.

La proposition actualisée est introduite par le gestionnaire du réseau de distribution et traitée par BRUGEL suivant la procédure visée ci-avant, pour la période régulatoire concernée, étant entendu que les délais correspondants sont réduits de moitié, sauf convention contraire entre BRUGEL et le GRD.

En outre, lors de la survenance de circonstances exceptionnelles en cours de période régulatoire indépendamment de la volonté du gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci peut à tout moment de la période régulatoire soumettre à l'approbation de BRUGEL une demande motivée de révision de sa proposition tarifaire pour ce qui concerne les années suivantes de la période régulatoire. La demande motivée de révision des règles de détermination du revenu total visé au point 3.1 de la présente méthodologie est introduite par le gestionnaire de réseau et traité par BRUGEL suivant la procédure prévue ci-avant, pour la période régulatoire concernée, étant entendu que les délais correspondants sont réduits de moitié, sauf convention contraire entre BRUGEL et le GRD.

### 6.1.4 Procédure après annulation ou suspension d'une décision tarifaire de BRUGEL

Si une décision de BRUGEL en vue de l'approbation de tarifs à appliquer par le gestionnaire du réseau de distribution :

- est annulée par le juge compétent, sans plus de précisions relatives aux modalités de redressement, ou
- est retirée par BRUGEL après suspension par le juge compétent,

le gestionnaire du réseau de distribution soumet une nouvelle proposition à BRUGEL dans les deux mois du jugement de cette annulation ou de la réception de la décision de retrait,

par porteur et avec accusé de réception et par courrier électronique. Cette nouvelle proposition tarifaire est rédigée en tenant compte du contenu du jugement ou de l'arrêt prononçant l'annulation ou la suspension.

La procédure prescrite pour cette nouvelle proposition tarifaire est la suivante :

- a) dans les trente jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire visée ci-avant, BRUGEL confirme au gestionnaire du réseau de distribution concerné, de la même manière, que le dossier est complet ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir afin de lui permettre d'évaluer raisonnablement la proposition tarifaire. Dans les trente jours calendrier suivant la réception de la liste, le gestionnaire du réseau de distribution concerné transmet ces informations à BRUGEL par lettre par porteur avec accusé de réception et courrier électronique.
- b) dans les trente jours calendrier suivant la confirmation par BRUGEL, conformément au point (a), du caractère complet du dossier ou la réception des informations demandées, BRUGEL prend une décision dans laquelle elle approuve ou rejette la nouvelle proposition tarifaire. En cas de rejet, BRUGEL décide des tarifs à appliquer par le gestionnaire du réseau de distribution pour la période concernée après que BRUGEL ait entendu le gestionnaire du réseau de distribution, en particulier sur les points que BRUGEL envisage de faire différer de la nouvelle proposition tarifaire. A cet égard, tout écart par rapport à la nouvelle proposition tarifaire est motivé de manière détaillée. La décision de BRUGEL est communiquée au gestionnaire du réseau de distribution par lettre recommandée.
- c) si BRUGEL omet de prendre une décision dans les délais visés au point b, ce silence est assimilé à une décision d'approbation de la nouvelle proposition tarifaire.
- d) § 1. Les tarifs antérieurs aux tarifs annulés/suspendus/retraités continuent à s'appliquer et ce, même au-delà de leur période régulatoire, jusqu'à ce qu'ils soient remplacés par une nouvelle décision tarifaire. En cas d'obstacle majeur rencontré dans l'application de ces tarifs antérieurs, BRUGEL peut, le cas échéant, procéder à des adaptations mineures de ces tarifs, dans le seul but de la sécurité juridique et à titre strictement temporaire. L'adaptation des tarifs doit être conforme aux lignes directrices suivantes :
  - l'adaptation doit être indispensable pour la bonne gestion du réseau et la continuité de l'exercice par le gestionnaire de réseau de ses missions et de ses obligations de service public ; et
  - l'adaptation doit prendre en compte les intérêts du client final ;
  - l'adaptation doit prendre en compte la décision d'annulation/de suspension/de retrait

§2. Dans le mois qui suit la notification de la décision d'annulation, de suspension ou de retrait, le gestionnaire de réseau de distribution adresse à BRUGEL une note d'observation motivée concernant soit la prolongation automatique des tarifs antérieurs

aux tarifs annulés/suspendus/retraités soit leur éventuelle adaptation. A défaut d'envoi de note d'observation par le gestionnaire de réseau dans le mois qui suit la notification de la décision d'annulation, de suspension ou de retrait, le paragraphe premier s'applique.

Le gestionnaire de réseau établit cette note d'observation à la lumière des lignes directrices prévues au paragraphe premier. La demande de l'adaptation des tarifs antérieurs doit être fondée sur des critères et éléments objectifs certains afin d'éviter les situations où le client final supporterait des tarifs adaptés manifestement surévalués ou sous-évalués pour la période où les tarifs sont annulés/suspendus/retraités.

BRUGEL peut solliciter l'avis du Conseil des usagers et de tout autre organe qu'il estime nécessaire.

BRUGEL décide, en considération de la note d'observation et le cas échéant des avis sollicités, soit de la prolongation automatique des tarifs antérieurs soit de son adaptation au regard des lignes directrices fixées au paragraphe premier.

§3. L'éventuel solde positif ou négatif régulateur (bonus/malus) résultant de la différence entre ces tarifs adaptés et les nouveaux tarifs sera répercuté sur la prochaine modification tarifaire.

§4. La décision de BRUGEL est publiée sur son site internet conformément à l'article 9quinquies, §3, 10° de l'ordonnance électricité. »

## **6.2 Les règles d'évolution et le contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total et des tarifs.**

### **6.2.1 Les règles d'évolution du revenu total**

Le revenu total de 2015 sert de référence à l'évolution du revenu total pour la période régulatoire 2015-2019.

Le budget contient, pour la première année de la période régulatoire, une indication et une justification détaillées de tous les éléments du revenu total.

#### **6.2.1.1 Les règles d'évolution des coûts non-gérables**

L'ensemble des coûts non-gérables budgétés de la première année relatifs au maintien ou à l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service

aux clients évolue annuellement en fonction des coûts correspondant supportés par le gestionnaire de réseau de distribution.

En particulier :

- les amortissements et les désaffectations évoluent annuellement en fonction des investissements;
- la marge équitable budgétée évolue annuellement en fonction de la valeur de l'actif régulé et du pourcentage de rendement visés respectivement aux points 3.2 et 3.3 de la présente méthodologie ;
- les charges d'intérêts budgétées évoluent annuellement en fonction de l'évolution des taux d'intérêts et des moyens de financement mis en œuvre ;

Lors de l'établissement du budget tarifaire, le GRD veillera à tenir compte de ces différents éléments dans son calcul d'évolution des coûts non-gérables.

### 6.2.1.2 Les règles d'évolution des coûts gérables

#### Ex ante

Pour l'établissement du budget tarifaire accompagnant la proposition tarifaire pour les cinq années de la période régulatoire, l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année t, relatifs au maintien ou à l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients, évolue selon la formule d'indexation décrite ci-dessous :

$$C_t^B = C_1^B * (Ib_t^B / Ib_1^B)$$

où :

- t peut prendre les valeurs 2, 3, 4 et 5 qui correspondent respectivement à la deuxième, troisième, quatrième et cinquième année de la période régulatoire;
- $C_t^B$  correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année t ;
- $C_1^B$  correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de la première année de la période régulatoire;
- $Ib_t^B$  est la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan<sup>5</sup> de l'évolution cumulée de l'inflation entre la première année de la période régulatoire et l'année t ;
- $Ib_1^B$  est égal à 1.

#### Ex post

---

<sup>5</sup> Perspectives économiques : « Deflator of private consumption »

Pour le calcul a posteriori du solde sur coûts gérables de chacune des cinq années de la période régulatoire, l'ensemble des coûts gérables relatifs au maintien ou à l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients, évolue selon la formule d'indexation décrite ci-dessous :

$$C_t^B = C_1^B * (Ib_t / Ib_1)$$

où :

- t peut prendre les valeurs 2, 3, 4 et 5 qui correspondent respectivement à la deuxième, troisième, quatrième et cinquième année de la période régulatoire;
- $C_t^B$  correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année t ;
- $C_1^B$  correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de la première année de la période régulatoire;
- $Ib_t$  correspond à la moyenne arithmétique des valeurs mensuelles de l'indice national des prix à la consommation, pour l'année t ;
- $Ib_1$  correspond à la moyenne arithmétique des valeurs mensuelles de l'indice national des prix à la consommation, pour la première année de la période régulatoire .

Le solde qui est imputable à la différence entre les valeurs réelles de  $Ib_t$  ,  $Ib_1$  et les valeurs prévisionnelles  $Ib_t^B$  et  $Ib_1^B$  reprises dans le budget approuvé, est ajouté au solde coûts non-gérables, comme le prévoit l'article 5.1.

## 6.2.2 Le contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total

### 6.2.2.1 Calcul ex post du gestionnaire de réseau

Le gestionnaire du réseau effectue un calcul a posteriori, à l'issue de chaque exercice d'exploitation, de tous les éléments du revenu budgété et approuvé pour l'exercice d'exploitation concerné ainsi que de l'évolution réelle de celui-ci en application des règles d'évolution énumérées au point 6.2.1 du présent document à savoir :

- le mécanisme d'indexation visé au point 6.2.1 ci-dessus;
- les coûts non gérables réels de l'exercice d'exploitation concerné relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients;
- la marge bénéficiaire équitable devant réellement être accordée, également sur la base des amortissements et des désinvestissements réels;
- le pourcentage de rendement devant réellement être accordé pour l'exercice d'exploitation concerné sur la base des valeurs réelles des paramètres repris au point 3.3.1 et 3.3.4.

Le rapport annuel à BRUGEL visé au point 7.2 comporte le calcul détaillé a posteriori du revenu réel autorisé de l'exercice d'exploitation précédent

Sur la base de ce rapport annuel et des pièces justificatives nécessaires, le gestionnaire du réseau soumet dans le cadre du contrôle des règles d'évolution du revenu total visées au point 6.2.1 de la méthodologie, chaque année à l'approbation de BRUGEL, pour l'exercice d'exploitation précédent, le calcul de tous les soldes entre, d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts rapportés et, d'autre part, le revenu prévisionnel repris dans le budget approuvé et le revenu enregistré.

### 6.2.2.2 Contrôle ex post de BRUGEL

BRUGEL effectue tous les ans un contrôle du calcul a posteriori réalisé par le gestionnaire du réseau, y compris le contrôle de l'éventuelle présence de subsides croisés entre tous les éléments du revenu total. Ce contrôle s'opère après l'évaluation du caractère raisonnable des éléments du revenu total reçus et comptabilisés visée au point 8.1 b) de la méthodologie, au sujet des soldes visés au point 6.2.2.1.

Afin que BRUGEL puisse contrôler de manière efficace chacun des éléments constitutifs du revenu du gestionnaire du réseau et l'évolution de ceux-ci, l'organisation administrative et comptable du gestionnaire du réseau doit, sans préjudice du respect des prescriptions légales et réglementaires, être en concordance avec la fourniture d'informations relative aux éléments constitutifs du revenu et leur évolution.

### 6.2.3 Le contrôle des tarifs.

BRUGEL contrôle l'application des tarifs par le gestionnaire du réseau et les autres acteurs du marché via :

- 1) le contrôle général ex ante fait au moment de l'évaluation, par BRUGEL, des propositions tarifaires relatives à une période régulatoire, de la concordance entre le revenu budgété et les produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le gestionnaire du réseau;
- 2) le contrôle général ex post par BRUGEL au moment des contrôles visés au point 6.2.2.2 de la méthodologie. Un contrôle sur place pourra être effectué par BRUGEL sur base de toute demande d'information relative à ce contrôle ;
- 3) les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par BRUGEL suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs ou tout autre acteur concernant l'application concrète des tarifs;
- 4) les contrôles ex post spécifiques réalisés sur place auprès du gestionnaire du réseau par BRUGEL notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable de certains coûts et des éventuels subsides croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total.

### 6.3 Procédure relative à la gestion des rapports ex post

Tous les types de rapports visés ci-après aux points 7.2 et 7.3 sont transmis à BRUGEL en un seul exemplaire par porteur et avec accusé de réception ainsi que sur support électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé au point 7.1, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. L'ensemble des formules ou règles de calcul utilisées dans les fichiers Excel est présent ou documenté. Ce document Excel doit pouvoir être retravaillé par BRUGEL.

Sauf accord spécifique entre le gestionnaire de réseau et BRUGEL, tout échange lors de la procédure décrite ci-après se fera par lettre au porteur avec accusé de réception. Un exemplaire unique et une version électronique de chaque document sont demandés.

La procédure suivante sera suivie :

- a) Dans les 30 jours calendrier suivant la réception du rapport annuel visé au point 7.2, BRUGEL informe le gestionnaire du réseau de ses questions et des informations complémentaires à fournir par le gestionnaire de réseau.
- b) Dans les 30 jours calendrier ou tout autre délai convenu avec BRUGEL, suivant la réception des questions et des informations qu'il doit fournir, visées au point a) ci-avant, le gestionnaire du réseau transmet à BRUGEL ses réponses et les informations complémentaires concernées.
- c) Dans les 30 jours calendrier suivant la réception des réponses et des informations complémentaires visées au point b), BRUGEL informe le gestionnaire du réseau de sa décision provisoire relative au contrôle du calcul des soldes visés au point 5.1 et de

l'affectation de ceux-ci conformément au point 5.2, relativement à l'exercice d'exploitation précédent. Si BRUGEL refuse le calcul des soldes ou l'affectation proposée, BRUGEL mentionne à quels points son refus se rapporte et ce que le gestionnaire du réseau doit adapter afin d'obtenir une décision d'approbation de la part de BRUGEL pour tous les soldes et leur affectation.

- d) Si BRUGEL refuse le calcul des soldes ou l'affectation proposée, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les 15 jours calendrier. BRUGEL entend le gestionnaire du réseau dans ce délai à la demande de celui-ci.
- e) Dans les quinze jours calendrier suivant la réception d'un rapport annuel adapté, BRUGEL informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception de sa décision provisoire ou définitive d'approbation ou de refus des soldes sur les coûts gérables et non-gérables et leur affectation.
- f) La décision définitive relative au contrôle des soldes de l'exercice d'exploitation précédent ne pourra être prise par BRUGEL qu'après réception de l'ensemble des documents requis tels que les rapports des commissaires, le PV du Conseil d'Administration approuvant les comptes annuels et qu'après vérification de la concordance entre d'une part le rapport annuel et/ou le rapport annuel adapté et d'autre part les comptes annuels approuvés par le Conseil d'administration du gestionnaire de réseau. Ces documents seront fournis dans les quinze jours calendrier après leur adoption.

## **6.4 Publication des tarifs.**

Les tarifs approuvés ainsi que les conditions d'application des différents tarifs seront publiés sur le site internet de BRUGEL.

Le gestionnaire du réseau communique dans les plus brefs délais aux utilisateurs du réseau les tarifs à appliquer par le gestionnaire du réseau de la manière qu'il juge appropriée, et les met à la disposition de toutes les personnes qui lui en font la demande. Il les communique également dans les plus brefs délais sur son site Internet, avec un module de calcul précisant l'application pratique des tarifs. Les conditions d'application seront également disponibles sur le site internet du gestionnaire de réseau.

## **7 Les rapports et les données que le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir à BRUGEL en vue du contrôle des tarifs**

### **7.1 Modèle de rapport**

L'introduction par le gestionnaire du réseau de la proposition tarifaire accompagnée du budget visée aux points 6.1 ainsi que du rapport annuel, visé au point 7.2 et des données visées au point 7.3 de la présente méthodologie, se font à l'aide du modèle de rapport approuvé par BRUGEL après concertation avec le gestionnaire du réseau.

BRUGEL fixe les lignes directrices selon lesquelles il faut compléter et interpréter le modèle de rapport et ses annexes.

BRUGEL peut modifier ou compléter, après concertation avec le gestionnaire de réseau, chaque modèle de rapport et les lignes directrices selon lesquelles le modèle de rapport et ses annexes doivent être complétés et interprétés chaque fois que l'exécution correcte de l'ordonnance électricité ou de la présente méthodologie l'exige.

### **7.2 Rapport annuel**

Chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau transmet un rapport annuel à BRUGEL concernant les résultats relatifs à l'année d'exploitation écoulée. Ce rapport annuel est transmis à BRUGEL à la date du 15 mars au plus tard.

Dans la mesure où les données réelles d'OLO et d'indice des prix à la consommation sont des éléments nécessaires à l'élaboration du rapport annuel, le gestionnaire du réseau transmet pour le 20 janvier au plus tard les paramètres qu'il a recalculés. Dans les 10 jours calendrier, BRUGEL confirme les paramètres ou fournit les paramètres corrigés.

Chaque rapport annuel comporte :

- 1) le projet de comptes annuels et, le cas échéant, le projet de comptes annuels consolidés de l'exercice écoulé et, pour autant que les comptes annuels consolidés aient été établis sur la base des normes IFRS, également un bilan et un compte de résultats consolidés sur la base des normes comptables nationales;
- 2) les rapports du conseil d'administration et des commissaires-réviseurs à toutes les assemblées générales de la période concernée ainsi que les comptes rendus desdites assemblées;
- 3) les données requises par le modèle de rapport visé au point 7.1.
- 4) les différences fixées par le gestionnaire du réseau pour toutes les activités régulées telles que visées au point 5.1, et ce tant en ce qui concerne le résultat de l'exercice précédent

qu'en ce qui concerne les soldes cumulés du passé n'ayant pas encore fait l'objet d'une décision d'approbation ou d'affectation, y compris tous les éléments venant étayer ceux-ci;

- 5) les calculs a posteriori visés au point 6.2.2;
- 6) un rapport relatif à l'incentive regulation sur les coûts et le cas échéant sur les objectifs.
- 7) le cas échéant, le rapport spécifique des commissaires relatif à la comptabilité séparée du gestionnaire de réseau pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités.

### **7.3 Données complémentaires et rapports intermédiaires**

Une évaluation sera faite au cours de la période régulatoire 2015-2019 du maintien ou de la suppression d'une partie des informations transmises lors des rapports intermédiaires ci-dessous.

- a) Afin de permettre à BRUGEL d'effectuer son contrôle des tarifs dans le courant de chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau met, au plus tard le 15 mars et le 30 septembre de chaque année, les informations suivantes à la disposition de BRUGEL :
  - 1) un bilan intermédiaire pour le semestre précédent;
  - 2) un aperçu des coûts d'exploitation et des investissements réalisés au cours du semestre précédent ; ces informations devront le cas échéant être mises en parallèle avec les données reprises dans les plans d'investissements;
  - 3) un aperçu détaillé des volumes réels de vente du semestre précédent ;
- b) Les données rapportées le 30 septembre de chaque année comportent également :
  - 1) les comptes annuels statutaires et, le cas échéant, consolidés approuvés et déposés de l'année d'exploitation précédente;
  - 2) les rapports du conseil d'administration et des commissaires-réviseurs rendus à la dernière assemblée générale;
  - 3) les comptes rendus des dernières assemblées générales.

Les éléments d'information qui auraient déjà été fournis conformément au point 6.3 ne doivent pas l'être une seconde fois.

- c) Tant dans le rapport annuel que pour les données intermédiaires, le gestionnaire du réseau rapporte les différences entre les données relatives à l'exploitation réelle au cours de la période de rapport et les données correspondantes du budget.

Sur les postes les plus significatifs, c'est-à-dire représentant plus de 5% du budget tarifaire, en cas d'écart supérieurs à 10 % entre les données d'exploitation et les données correspondantes issues du budget, et ce à l'exception des coûts gérables, le gestionnaire du réseau avertit BRUGEL en joignant à son analyse une documentation et une motivation circonstanciées.

- d) Dans le cadre de l'exécution de la présente méthodologie tarifaire, le gestionnaire de réseau de distribution doit :
- 1) Documenter et expliquer les données nécessaires au calcul unitaire des coûts et qui sont obtenues en dehors de la comptabilité. Le gestionnaire du réseau démontre la manière dont l'ampleur des données est déterminée, quelles sont les bases d'évaluation et/ou les méthodes de mesure utilisées, ainsi que la méthodologie et les principes mis en œuvre, tels que la nature des générateurs de coûts et les clés de répartition, utilisées pour effectuer des imputations.
  - 2) à la demande de BRUGEL, mettre à sa disposition les données à obtenir auprès de tiers, notamment des rapports spéciaux à fournir par le commissaire-réviseur.
  - 3) fournir à la demande de BRUGEL des explications au sujet de son organisation administrative, de ses processus et de ses procédures notamment en matière de contrôle interne, d'achat et d'informatique.

## 8 Maîtrise des coûts – régulation incitative

### 8.1 Incentive regulation sur les coûts

- a. Dans l'exercice des tâches visées à l'article 7, §1er de l'ordonnance électricité, le gestionnaire du réseau maintient le coût par unité d'énergie transportée à un niveau le plus bas possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût, dans le respect notamment des normes qui s'imposent à lui en ce qui concerne la qualité et la fiabilité de livraison. La maîtrise des coûts supportés par les détenteurs d'accès au réseau et les utilisateurs du réseau suppose que le revenu total du gestionnaire du réseau ne dépasse pas le total des coûts du gestionnaire du réseau mais corresponde intégralement à celui-ci, majoré de la marge bénéficiaire équitable attribuée.
- b. Les coûts (et réductions de coûts) gérables et non-gérables ne peuvent être imputés que ex ante et ex post aux tarifs que pour autant que BRUGEL ne les ait pas rejetés en raison de leur caractère déraisonnable ou inutile pour, en général, la bonne exécution des tâches imposées au gestionnaire du réseau par la législation ou réglementation en vigueur et, en particulier, le maintien ou l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients. Le caractère déraisonnable ou inutile de certains coûts, justifiant leur rejet, fait l'objet d'une motivation expresse. Sans préjudice des lignes directrices inscrites à l'article 9quinquies de l'ordonnance électricité, peuvent être jugés déraisonnables ou inutiles, les éléments du revenu total qui ne répondent pas à une des conditions suivantes :
  - contribuer efficacement à la bonne exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire du réseau et, en particulier au maintien ou à l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients;
  - respecter les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposés par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou BRUGEL ;
  - les éléments introduits et les montants correspondants sont suffisamment justifiés compte tenu de l'intérêt général.

Cette grille de lecture sera notamment utilisée par BRUGEL lors de son analyse préalable à l'approbation par le Gouvernement des propositions de plans d'investissements visés à l'art.12 de l'ordonnance électricité.

Les achats de biens et services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés au prix du marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de BRUGEL qui se basera notamment sur les meilleures pratiques observées en la matière. BRUGEL ne pourra rejeter de coûts dont le montant a été imposé directement et intégralement par une autorité compétente.

- c. Le solde « coûts gérables » relatif à un exercice d'exploitation de la période régulatoire peut être positif (coûts gérables réels inférieurs au budget) ou négatif (coûts gérables réels supérieurs au budget).

Que le solde « coûts gérables » soit positif ou négatif, la partie de ce solde excédant 5% du budget des coûts gérables de l'exercice d'exploitation concerné est considérée comme non-maîtrisable et est automatiquement transférée au Fonds de régulation tarifaire électricité visé au point 5.2.

Pour la partie n'excédant pas 5% du budget des coûts gérables, ce solde est, pour moitié, affecté au résultat comptable du gestionnaire de réseau et, pour moitié, transféré au Fonds de régulation tarifaire électricité visé au point 5.2. Une vérification de l'affectation au résultat comptable et le transfert au fonds de régulation tarifaire électricité se fera annuellement dans le cadre du contrôle ex post effectué par BRUGEL.

## 8.2 Incentive regulation sur les objectifs

Pour la période régulatoire 2015-2019, aucune régulation incitative basée sur des objectifs ne sera effective.

Toutefois, BRUGEL définira au cours de cette période et en concertation avec le GRD, les différents éléments qui pourraient permettre de mettre en place une régulation incitative sur base d'objectifs dès 2020. Ces éléments porteront notamment sur les différents indicateurs à suivre, les normes à atteindre et les incitants financiers liés.

Certains paramètres qui seraient utilisés dans cette régulation incitative pourraient déjà être mesurés et évalués via les modèles de rapport, les plans d'investissements et les rapports sur la qualité de service de la période 2015-2019.

## 9 Obligations comptables

Le gestionnaire de réseau de distribution détermine son revenu total conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels des sociétés.

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

Le gestionnaire de réseau de distribution tient le cas échéant une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités, comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes. Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

Le gestionnaire de réseau de distribution joint à son dossier tarifaire un rapport de son commissaire dont il ressort que l'obligation de l'alinéa précédent a été respectée.

\* \*  
\*

Pascal Misselyn Administrateur	Marc Deprez Président

## 10 ANNEXES

### Annexe I: Méthodologie relative à la mise en place d'une tarification progressive

#### 10.1 Introduction

Les coûts de distribution reflètent actuellement les coûts liés à l'utilisation du réseau de distribution pour l'acheminement de l'énergie du réseau vers le consommateur final. Le montant payé par le consommateur final est proportionnel à sa consommation, excepté pour les coûts liés à l'activité de mesure et de comptage qui sont fixes. Autrement dit, pour tout consommateur « basse tension » disposant d'un compteur standard, les coûts de distribution comprennent un terme fixe et un terme proportionnel à la consommation mesurée.

En vue de favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie à la lumière de la protection sociale des consommateurs résidentiels, l'art. 9quinquies 18° de l'ordonnance électricité prévoit la mise en place d'une tarification progressive. Il appartient à BRUGEL de « définir la méthodologie et les modalités de l'instauration des tarifs progressifs pour les clients résidentiels dans les 3 mois après l'entrée en vigueur du MIG 6 et au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2018, et ce dans le respect du principe d'équité entre les différentes catégories de consommateurs résidentiels.

#### 10.2 Champ d'application de la tarification progressive

Afin de pouvoir favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie à la lumière de la protection sociale des consommateurs résidentiels, la tarification progressive doit prévoir une structure de prix qui tient compte des éléments suivants :

- **Les clients bénéficiant du statut de clients protégés** : Dans le cadre de la mise en place de la tarification progressive, les clients protégés (régionaux ou fédéraux) ne seront pas considérés. Par conséquent, la facturation adressée ce type de client ne sera nullement modifiée suite à l'introduction de la tarification progressive.
- **La composition des ménages** : Dans le cadre de l'implémentation des tarifs progressifs, la composition des ménages devra être prise en compte. Pour ce faire, afin d'appréhender la composition des ménages, les données du Registre National seront utilisées afin de prendre en considération le nombre de personnes par ménage.
- **Des clients finaux disposant d'un compteur exclusif nuit** : Dans le cadre de la mise en place de la tarification progressive, la consommation d'électricité alimentées par un compteur « exclusif nuit » ne devra pas être prise en compte.

Sur base des différents éléments repris ci-dessus, la mise en place de la tarification progressive pour les clients résidentiels au sein de la Région bruxelloise devra tenir compte des éléments suivants :

- Etre uniquement d'application pour les clients résidentiels de la Région bruxelloise qui ne bénéficient pas du statut de clients protégés (régionaux ou fédéraux) ;
- Ne pas être d'application pour les compteurs « exclusifs nuits » ;
- Tenir compte de la composition des ménages ;

Le schéma repris ci-après identifie spécifiquement le champ d'application de la tarification progressive au sein de la Région bruxelloise.

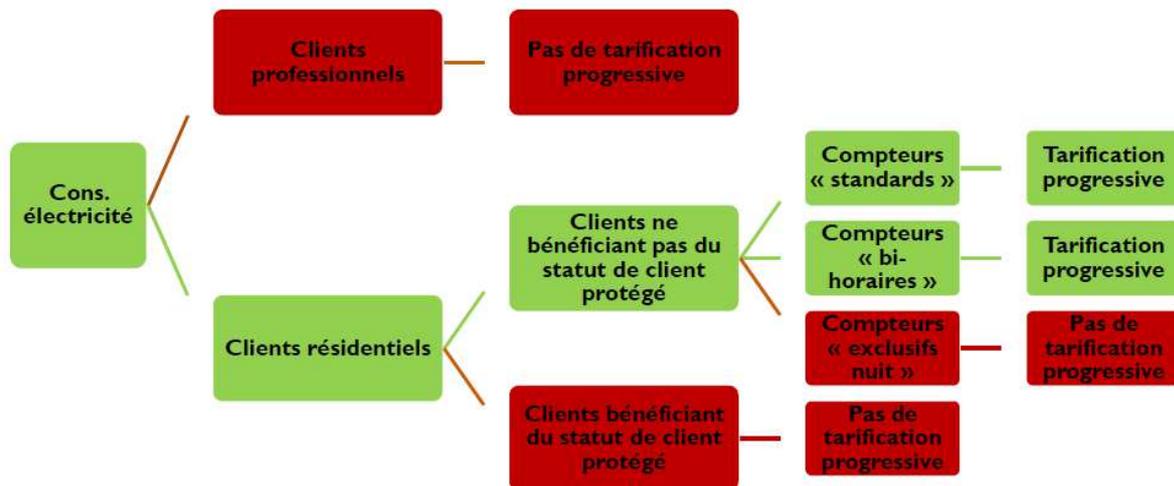


Figure 1 : Champ d'application de la tarification progressive au sein de la Région bruxelloise

## 10.3 Aspects méthodologiques

### 10.3.1 Introduction

La tarification progressive portera sur le **tarif unitaire variable** et non sur le terme fixe du coût de distribution. Elle sera d'application pour les clients résidentiels ayant des **compteurs standards** ainsi que pour ceux ayant des **compteurs bi-horaires**. Pour les compteurs bi-horaires, des tarifs progressifs seront définis pour la consommation enregistrée en heures pleines ainsi que pour celle enregistrée en heures creuses.

Dans cette optique, la tarification progressive sera d'application pour les trois cas de figure suivants :

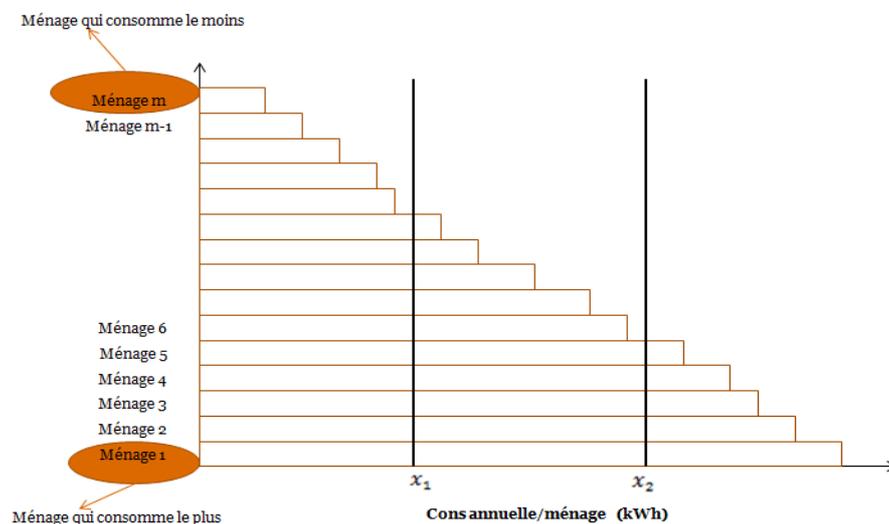
1. La consommation d'électricité enregistrée par des compteurs standards (CS) – simple tarif ;
2. La consommation d'électricité enregistrée par des compteurs bi-horaires en heures pleines (HP) ;
3. La consommation d'électricité enregistrée par des compteurs bi-horaires en heures creuses (HC).

Le modèle tarifaire qui est proposé en vue de mettre en place la tarification progressive en Région bruxelloise repose sur **la définition de tranches de consommation** ( $x_i$ ) pour chacun des trois cas de figure présentés supra. Ces tranches de consommation seront définies à partir des statistiques indiquant la

répartition de la consommation annuelle d'électricité (en kWh) des clients résidentiels de la Région bruxelloise.

Le schéma repris ci-dessous illustre comment les tranches de consommation seront définies pour les trois cas de figure présentés supra (CS, HP & HC). Il reprend la consommation annuelle de chacun des ménages bruxellois classée par ordre décroissant (les ménages consommant le plus sont repris en premier lieu). Pour les trois cas de figure présentés ci-dessus, les tranches de consommation devront être définies sur cette base. Les plus petits consommateurs (ménages m, m-1, etc.) auront une consommation annuelle inférieure à la borne supérieure de la première tranche ( $x_1$ ). Les plus gros consommateurs (ménage 1, etc.) auront quant à eux une consommation annuelle supérieure à la borne supérieure de la deuxième tranche.

Figure 2 : Illustration de la procédure pour définir les tranches de consommation



Pour chacune de ces tranches de consommation définies ( $x_i$ ) et pour chacun des cas de figure (CS, HP & HC), un tarif distinct sera d'application. Pour les trois cas de figure, **les tarifs appliqués à chacune des tranches de consommation seront définis en appliquant un facteur ( $\lambda_i$ ) au tarif initial qui était en vigueur préalablement à la mise place de la tarification progressive ( $t_i$ ) :**

- Pour la consommation issue des compteurs standards, les tarifs progressifs seront définis en appliquant un facteur  $\lambda_i^{CS}$  au tarif actuellement en vigueur ( $t_i^{CS}$ ) ;
- Pour la consommation enregistrée en heures pleines (HP), les tarifs progressifs seront définis en appliquant un facteur  $\lambda_i^{HP}$  au tarif actuellement en vigueur ( $t_i^{HP}$ ) ;
- Pour la consommation enregistrée en heures creuses (HC), les tarifs progressifs seront définis en appliquant un facteur  $\lambda_i^{HC}$  au tarif actuellement en vigueur ( $t_i^{HC}$ ).

## Equation 2 : Définition théorique des tarifs progressifs pour chacun des cas de figure

### Cas 1 : Tarifs progressifs pour la consommation d'électricité issue des compteurs standards (CS)

- Pour la 1<sup>ère</sup> tranche :  $t_1^{CS} = \lambda_1^{CS} * t_1^{CS}$
- Pour la 2<sup>ème</sup> tranche :  $t_2^{CS} = \lambda_2^{CS} * t_1^{CS}$
- Pour la 3<sup>ème</sup> tranche :  $t_3^{CS} = \lambda_3^{CS} * t_1^{CS}$
- Etc.

### Cas 2 : Tarifs progressifs pour la consommation d'électricité enregistrée en heures pleines (HP)

- Pour la 1<sup>ère</sup> tranche :  $t_1^{HP} = \lambda_1^{HP} * t_1^{HP}$
- Pour la 2<sup>ème</sup> tranche :  $t_2^{HP} = \lambda_2^{HP} * t_1^{HP}$
- Pour la 3<sup>ème</sup> tranche :  $t_3^{HP} = \lambda_3^{HP} * t_1^{HP}$
- Etc.

### Cas 2 : Tarifs progressifs pour la consommation d'électricité enregistrée en heures creuses (HC)

- Pour la 1<sup>ère</sup> tranche :  $t_1^{HC} = \lambda_1^{HC} * t_1^{HC}$
- Pour la 2<sup>ème</sup> tranche :  $t_2^{HC} = \lambda_2^{HC} * t_1^{HC}$
- Pour la 3<sup>ème</sup> tranche :  $t_3^{HC} = \lambda_3^{HC} * t_1^{HC}$
- Etc.

Les facteurs de progressivité peuvent être identiques pour les consommations enregistrées par les compteurs bi-horaires, d'une part en heures pleines et d'autre part en heures creuses et par les compteurs standards (mono-horaires).

## 10.3.2 Prérequis et hypothèses

La mise en place de la tarification progressive en Région bruxelloise sur base de tranches de consommation (telles que définies supra) repose sur les **prérequis et hypothèses** suivants :

- **Lisibilité et transparence** : Le modèle tarifaire doit être lisible et reposer sur une argumentation transparente ;
- **Simplicité** : Le modèle tarifaire proposé pour la mise en place de la tarification progressive doit être simple à mettre en œuvre. Dans cette optique, les tranches de consommation devront être des multiples de 100 (à savoir 100, 200, 300, 400 etc.) ;
- **Progressivité relativement linéaire** : Dans le cadre de l'application de tarifs progressifs, les facteurs  $\lambda_i$  devront être définis tout en évitant les transitions tarifaires trop importantes entre les différentes tranches ;

- **Impact neutre pour le GRD** : La mise en place de la tarification progressive en Région bruxelloise ne doit pas engendrer des pertes ou des bénéfices supplémentaires pour le GRD. Autrement dit, toute autre chose étant égale par ailleurs, les recettes totales du GRD suite à la mise en œuvre de la tarification progressive doivent être équivalentes à celles du GRD sans la mise en œuvre de celle-ci (voir équation 3). Par la suite, il sera fait référence à cette hypothèse de neutralité sous les termes « hypothèse de neutralité ».

A l'égard de cette hypothèse de neutralité, il convient de préciser les éléments suivants :

- L' hypothèse de neutralité, dans le cadre de la mise en place de tarifs progressifs, implique d'avoir des  $\lambda_i$  inférieurs à 1 pour les premières tranches de consommation et des  $\lambda_i$  supérieurs à 1 pour les autres tranches. Autrement dit, la réduction de rémunération tarifaire enregistrée pour les premières tranches de consommation ( $\lambda_i < 1$ ) doit être compensée par un surplus de rémunération tarifaire enregistré pour les autres tranches de consommation ( $\lambda_i > 1$ ). A titre d'exemple lorsque trois tranches de consommation sont définies, l'hypothèse de neutralité peut impliquer de fixer les  $\lambda_i$  aux niveaux suivants ( $\lambda_1 = 0,8$  ;  $\lambda_2 = 1$  ;  $\lambda_3 = 1,2$ ) ;
- L'hypothèse de neutralité s'applique respectivement aux trois cas présentés ci-dessus : (i) consommation d'électricité issue des compteurs standards, (ii) consommation d'électricité enregistrée en heures pleines et (iii) consommation d'électricité enregistrée en heures creuses. Dans le cadre de la définition des tarifs progressifs, et sous la contrainte de l'hypothèse de neutralité, BRUGEL préconise de traiter séparément la consommation d'électricité enregistrée par des compteurs standards de la consommation d'électricité enregistrée par des compteurs bi-horaires en heures pleines.

### Equation 3 : Hypothèse de neutralité pour les trois cas de figure

**Cas 1 : Hypothèse de neutralité pour la consommation d'électricité des consommateurs équipés de compteurs standards (CS) – RT = revenu total**

$$RT_{\text{tarif.initial}}^{\text{CS}} = RT_{\text{tarif.progressif}}^{\text{CS}}$$

**Cas 2 : Hypothèse de neutralité pour la consommation d'électricité enregistrée en heures pleines (HP)**

$$RT_{\text{tarif.initial}}^{\text{HP}} = RT_{\text{tarif.progressif}}^{\text{HP}}$$

**Cas 3 : Hypothèse de neutralité pour la consommation d'électricité enregistrée en heures creuses (HC)**

$$RT_{\text{tarif.initial}}^{\text{HC}} = RT_{\text{tarif.progressif}}^{\text{HC}}$$

### 10.3.3 Définition des tranches de consommation et des tarifs

Les tranches de consommation ( $x_i$ ) et les tarifs progressifs (ou plus exactement les facteurs  $\lambda_i$  qu'il faudra appliquer au tarif initial) devront être définis tout en veillant à respecter l'hypothèse de neutralité qui a été définie préalablement. Autrement dit, pour les trois cas définis supra (CS, HP et HC), les tarifs progressifs seront définis afin de ne pas engendrer des pertes ou des bénéfices supplémentaires pour le GRD.

Le gestionnaire de réseau présentera les simulations et la détermination des paramètres sur un nombre de tranches de consommation allant de 3 minimum à 5 maximum. Il conviendra toutefois que le même nombre de tranches soit défini pour les trois cas de figure. BRUGEL approuvera le nombre de tranche à retenir sur base de ces simulations.

Pour les trois cas de figure, il faudra définir des  $\lambda_i$  inférieurs et supérieurs à 1 en vue de respecter l'hypothèse de neutralité. La réduction de rémunération tarifaire pour la (ou les) première(s) tranche(s) de consommation devra être compensée en définissant des  $\lambda \geq 1$  pour les autres tranches de consommation.

Pour chacun des trois cas de figure (CS, HP & HC), l'équation 4 décrit la procédure qui permettra de définir les  $\lambda_i$  afin de respecter l'hypothèse de neutralité lorsque trois tranches de consommation ont été définies.

- Pour trois tranches de consommation, les  $\lambda_1$  et  $\lambda_2$  devront être définis par le GRD en concertation avec BRUGEL et le  $\lambda_3$  devra être défini en vue de respecter l'hypothèse de neutralité (voir équation 4) ;
- Pour cinq tranches de consommation, les  $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$  et  $\lambda_4$  devront être définis par le GRD en concertation avec BRUGEL et le  $\lambda_5$  devra être défini en vue de respecter l'hypothèse de neutralité.

#### Equation 4: Définition des $\lambda_i$ pour trois tranches de consommation en vue de respecter l'hypothèse de neutralité pour les trois cas (CS, HP & HC)

##### Etape 1 : Hypothèse de neutralité

$$RT_{\text{initial}} = RT_{\text{tarif progress.}} \Leftrightarrow C_i * t_i = C_i * \lambda_1 * t_i + C_i * \lambda_2 * t_i + C_i * \lambda_3 * t_i$$

- Avec :
  - $C_i$  = Consommation totale des ménages bruxellois (CS, HP, HC);
  - $t_i$  = tarif en vigueur préalablement à la tarification progressive (CS, HP, HC);;
  - $C_i$  = Consommation des ménages bruxellois concernés par la tarification progressive, cumulée pour chaque consommateur à hauteur du seuil  $s_i$  défini (i allant de 1 à 3 si 3 tranches de consommation sont définies);
  - $\lambda_i$  = Facteur introduisant la progressivité  
(Pour trois tranches de consommation :  $\lambda_1 < 1$  ;  $\lambda_2 \geq 1$  ;  $\lambda_3 \geq \lambda_2$ ).

##### Etape 2 : Définition des $\lambda_i$ en vue de respecter l'hypothèse de neutralité

$$C_i * t_i = C_i * \lambda_1 * t_i + C_i * \lambda_2 * t_i + C_i * \lambda_3 * t_i$$

$\Leftrightarrow$

$$C_i * t_i + C_i * t_i + C_i * t_i = C_i * \lambda_1 * t_i + C_i * \lambda_2 * t_i + C_i * \lambda_3 * t_i$$

$\Leftrightarrow$

$$C_i + C_i + C_i = C_i * \lambda_1 + C_i * \lambda_2 + C_i * \lambda_3$$

$\Leftrightarrow$

$$C_i * (1 - \lambda_1) + C_i * (1 - \lambda_2) = C_i * (\lambda_3 - 1)$$

$\Leftrightarrow$

$$\lambda_3 = 1 + \frac{(1 - \lambda_1) C_i + (1 - \lambda_2) C_i}{C_i}$$

### Encadré 1 : Conditions à remplir pour procéder aux rapprochements du niveau des tranches de consommation ( $x_i$ ) et des tarifs progressifs ( $\lambda_i$ )

Bien que BRUGEL recommande de traiter distinctement les trois cas présentés ci-dessus (CS, HP & HC), sous certaines conditions, un rapprochement aux niveaux de la définition des tranches de consommation ( $x_i$ ) et/ou des tarifs progressifs des deux premiers cas pourrait être envisagé:

- Consommation d'électricité enregistrée par des compteurs standards (CS) ;
- Consommation d'électricité enregistrée par des compteurs bi-horaires en heures pleines (HP).

#### Situation 1 : Rapprochement des $x_i$

Les mêmes tranches de consommation pourraient être envisagées pour les cas 1 (CS) et 2 (HP) à condition que la distribution statistique de la consommation d'électricité (telle qu'illustrée à la figure 2) enregistrée par ces deux types de compteurs au sein de la Région bruxelloise soit similaire.

#### Situation 2 : Rapprochements des $\lambda_i$

Lorsque trois tranches de consommation sont définies et que  $\lambda_1 < 1$ ;  $\lambda_2 \geq 1$  et  $\lambda_3 \geq 1$  un rapprochement des  $\lambda_i$  pourrait être envisagé pour les cas 1 (CS) et 2 (HP) à condition que les égalités suivantes soient respectées :

- $C_1^{HP} / C_2^{HP} = C_1^{CS} / C_2^{CS}$  ;
- $C_2^{HP} / C_3^{HP} = C_2^{CS} / C_3^{CS}$ .

#### Démonstration :

Afin de pouvoir procéder aux rapprochements des  $\lambda_i$  (pour trois tranches de consommation), il convient dans un premier temps de définir les  $\lambda_1$  et  $\lambda_2$  aux mêmes niveaux pour les cas 1 (CS) et 2 (HP), ce qui revient à :

- $\lambda_1^{CS} = \lambda_1^{HP}$  ;
- $\lambda_2^{CS} = \lambda_2^{HP}$  ;

Sur cette base, un  $\lambda_2$  commun pour les deux cas (CS & HP) pourra être défini, en veillant à respecter l'égalité suivante :

- $\lambda_2^{CS} = \lambda_2^{HP}$

<=> (voir équation 4)

$$1 + [(1 - \lambda_1^{CS}) C_1^{CS} + (1 - \lambda_2^{CS}) C_2^{CS}] / C_3^{CS} = 1 + [(1 - \lambda_1^{HP}) C_1^{HP} + (1 - \lambda_2^{HP}) C_2^{HP}] / C_3^{HP}$$

<=> (étant donné que  $\lambda_1^{CS} = \lambda_1^{HP}$  &  $\lambda_2^{CS} = \lambda_2^{HP}$ )

$$[(1 - \lambda_1) C_1^{CS} + (1 - \lambda_2) C_2^{CS}] / C_3^{CS} = [(1 - \lambda_1) C_1^{HP} + (1 - \lambda_2) C_2^{HP}] / C_3^{HP}$$

➔ Pour  $\lambda_1 < 1$  et  $\lambda_2 \geq 1$  quelconques, cette égalité ne peut être respectée que si :

- $C_1^{HP} / C_2^{HP} = C_1^{CS} / C_2^{CS}$  ;
- $C_2^{HP} / C_3^{HP} = C_2^{CS} / C_3^{CS}$ .

### Encadré I : Conditions à remplir pour procéder aux rapprochements du niveau des tranches de consommation ( $x_i$ ) et des tarifs progressifs ( $\lambda_i$ ) (suite)

Les équations reprises ci-dessus mettent en évidence les conditions d'un rapprochement entre  $\lambda_i$ . En effet, lorsque trois tranches de consommation sont considérées tant pour la consommation CS que HP, il apparaît que le rapprochement des valeurs de  $\lambda_i$  pour les consommateurs CS et HP n'est possible que si la proportionnalité des différentes tranches est respectée ( $C_1^{HP}/C_2^{HP} = C_1^{CS}/C_2^{CS}$  et  $C_2^{HP}/C_3^{HP} = C_2^{CS}/C_3^{CS}$ ). En d'autres termes il faut que le choix des  $x_i$  donne lieu à une répartition proportionnelle identique des consommations pour les consommations sous le régime "standard" (CS) et les consommations sous le régime "bihoraire - heures pleines" (HP). Le cas de figure où cette proportionnalité serait respectée pour des tranches de consommation (i.e. choix des  $x_i$ ) identiques pour les deux types de consommation (CS ou HP) relèverait évidemment du pur hasard. En définitive on peut conclure que - sauf exception fortuite et très peu vraisemblable - un rapprochement des  $\lambda_i$  ne sera possible qu'en choisissant les  $x_i$  tels que la proportionnalité des volumes de consommation soit identique pour les deux types de consommation : CS et HP.

En pratique il ne sera donc vraisemblablement pas possible d'aboutir à un système basé sur les mêmes tranches ( $x_i$ ) et les mêmes facteurs  $\lambda_i$  pour les deux types de consommation (CS ou HP). En revanche des mêmes  $\lambda_i$  pourront être utilisés pour des tranches distinctes pour CS et HP soigneusement choisies. A l'inverse des tranches de consommation identiques pourront être retenues pour les deux types de consommation mais avec des facteurs  $\lambda_i$  distincts selon qu'ils s'appliquent à la consommation CS ou HP.

#### 10.3.4 Adaptation des tranches de consommation en vue de tenir compte de la taille des ménages

Lorsque les seuils des tranches ( $x_i$ ) et les  $\lambda_i$  auront été définis en vue de respecter l'hypothèse de neutralité, les niveaux des seuils ( $x_i$ ) pourront être adaptés afin de prendre en compte la composition des ménages bruxellois. Pour ce faire, il y aura lieu de considérer les étapes suivantes :

- Faire la distinction entre la part de consommation d'électricité indépendante de la taille des ménages et celle qui est dépendante. A partir des profils de consommateurs EUROSTAT et des consommations types des différents équipements dont disposent ces profils, BRUGEL formule l'hypothèse que 55% de la consommation d'électricité est indépendante de la taille des ménages et que le solde (à savoir 45%) en est dépendant<sup>6</sup> ;
- Sur base de ces hypothèses, il conviendra d'adapter les seuils représentatifs des différentes tranches de consommation identifiés précédemment ( $X_i$ ) afin de

<sup>6</sup> Cette répartition est une estimation qui pourra être précisée sur base de données statistiques éventuelles concernant les équipements électriques des ménages bruxellois.

prendre en compte la relation entre la consommation d'un ménage et la composition de celui-ci.

- Le niveau de consommation d'électricité du ménage qui est dépendant de la taille des ménages devra être revu afin de tenir compte de la taille du ménage qui est considéré. Pour ce faire, BRUGEL formule l'hypothèse que la taille moyenne d'un ménage bruxellois est de 2 personnes. L'équation 5 sera à adapter en fonction de la taille moyenne exacte du ménage bruxellois déterminée sur base des statistiques les plus récentes. La facturation tiendra compte de la taille du ménage liée au code EAN à la date du premier janvier de l'année civile concernée.

Les tranches de consommation seront donc définies en fonction de la composition de chacun des ménages bruxellois. Il n'est pas sans importance de préciser que ce sont les tarifs progressifs définis préalablement (voir équation 4) qui seront d'application pour chacune des tranches définies en fonction de la taille des ménages.

**Equation 5 : Adaptation des tranches de consommation en vue de tenir compte de la taille des ménages**

$$x_i \text{ en fonction de la taille du ménage} = \text{Cons. indep} + (\text{Cons. dépendante} / 2) * \text{taille du ménage concerné}$$

$$= 55\% * x_i + (45\% * x_i / 2) * \text{taille du ménage concerné}$$

A défaut de motivations explicites de la part du gestionnaire de réseau, l'équation 5 sera d'application pour l'adaptation des tranches de consommation en vue de tenir compte de la taille du ménage.

### 10.3.5 Synthèse

Les tableaux repris ci-dessous reprennent pour chacun des cas de figure (consommation d'électricité issue des compteurs standards, consommation d'électricité enregistrée par des compteurs bi-horaires en heures pleines et consommation d'électricité enregistrée par des compteurs bi-horaires en heures creuses) les différents éléments qui devront être définis afin d'appliquer la tarification progressive à l'ensemble des ménages bruxellois lorsque trois ou cinq tranches de consommation seront définies.

La progressivité pour un ménage de zéro sera équivalente à celle d'un ménage d'une personne.

Tableau 1 : Mise en œuvre de la tarification progressive pour trois tranches de consommation

**Cas 1 : compteurs standards (mono-horaires)**

Taille du ménage	X1	X2	□1	□2	□3
0-1					
2					
3					
4					
5 et plus					

**Cas 2 : compteurs bi-horaires (heures pleines)**

Taille du ménage	X1	X2	□1	□2	□3
0-1					
2					
3					
4					
5 et plus					

**Cas 3 : compteurs bi-horaires (heures creuses)**

Taille du ménage	X1	X2	□1	□2	□3
0-1					
2					
3					
4					
5 et plus					

Tableau 2 : Mise en œuvre de la tarification progressive pour cinq tranches de consommation

**Cas 1 : compteurs standards (mono-horaires)**

Taille du ménage	X1	X2	X3	X4	□1	□2	□3	□4
0-1								
2								
3								
4								
5 et plus								

**Cas 2 : compteurs bi-horaires (heures pleines)**

Taille du ménage	X1	X2	X3	X4	□1	□2	□3	□4
0-1								
2								
3								
4								
5 et plus								

**Cas 3 : compteurs bi-horaires (heures creuses)**

Taille du ménage	X1	X2	X3	X4	□1	□2	□3	□4
0-1								
2								
3								
4								
5 et plus								

A titre de communication aux ménages bruxellois, le GRD aura la possibilité de calculer un  $\lambda$  moyen pour chacun des ménages bruxellois :

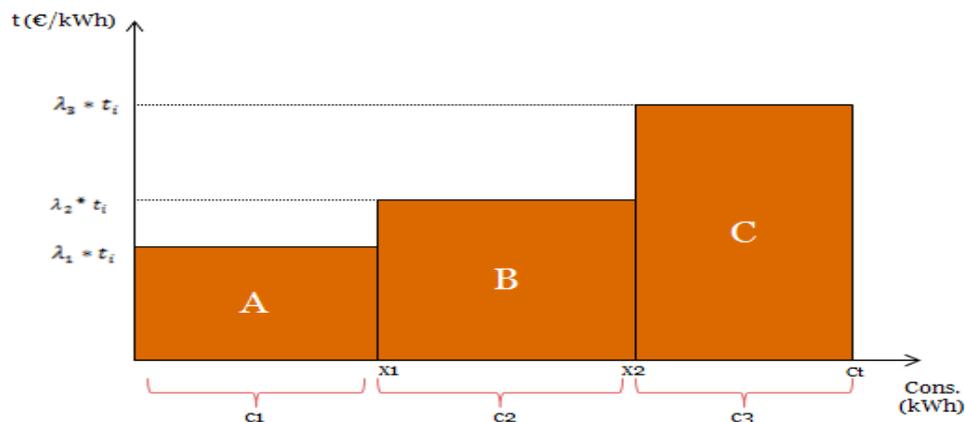
- Un  $\lambda$  moyen supérieur à 1 indiquera que le tarif unitaire qui est désormais d'application est supérieur au tarif unitaire qui était d'application avant la mise en œuvre de la tarification progressive au sein de la Région bruxelloise.
- Un  $\lambda$  moyen inférieur à 1 indiquera que le tarif unitaire qui est désormais d'application est inférieur au tarif unitaire qui était d'application avant la mise en œuvre de la tarification progressive au sein de la Région bruxelloise.

La méthodologie permettant de procéder à l'estimation du  $\lambda$  moyen de chacun des ménages bruxellois est présentée au sein de l'encadré 2 (voir ci-après).

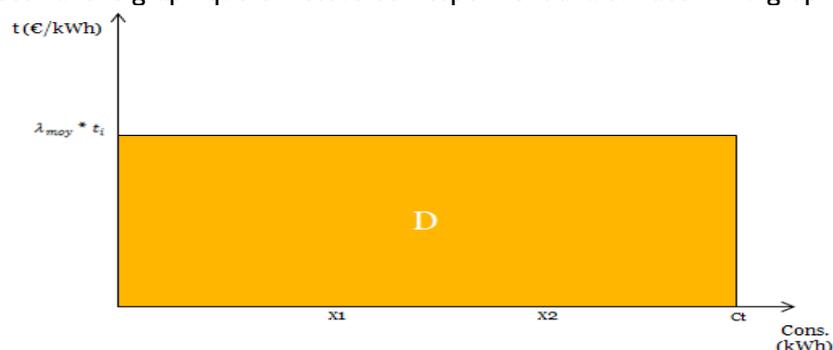
## Encadré 2 : Estimation d'un $\lambda$ moyen par ménage.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la tarification progressive au sein de la Région bruxelloise, le GRD pourra procéder à l'estimation d'un  $\lambda$  moyen pour chacun des ménages bruxellois. En appliquant ce  $\lambda$  moyen à la consommation annuelle totale d'un ménage, le montant total de la facture annuelle du ménage pourra être estimé.

Ci-dessous est repris le raisonnement qui permet d'obtenir le  $\lambda$  moyen ( $\lambda_{moy}$ ) d'un ménage bruxellois ayant une consommation annuelle totale de  $c_t$  kWh qui se répartit au sein de trois tranches (la borne supérieure de la première tranche est fixée à  $x_1$  et la borne supérieure de la deuxième tranche à  $x_2$ ). Suite à l'implémentation de la tarification progressive au sein de la Région bruxelloise, la facture du ménage (ou plus exactement la part variable à l'exclusion de la part fixe) ayant une consommation annuelle de  $c_t$  kWh correspondra à la somme des surfaces A + B + C représentées dans le graphique ci-dessous (avec  $A = c_1 * \lambda_1 * t_i$ ,  $B = c_2 * \lambda_2 * t_i$  &  $C = c_3 * \lambda_3 * t_i$ ).



Sur base de ces informations, le GRD sera en mesure d'estimer un  $\lambda$  moyen en veillant à ce que les surfaces A+B+C représentées dans le graphique ci-dessus correspondent à la surface D du graphique ci-dessous.



Le  $\lambda$  moyen pourra être obtenu en résolvant l'équation suivante :  
 $A+B+C = D$

$$[c_1 * \lambda_1 * t_i] + [c_2 * \lambda_2 * t_i] + [c_3 * \lambda_3 * t_i] = c_t * \lambda_{moy} * t_i$$

## Annexe 2

### **Critères appliqués par BRUGEL pour évaluer le caractère déraisonnable ou inutile des éléments du revenu total du gestionnaire de réseau de distribution**

Sans préjudice des lignes directrices inscrites à l'article 9quinquies de l'ordonnance électricité et des autres dispositions de la présente méthodologie, peuvent être jugés déraisonnables ou inutiles, conformément au point 8.I.b. de la présente méthodologie, les éléments du revenu total qui ne répondent pas à une des conditions suivantes :

- contribuer efficacement à la bonne exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire du réseau et, en particulier au maintien ou à l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients;
- respecter les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposés par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou BRUGEL ;
- les éléments introduits et les montants correspondants sont suffisamment justifiés compte tenu de l'intérêt général.

Le respect de ces conditions est apprécié à la lumière des considérations suivantes :

- I. LA MESURE DANS LAQUELLE CES ÉLÉMENTS CONTRIBUENT À LA BONNE EXÉCUTION DES OBLIGATIONS LÉGALES ET RÉGLEMENTAIRES EN VIGUEUR INCOMBANT AU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU
  - a) Les éléments doivent être axés sur les dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment les règlements techniques et les normes techniques qui y figurent.
  - b) Les éléments résultant simplement d'accords volontaires conclus par le gestionnaire du réseau au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels Brugel n'a pas été concertée sont, en principe, considérés comme inutiles pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau de distribution.
  - c) Les éléments visant simplement à anticiper une législation et réglementation en général incertaine sont, en principe, considérés comme inutiles.

2. LA MESURE DANS LAQUELLE L'ÉVALUATION CHIFFRÉE DE CES ÉLÉMENTS S'EST FAITE MOYENNANT LE RESPECT DES RÈGLES DE CALCUL ET D'ÉVALUATION IMPOSÉES PAR LA LÉGISLATION, LA RÉGLEMENTATION OU BRUGEL ET LA MESURE DANS LAQUELLE LES ÉLÉMENTS ET LES MONTANTS CORRESPONDANTS NE SONT PAS SUFFISAMMENT JUSTIFIÉS

- a) Les coûts réels devant être couverts par les tarifs doivent a priori reposer sur des données comptables. En principe, les derniers chiffres définitivement connus et approuvés par l'autorité compétente doivent être utilisés pour justifier les coûts à la base de la proposition tarifaire (notamment compléter entièrement le modèle de rapport). Le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir une justification chiffrée de la transition entre les derniers chiffres définitifs connus et les chiffres tels que proposés dans le budget, les éléments suivants devant être, dans ce cadre, clairement justifiés :

- comment les événements/éléments exceptionnels de l'année n-x (p.ex. projets plus importants,...) ont-ils été traités dans la proposition tarifaire ; Quels sont les événements exceptionnels pour l'année n (= budget) ;

- pour les coûts récurrents : la méthode utilisée, indiquant, par poste de coût, le(s) paramètre(s) d'indexation éventuelle utilisé(s), est indiquée avec reproduction de la source utilisée et les données utilisées, accompagné également d'un détail des hypothèses utilisées pour l'indexation (p.ex. évolution de ETP pour extrapolation des coûts du personnel, ...) ;

- pour les postes de coût qui ne dépendent pas de l'indexation (des paramètres d'indexation) : les résultats des procédures d'adjudication menées, offres des fournisseurs, les données de détail/de base de la constitution du budget par le gestionnaire du réseau de distribution ;

- la manière selon laquelle il a été tenu compte des divers revenus (p.ex. : revenus de la location des pylônes, récupérations des assurances, etc.) déduits des coûts à la base des tarifs, accompagnées du lien avec les chiffres réellement réalisés durant l'année n-x.

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

- b) Tout écart de coût qui résulte de l'application d'une valeur non acceptée par BRUGEL de l'un des paramètres suivants sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable:

- le facteur de pondération Bêta utilisé pour le calcul du pourcentage de rendement;
  - la valeur du taux d'intérêt sans risque utilisée pour le calcul du pourcentage de rendement;
  - le calcul du facteur S comme étant le rapport entre les fonds propres et le RAB;
  - la valeur de la prime de risque Rp;
- c) Tout écart dans le coût résultant de l'application erronée du calcul et de l'évolution de l'actif régulé et du pourcentage de rendement sera, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- d) Pour l'évolution des capitaux investis (CI), il sera tenu compte uniquement des montants réellement investis pour accomplir ses activités de GRD, sans générer, ce faisant, un avantage supplémentaire pour les actionnaires.

Principe: Seul le capital réellement investi par les actionnaires dans le réseau est rémunéré.

- e) L'évolution des CI doit tenir compte des plus-values des actifs désactivés.
- f) Tout écart non justifié de coût résultant d'estimations non acceptées par BRUGEL et d'informations relatives à des volumes et des mix de volumes sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable.
- g) Tous les montants insuffisamment justifiés seront, en principe, rejetés comme étant non raisonnables.

### 3. LA MESURE DANS LAQUELLE CES ÉLÉMENTS PEUVENT ÊTRE SUFFISAMMENT JUSTIFIÉS COMPTE TENU DE L'INTÉRÊT GÉNÉRAL

- a) Tout élément de coût à propos duquel BRUGEL peut démontrer de manière suffisante qu'il n'a pas fait l'objet d'une maîtrise des coûts suffisante sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable (par exemple, le taux d'intérêt pris en compte devra être en ligne avec les taux en vigueur sur le marché pour des entreprises comparables, les procédures d'achat, de recouvrement des impayés,... doivent être efficaces).
- b) Les éléments de coûts qui sont, certes, propres à la gestion de l'entreprise du gestionnaire du réseau, mais qui, en raison d'un monopole de droit, ne peuvent être considérés de manière convaincante comme étant nécessaires ou suffisamment utiles aux utilisateurs du réseau seront, en principe, intégralement considérés comme étant déraisonnables.
- c) Les coûts qui n'entretiennent pas de lien avec l'activité de gestion du réseau de distribution réalisée seront considérés comme déraisonnables.

- d) Tout élément de coût lié à des procédures de recours téméraires et vexatoires introduites par le gestionnaire du réseau contre la région Bruxelloise, BRUGEL ou toute autre autorité sera, en principe, considéré comme déraisonnable, à moins que le gestionnaire du réseau n'ait obtenu gain de cause.
- e) Tous les autres éléments pour lesquels BRUGEL peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent exclusivement à augmenter la valeur d'actionnaires seront, en principe, rejetés de la base tarifaire comme étant déraisonnables.
- f) Si le gestionnaire de réseau ne reprend pas un certain nombre de coûts, diminutions de coûts et revenus dans son revenu total régulé, et si ces activités ne sont possibles que grâce à la présence et à l'utilisation de moyens et de savoir-faire affectés à des activités régulées, BRUGEL considèrera, en principe, ce procédé comme étant déraisonnable. Par conséquent, les éléments correspondants seront ajoutés au revenu du gestionnaire de réseau issu des activités régulées.
- g) Les coûts qui résultent d'une sanction imposée par une autorité compétente seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- h) Les éventuels subsides reçus seront portés en déduction des coûts et/ou du calcul des CI.

#### 4. LA MESURE DANS LAQUELLE CES ÉLÉMENTS N'AURAIENT PU ÊTRE ÉVITÉS PAR LE GESTIONNAIRE DU RÉSEAU

- a) Les écarts au niveau des coûts qui résultent de la non application ou de l'application tardive des procédures légales prescrites et disponibles, sont en principe rejetés comme étant déraisonnables.
- b) Les coûts qui résultent d'une intervention tardive du gestionnaire du réseau ou d'un début d'exécution manifestement tardif sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- c) L'écart qui résulte de la non application de procédures d'achat efficaces sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- d) Les éléments du revenu total qui résultent de la non application du principe du transfert pricing 'at arm's length' (conformité au marché – pour autant qu'il existe un marché compétitif – dans le cadre des transactions entre activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de distribution, avec les autres entités de l'entreprise, l'intercommunale, la commune, les filiales, les autres gestionnaires de réseau de distribution associés) seront, en principe, rejetés.
- e) Les coûts qui résultent d'une exécution manifestement fautive, ou qui s'accompagnent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés.
- f) Les éléments du revenu total qui ont été rejetés/ qui font l'objet d'une attestation avec réserve à l'issue du contrôle des comptes annuels par le commissaire du

gestionnaire de réseau de distribution et le cas échéant de la société d'exploitation seront, en principe, rejetés.

- g) En ce qui concerne les rémunérations des membres du Comité de direction du gestionnaire du réseau et les rémunérations versées aux membres des organes officiels (p.ex. conseil d'administration), les coûts qui ne reposent visiblement pas sur une méthode impliquant une confrontation du caractère raisonnable par rapport à des entreprises similaires, seront, en principe, rejetés. Il en va de même pour tous les éléments de rétribution non barémisés restants. L'attention est attirée, à ce sujet, sur le critère repris dans le présent document concernant l'obligation de justification, en particulier dans les cas où BRUGEL pose des questions spécifiques en la matière.
- h) En outre, BRUGEL rejettera, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables, dans le sens où aucune autre personne agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.