

Date du document : 25/07/2023

DOCUMENT

**VERSION CONSOLIDÉE (OFFICIEUSE) DE LA DÉCISION
CD-17g17-CWaPE-0107 DU 17 JUILLET 2017 RELATIVE À LA
MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU
DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL ACTIFS
EN RÉGION WALLONNE POUR LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2019-2023**

*Version consolidée (officieuse) intégrant les modifications apportées par les décisions
CD-18j09-CWaPE-0230 du 11 octobre 2018, CD-21i02-CWaPE-0566 du 2 septembre 2021
et CD-23g25-CWaPE-0797 du 25 juillet 2023*

Table des matières

CONTEXTE.....	4
ABSTRACT	5
LA METHODOLOGIE TARIFAIRE	9
TITRE I. GENERALITES	9
CHAPITRE 1 - OBJET ET DÉFINITIONS	9
CHAPITRE 2 - LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS.....	13
TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ.....	14
CHAPITRE 1 - LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ.....	14
1. Section 1 : Le calcul du revenu autorisé.....	14
2. Section 2 : Les charges nettes opérationnelles	16
3. Section 3 : Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques	19
4. Section 4 : La marge bénéficiaire équitable	24
5. Section 5 : Le facteur de qualité.....	32
6. Section 6 : La quote-part des soldes réglementaires	33
CHAPITRE 2 - LES RÈGLES DE DÉTERMINATION ET DE REVISION DU REVENU AUTORISÉ	34
1. Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété <i>ex ante</i>	34
2. Section 2 : Révisions du revenu autorisé.....	42
CHAPITRE 3 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ	44
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTROLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION	46
CHAPITRE 1 - LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION.....	46
1. Section 1 : Généralités.....	46
2. Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d’électricité.....	47
3. Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz naturel	53
CHAPITRE 2 - LES TARIFS NON PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION	56
CHAPITRE 3 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION.....	58
1. Section 1 : Procédure d’approbation des tarifs en cas d’approbation de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, endéans le 31 mai 2018	58
2. Section 2 : Procédure d’approbation des tarifs en cas d’approbation de la proposition révisée du revenu autorisé, endéans le 31 août 2018.....	60
CHAPITRE 4 - LES TARIFS PROVISOIRES.....	62
CHAPITRE 5 - LE CONTROLE DES TARIFS	63

TITRE IV. LE CONTROLE DES ECARTS ENTRE LE BUDGET ET LA REALITE	64
CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ	64
1. Section 1 : Les catégories d’écarts	64
2. Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel.....	82
CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES.....	83
TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RESEAU DE TRANSPORT	85
CHAPITRE 1 - LES CHARGES ET TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT	85
1. Section 1 : Les charges d’utilisation du réseau de transport	85
2. Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport	85
CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT.....	88
CHAPITRE 3 - LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES.....	89
1. Section 1 : Le calcul de l’écart global.....	89
2. Section 2 : Le calcul des écarts individuels.....	89
CHAPITRE 4 – LA PROCEDURE D’APPROBATION DU SOLDE REGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT	91
TITRE VI. LES REGLES REGULATOIRES ET DE PUBLICITE.....	92
CHAPITRE 1 - LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES	92
1. Section 1 : Les règles régulatrices	92
2. Section 2 : L’absence de subsidiation croisée et la tenue d’une comptabilité séparée.....	93
3. Section 3 : Les rapports des commissaires.....	94
CHAPITRE 2 - LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉE INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWAPE..	95
1. Section 1 : Généralités.....	95
2. Section 2: Les obligations en matière de publicité.....	95
ANNEXES.....	96

CONTEXTE

Le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité fixe les règles applicables, en Région wallonne, pour l'approbation des tarifs de distribution entrant en vigueur après le 31 décembre 2017. Ce décret confie à la CWaPE les tâches d'adopter une méthodologie tarifaire et d'approuver les propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution qui doivent être établies dans le respect de cette méthodologie. Le décret fixe, en outre, notamment, les principes et procédures minimales à suivre lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire.

C'est dans ce nouveau cadre législatif que s'inscrit la présente méthodologie tarifaire qui servira de base pour la détermination des tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel, et des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité, applicables au cours de la période régulatoire 2019-2023.

ABSTRACT

A travers la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE souhaite mettre en œuvre les six objectifs stratégiques suivants, établis conformément aux objectifs généraux définis dans les articles 36 et 37 de la directive 2009/72/CE, ainsi que les articles 40 et 41 de la directive 2009/73/CE:

- 1° Maîtriser le revenu du gestionnaire de réseau afin de limiter la contribution financière des utilisateurs du réseau ;
- 2° Améliorer la qualité des réseaux ;
- 3° Inciter à l'innovation ;
- 4° Promouvoir les économies d'énergie et l'installation des productions décentralisées renouvelables et issues de cogénération de qualité ;
- 5° Encourager le déploiement optimal du gaz naturel ;
- 6° Rémunérer justement les capitaux investis.

La CWaPE souhaite également garantir une certaine **stabilité et visibilité tarifaire** aux utilisateurs de réseau de distribution. Ainsi, à l'exception du tarif pour les soldes régulateurs et sans préjudice des modifications légales qui pourraient être apportées dans le respect des dispositions du décret tarifaire, les tarifs de distribution des années 2019 à 2023, approuvés fin 2018, resteront inchangés durant la période régulatoire. Corollairement, le revenu autorisé annuel du gestionnaire de réseau est fixé pour une durée de 5 ans. De même, dans un souci de maîtrise des coûts, une partie du revenu autorisé est plafonnée sur la durée de la période régulatoire, selon les modalités détaillées ci-après.

Le revenu autorisé du gestionnaire de réseau est constitué des charges nettes opérationnelles, en ce compris celles relatives aux projets spécifiques, de la marge bénéficiaire équitable et, le cas échéant, d'une quote-part du montant à apurer des soldes régulateurs des années précédentes.

Au sein des charges nettes opérationnelles, la CWaPE qualifie certains éléments de **non contrôlables**. En règle générale, pour ces derniers, l'écart entre le montant budgété et le montant réel constitue une « dette tarifaire/passif régulatoire » (si le budget est supérieur à la réalité) ou une « créance tarifaire/actif régulatoire » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Dans certains cas particuliers tels que les charges d'achat d'électricité et de gaz, les charges d'achat des certificats verts et les indemnités versées par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget, une partie du solde régulatoire pourrait néanmoins être à charge du gestionnaire de réseau dans le cas où le prix d'achat ou le délai de placement des compteurs à budget dépasserait les limites fixées par la CWaPE.

Les autres charges nettes opérationnelles sont considérées comme des charges nettes opérationnelles **contrôlables**. En règle générale, pour ces dernières, l'écart entre le montant budgété et le montant réel constitue un « *bonus* » (si le budget est supérieur à la réalité) ou un « *malus* » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard du gestionnaire de réseau. Néanmoins, afin que le gestionnaire de réseau ne supporte pas les conséquences financières liées à la variabilité des prestations des obligations de service public, l'écart entre le montant budgété et le montant réel des charges nettes variables relatives aux obligations de service public correspondant à une variation du nombre de ces prestations constitue un solde régulatoire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 est dite « **TOTEX** » car les charges nettes contrôlables comprennent à la fois des charges et produits opérationnels et des charges nettes liées aux immobilisations.

A l'exception des charges nettes liées aux immobilisations, les charges nettes contrôlables prévisionnelles des années 2020 à 2023 sont établies annuellement sur la base des charges nettes contrôlables prévisionnelles de l'année précédente auxquelles sont appliqués **un facteur d'indexation (indice santé) et un facteur d'efficience de 1,5%**.

Les charges nettes liées aux immobilisations prévisionnelles des années 2020 à 2023 sont, quant à elles, établies annuellement sur la base des charges nettes liées aux immobilisations prévisionnelles de l'année précédente auxquelles est appliqué **un facteur d'indexation (indice santé)**.

Les règles d'évolution des charges nettes contrôlables (dont les charges nettes liées aux immobilisations) décrites ci-dessus incitent les gestionnaires de réseau à contenir leurs charges nettes contrôlables au niveau du montant fixé *ex ante*. Cette maîtrise des charges nettes contrôlables pourrait, à long terme, se faire au détriment de la qualité et de la fiabilité des réseaux de distribution, ainsi que de la qualité des services rendus. Afin de prévenir ce risque, la CWaPE introduit dans la formule de détermination du revenu autorisé **un incitant financier (facteur Q)** reflétant le niveau de performance du gestionnaire de réseau. Pour la période régulatoire 2019-2023, **la valeur du facteur Q a été fixée à zéro**. La CWaPE compte, au cours de la période régulatoire 2019-2023, définir, en concertation avec les gestionnaires de réseau, les indicateurs de performance qui détermineront, lors de la prochaine période régulatoire, le niveau de performance des gestionnaires de réseau.

A travers l'application d'un facteur d'efficience aux charges nettes contrôlables, la CWaPE demande aux gestionnaires de réseau de maîtriser une grande partie de leurs coûts opérationnels tout en améliorant, de manière permanente, leur efficacité. Néanmoins, consciente des enjeux et des coûts sous-jacents à la transition énergétique, la CWaPE prévoit la possibilité, pour les gestionnaires de réseau, de bénéficier de budgets complémentaires pour la réalisation de **deux projets spécifiques, à savoir, le déploiement des compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel**.

La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans le réseau de distribution. Ce capital est constitué tant des fonds propres que des financements externes. La marge bénéficiaire équitable est calculée annuellement via l'application du **pourcentage de rendement autorisé** à la base d'actifs régulés. Le pourcentage de rendement autorisé est déterminé sur la base de la formule du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui représente la moyenne pondérée **du coût des fonds propres et du coût des dettes** admis pour un gestionnaire de réseau de distribution en Région wallonne. Ce pourcentage est fixé à **4.053%** pour la période régulatoire 2019-2023 et, dans un objectif de stabilité, n'est pas revu *ex post*.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit que, à partir de 2020, le gestionnaire de réseau puisse intégrer une quote-part du **solde régulatoire** de l'année N-2 dans le revenu autorisé de l'année N de façon à affecter progressivement les soldes régulatoires et d'éviter une accumulation de ces derniers au cours de la période régulatoire.

Concernant **les tarifs périodiques de distribution**, la méthodologie tarifaire 2019-2023 poursuit des objectifs de stabilité, de transparence et de lisibilité des grilles tarifaires.

Ainsi, les structures tarifaires relatives aux prélèvements de gaz et d'électricité prévoient respectivement quatre et cinq tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution,
- II. Le tarif pour les obligations de service public,
- III. Le tarif pour les surcharges,
- IV. Le tarif pour les soldes régulatoires,
- V. Le tarif pour l'énergie réactive (uniquement applicable à l'électricité).

Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel. Il couvre le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution, à l'exception des charges relatives aux obligations de service public et aux surcharges, lesquelles sont couvertes par des tarifs dédiés. Les soldes régulatoires font également l'objet d'une tarification spécifique, laquelle peut faire l'objet d'une révision annuelle en vue d'un apurement progressif de ceux-ci.

Deux nouveautés tarifaires sont à épingler par rapport aux structures tarifaires des périodes régulatoires précédentes :

- En électricité, la méthodologie tarifaire prévoit à partir du 1^{er} janvier 2020 une contribution équitable des prosumers aux coûts du réseau en intégrant un tarif capacitaire basé sur la puissance nette développable des installations de production de ces derniers. Cette contribution équitable fait écho au souhait de législateur d'instaurer le principe d'une contribution de l'ensemble des utilisateurs du réseau « *afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs wallons et éviter de réduire l'assiette de répercussion des coûts des GRD* »¹.
- En gaz, la méthodologie tarifaire prévoit la possibilité de définir un tarif spécifique uniforme pour les stations-service qui commercialisent du gaz naturel comprimé (CNG) provenant du réseau de distribution.

Conformément aux dispositions de l'article 21 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE propose une grille tarifaire de prélèvement d'électricité spécifique, applicable, le cas échéant, aux projets pilotes innovants.

Les tarifs d'injection font l'objet d'une révision complète. Ainsi, pour l'électricité, les tarifs d'injection sont uniformisés sur le territoire de la Région wallonne. Ils prévoient un tarif capacitaire, lequel diffère en fonction du caractère flexible ou permanent de la capacité contractée, et un tarif fixe.

Pour le gaz, la méthodologie tarifaire prend en compte le projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables et prévoit déjà une grille tarifaire pour l'injection de gaz issu de sources d'énergie renouvelables (SER) sur le réseau de distribution. Les tarifs pour l'injection de gaz SER proposés sur cette base ne seront toutefois approuvés par la CWaPE que pour autant que les

¹ Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, commentaire des articles, *Doc.*, Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 7

dispositions de l'arrêté en projet relatives à l'injection de gaz SER soient adoptées par le Gouvernement.

Concernant **les tarifs non périodiques**, ils font l'objet d'un **plan d'uniformisation** entre les gestionnaires de réseaux de distribution actifs en Région wallonne, avec un horizon à 5 ans. Les tarifs non périodiques 2019-2023 intègrent donc les prémices de cette uniformisation à venir.

Finalement, dans un objectif de transparence et d'équité pour les utilisateurs de réseau de distribution, **les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport** font l'objet d'une **péréquation sur le territoire de la Région wallonne** de façon à ce que ces tarifs génèrent globalement les recettes suffisantes pour couvrir la somme des factures de transport adressées par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

LA METHODOLOGIE TARIFAIRE

Vu l'article 43, § 2, alinéa 2, 14° et 14° bis, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

Vu l'article 36, § 2, alinéa 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ;

Vu le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

Vu les remarques émises par les gestionnaires de réseau de distribution et par les autres acteurs du marché, lors de la concertation et de la consultation publique, reprises en annexe 12.3 à la présente décision ;

Considérant les motifs exposés en annexe de la présente décision, en particulier ceux repris dans le rapport de consultation de la CWaPE approuvé par le Comité de direction de la CWaPE en date du 17 juillet 2017 et repris en annexe 12 à la présente décision;

TITRE I. GENERALITES

CHAPITRE 1 - OBJET ET DÉFINITIONS

Article 1. La présente méthodologie tarifaire fixe la méthode de détermination des tarifs périodiques et non-périodiques relatifs aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz ainsi que des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, appliqués par les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne dans le cadre de leurs activités régulées.

Article 2. La méthodologie tarifaire s'applique pendant une période régulatoire de 5 ans qui commence le 1^{er} janvier 2019 et prend fin le 31 décembre 2023.

Article 3. § 1^{er}. Les définitions contenues dans les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ainsi que du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité s'appliquent à la présente méthodologie.

§ 2. Les définitions contenues dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci, ainsi que la proposition de révision de la CWaPE du 26 novembre 2012 (référéncée CD-12k12-CWaPE-458), et dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007 relatif à la révision du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci, s'appliquent à la présente méthodologie.

§ 3. Sous réserve de modification des décrets et règlements précités, il convient d'entendre par :

- 1° « activités régulées » : les activités liées aux investissements et à la gestion des infrastructures des réseaux ainsi qu'aux obligations de service public déterminées par et en vertu des décrets visés au § 1^{er}, en ce compris le raccordement et l'accès au réseau de distribution pour le prélèvement et l'injection d'énergie, les services de comptage, et le cas échéant, les services auxiliaires ;
- 2° « amortissements » : 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 coûts au moment où ils sont exposés ;
- 3° « année d'exploitation » : une année calendrier;
- 4° « bêta des fonds propres » : le facteur bêta est un coefficient de volatilité ou de sensibilité. Il mesure la sensibilité d'un titre par rapport au marché ;
- 5° « *bonus* » : écart en faveur du gestionnaire de réseau entre une charge nette budgétée et une charge nette réelle lorsque cette dernière est inférieure à la charge nette budgétée ;
- 6° « charge nette de base » : charge nette qui se reproduit régulièrement, qui fait partie du cycle normal d'exploitation du gestionnaire de réseau de distribution déduction faites des charges pouvant être qualifiées de non récurrentes² se rapportant notamment aux dotations aux provisions pour risques et charges, aux indemnités versées par le gestionnaire de réseau de distribution, en exécution des obligations d'indemnisation prévues par ou en vertu des décrets électricité et gaz, aux amendes administratives, civiles et pénales infligées au gestionnaire de réseau de distribution.. ;
- 7° « charge nette de transformation » : charge nette liée à la transformation des métiers du gestionnaire de réseau de distribution dans le contexte de la transition énergétique, de la digitalisation ou qui ne rentre pas dans le cycle normal d'exploitation de ses activités régulées;
- 8° « charges nettes liées aux immobilisations »: charges et produits appartenant à l'une des rubriques comptables suivantes du PCMN:
 - 630 Dotations aux amortissements et aux réductions de valeur sur immobilisations ;
 - 6601 Amortissements et réductions de valeur exceptionnels sur immobilisations incorporelles ;
 - 6602 Amortissements et réductions de valeur exceptionnels sur immobilisations corporelles ;
 - 663 Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés ;

² La notion de « non-récurrente » reprise à l'article 3, §3, 6° est plus large que les charges visées par les rubriques 66 « Charges d'exploitation ou financières non récurrentes » et 76 « Produits d'exploitation ou financiers non récurrents » du PCMN.

- 7600 Reprises d’amortissements et de réductions de valeur sur immobilisations incorporelles ;
- 7601 Reprises d’amortissements et de réductions de valeur sur immobilisations corporelles ;
- 763 Plus-values sur réalisation d’actifs immobilisés ;
- 753 Amortissement des subsides en capital et en intérêts.

9° « clé de répartition » : toute clé forfaitaire utilisée pour l'attribution des charges à des prestations dans des proportions fixées conventionnellement lorsqu'un lien causal direct entre les charges et les prestations n'existe pas ou ne peut pas être mesuré ;

10° « compteurs communicants » : les compteurs communicants sont dits « communicants » ou « intelligents » quand ils sont intégrés à un système de communication en réseau qui leur permet d’envoyer et de recevoir des informations. Ils sont ainsi en mesure de communiquer automatiquement les données qu’ils mesurent et de recevoir des ordres à distance ;

11° « décret électricité » : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

12° « décret gaz » : le décret du 19 décembre 2002 relatif à l’organisation du marché régional du gaz ;

13° « décret tarifaire » : le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d’électricité ;

14° « énergie active brute prélevée » : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d’un prosumer, il s’agit de la quantité d’électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d’électricité injectée sur le réseau ;

15° « GRD » : gestionnaire de réseau de distribution ;

16° « harmoniser » : fixer des règles précises d’affectation des charges et produits aux différents tarifs ou fixer une structure tarifaire identique pour l’ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, et cela, sans uniformiser les tarifs ;

17° « *malus* » : écart à charge du gestionnaire de réseau entre une charge nette budgétée et une charge nette réelle lorsque cette dernière est supérieure à la charge nette budgétée ;

18° « péréquater » : fixer un tarif ou une grille tarifaire identique pour l’ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, accompagnée d’un mécanisme de compensation multilatéral entre gestionnaires de réseau de distribution assurant la neutralité financière pour chaque gestionnaire de réseau de distribution entre les recettes issues de ces tarifs et les coûts que ces derniers reflètent;

- 19° « plus-value iRAB » : différence positive entre la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telle que fixée au 31 décembre 2001 et la valeur comptable nette amortie des immobilisations corporelles régulées au 31 décembre 2001 ;
- 20° « prosumer » : utilisateur du réseau de distribution basse tension disposant d'une installation de production d'électricité décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10kVA, susceptible d'injecter et de prélever de l'électricité au réseau sur le même point de raccordement ;
- 21° « puissance électrique nette développable » (Pend) : puissance électrique générée par l'installation de production d'électricité avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable et exprimée en kWe ;
- 22° « revenu autorisé » : revenu total au sens de l'article 1^{er} du décret tarifaire, tel que défini dans la présente méthodologie ;
- 23° « solde régulateur » : écart entre une charge ou un produit budgété et une charge ou un produit réel qui est à charge ou en faveur des utilisateurs du réseau dans leur ensemble et qui sera répercuté dans les tarifs du gestionnaire de réseau ;
- 24° « sociétés liées » : la ou les sociétés lié(es) au gestionnaire de réseau au sens de l'article 11, 1°, du code des sociétés ;
- 25° « taux sans risque » : mesure du rendement attendu d'un investissement dans un placement libre de tout risque ;
- 26° « uniformiser » : fixer un tarif ou une grille tarifaire identique pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, accompagnée d'un mécanisme de compensation des coûts au sein de chaque gestionnaire de réseau de distribution par l'adaptation des recettes perçues via les autres tarifs de ce gestionnaire de réseau de distribution ;
- 27° « URD » : utilisateur de réseau de distribution
- 28° « capacité de rebours » : capacité souscrite par l'utilisateur de réseau auprès de son GRD pour effectuer le rebours du réseau de distribution sur lequel il injecte vers le réseau de transport. Le GRD veille à ce que la capacité de rebours de l'installation du GRD permette d'absorber la totalité des capacités de rebours souscrites pour une période donnée.
- 29° « volume de rebours » : correspond au nombre de m³ (ou kWh PCS) qui ont transités par l'installation de rebours. Dans le cas où plusieurs producteurs réalisent le rebours sur un même point d'interconnexion (GRD/GRT), le volume est attribué à chaque producteur au prorata du volume injecté en surplus de la capacité souscrite sans rebours.

CHAPITRE 2 - LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS

Article 4. La procédure d’approbation des tarifs périodiques et non-périodiques de distribution est composée de deux phases successives, à savoir :

- 1° la procédure d’approbation de la proposition de revenu autorisé ;
- 2° la procédure d’approbation des propositions de tarifs périodiques et non périodiques.

Article 5. § 1^{er}. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, le montant du revenu autorisé sur la base d’une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre II de la présente méthodologie.

§ 2. Le revenu autorisé est imputé, pour l’électricité, aux différents niveaux de tension, pour le gaz, aux différentes catégories tarifaires, et est transposé par la suite en tarifs périodiques de distribution. Cette imputation tient compte de la réflectivité des coûts liés aux différents niveaux de tension ou catégories tarifaires.

§ 3. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, les tarifs périodiques sur la base d’une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre III de la présente méthodologie.

Article 6. § 1^{er}. Le revenu autorisé, tel que proposé par les gestionnaires de réseau de distribution, inclut le budget des produits issus des tarifs non périodiques.

§ 2. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, les tarifs non périodiques de distribution sur la base d’une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre III de la présente méthodologie.

Article 7. La CWaPE valide, chaque année de la période régulatoire, les tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport, sur la base d’une proposition émanant des gestionnaires de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre V de la présente méthodologie.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

CHAPITRE 1 - LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ

SECTION 1 : LE CALCUL DU REVENU AUTORISÉ

Article 8. § 1^{er}. Pour chaque année de la période régulatoire, le calcul du revenu autorisé est réalisé en application de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CPS_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

Avec :

- N= année d'exploitation de la période régulatoire ;
- RA_N = revenu autorisé de l'année N ;
- CNO_N = charges nettes opérationnelles de l'année N ;
- CPS_N = charges nettes relatives aux projets spécifiques de l'année N ;
- Q_N = facteur de qualité de l'année N ;
- MBE_N = marge bénéficiaire équitable de l'année N ;
- SR_N = quote-part des soldes régulatoires affectés au revenu autorisé de l'année N.

§ 2. Les éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé soumis par le gestionnaire de réseau de distribution doivent être raisonnablement justifiés, quant à leur fondement et à leur montant, par rapport aux activités régulées de distribution d'électricité et de gaz. A défaut, ces éléments ne peuvent être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution.

Sont considérés comme raisonnablement justifiés au regard de la présente méthodologie, les éléments du revenu autorisé répondant, de manière cumulative, aux critères suivants :

- 1° Etre nécessaires à l'exécution des obligations du gestionnaire de réseau imposées par ou en vertu du décret électricité et du décret gaz, ou à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau conformément aux standards d'un gestionnaire de réseau prudent et diligent, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation des installations, à un coût raisonnable ;
- 2° Respecter les principes définis par la présente méthodologie ;
- 3° Etre justifiés par rapport à l'intérêt général ;
- 4° Ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau et notamment ne pas découler d'un risque ou d'un événement connu, ou susceptible d'être connu, du gestionnaire de réseau mais non géré ou anticipé ;

- 5° Lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues ;
- 6° Etre en ligne avec le prix du marché ou, à tout le moins, être économiquement justifié pour l'utilisateur de réseau de distribution par rapport à des alternatives valables ;
- 7° Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts historiques.

§ 3. A la demande de la CWaPE, la démonstration du caractère raisonnablement justifié des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé soumis par le gestionnaire de réseau incombe à ce dernier. A défaut de justification suffisante d'un élément, celui-ci ne peut être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé. La motivation du rejet d'un élément du revenu autorisé sera communiquée par la CWaPE au gestionnaire de réseau de distribution et ce, conformément aux dispositions visées à l'article 56, §7 de la présente méthodologie tarifaire.

§ 4. La CWaPE peut réaliser des contrôles spécifiques auprès du gestionnaire de réseau, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des éléments visés par § 2 du présent article.

SECTION 2 : LES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES

2.1. Définition

Article 9. Les charges nettes opérationnelles, au sens de la présente méthodologie, sont les charges opérationnelles après déduction des produits opérationnels que le gestionnaire de réseau de distribution supporte dans le cadre de l'exécution de ses activités régulées, à l'exception :

- des charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques, visées à la section 3 du présent chapitre ;
- des charges nettes d'utilisation du réseau de transport, visées au titre V de la présente méthodologie.

Article 10. § 1^{er}. Les charges et produits opérationnels font partie de l'une des catégories suivantes du Plan Comptable Minimum Normalisé (PCMN) belge :

60	Approvisionnements et marchandises
61	Services et biens divers
62	Rémunérations, charges sociales et pensions
630	Dotations aux amortissements et aux réductions de valeur sur immobilisations
631/4	Réductions de valeur sur stock, commandes en cours d'exécution, créances commerciales à plus d'un an, créances commerciales à un an au plus
635/7	Provisions pour pension et obligations similaires, provisions pour grosses réparations et gros entretiens, provisions pour autres risques et charges
640/8	Autres charges d'exploitation
649	Charges d'exploitation portées à l'actif titre de restructuration
65	Charges financières
66	Charges d'exploitation ou financières non récurrentes
67	Impôts sur le résultat
70	Chiffre d'affaires à l'exclusion du chiffre d'affaires issu de l'application des tarifs périodiques.
71	Variation des stocks et des commandes en cours d'exécution
72	Production immobilisée
74	Autres produits d'exploitation dont le cas échéant les produits issus des tarifs non-périodiques
75	Produits financiers
76	Produits d'exploitation ou financiers non récurrents
77	Régularisations d'impôt et reprises de provisions fiscales

§ 2. Bien qu'appartenant aux catégories du PCMN précitées, les dotations et reprises de réduction de valeur exceptionnelles sur les immobilisations financières sont exclues du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution.

Article 11. Les charges et produits opérationnels sont classifiés en tant que « non contrôlables » ou « contrôlables », conformément aux articles 12 et 13 de la présente méthodologie.

2.2. Les charges et produits opérationnels non contrôlables

Article 12. § 1^{er}. Sont qualifiés de charges et produits opérationnels non contrôlables, les éléments suivants :

- 1° les charges et les produits émanant de factures de transit (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises ou reçues par le gestionnaire de réseau de distribution ;
- 2° les charges émanant de factures d'achat d'électricité (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique ;
- 3° les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau ;
- 4° les produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité ou de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que les montants issus de la compensation des coûts, telle que visée à l'article 2 (pour le gaz) et à l'article 3 (pour l'électricité) des arrêtés royaux du 29 mars 2012³, résultant de l'application du tarif social ;
- 5° les charges émanant de factures (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par la société FeReSO dans le cadre du processus de réconciliation ;
- 6° les charges d'achat des certificats verts permettant au gestionnaire de réseau de respecter ses obligations annuelles en matière de quotas conformément à l'article 25 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;
- 7° la redevance de voirie établie en application de l'arrêté du Gouvernement wallon du 28 novembre 2002 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau électrique et de l'arrêté du Gouvernement wallon du 15 juillet 2010 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau gazier ;
- 8° la charge fiscale effectivement due résultant de l'application de l'impôt sur les sociétés ;
- 9° les taxes, surcharges et prélèvements fédéraux, régionaux, provinciaux et locaux, les précomptes immobiliers et mobiliers ainsi que l'impôt sur les personnes morales effectivement dû ;
- 10° les cotisations de responsabilisation dues à l'ONSSAPL par le gestionnaire de réseau de distribution en application de la loi du 24 octobre 2011⁴ ;

³ Arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge et arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

⁴ Loi du 24 octobre 2011 assurant un financement pérenne des pensions des membres du personnel nommé à titre définitif des administrations provinciales et locales et des zones de police locale et modifiant la loi du 6 mai 2002 portant création du fonds des pensions de la police intégrée et portant des dispositions particulières en matière de sécurité sociale et contenant diverses dispositions modificatives (*M.B.* du 3 novembre 2011).

- 11° les charges des pensions 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, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire de 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 ou la CWaPE ;
- 12° les primes « Quali watt » versées aux utilisateurs de réseau, ayant installé, après le 1^{er} mars 2014, une installation photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10kW, dans le cadre de l'application de l'article 41*bis* du décret électricité ;
- 13° les charges de distribution supportées par le gestionnaire de réseau de distribution pour sa clientèle propre ;
- 14° les charges de transport supportées par le gestionnaire de réseau de distribution pour sa clientèle propre ;
- 15° les indemnités résultant du retard de placement des compteurs à budget, versées par le gestionnaire de réseau de distribution aux fournisseurs commerciaux d'électricité et de gaz, pour autant que l'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, abrogeant l'arrêté du 16 janvier 2014 relatif à l'obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie, actuellement en projet, soit adopté ;
- 16° les charges et les produits du gestionnaire de réseau liés à l'achat de gaz SER, conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, pour autant que celui-ci soit modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon, actuellement toujours à l'état de projet, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables.

§ 2. Les charges et produits visés au § 1^{er} du présent article ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes.

2.3. Les charges et produits opérationnels contrôlables

Article 13. Les charges et produits opérationnels qui ne sont pas considérés comme non contrôlables en vertu de l'article 12 de la présente méthodologie, sont considérés comme des charges et produits opérationnels contrôlables.

SECTION 3 : LES CHARGES NETTES RELATIVES AUX PROJETS SPECIFIQUES

3.1. Définition

Article 14. § 1^{er}. Sont qualifiés de projets spécifiques pour la période régulatoire 2019-2023, les projets s'inscrivant dans le cadre de l'exercice des activités régulées du gestionnaire de réseau de distribution et relatifs, d'une part, au déploiement des compteurs communicants et, d'autre part, à la promotion des réseaux de gaz naturel.

Le projet spécifique relatif au déploiement des compteurs communicants « électricité » doit porter sur les segments prioritaires identifiés à l'article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, en tenant compte respectivement des échéances du 1er janvier 2023 et du 31 décembre 2029. Le projet ne peut pas inclure d'autres catégories de clients que celles visées audit article.

§ 2. Les charges nettes relatives aux projets spécifiques (CPS), visées au § 1^{er} du présent article, font partie des éléments constitutifs du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution et ce, conformément à l'article 8 de la présente méthodologie.

§ 3. Les charges nettes visées au paragraphe 2 du présent article peuvent inclure :

- 1° des charges nettes opérationnelles ;
- 2° des charges nettes liées aux immobilisations corporelles additionnelles supportées par le gestionnaire de réseau de distribution et résultant de la mise en œuvre du projet spécifique ;
- 3° des charges nettes liées aux immobilisations incorporelles additionnelles supportées par le gestionnaire de réseau de distribution découlant de l'activation après le 31 décembre 2018 de logiciels informatiques strictement nécessaires au projet spécifique concerné et à son efficacité opérationnelle⁵.

§ 4. Les investissements relatifs aux projets spécifiques sont assimilés aux investissements du gestionnaire de réseau de distribution et font partie intégrante de la base d'actifs régulés telle que définie à la section 4 du présent chapitre. Les taux d'amortissement et le taux de rendement applicables à ces investissements sont également définis à la section 4 du présent chapitre.

3.2. Dossier de demande de budget spécifique

Article 15. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution peut soumettre à la CWaPE, au travers de sa proposition de revenu autorisé, un dossier de demande de budget spécifique pour chacun des projets spécifiques.

§ 2. Le dossier de demande de budget spécifique comporte :

⁵ Ne sont pas visés par le paragraphe 3, 3° les logiciels informatiques relatifs à l'intelligence des réseaux (*Smart Grid*).

- 1° une note stratégique définissant les objectifs et périmètres du projet ainsi que les hypothèses de mise en œuvre technique retenues par le gestionnaire de réseau de distribution (planning et phasage) ;
- 2° un *business case* pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés du projet pour les utilisateurs de réseau, accompagné d'une analyse de sensibilité des principaux paramètres ;
- 3° un plan d'investissement inhérent au projet, spécifiant, par nature et par année, le montant des actifs régulés incorporés au plan d'adaptation du gestionnaire de réseau de distribution déposé à la CWaPE et le montant des autres actifs régulés de réseau et hors réseau ;
- 4° une proposition d'indicateurs de performance du projet permettant de suivre et d'évaluer annuellement sa rentabilité et sa mise en œuvre technique ;
- 5° une analyse de risque du projet spécifique, identifiant les risques potentiels détectés au moment du dépôt du dossier de demande de budget spécifique et les mesures qui pourraient être prises pour les atténuer.
- 6° Une analyse de l'impact tarifaire du projet sur les tarifs périodiques de distribution en ce compris le calcul détaillé des charges nettes fixes et des charges nettes variables prévisionnelles du projet.
- 7° Si le *business case* relatif au projet de déploiement des compteurs communicants « électricité » n'est pas rentable au sens du § 3 du présent article ou si le GRD fait le choix d'introduire son dossier sur cette base alternative, la démonstration de l'impact marginal sur la facture des URD conformément au § 6 du présent article.

§ 3. Le *business case* pluriannuel relatif au projet de déploiement des compteurs communicants, tel que visé au § 2 du présent article, est basé sur une rentabilité positive sur une période de maximum trente ans (30 ans) en tenant compte d'un taux d'actualisation correspondant au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) tel que défini par l'article 32 de la présente méthodologie. Le *business case* doit permettre au gestionnaire de réseau de distribution de déterminer *ex ante*, le montant annuel des charges nettes fixes et des charges nettes variables.

$$\text{CPS}_{\text{Compteurs communicants N}} = \text{CPS fixe}_{\text{Compteurs communicants N}} + \text{CPS variable}_{\text{Compteurs communicants N}}$$

Avec :

- $\text{CPS fixe}_{\text{Compteurs communicants N}} = \text{charges nettes fixes relatives au projet « déploiement des compteurs communicants »}$, déterminées *ex ante* pour l'année N ;
- $\text{CPS variable}_{\text{Compteurs communicants N}} = \text{charges nettes variables relatives au projet « déploiement des compteurs communicants »}$, déterminées *ex ante* pour l'année N.

$$\text{Où } \text{CPS variable} = \text{CNU}_{\text{Compteurs communicants budgétée}} \times \text{Variable}_{\text{Compteurs communicants budgétée}}$$

Avec :

- $\text{CNU}_{\text{Compteurs communicants budgétée}} = \text{charge nette unitaire prévisionnelle relative au « projet « déploiement des compteurs communicants »}$;
- $\text{Variable}_{\text{Compteurs communicants budgétée}} = \text{valeur prévisionnelle de la variable}$.

Si le business case pluriannuel relatif au projet de déploiement des compteurs communicants « électricité » ne présente pas la rentabilité visée à l’alinéa 1er, le gestionnaire de réseau de distribution peut néanmoins obtenir un budget spécifique pour ce projet à condition qu’il démontre que la charge tarifaire du déploiement des compteurs communicants « électricité » réalisé conformément à son plan d’adaptation n’impacte que marginalement la facture des utilisateurs, conformément au § 6 du présent article.

§ 4. Le *business case* pluriannuel relatif au projet de promotion des réseaux de gaz naturel, tel que visé au § 2 du présent article, est basé sur une rentabilité positive sur une période de minimum quinze ans (15 ans) et maximum vingt ans (20 ans), en tenant compte d’un taux d’actualisation correspondant au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) tel que défini par l’article 32 de la présente méthodologie. Le *business case* doit permettre au gestionnaire de réseau de distribution de déterminer *ex ante* le montant annuel des charges nettes fixes et des charges nettes variables.

$$\text{CPS}_{\text{Promogaz N}} = \text{CPS fixe}_{\text{Promogaz N}} + \text{CPS variable}_{\text{Promogaz N}}$$

Avec :

- $\text{CPS fixe}_{\text{Promogaz N}}$ = charges nettes fixes relatives au projet « promogaz », déterminées *ex ante* pour l’année N ;
- $\text{CPS variable}_{\text{Promogaz N}}$ = Charges nettes variables relatives au projet « promogaz », déterminées *ex ante* pour l’année N.
 - Où $\text{CPS variable} = \text{CNU}_{\text{Promogaz budgétée}} \times \text{Variable}_{\text{Promogaz budgétée}}$

Avec :

- $\text{CNU}_{\text{Promogaz budgétée}}$ = charge nette unitaire relative au projet « promogaz » ;
- $\text{Variable}_{\text{Promogaz budgétée}}$ = valeur prévisionnelle de la variable.

§ 5. Est qualifié de projet rentable au sens de la présente méthodologie, le projet dont le taux de rentabilité est au minimum égal au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) tel que défini par l’article 32 de la présente méthodologie.

§ 6. Est considérée comme ayant un impact marginal sur la facture des utilisateurs au sens du § 3 du présent article, la charge tarifaire du déploiement des compteurs communicants « électricité » qui n’induit pas une variation cumulée (exprimée en pourcent) de la facture moyenne annuelle des utilisateurs du réseau basse tension entre 2018 et 2023 supérieure à la valeur cumulée (exprimée en pourcent) de l’inflation prévisionnelle sur cette même période.

La facture moyenne annuelle des utilisateurs du réseau basse tension visée à l’alinéa 1er du présent paragraphe est celle du client-type électricité le plus représenté sur le marché wallon, à savoir le client consommant 3 500 kWh/an (Dc) (1.600 kWh HP – 1.900 kWh HC).

L'inflation prévisionnelle visée à l'alinéa 1er du présent paragraphe correspond à la valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 », soit 1,575 pourcent.

Article 16. Le dossier de demande de budget spécifique déposé par le gestionnaire de réseau de distribution est analysé par la CWaPE, conformément à la procédure d'approbation du revenu autorisé décrite titre II, chapitre 3 de la présente méthodologie.

En cas de demande de budget spécifique déposée en cours de période régulatoire, celle-ci est traitée par la CWaPE sur la base d'un calendrier convenu entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution, conformément à l'article 54, § 3, de la présente méthodologie.

3.3. Rapport annuel d'avancement

Article 17. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution rédige, à l'issue de chaque exercice d'exploitation de la période régulatoire, un rapport d'avancement et ce, pour chaque projet spécifique approuvé par la CWaPE.

§ 2. A défaut d'un accord avec le gestionnaire de réseau de distribution, le rapport d'avancement est transmis à la CWaPE au plus tard pour le 30 juin de chaque année de la période régulatoire et contient les informations suivantes :

- 1° l'actualisation du business case pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés du projet pour les utilisateurs de réseau, incluant le calcul actualisé de la rentabilité du projet ;
- 2° l'état d'avancement de la mise en œuvre technique du projet ainsi que les explications des éventuelles déviations de planning observées ;
- 3° la valorisation des indicateurs de performance préalablement définis et validés par la CWaPE ;
- 4° une analyse expliquant les déviations observées par rapport aux montants initialement budgétés.

§ 3. Un résumé reprenant les données non confidentielles du rapport annuel d'avancement sera établi par le gestionnaire de réseau de distribution en vue d'en assurer sa publication sur le site internet de la CWaPE.

3.4. Révision et abandon des budgets spécifiques

Article 18. § 1^{er}. Toute modification des informations transmises en vertu des articles 16 et 17 de la présente méthodologie ayant un impact substantiel sur les charges nettes relatives aux projets spécifiques (seuil fixé à 10% du montant total des charges nettes relatives au projet spécifique concerné), doit être notifiée à la CWaPE dans un délai de maximum 60 jours après sa survenance.

§ 2. Sur la base des informations notifiées conformément au § 1^{er} du présent article ou transmises au travers du rapport annuel d'avancement, la CWaPE peut procéder à une révision du budget octroyé.

En cas de révision du budget, la CWaPE peut demander au GRD de réintroduire un dossier de demande de budget conformément à l'article 15 de la présente méthodologie.

La procédure de révision du budget est menée sur la base d'un calendrier convenu entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution conformément à l'article 54, § 3, de la présente méthodologie.

Article 19. § 1^{er}. En cours de période régulatoire, sur la base des informations communiquées par le gestionnaire de réseau de distribution au travers du rapport annuel d'avancement, le gestionnaire de réseau de distribution ou la CWaPE peuvent conjointement ou unilatéralement décider de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée ayant amené à cette prise de décision.

§ 2. A défaut d'un accord avec la CWaPE, le gestionnaire de réseau de distribution devra mettre fin à un projet spécifique dès que le taux de rentabilité actualisé de ce dernier sera inférieur au pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) tel que défini à l'article 32 de la présente méthodologie.

Le présent paragraphe n'est pas d'application en ce qui concerne le projet de déploiement des compteurs communicants « électricité » dont l'impact sur la facture des utilisateurs est marginal au sens de l'article 15, § 6, de la présente méthodologie.

§ 3. En cas d'abandon d'un projet spécifique en cours de période régulatoire, les coûts échoués qui découlent d'engagements pris par le gestionnaire de réseau de distribution préalablement à la décision d'abandon ou les coûts échoués qui découlent d'obligations qui résultent elles-mêmes de décisions prises préalablement à cette décision d'abandon constituent une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Toutefois, la quote-part non encore utilisée des charges budgétées reprise dans le revenu autorisé de la durée résiduelle de la période régulatoire, constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

§ 4. En cas de révision du budget d'un projet spécifique en cours de période régulatoire, la différence entre le budget initial et le budget révisé constitue une dette tarifaire (si budget initial supérieur à budget révisé) ou une créance tarifaire (si budget initial inférieur à budget révisé) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

SECTION 4 : LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE

4.1. Définition de la marge bénéficiaire équitable

Article 20. § 1^{er}. La marge bénéficiaire équitable (MBE) constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau dans le réseau de distribution. Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution.

§ 2. La marge bénéficiaire équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés et sur les personnes morales, mais avant application du précompte mobilier sur les dividendes. L'impôt réel sur les sociétés dû par le gestionnaire de réseau de distribution est inclus dans les charges opérationnelles non contrôlables visées l'article 12, 8°, de la présente méthodologie.

4.2. Détermination de la marge bénéficiaire équitable

Article 21. *Ex ante*, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :

$$MBE \text{ budgétée}_N = (RAB \text{ budgétée}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}_N)$$

Avec :

- N = année d'exploitation de la période régulatoire ;
- RAB budgétée_N = base d'actifs régulés budgétée de l'année N, déterminée conformément à l'article 26 de la présente méthodologie ;
- Pourcentage de rendement autorisé_N = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, déterminé conformément aux dispositions des articles 31 à 33 de la présente méthodologie.

Article 22. *Ex post*, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :

$$MBE \text{ réelle}_N = (RAB \text{ réelle}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}_N)$$

Avec :

- N = année de la période régulatoire 2019-2023 ;
- RAB réelle_N = base d'actifs régulés réelle de l'année N, déterminée conformément à l'article 26 de la présente méthodologie ;
- Pourcentage de rendement autorisé_N = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, déterminé conformément aux dispositions des articles 31 à 33 de la présente méthodologie.

4.3. Définition de la base d'actifs régulés

Article 23. § 1^{er}. La base d'actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution se compose de la valeur nette comptable des éléments suivants, pour autant qu'ils fassent partie de l'activité régulée du gestionnaire de réseau et qu'ils soient approuvés par la CWaPE :

- 1° les immobilisations corporelles ;
- 2° les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques telles qu'approuvées par le réviseur, dissociées du matériel, acquises ou créées pour la gestion des activités régulées (à partir du 1^{er} janvier 2014);
- 3° les immobilisations en cours.

§ 2. La valeur nette comptable d'un actif (VNC) est la valeur brute de cet actif (prix d'achat ou coût de revient, par exemple), minorée du montant des amortissements ou des dépréciations, des interventions de tiers et des subsides.

§ 3. Le montant annuel des amortissements est déterminé conformément à l'article 27 de la présente méthodologie.

Article 24. La valorisation de la base d'actifs régulés prise en compte pour le calcul de la marge bénéficiaire équitable correspond à la moyenne arithmétique entre la valeur de la base d'actifs régulés au 1^{er} janvier et la valeur de la base d'actifs régulés au 31 décembre de l'année considérée, formulée comme suit :

$$RAB_N = \frac{RAB_{01-01-N} + RAB_{31-12-N}}{2}$$

4.4. Règles d'évolution de la base d'actifs régulés

4.4.1. Détermination de la base d'actifs régulés initiale

Article 25. § 1^{er}. La valeur initiale de la base d'actifs régulés est la valeur de la base d'actifs régulés au 1^{er} janvier 2019 et est déterminée comme suit.

A la valeur nette comptable, au 31 décembre 2015, de la somme des bases d'actifs régulés primaire et secondaire, telles qu'approuvées par la CWaPE, est ajoutée la valeur d'acquisition des investissements « réseau » (tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement) et « hors réseau » (inclues les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques), des années 2016, 2017 et 2018.

De la valeur nette comptable, au 31 décembre 2015, de la somme des bases d'actifs régulés primaire et secondaire, telles qu'approuvées par la CWaPE, sont déduits :

- 1° la valeur nette comptable des actifs régulés, tels que définis à l'article 23, mis hors service ou réalisés au cours des années 2016, 2017 et 2018 ;
- 2° les amortissements des actifs régulés, tels que définis à l'article 23, des années 2016, 2017 et 2018 ;
- 3° les interventions de tiers relatives aux actifs régulés, tels que définis à l'article 23, des années 2016, 2017 et 2018 ;
- 4° la partie des subsides relatifs aux actifs régulés, tels que définis à l'article 23, des années 2016, 2017 et 2018 ;
- 5° la partie de la plus-value prévisionnelle iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2016, 2017 et 2018, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du gestionnaire de réseau. La CWaPE contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors service enregistrées. La méthode appliquée par le gestionnaire de réseau de distribution en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du gestionnaire de réseau de distribution concerné ;
- 6° la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles mises hors service dans le courant des années 2016, 2017 et 2018.

§ 2. *Ex ante*, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements de réseau visés au § 1^{er} sont, sauf exceptions dûment justifiées, établis conformément aux derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE.

§ 3. *Ex ante*, les investissements hors réseau visés au § 1^{er} doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année.

4.4.2. Evolution de la base d'actifs régulés (à partir du 1^{er} janvier 2019)

Article 26. § 1^{er}. La valeur de la base d'actifs régulés évolue, chaque année de la période réglementaire, à partir du 1^{er} janvier 2019, par :

- 1° l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements « réseau » (tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement) et « hors réseau » (incluses les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques) de l'année concernée ;
- 2° la déduction de la valeur comptable nette des actifs régulés, tels que définis à l'article 23, mis hors service au cours de l'année concernée ;
- 3° la déduction des amortissements des actifs régulés, tels que définis à l'article 23, de l'année concernée ;

- 4° la déduction des interventions de tiers relatives aux actifs régulés, tels que définis à l'article 23, de l'année concernée ;
- 5° la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux actifs régulés, tels que définis à l'article 23, de l'année concernée ;
- 6° la déduction de la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant de l'année concernée, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du gestionnaire de réseau. La CWaPE contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors service enregistrées. La méthode appliquée par le gestionnaire de réseau de distribution en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du gestionnaire de réseau de distribution concerné ;
- 7° la déduction de la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles mises hors service dans le courant de l'année concernée.

Le résultat de ces opérations donne la valeur finale de la base d'actifs régulés de l'année d'exploitation concernée et est reprise comme valeur de départ de la base d'actifs régulés de l'année suivante.

§ 2. *Ex ante*, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements de réseau visés au § 1^{er} sont, sauf exceptions dûment justifiées, établis conformément à ceux repris dans les derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE.

§ 3. *Ex ante*, les investissements hors réseau visés au § 1^{er} doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année de la période régulatoire.

Article 27. Le montant annuel des amortissements visé aux articles 25 et 26, est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement suivants, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

Actifs régulés Electricité

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 :	
- Transformations :	3 % (33 ans)
- Lignes et câbles :	2 % (50 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission :	10 % (10 ans)
Fibres optiques :	5 % (20 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
CAB, commande à distance, équipement de dispatching	10 % (10 ans)
Equipement labo :	10 % (10 ans)
Equipement administratif (logiciels bureautiques et équipement de bureau) :	33 % (3 ans)
Compteurs télémesurés :	10 % (10 ans)
Compteurs à budget classique (type payguard):	10 % (10 ans)
Compteurs communicants :	6,67 % (15 ans)
Logiciels informatiques spécifiques (type « gestion des réseaux) :	10 % (10 ans)

Actifs régulés Gaz

Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments administratifs :	2 % (50 ans)
Conduites :	2 % (50 ans)
Cabines/stations :	3 % (33 ans)
Raccordements :	3 % (33 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission :	10 % (10 ans)
Fibres optiques :	5 % (20 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
CAB, commande à distance, équipement de dispatching :	10 % (10 ans)
Equipement labo :	10 % (10 ans)
Equipement administratif (logiciels bureautiques et équipement de bureau) :	33 % (3 ans)
Compteurs télémésurés :	10 % (10 ans)
Compteurs à budget classiques (type payguard ») :	10 % (10 ans)
Compteurs communicants :	6,67% (15 ans)
Logiciels informatiques spécifiques (type « gestion de réseaux ») :	10 % (10 ans)

Article 28. Le taux de désaffectation annuel de la plus-value iRAB actée par les gestionnaires de réseau de distribution est fixé à 2%. Ce taux s'applique à la valeur historique de la plus-value iRAB.

4.4.3. Valorisation de l'actif régulé en cas de transaction entre gestionnaires de réseau

Article 29. Si les droits d'un gestionnaire de réseau de distribution sur des immobilisations corporelles ou incorporelles faisant partie de la base d'actifs régulés changent à la suite d'une transaction, les valeurs nettes de la base d'actifs régulés et de la plus-value iRAB, telles que comptabilisées au moment de la transaction par le gestionnaire de réseau de distribution cédant, sont reprises comme une seule valeur dans la base d'actifs régulés de la société cessionnaire. Par dérogation, en cas d'un apport de branche, ces deux valeurs (base d'actifs régulés et plus-value iRAB) sont enregistrées distinctement. La base d'amortissement des actifs régulés cédés lors de la transaction se fera sur base des valeurs d'acquisition historiques du GRD cédant.

4.4.4. La règle de réévaluation de l'actif régulé

Article 30. La réévaluation de la base d'actifs régulés est interdite.

4.5. Définition du pourcentage de rendement autorisé

Article 31. § 1^{er}. Le pourcentage de rendement autorisé est déterminé sur la base de la formule du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

§ 2. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût des dettes. Il permet de rémunérer les fonds propres et les dettes ayant servi au financement des actifs régulés du gestionnaire de réseau de distribution et s'applique à la base d'actifs régulés, telle que définie à l'article 24.

§ 3. Le coût moyen pondéré du capital est formulé comme suit :

$$CMPC = \frac{E}{E + D} * k_E + \frac{D}{E + D} * k_D$$

Avec :

Composante	Sous composante	Définition
	E	Valeur des fonds propres
	D	Valeur des dettes financières
	$\frac{E}{E + D}$	Ratio des fonds propres exprimé en pourcentage
	$\frac{D}{E + D}$	Ratio d'endettement exprimé en pourcentage
k_D	Coût des dettes avec frais = coût des dettes hors frais + frais de transaction	
k_E	Coût des fonds propres $k_E = r_{f1} + \beta_e (k_m - r_f)$	
	r_{f1}	Taux sans risque du coût des fonds propres
	β_e	Bêta des fonds propres
	$k_m - r_{f1}$	Prime de risque de marché
	k_m	Taux de rendement espéré sur le marché

4.6. Valorisation du pourcentage de rendement autorisé

Article 32. Conformément à l'annexe 2 de la présente méthodologie, les paramètres retenus sont les suivants :

Composante	Abréviation	Valeur
Taux sans risque nominal	r_{f1}	2.708 %
Prime de risque de marché	$k_m - r_{f1}$	4.30 %
Bêta des fonds propres	β_e	0.65
Coûts des fonds propres	K_E	5.502 %
Coût des dettes hors frais		2.593 %
Frais de transaction		0.15 bp
Coût des dettes avec frais	K_D	2.743 %
Ratio d'endettement		52.5%
Ratio des fonds propres		47.5%
Coût moyen pondéré du capital	CMPC	4.053 %

Article 33. Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 est fixé *ex ante* pour la période 2019 à 2023, et n'est pas revu *ex post*.

SECTION 5 : LE FACTEUR DE QUALITE

5.1. Définition

Article 34. Le facteur de qualité (Q) est un incitant financier reflétant le niveau de performance du gestionnaire de réseau de distribution.

5.2. Mesures et impact sur le revenu autorisé

Article 35. § 1^{er}. Le niveau de performance de chaque gestionnaire de réseau de distribution est mesuré annuellement par la CWaPE sur la base d'indicateurs de performance préalablement définis, après concertation avec les gestionnaires de réseau, au travers de lignes directrices établies durant la période réglementaire 2019-2023.

§ 2. Les objectifs de performance seront définis par la CWaPE, après concertation avec les gestionnaires de réseau, et fixés de manière individuelle conformément aux dispositions légales en vigueur.

§ 3. Les indicateurs de performance auront trait, à tout le moins, à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux, aux délais de raccordement, aux données de comptage, à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux et à la satisfaction des clients finals.

Article 36. Pour la période réglementaire 2019-2023, le facteur de qualité (Q) est fixé à 0 euro et n'impacte dès lors pas le revenu autorisé du gestionnaire de réseau.

SECTION 6 : LA QUOTE-PART DES SOLDES REGULATOIRES

Article 37. Le revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire peut inclure une quote-part des soldes régulatoires des années précédentes (SR), conformément aux décisions d’approbation et d’affectation des soldes régulatoires prises par la CWaPE et conformément à l’article 52 de la présente méthodologie.

CHAPITRE 2 - LES RÈGLES DE DÉTERMINATION ET DE RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ

SECTION 1 : DETERMINATION DU REVENU AUTORISE BUDGETE EX ANTE

1.1. Le Business Plan

Article 38. Le gestionnaire de réseau établit un plan d'affaire (*business plan*) montrant l'évolution chiffrée de l'ensemble des charges, produits et investissements relatifs à son activité régulée entre le 31 décembre 2018 et le 31 décembre 2023. Ce plan d'affaire doit également comporter, sous forme textuelle, des explications et des justifications des chiffres présentés, notamment les principaux inducteurs de coûts, les hypothèses structurantes prises en compte, la politique de financement et de distribution du résultat, les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables afin que leur niveau ne dépasse pas le plafond. Le plan d'affaire constitue une annexe de la proposition de revenu autorisé.

1.2. Le revenu autorisé annuel

Article 39. §1^{er}. Conformément à l'article 8 de la présente méthodologie, le revenu autorisé budgété *ex ante* est déterminé annuellement sur la base de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CPS_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

§ 2. Le revenu autorisé budgété total de l'année 2019, hors charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques et hors quote-part des soldes ne peut dépasser le montant de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 indexée (sur la base de l'indice santé) après déduction du montant des adaptations du plafond des coûts gérables et de l'acompte sur les soldes régulatoires et le cas échéant, l'ajout de la différence entre le montant du plafond des coûts gérables hors adaptations calculé conformément à la méthodologie tarifaire 2017 et le budget des coûts gérables 2017 approuvé si ce dernier est inférieur au plafond des coûts gérables hors adaptations. Le montant de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 est fixé, pour chaque gestionnaire de réseau de distribution, par les décisions du comité de direction de la CWaPE du 15 décembre 2016 relatives aux propositions tarifaires gaz et électricité 2017.

1.3. Les charges nettes opérationnelles

Article 40. Les charges nettes opérationnelles correspondent aux charges opérationnelles après déduction des produits opérationnels. Les charges nettes opérationnelles (CNO) sont composées des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) et des charges nettes opérationnelles non contrôlables (CNNC).

$$CNO_N = CNC_N + CNNC_N$$

1.3.1. Les charges nettes opérationnelles contrôlables

Article 41. § 1^{er}. Les charges nettes opérationnelles contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$\text{CNC} = [\text{CNC}_{\text{autres}} + \text{CNF}_{\text{OSP}} + \text{CNV}_{\text{OSP}} + \text{CNI}]$$

Avec :

- $\text{CNC}_{\text{autres}}$ = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- CNF_{OSP} = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public
- CNV_{OSP} = charges nettes variables relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

§ 2. Les charges nettes opérationnelles contrôlables, à l'exclusion des charges nettes liées aux immobilisations, sont déterminées sur la base des coûts rapportés par le gestionnaire de réseau à travers le rapport tarifaire *ex-post* de l'année 2015.

1.3.1.1. Classification des charges nettes gérables et des charges nettes des obligations de service public de l'année 2015

Article 42. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau classe, en concertation avec la CWaPE, les charges nettes, comptabilisées en 2015, en deux catégories : « de base » et « de transformation ».

Article 43. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau classe, en concertation avec la CWaPE, les charges nettes relatives aux obligations de service public au sens de la méthodologie tarifaire 2015-2016, comptabilisées en 2015, en deux catégories : « fixes » et « variables ».

§ 2. Les charges nettes relatives à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public comptabilisées en 2015 sont considérées comme étant des charges fixes.

§ 3. Les charges nettes variables relatives aux obligations de service public de l'année 2015 définies conformément au § 1 du présent article, sont réparties en cinq catégories :

- 1° les charges nettes variables liées au rechargement des compteurs à budget ;
- 2° les charges nettes variables liées à la gestion des compteurs à budget ;
- 3° les charges nettes variables liées à la gestion de la clientèle propre du gestionnaire de réseau ;
- 4° les charges nettes variables liées à la gestion des déménagements problématiques (MOZA) et des fins de contrats (EOC) ;
- 5° les charges nettes variables liées à la gestion du guichet unique.

§ 4. Pour chaque catégorie prévue au § 3 du présent article, le gestionnaire de réseau de distribution détermine la charge nette unitaire (CNU) de l'année 2015 en divisant les charges nettes variables de l'année 2015 par la variable de globalisation correspondante reprise dans le tableau suivant :

Catégories de charges nettes variables OSP	Variable de globalisation
Charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget	Nombre de compteurs à budget pour lequel un rechargement a été opéré au cours de l'année 2015
Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget	Nombre de demandes de placement de compteurs à budget introduites et validées ⁶ par le gestionnaire de réseau au cours de l'année 2015
Charges nettes liées à la gestion de la clientèle	Moyenne annuelle ⁷ du nombre de clients que le gestionnaire de réseau a fourni en électricité ou en gaz au cours de l'année 2015
Charges nettes liées à la gestion des MOZA et EOC	Nombre de demandes de MOZA et EOC introduites et validées ⁸ par le gestionnaire de réseau au cours de l'année 2015
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	Nombre de dossiers « qualiwatt ⁹ » et « solwatt ¹⁰ » introduits auprès du gestionnaire de réseau au cours de l'année 2015

1.3.1.2. Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres})

Article 44. §1^{er}. Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes opérationnelles contrôlables, hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, le gestionnaire de réseau identifie, le cas échéant, les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînent une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes « de base » et des charges nettes « de transformation » définies conformément à l'article 42 de la présente méthodologie.

§2. Pour les années 2020 à 2023, le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables, hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, est déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC_{autres\ N} = CNC_{autres\ N-1} \times [1 + (IS - X)]$$

⁶ Une demande de placement de C à B introduite et validée correspond à un message MIG de demande de placement de compteur à budget introduit par un fournisseur d'énergie et dont la validité a été actée par le gestionnaire de réseau de distribution suite à sa réception.

⁷ La moyenne annuelle se calcule en divisant la somme du nombre de clients alimentés au dernier jour de chaque mois par douze.

⁸ Une demande de MOZA/EOC introduite et validée correspond à un message MIG de MOZA/EOC introduit par un fournisseur d'énergie et dont la validité a été actée par le gestionnaire de réseau de distribution suite à sa réception.

⁹ Par dossiers « qualiwatt » sont visés les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2).

¹⁰ Par dossiers « solwatt » sont visés les demandes de modification technique (formulaires Volet 2 S1, S3, S4, S5 et S7) et les demandes de modification administrative (formulaires Volet 2 C1, C2 et C3).

Avec :

- $CNC_{autres\ N}$ = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations de l'année N ;
- $CNC_{autres\ N-1}$ = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 » ;
- X = facteur d'efficience fixé à 1,5%.

1.3.1.3. Les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public (CNF_{OSP})

Article. 44bis. §1^{er}. Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes fixes relatives aux obligations de service public, le gestionnaire de réseau identifie, le cas échéant, les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînent une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes fixes relatives aux obligations de service public définies conformément à l'article 43 §1^{er} de la présente méthodologie.

§2. Pour les années 2020 à 2023, le budget des charges nettes fixes relatives aux obligations de service public, est déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNF_{OSP\ N} = CNF_{OSP\ N-1} \times [1 + (IS - X)]$$

Avec :

- $CNF_{OSP\ N}$ = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public de l'année N ;
- $CNF_{OSP\ N-1}$ = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 » ;
- X = facteur d'efficience fixé à 1,5%.

1.3.1.4. Les charges nettes variables relatives aux obligations de service public (CNV_{OSP})

Article 45. Le budget des années 2019 à 2023 des charges nettes variables relatives aux obligations de service public, de chaque catégorie prévue à l'article 42, §5, de la présente méthodologie est déterminé selon la formule suivante :

$$CNV_{OSP} = CNU \times Variable$$

Avec :

- CNV_{OSP} = charges nettes variables relatives aux obligations de service public prévisionnelles de l'année N, exprimées en euros ;
- CNU = charge nette unitaire prévisionnelle de l'année N. La charge nette unitaire prévisionnelle est déterminée conformément aux articles 46 et 47 de la présente méthodologie ;
- Variable = les variables de chaque catégorie de charges nettes variables relatives aux obligations de service public reprises dans le tableau suivant :

Catégories de charges nettes variables OSP	Variables de globalisation
Charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget	Nombre prévisionnel de compteurs à budget pour lesquels le gestionnaire de réseau de distribution prévoit au moins un rechargement au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget	Nombre prévisionnel de demandes de placement de compteurs à budget que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion de la clientèle	Moyenne annuelle du nombre de clients que le gestionnaire de réseau prévoit de fournir en électricité ou en gaz au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion des MOZA et EOC	Nombre prévisionnel de demandes de MOZA et EOC que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	Nombre prévisionnel de dossiers « qualiwatt ¹¹ » et « solwatt ¹² » que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N

Article 46. Pour déterminer la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle de l'année 2019, le gestionnaire de réseau identifie, le cas échéant, les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînent une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes unitaires des obligations de service public définies conformément à l'article 42, § 5, de la présente méthodologie.

Article 47. Pour les années 2020 à 2023, la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle des années 2020 à 2023 est déterminée selon la formule suivante :

$$CNU_N = CNU_{N-1} \times [1 + (IS - X)]$$

Avec :

- CNU_N = charge nette unitaire prévisionnelle de l'année N ;
- CNU_{N-1} = charge nette unitaire prévisionnelle de l'année N-1 ;

¹¹ Par dossiers « qualiwatt » sont visés les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2).

¹² Par dossiers « solwatt » sont visés les demandes de modification technique (formulaires Volet 2 S1, S3, S4, S5 et S7) et les demandes de modification administrative (formulaires Volet 2 C1, C2 et C3).

- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 » ;
- X = facteur d'efficacité fixé à 1,5%.

1.3.1.5. Les charges nettes liées aux immobilisations (CNI)

Article 48. § 1^{er}. Sur la base de la valeur prévisionnelle de la base d'actifs régulés de l'année 2019 déterminée conformément aux articles 25 à 30, le gestionnaire de réseau établit le budget des charges nettes liées aux immobilisations de l'année 2019 déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

§ 2. Pour les années 2020 à 2023, le budget des charges nettes liées aux immobilisations des actifs régulés est extrapolé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNI_N = CNI_{N-1} \times [1 + IS]$$

Avec :

- CNI_N = charges nettes liées aux immobilisations de l'année N déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS);
- CNI_{N-1} = charges nettes liées aux immobilisations de l'année N-1 déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS);
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 ».

1.3.2. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables

Article 49. § 1^{er}. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables (CNNC) correspondent aux charges opérationnelles non contrôlables ($C_{\text{non contrôlables}}$) après déduction des produits opérationnels non contrôlables ($P_{\text{non contrôlables}}$).

$$CNNC = C_{\text{non contrôlables}} - P_{\text{non contrôlables}}$$

§ 2. Les charges et les produits opérationnels non contrôlables des années 2019 à 2023 sont budgétés individuellement, pour chaque année, par le gestionnaire de réseau sur la base des informations pertinentes à sa disposition au moment de l'établissement de sa « proposition de revenu autorisé ».

§ 3. Par dérogation au § 2 du présent article, le coût prévisionnel des indemnités de retard de placement des compteurs à budget que le gestionnaire de réseau prévoit de verser aux fournisseurs au cours de l'année N est calculé selon la formule suivante :

$$CIP_{\text{budgété}} = \text{Indemnité journalière}_{\text{budgétée}} \times (\text{délai}_{\text{budgété}} - \text{délai}_{\text{réglementaire}}) \\ \times \text{Nombre de procédures placement CàB en retard}_{\text{budgété}}$$

Avec :

- $CIP_{\text{budgété}}$ = coût prévisionnel des Indemnités de retard de placement des compteurs à budget ;
- $\text{Indemnité journalière}_{\text{budgétée}}$ = montant de l'indemnité journalière estimée que le gestionnaire de réseau de distribution paie aux fournisseurs ;
- $\text{Délai}_{\text{budgété}}$ = le délai estimé de placement des compteurs à budget du gestionnaire de réseau qui ne peut excéder par année le maximum fixé comme suit :

Année 2019	90 jours
Année 2020	84 jours
Année 2021	78 jours
Année 2022	72 jours
Année 2023	66 jours

- $\text{Délai}_{\text{réglementaire}}$ = délai de placement des compteurs à budget fixé par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz naturel ;
- $\text{Nombre de procédures placement CàB en retard}_{\text{budgété}}$ = nombre prévisionnel de procédures de demande de placement de compteurs à budget clôturées au cours de l'année N et au-delà du délai réglementaire.

1.4. La marge bénéficiaire équitable

Article 50. La marge bénéficiaire équitable budgétée des années 2019 à 2023 est établie, pour chaque année, conformément aux dispositions du titre II, chapitre 1, section 4, de la présente méthodologie.

1.5. Les charges nettes relatives aux projets spécifiques

Article 51. Les charges nettes relatives aux projets spécifiques des années 2019 à 2023 sont budgétées, pour chaque année, conformément aux dispositions du titre II, chapitre 1, section 3, de la présente méthodologie.

1.6. La quote-part des soldes régulateurs des années antérieures

Article 52. § 1^{er}. Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* peut inclure des charges ou produits permettant la répercussion, dans les tarifs de distribution, des soldes régulateurs des années 2008 à 2016, conformément aux décisions d'approbation et d'affectation des soldes régulateurs rendues par la CWaPE.

§ 2. Sauf accord explicite entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau, ce dernier ajoute au revenu autorisé budgété des années 2019 à 2022 un acompte lui permettant d'apurer le solde régulateur cumulé résiduel des années 2008 à 2014.

§ 3. L'acompte visé au § 2 du présent article est calculé selon les règles suivantes :

- 1° L'acompte annuel est égal à 25% du montant estimé du solde régulateur cumulé des années 2008 à 2014, après déduction des acomptes des années 2015, 2016, 2017 et 2018 ;
- 2° Le montant estimé du solde régulateur cumulé des années 2008 à 2014 est la somme des soldes régulateurs des années 2008 et 2009, tels qu'approuvés par la CREG et qui n'ont pas encore fait l'objet d'une décision d'affectation dans les tarifs du gestionnaire de réseau, et des soldes régulateurs des années 2010 à 2014, tels que rapportés par les gestionnaires de réseau aux régulateurs (CREG et CWaPE) au travers de leurs rapports annuels tarifaires *ex-post* ;
- 3° L'acompte représente une charge que le gestionnaire de réseau de distribution ajoute au revenu autorisé budgété lorsque le solde régulateur cumulé 2008-2014 résiduel correspond à un actif régulateur (créance tarifaire) ;
- 4° L'acompte représente un produit que le gestionnaire de réseau de distribution soustrait du revenu autorisé budgété lorsque le solde régulateur cumulé 2008-2014 résiduel correspond à un passif régulateur (dette tarifaire).

§ 4. La méthodologie de calcul du montant d'acompte, telle que visée au présent article, ne constitue pas, et ne peut être interprétée comme une acceptation explicite ou implicite des soldes régulateurs n'ayant pas encore fait l'objet d'une décision d'approbation de la part de la CWaPE.

SECTION 2 : REVISIONS DU REVENU AUTORISE

2.1. Révision annuelle

Article 53. § 1^{er}. Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* (ci-après dénommé « revenu autorisé budgété initial ») pour les années 2020 à 2023 peut être révisé annuellement, afin d'intégrer partiellement ou entièrement le montant de solde régulateur des années antérieures, conformément aux décisions d'approbation et d'affectation de ces soldes régulatoires rendues par la CWaPE.

§ 2. Le revenu autorisé budgété initial est révisé selon la formule suivante :

$$RA \text{ budgété révisé}_N = (RA \text{ budgété initial}_N) + SR_N$$

Avec :

- RA budgété révisé_N = le revenu autorisé budgété révisé de l'année N (où N = années 2020 à 2023) ;
- RA budgété initial_N = le revenu autorisé initial de l'année N ;
- SR_N = la quote-part des soldes régulatoires des années antérieures répercutée dans le revenu autorisé de l'année N.

§ 3. La procédure annuelle de révision du revenu autorisé et du tarif pour les soldes régulatoires est concomitante avec la procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité. Elle est décrite au titre IV, chapitre 2 de la présente méthodologie.

2.2. Révision ponctuelle

Article 54. § 1^{er}. A la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* d'une ou plusieurs années de la période régulatoire, et les tarifs qui en découlent, peuvent être révisés en cas de modification des obligations de service public ou de tout autre impôt, taxe, contribution ou surcharge qui sont imposés au gestionnaire de réseau de distribution.

§2. A la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* d'une ou plusieurs années de la période régulatoire, et les tarifs qui en découlent, peuvent être révisés dans les cas suivants :

- 1° En cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants ;
- 2° En cas de circonstances exceptionnelles survenant au cours de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution pour autant

qu'elles impactent durablement et significativement à la hausse ou à la baisse (seuil fixé à 2% du revenu autorisé annuel) la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution.

§ 3. La demande motivée de révision ponctuelle du revenu autorisé budgété initial fixé *ex ante* est introduite par le gestionnaire de réseau de distribution et traitée par la CWaPE sur la base d'un calendrier convenu entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

Article 55. En cours de période régulatoire, si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée et/ou discriminatoire, ou conduit à d'importants soldes régulatoires, la CWaPE est habilitée à demander au gestionnaire de réseau de distribution de réviser le revenu autorisé budgété initial ou de demander la modification des tarifs périodiques ou des tarifs non périodiques afin que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.

CHAPITRE 3 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ

Article 56. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution soumet à la CWaPE, au plus tard le 1^{er} janvier 2018, une proposition de revenu autorisé pour la période régulatoire. La proposition de revenu autorisé est transmise à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de revenu autorisé comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 3 (électricité) et 4 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport. La proposition de revenu autorisé déposée le 1^{er} janvier 2018 n'inclut pas les charges nettes d'utilisation du réseau de transport. Ces dernières seront reprises dans la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport déposée conformément à la procédure décrite au titre V de la présente méthodologie.

§ 2. Au plus tard le 31 janvier 2018, la CWaPE confirme, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de revenu autorisé est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 28 février 2018, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires relatives à la proposition de revenu autorisé, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 15 avril 2018, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception, ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE, ainsi que, le cas échéant, une proposition de revenu autorisé adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de revenu autorisé initiale doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 31 mai 2018, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

§ 8. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE, par lettre avec accusé de réception, ainsi que sous forme électronique, dans les trente jours calendrier suivant la réception de cette décision.

Le gestionnaire du réseau est entendu, à sa demande, dans les 20 jours après réception de la décision de refus de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, par la CWaPE.

§ 9. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, le gestionnaire du réseau soumet, pour le 30 juin 2018 au plus tard, à la CWaPE, une proposition révisée de revenu autorisé. La proposition révisée de revenu autorisé est transmise à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition révisée de revenu autorisé comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 3 (électricité) et 4 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport. Les adaptations apportées à la proposition de revenu autorisé ayant fait l'objet d'une décision de refus doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 10. Au plus tard le 31 août 2018, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition révisée de revenu autorisé.

§ 11. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition révisée de revenu autorisé, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 12. En cas de refus par la CWaPE de la proposition révisée de revenu autorisé, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de revenu autorisé seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

Article 57. Des réunions individuelles entre le gestionnaire de réseau de distribution et la CWaPE peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure d'approbation du revenu autorisé.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTROLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

CHAPITRE 1 - LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

SECTION 1 : GENERALITES

Article 58. Les tarifs périodiques de distribution sont présentés dans des grilles tarifaires dont le format est prédéfini par la CWaPE. Ces grilles tarifaires sont reprises à l'annexe 9 de la présente méthodologie.

Article 59. Les tarifs périodiques de distribution sont établis pour chaque année de la période régulatoire. Ils respectent les dispositions prévues à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire, ainsi que les principes suivants :

- 1° Les tarifs sont établis en veillant à assurer une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution ;
- 2° Les tarifs annuels de prélèvement et d'injection sont déterminés de façon à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent.

Article 60. Les tarifs périodiques de distribution approuvés par la CWaPE s'appliquent à tout utilisateur de réseau, sans aucune exception. Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut pas, sur une base volontaire ou en application d'un accord bilatéral entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'utilisateur de réseau, appliquer d'autres tarifs ou règles tarifaires que celles préalablement approuvées par la CWaPE. La facturation du transit entre gestionnaires de réseau de distribution n'est pas visée par la présente disposition.

Article 61. Les tarifs périodiques de distribution ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif et leur entrée en vigueur tient compte d'un délai d'implémentation raisonnable pour les fournisseurs.

SECTION 2 : LES TARIFS PERIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

2.1. Niveaux de tension

Article 62. Les grilles tarifaires relatives au prélèvement et à l'injection d'électricité sur le réseau de distribution prévoient une différenciation des tarifs selon le niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau de distribution (ci-après dénommé URD). Il existe quatre niveaux de tension :

- 1° **T-MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison directe avec le jeu de barres secondaire d'un poste de transformation, ou assimilé comme tel par le gestionnaire de réseau de distribution à la date d'entrée en vigueur de la présente méthodologie, qui alimente le réseau de distribution en haute tension ;
- 2° **MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution haute tension ;
- 3° **T-BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison basse tension directement raccordée à un poste de transformation haute tension/basse tension ;
- 4° **BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution basse tension.

2.2. Tarifs de prélèvement

Article 63. Les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution sont composés de cinq tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ;
- II. Le tarif pour les obligations de service public ;
- III. Le tarif pour les surcharges ;
- IV. Le tarif pour les soldes régulateurs ;
- V. Le tarif pour l'énergie réactive.

Article 64. § 1^{er}. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel.

§ 2. Le terme capacitaire est applicable :

- a) soit aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée et qui sont raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT, T-BT ou BT (dans ce dernier cas, uniquement pour les raccordements >56kVA).

Ce terme capacitaire est composé de deux tarifs :

- i. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en EUR/kW/mois, est applicable à la plus haute des pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédent le mois de facturation. En l'absence de pointe de puissance à facturer disponible pour chacun des onze derniers mois, la pointe historique sera calculée sur la base des seules pointes de puissance à facturer disponibles pour les onze derniers mois, et en cas d'absence

complète de pointe de puissance à facturer, sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe historique vaut pour 75% du terme capacitaire a).

- ii. Le tarif pour la pointe du mois, exprimé en EUR/kW/mois, est applicable à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois vaut pour 25% du terme capacitaire a).

La pointe de puissance à facturer est égale à la pointe de puissance maximale mesurée pendant le mois. A partir du 1er janvier 2021, pour les utilisateurs de réseaux avec une courbe de charge mesurée, la pointe de puissance à facturer est égale à la 11ème plus haute pointe de puissance mesurée pendant le mois. A partir de cette date et pour ces utilisateurs, seules les pointes de puissance ainsi calculées sont prises en compte pour déterminer la pointe historique, à l'exclusion des pointes de puissance maximale mensuelles. Afin de pouvoir appliquer le tarif sur la pointe historique sur cette nouvelle base dès le 1er janvier 2021, le GRD récolte les données relatives à la 11ème plus haute pointe du mois dès l'entrée en vigueur du MIG 6.

Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours.

b) soit aux prosumers. Dans ce cas, le terme capacitaire est composé d'un seul tarif, exprimé en EUR/kWe, lequel est applicable à la puissance nette développable de l'installation, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau. Ce tarif entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Le tarif capacitaire applicable aux prosumers doit être établi de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du prosumer, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution¹³ et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sur le réseau basse tension étaient appliqués aux volumes (kWh) non autoconsommés produits par l'installation de production, en considérant un pourcentage forfaitaire d'autoconsommation de 37,76% et une production de 910 kWh par an par kWe.

$$\text{Tarif prosumer (EUR/kWe)} = \frac{\text{Volume produit estimé (kWh)} \times (1 - 37,76\%) \times \text{tarif prélèvement BT (EUR/kWh)}}{\text{Puissance nette développable (kWe)}}$$

Un prosumer, pour autant qu'il dispose d'un compteur de son gestionnaire de réseau permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, peut faire le choix chez son gestionnaire de réseau de distribution d'une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés. Dans ce cas, le tarif capacitaire, visé à l'article 64, § 2, b) ci-dessus, ne s'applique pas et les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution et les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, exprimés en EUR/kWh, sont fonction de l'énergie active brute prélevée sur le réseau de distribution.

Le montant total des coûts de réseau à facturer au prosumer, calculé sur l'ensemble des tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution et des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur base des prélèvements nets du prosumer et du tarif capacitaire basé sur la puissance nette développable de l'installation de production de ce dernier.

¹³ Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, c'est la période tarifaire « heures normales » qui doit être prise en considération.

§ 3. Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

§ 4. Le terme proportionnel est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et de la période tarifaire (heures normales/heures pleines/heures creuses/exclusif de nuit). Il varie également en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Le tarif peut varier en fonction de l'application du terme capacitaire visé au §2, a) du présent article.

Article 65. § 1^{er}. Le tarif pour les obligations de service public est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution.

§ 2. Pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, ce tarif couvre les charges nettes liées à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public et qui sont imputables respectivement à ces niveaux de tension.

§ 3. Pour le niveau de tension BT, le tarif couvre l'ensemble des charges et produits relatifs à l'exécution des obligations de service public imposées par une autorité compétente et incombant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des coûts déjà affectés aux niveaux de tension supérieurs.

Article 66. Le tarif pour les surcharges est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Ce tarif est fractionné comme suit :

- 1° la redevance de voirie : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 7°, de la présente méthodologie ;
- 2° l'impôt sur les sociétés : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 8°, de la présente méthodologie ;
- 3° les autres redevances ou impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 9°, de la présente méthodologie ;

Article 67. § 1^{er}. Le tarif pour les soldes régulatoires peut avoir un signe positif ou négatif. Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Ce tarif permet d'apurer les soldes régulatoires de distribution et de transport (jusque 2018) et dont l'affectation a fait l'objet de décision(s) de la CWaPE.

§ 2. Ce tarif est défini *ex ante* pour chaque année de la période régulatoire et peut être revu annuellement, à partir de l'année 2020, conformément à la procédure de révision annuelle décrite à l'article 122.

Article 68. Le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive est exprimé en EUR/kVarh et est fonction du volume d'énergie réactive qui dépasse le forfait autorisé par le gestionnaire de réseau de distribution.

2.3. Tarifs de prélèvement pour les projets innovants

Article 69. La CWaPE prévoit une seconde grille tarifaire de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution qui est applicable, uniquement et par défaut, aux projets répondant aux critères repris dans les dispositions de l'article 21 du décret tarifaire. L'application de cette grille tarifaire à un ou plusieurs utilisateurs de réseau doit faire l'objet d'un accord préalable de la CWaPE.

Article 70. Les recettes budgétées issues de l'application des tarifs de prélèvement d'électricité pour les projets innovants ne sont pas prises en compte à l'article 59, 2° de la présente méthodologie.

Article 71. Les recettes réelles issues de l'application des tarifs de prélèvement d'électricité pour les projets innovants font partie des produits réels du gestionnaire de réseau de distribution, tels que visés à l'article 105.

Article 72. Les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution qui sont applicables aux projets innovants sont composés d'un tarif :

I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

Article 73. § 1^{er}. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel.

§ 2. Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau de distribution pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée et qui sont raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT et T-BT. Il se compose de deux tarifs, à savoir un tarif pour la capacité de prélèvement flexible et un tarif pour la capacité de prélèvement permanente. Ces tarifs sont exprimés en EUR/kVA et varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

La capacité de prélèvement permanente, exprimée en kVA, est la capacité de prélèvement contractée par l'utilisateur de réseau auprès de son gestionnaire de réseau de distribution et dont la disponibilité est garantie.

La capacité de prélèvement flexible, exprimée en kVA, est la capacité de prélèvement supplémentaire que l'utilisateur de réseau contracte auprès de son gestionnaire de réseau de distribution et dont la disponibilité n'est pas garantie. Cette capacité de prélèvement flexible est octroyée à l'URD par le gestionnaire de réseau, de manière supplémentaire à la capacité permanente, seulement lorsque les conditions de sécurité opérationnelle du réseau de distribution sont suffisantes pour permettre le prélèvement supplémentaire de l'URD concerné.

§ 3. Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

§ 4. Le terme proportionnel est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et de la période tarifaire (heures normales/heures pleines/heures creuses/Exclusif de nuit). Il varie également en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

2.4. Tarifs d'injection

Article 74. Les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne et s'appliquent aux URD qui injectent de l'électricité sur les niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT du réseau de distribution et dont la puissance est supérieure à 10kVA.

Article 75. Les tarifs d'injection ne prévoient pas de différences en fonction de la technologie de production ou en fonction de leur date de mise en service.

Article 76. § 1^{er}. Les tarifs d'injection sont composés du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Ce tarif comprend un terme capacitaire et un terme fixe.

§ 2. Le terme capacitaire comprend un tarif pour la capacité d'injection flexible et un tarif pour la capacité d'injection permanente. Ces tarifs sont exprimés en EUR/kVA et varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

La capacité d'injection permanente, telle que définie par l'AGW du 10 novembre 2016¹⁴, est le droit d'accès au réseau octroyé au producteur, exprimé en kVA, dont la disponibilité est garantie tant sur la base des éléments principaux que des éléments redondants de fiabilité du réseau.

La capacité d'injection flexible, telle que définie par l'AGW du 10 novembre 2016¹⁵, est le droit d'accès au réseau, exprimé en kVA, octroyé au producteur par le gestionnaire de réseau de manière supplémentaire à la capacité d'injection permanente en mettant à disposition tous les éléments de son réseau.

Pour la période régulatoire 2019-2023, le tarif pour la capacité d'injection flexible est fixé à 0 EUR/kVA.

§ 3. Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Ce tarif est établi en tenant compte de l'objectif européen de facilitation de l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché, et l'intégration de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

Article 77. Les tarifs d'injection sont déterminés de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que par ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). En ce qui concerne les pays limitrophes, la comparaison peut être réalisée sur la base d'un échantillon représentatif. La pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions.

¹⁴ Arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière

¹⁵ Arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière

La comparaison de ces coûts est établie sur base des profils-type de producteurs suivants :

	T-MT (Eolien)	MT (Biomasse)	T-BT & BT (Solaire)
Volume produit (en kWh)	22.000.000	7.820.000	142.500
Taux d'autoconsommation	0%	50%	78%
Volume injecté (en kWh) (heures normales)	22.000.000	3.910.000	31.350
Puissance nette développable (en kW)	10.000	1.150	150
Utilisation totale (heures normales)	2.200	6.800	950
Type de compteur	AMR	AMR	AMR

SECTION 3 : LES TARIFS PERIODIQUES DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

3.1. Catégories tarifaires

Article 78. Les catégories tarifaires auxquelles peuvent être affectés les utilisateurs de réseau qui prélèvent du gaz naturel sur le réseau de distribution sont les suivantes :

- 1° **T1** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télé-relevés dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 5000 kWh ;
- 2° **T2** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télé-relevés dont la consommation annuelle se situe entre 5001 kWh et 150.000 kWh ;
- 3° **T3** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télé-relevés dont la consommation annuelle se situe entre 150.001 kWh et 1Mio kWh;
- 4° **T4** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télé-relevés dont la consommation annuelle est supérieure à 1Mio kWh;
- 5° **T5** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau télé-relevés dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 10Mios kWh;
- 6° **T6** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau télé-relevés dont la consommation annuelle est supérieure à 10Mios kWh;
- 7° **CNG** : catégorie tarifaire à laquelle sont affectées les stations-service qui commercialisent du gaz naturel comprimé (CNG) provenant du réseau de distribution, et ce, quel que soit leur volume de prélèvement sur le réseau de distribution.

3.2. Tarifs de prélèvement

Article 79. Les tarifs de prélèvement de gaz naturel sur le réseau de distribution sont composés de quatre tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ;
- II. Le tarif pour les obligations de service public ;
- III. Le tarif pour les surcharges ;
- IV. Le tarif pour les soldes régulateurs.

Article 80. § 1^{er}. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel.

§ 2. Le terme capacitaire, exprimé en EUR/kW, est fonction de la capacité horaire prélevée et est applicable uniquement aux utilisateurs de réseau des catégories tarifaires T5 et T6. Le calcul de la capacité horaire prélevée peut varier en fonction des saisons les plus représentatives pour le service concerné en vue d'optimiser l'utilisation du réseau de distribution.

§ 3. Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction de la catégorie tarifaire.

§ 4. Le terme proportionnel est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution. Il varie en fonction de la catégorie tarifaire.

Article 81. § 1^{er}. Le tarif pour les obligations de service public est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution.

§ 2. Pour les catégories tarifaires T4, T5 et T6, ce tarif couvre uniquement les charges nettes imputées à ces catégories tarifaires et qui sont relatives à l'achat au prix garanti, par le gestionnaire de réseau de distribution, des quantités de gaz issu de sources d'énergie renouvelables (SER) injectées sur son réseau.

§ 3. Pour les catégories tarifaires T1, T2 et T3, le tarif couvre l'ensemble des charges nettes contrôlables et non contrôlables relatives à l'exécution des obligations de service public imposées par des dispositions légales et incombant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des charges déjà affectées aux catégories tarifaires T4, T5 et T6

Article 82. Le tarif pour les surcharges est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction de la catégorie tarifaire à laquelle est affecté l'utilisateur de réseau. Ce tarif est fractionné comme suit :

- 1° la redevance de voirie : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 7°, de la présente méthodologie ;
- 2° l'impôt sur les sociétés : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 8°, de la présente méthodologie ;
- 3° les autres redevances ou impôts locaux, provinciaux ou régionaux : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 9°, de la présente méthodologie.

Article 83. § 1^{er}. Le tarif pour les soldes réglementaires peut avoir un signe positif ou négatif. Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction de la catégorie tarifaire à laquelle est affecté l'utilisateur de réseau. Ce tarif permet d'apurer les soldes réglementaires de distribution et dont l'affectation a fait l'objet de décision(s) de la CWaPE.

§ 2. Ce tarif est défini *ex ante* pour chaque année de la période réglementaire et peut être revu annuellement, à partir de l'année 2020, conformément à la procédure de révision annuelle décrite à l'article 122.

Article 84. Les tarifs applicables à la catégorie tarifaire CNG sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne. Les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel calibrent la hauteur des tarifs périodiques de la catégorie tarifaire CNG en relation avec l'avantage offert pour le raccordement de ces stations-service au réseau de distribution de gaz naturel.

3.3. Tarifs d'injection

Article 85. Les tarifs pour l'injection de gaz issu de sources d'énergie renouvelables (SER) proposés par les gestionnaires de réseau de distribution conformément à la présente section ne seront approuvés par la CWaPE que pour autant que les dispositions de l'arrêté du Gouvernement wallon en projet relatives à l'injection de gaz SER¹⁶ soient adoptées au moment de l'approbation des tarifs et qu'elles entrent en vigueur avant ou au cours de la période réglementaire.

Article 86. Les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne et s'appliquent aux producteurs qui injectent du gaz SER sur le réseau de distribution.

Article 87. La grille tarifaire d'injection de gaz SER prévoit deux catégories de producteurs à qui les tarifs d'injection doivent s'appliquer :

- a) Les producteurs de gaz SER qui possèdent leur propre cabine d'injection ;
- b) Les producteurs de gaz SER qui utilisent une cabine d'injection mise à disposition par le gestionnaire de réseau de distribution.

Article 88. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est proportionnel à la quantité de gaz SER injectée sur le réseau de distribution et est exprimé en EUR/kWh. Dans le cas d'un producteur possédant sa propre cabine d'injection, le tarif couvre uniquement les coûts liés à l'exploitation du réseau. Dans le cas d'un producteur qui utilise une cabine du gestionnaire de réseau de distribution pour injecter son gaz SER sur le réseau de distribution, le tarif couvre également les coûts d'exploitation de la cabine. Dans les deux cas, le tarif est calculé sous déduction du coût évité par le GRD lié à l'odorisation du gaz.

Article 89. Le tarif pour la gestion du rebours couvre les coûts liés au rebours et n'est applicable qu'aux producteurs à qui le gestionnaire de réseau de distribution a donné l'autorisation de générer du rebours. Ce tarif est fonction, d'une part, de la capacité de rebours souscrite par le producteur et, d'autre part, de l'activation par le producteur de l'installation de rebours du GRD. Le tarif se compose dès lors d'un terme capacitaire, exprimé en EUR/kW, lié à la réservation de capacité de rebours et un terme proportionnel, exprimé en EUR/kWh, lié au volume de gaz nécessitant du rebours.

¹⁶ Projet d'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables de l'AGW relatif à l'injection de gaz SER sur les réseaux de distribution.

CHAPITRE 2 - LES TARIFS NON PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

Article 90. Les tarifs non périodiques de distribution approuvés par la CWaPE ne s'appliquent que dans le cadre des activités et des missions régulées du gestionnaire de réseau de distribution.

Article 91. Les tarifs non périodiques de distribution approuvés par la CWaPE s'appliquent à tout utilisateur de réseau, sans aucune exception. Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut pas, sur une base volontaire ou en application d'un accord bilatéral entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'utilisateur de réseau, appliquer d'autres tarifs ou règles tarifaires que celles préalablement approuvées par la CWaPE.

Article 92. Les tarifs non périodiques de distribution ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif et leur entrée en vigueur tient compte d'un délai d'implémentation raisonnable pour les fournisseurs.

Article 93. Les tarifs non périodiques de distribution comprennent :

- 1° Les tarifs à application unique liés aux études d'orientation pour un nouveau raccordement ou en vue de l'adaptation d'un raccordement existant. Pour l'électricité, ces tarifs sont fonction de la tension d'exploitation, de la puissance et de l'affectation (injection ou prélèvement) du raccordement. Pour le gaz, ces tarifs sont fonction de la capacité du raccordement.
- 2° Les tarifs à application unique liés aux études de détail en vue de nouveaux équipements de raccordement ou de l'adaptation d'équipements de raccordements existants. Pour l'électricité, ces tarifs sont fonction des paramètres technologiques définis dans le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci. Pour le gaz, ces tarifs sont fonction de la capacité du raccordement.
- 3° Les tarifs à application unique pour un nouveau raccordement ou pour l'adaptation ou le renforcement d'un raccordement existant ou pour le remplacement d'un compteur. Pour l'électricité, ces tarifs sont fonction 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. Pour le gaz, ces tarifs dépendent de la pression et, le cas échéant, des paramètres technologiques définis dans le règlement technique.
- 4° Les tarifs à application unique pour des prestations diverses réalisées par le gestionnaire de réseau de distribution à la demande de l'utilisateur de réseau.

Article 94. Les tarifs non périodiques de distribution sont établis pour l'année 2019 et sont ensuite indexés (indice santé) pour les années suivantes de la période régulatoire.

Article 95. Au cours de la période régulatoire 2019-2023, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser au mieux leurs tarifs non périodiques de distribution à l'échéance du 1^{er} janvier 2024. Les tarifs non périodiques visés par le présent article sont ceux les plus fréquemment facturés, lesquels sont couverts par les thématiques suivantes :

- 1° les tarifs pour les raccordements basse tension en zone d'habitat ;
- 2° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;
- 3° les tarifs pour les raccordements de lotissements ;
- 4° les actes de comptage ;
- 5° les coupures ;
- 6° les études de détail et d'orientation.

Les différentes étapes conduisant à l'uniformisation de ces tarifs à l'échéance du 1^{er} janvier 2024 doivent être détaillées dans un document qui accompagnera les propositions de tarifs non périodiques applicables à la période régulatoire 2019-2023, visées à l'article 96.

CHAPITRE 3 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

SECTION 1 : PROCEDURE D'APPROBATION DES TARIFS EN CAS D'APPROBATION DE LA PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ ENDEANS LE 31 MAI 2018

Article 96. § 1^{er}. En cas d'approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée aux §§ 1^{er} à 6 de l'article 56 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 1^{er} septembre 2018, une proposition de tarifs périodiques et de tarifs non périodiques pour chaque année de la période régulatoire, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques et non périodiques est transmise à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de tarifs périodiques et non-périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe 5 (électricité) et 6 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

§ 2. Au plus tard le 15 septembre 2018, la CWaPE confirme, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques et de tarifs non périodiques est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 1^{er} octobre 2018, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 31 octobre 2018, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques et non périodiques adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques et non périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 30 novembre 2018, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques et non périodiques éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques et non périodiques, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques et non périodiques, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de tarifs périodiques et non périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

Article 97. Les tarifs périodiques et non périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d'application à partir du 1^{er} janvier de chaque année de la période régulatoire.

SECTION 2 : PROCEDURE D'APPROBATION DES TARIFS EN CAS D'APPROBATION DE LA PROPOSITION REVISEE DE REVENU AUTORISE ENDEANS LE 31 AOUT 2018

Article 98. § 1^{er}. En cas d'approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée aux §§ 7 à 11 de l'article 56 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 1^{er} octobre 2018, une proposition de tarifs périodiques et de tarifs non périodiques pour la période régulatoire, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques et non périodiques est transmise à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de tarifs périodiques et non périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 5 (électricité) et 6 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

§ 2. Au plus tard le 15 octobre 2018 la CWaPE confirme, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques et non périodiques est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 31 octobre 2018, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 30 novembre 2018, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques et non périodiques adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques et non périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 15 janvier 2019, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques et non périodiques éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques et non périodiques, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques et non périodiques, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition

de tarifs périodiques et/ou non périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

Article 99. Les tarifs périodiques et non périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d'application à partir du 1^{er} février 2019 et du 1^{er} janvier pour les années suivantes de la période réglementaire.

CHAPITRE 4 - LES TARIFS PROVISOIRES

Article 100. § 1^{er}. Des tarifs provisoires peuvent être fixés par la CWaPE dans les hypothèses suivantes :

- 1° si le gestionnaire de réseau de distribution ne respecte pas ses obligations dans les délais visés aux titre II - chapitre 3, titre III – chapitre 3, titre IV – chapitre 2 et titre V – chapitre 2 de la présente méthodologie ;
- 2° si la CWaPE a pris la décision de refus de la proposition révisée de revenu autorisé conformément à l'article 56, §§ 9 et 10, de la présente méthodologie ;
- 3° si la CWaPE a pris la décision de refus des propositions des tarifs périodiques conformément à l'article 98, §§ 5 et 6, de la présente méthodologie ;
- 4° si la CWaPE a pris la décision de refus des propositions des tarifs non périodiques conformément à l'article 98, §§ 5 et 6, de la présente méthodologie.

§ 2. Ces tarifs sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire de réseau de distribution ou de la CWaPE soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord intervienne entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution sur les points litigieux.

Article 101. La CWaPE est habilitée, après concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution, à arrêter des mesures compensatoires appropriées lorsque les tarifs définitifs s'écartent de ces tarifs provisoires.

CHAPITRE 5 - LE CONTRÔLE DES TARIFS

Article 102. La CWaPE peut contrôler l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et par les autres acteurs du marché via des contrôles spécifiques réalisés par la CWaPE d'initiative ou suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs.

TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTROLE DES ECARTS ENTRE LE BUDGET ET LA REALITE

CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ

SECTION 1 : LES CATEGORIES D'ECARTS

Article 103. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution rapporte annuellement à la CWaPE le calcul des écarts entre le budget et la réalité visés au titre IV, chapitre 1, section 2, de la présente méthodologie au travers du modèle de rapport tarifaire *ex-post*.

§ 2. Le calcul visé au § 1^{er} du présent article se rapporte aux catégories d'écarts suivantes :

- 1° l'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ;
- 2° l'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables ;
- 3° l'écart relatif aux produits opérationnels non contrôlables ;
- 4° l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables ;
- 5° l'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- 6° l'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques.

Article 104. La CWaPE procède annuellement au contrôle du calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le GRD, selon la procédure visée au titre IV, chapitre 2, de la présente méthodologie.

1.1. L'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution

Article 105. L'écart entre les produits budgétés et les produits réels perçus par le gestionnaire de réseau via l'application des tarifs périodiques de distribution au cours de l'année N constitue un solde régulateur. Ce solde régulateur est la conséquence de l'écart entre les volumes prévisionnels d'énergie distribués sur le réseau du gestionnaire de réseau, repris dans le budget approuvé de ce dernier, et les volumes réels d'énergie distribués sur le réseau. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{\text{volume } N} = \text{Produits}_{\text{budgétés } N} - \text{Produits}_{\text{réels } N}$$

Avec :

- $SR_{\text{volume } N}$ = le solde régulateur relatif aux volumes d'énergie de l'année N ;
- $\text{Produits}_{\text{budgétés } N}$ = produits comptables budgétés issus des tarifs périodiques de distribution de l'année N ;
- $\text{Produits}_{\text{réels } N}$ = produits comptables réels issus des tarifs périodiques de distribution de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité).

1.2. L'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables

1.2.1. Règle générale

Article 106. A l'exception des cas particuliers repris aux articles 107 à 111 de la présente méthodologie, l'écart entre les charges opérationnelles non contrôlables budgétées, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges opérationnelles non contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N, pour autant que ces dernières répondent aux critères de raisonnabilité visés à l'article 8, §2 de la présente méthodologie, constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SRC_{non\ contrôlables\ N} = (C_{non\ contrôlables\ budgétées\ N} - C_{non\ contrôlables\ réelles\ N})$$

Avec :

- $SRC_{non\ contrôlables\ N}$ = le solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables de l'année N ;
- $C_{non\ contrôlables\ budgétées\ N}$ = les charges opérationnelles non contrôlables budgétées de l'année N ;
- $C_{non\ contrôlables\ réelles\ N}$ = les charges opérationnelles non contrôlables réelles de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

1.2.2. Cas particulier : Les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques

Article 107. § 1^{er}. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques conformément à la formule suivante :

$$Prix\ maximum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times a) + b\text{€/MWh}] \times (1 + 0.2)$$

$$Prix\ minimum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times c) + d\text{€/MWh}] \times (1 - 0.2)$$

Avec :

- *Moyenne Cal Power BE Endex* = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées sur le site <http://data.theice.com>
- Les valeurs des paramètres a, b, c et d sont reprises dans l'annexe 11 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

§ 2. L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété *ex ante* du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{réel\ N})$$

Avec :

- $SR_{achat\ pertes\ N}$ = solde régulateur relatif à l'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau de l'année N ;
- $VolumeP_{budgété\ N}$ = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixP_{budgété\ N}$ = prix d'achat prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeP_{réel\ N}$ = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques de l'année N ;
- $PrixP_{réel\ N}$ = prix d'achat d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

2° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{maximum})$$

Avec :

- PrixP_{maximum} = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat des pertes ;
2. $(VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{maximum})$ = charge réelle maximale d'achat des pertes.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » supérieure à « charge réelle maximale d'achat des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » inférieure à « charge réelle maximale d'achat des pertes »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{minimum})$$

Avec :

- PrixP_{minimum} = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article, de la présente méthodologie.

Fixons :

1. $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat des pertes ;
2. $(VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{minimum})$ = charge réelle minimale d'achat des pertes.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » supérieure à « charge réelle minimale d'achat des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » inférieure à « charge réelle minimale d'achat des pertes »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « *bonus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

1.2.3. Cas particulier : Les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre

Article 108. § 1^{er}. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre conformément à la formule suivante :

$$\text{Prix maximum} = [(\text{Moyenne Cal Power BE Endex} \times e) + f\text{€/MWh}] \times (1 + 0.2)$$

$$\text{Prix minimum} = [(\text{Moyenne Cal Power BE Endex} \times g) + h\text{€/MWh}] \times (1 - 0.2)$$

Avec :

- *Moyenne Cal Power BE Endex* = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées sur le site <http://data.theice.com>
- Les valeurs des paramètres e, f, g et h sont reprises dans l'annexe 11 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

§ 2. L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété *ex ante* du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{\text{achat électricité clientèle N}} = (\text{Volume}_{\text{budgété N}} \times \text{Prix}_{\text{budgété N}}) - (\text{Volume}_{\text{réel N}} \times \text{Prix}_{\text{réel N}})$$

Avec :

- $SR_{\text{achat électricité clientèle N}}$ = solde régulateur relatif à l'achat d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $\text{Volume}_{\text{budgété N}}$ = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $\text{Prix}_{\text{budgété N}}$ = prix d'achat prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $\text{Volume}_{\text{réel N}}$ = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $\text{Prix}_{\text{réel N}}$ = prix d'achat d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

2° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N}) - (VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{maximum})$$

Avec :

- PrixC_{maximum} = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat d'électricité ;
2. $(VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{maximum})$ = charge réelle maximale d'achat d'électricité.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » supérieure à « charge réelle maximale d'achat d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » inférieure à « charge réelle maximale d'achat d'électricité »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N}) - (VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{minimum})$$

Avec :

- PrixC_{minimum} = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat d'électricité ;
2. $(VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{minimum})$ = charge réelle minimale d'achat d'électricité.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » supérieure à « charge réelle minimale d'achat d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » inférieure à « charge réelle minimale d'achat d'électricité »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « bonus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

1.2.4. Cas particulier : Les charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre

Article 109. § 1^{er}. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle conformément à la formule suivante :

$$\text{Prix maximum} = [\text{Hub101} + i\text{€/MWh}] \times (1 + 0.2)$$

$$\text{Prix minimum} = [\text{Hub101} + j\text{€/MWh}] \times (1 - 0.2)$$

Avec :

- *Hub101* = moyenne mensuelle des indices des contrats *forward* de gaz naturel à Zeebrugge tels que publiés en *pence* par *therm*, dans l'ESGM par Heren Energy Ltd au 1^{er} jour du mois précédant la période de fourniture. L'indice Zeebrugge Hub pour le gaz naturel en *pence* par *therm* est converti en euros par MWh sur la base de la moyenne mensuelle des cours de change de l'euro par rapport au GBP du mois qui précède immédiatement le mois de fourniture, telle que publiée par la Banque Centrale Européenne et sur la base du coefficient de conversion 1 *therm* (25°C) = 0.0293071 MWh (25°C) ;
- Les valeurs des paramètres *i* et *j* sont repris dans l'annexe 11 confidentielle exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

A partir du 1^{er} septembre 2023, les cotations de l'indice *Hub101* sont remplacées par les cotations de l'indice *TTF101* dans les formules de détermination du prix maximum autorisé et du prix minimum autorisé (les autres paramètres de ces formules restant inchangés) et ce, jusqu'à la fin de la période régulateur.

TTF101 est la moyenne arithmétique mensuelle « *settlement price* » de la cotation « *Dutch TTF Gas Base Load Futures* » (jours ouvrables excepté le dernier jour du mois) telle que publiée par *The ICE* pour le mois qui précède le mois de fourniture. Cette cotation est exprimée en €/MWh.

§ 2. L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel du gaz payé par le gestionnaire de réseau.

Le calcul de la charge, prévisionnelle ou réelle, relative à l'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau doit exclure les volumes de gaz SER achetés au prix garanti par le gestionnaire de réseau de distribution aux producteurs, conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, et utilisés par le gestionnaire de réseau pour couvrir ses besoins en gaz pour la livraison directe à des consommateurs finals en sa qualité de fournisseur social ou de fournisseur X¹⁷.

1° Si le prix d'achat réel du gaz de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{réel\ N})$$

Avec :

- $SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N}$ = solde régulateur relatif à l'achat de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeG_{budgété\ N}$ = volume de gaz prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixG_{budgété\ N}$ = prix d'achat prévisionnel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeG_{réel\ N}$ = volume de gaz réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixG_{réel\ N}$ = prix d'achat réel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

¹⁷ L'alinéa 2 de l'article 109, § 2, de la présente méthodologie ne sera d'application que pour autant que l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz soit effectivement modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon, actuellement toujours à l'état de projet, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables.

2° Si le prix d'achat réel du gaz de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{maximum})$$

Avec :

- PrixG_{maximum} = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au §1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat de gaz ;
2. $(VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{maximum})$ = charge réelle maximale d'achat de gaz.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » supérieure à « charge réelle maximale d'achat de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » inférieure à « charge réelle maximale d'achat de gaz »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau, à l'exception de la part du *malus* qui est due à l'écart (*spread*) entre le nouveau paramètre d'indexation repris dans le contrat d'achat de gaz du gestionnaire de réseau suite à la disparition du point de négoce « Services de négoce physique ZTP » en tant que référence de prix, et les cotations TTF101 choisies par la CWaPE pour remplacer les cotations HUB101 à partir du 1^{er} septembre 2023. Dans ce cas, les cotations de l'indice TTF101 dans la formule de détermination du prix maximum autorisé sont remplacées par les cotations de l'indice de prix du contrat d'achat de gaz du GRD et ce, pour toutes les valeurs se rapportant à la fourniture de gaz pour les mois de septembre à décembre 2023.

3° Si le prix d'achat réel du gaz de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{minimum})$$

Avec :

- PrixG_{minimum} = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N})$ = charge budgétée d'achat de gaz ;
2. $(VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{minimum})$ = charge réelle minimale d'achat de gaz.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » supérieure à « charge réelle minimale d'achat de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » inférieure à « charge réelle minimale d'achat de gaz »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « *bonus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau, à l'exception de la part du bonus qui est due à l'écart (*spread*) entre les cotations *TTF101* choisies par la CWaPE pour remplacer les cotations *HUB101* à partir du 1^{er} septembre 2023 et le nouveau paramètre d'indexation repris dans le contrat d'achat de gaz du gestionnaire de réseau suite à la disparition du point de négoce « Services de négoce physique ZTP » en tant que référence de prix. Dans ce cas, les cotations de l'indice *TTF101* dans la formule de détermination du prix minimum autorisé sont remplacées par les cotations de l'indice de prix du contrat d'achat de gaz du GRD et ce, pour toutes les valeurs se rapportant à la fourniture de gaz pour les mois de septembre à décembre 2023.

1.2.5. Cas particulier : Les charges d'achat des certificats verts

Article 110. § 1^{er}. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat des certificats verts conformément à la formule suivante :

$$\text{Prix maximum} = (\text{Valeur de référence}) * (1+0.1)$$

$$\text{Prix minimum} = (\text{Valeur de référence}) * (1-0.1)$$

La valeur de référence correspond à la moyenne pondérée des prix moyens mensuels du marché global publiés par la CWaPE sur son site Internet pour l'année concernée.

§ 2. L'écart entre les charges prévisionnelles, reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges réelles d'achat des certificats verts permettant au gestionnaire de réseau de respecter l'obligation de quotas de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat moyen réel du gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat réel des certificats verts de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat CV} = (\text{Nombre } CV_{budgété} \times \text{Prix } CV_{budgété}) - (\text{Nombre } CV_{réel} \times \text{Prix } CV_{réel})$$

Avec :

- $SR_{achat CV}$ = solde régulateur relatif à l'achat des certificats verts de l'année N ;
- $\text{Nombre } CV_{budgété}$ = nombre prévisionnel de certificats verts nécessaires pour respecter l'obligation de quotas de l'année N ;
- $\text{Prix } CV_{budgété}$ = prix d'achat moyen prévisionnel des certificats verts de l'année N ;
- $\text{Nombre } CV_{réel}$ = nombre réel de certificats verts nécessaires pour respecter l'obligation de quotas de l'année N ;
- $\text{Prix } CV_{réel}$ = prix d'achat moyen réel des certificats verts de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

2° Si le prix d'achat des certificats verts de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule :

$$SR_{achat\ CV} = (Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété}) - (Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{maximum})$$

Avec :

- Prix CV_{maximum} = prix maximum autorisé pour l'achat des certificats verts, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété})$ = charge budgétée d'achat de CV ;
2. $(Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{maximum})$ = charge réelle maximale d'achat de CV.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » supérieure à « charge réelle maximale d'achat de CV »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » inférieure à « charge réelle maximale d'achat de CV »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat des certificats verts constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat des certificats verts de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1^{er} du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule :

$$SR_{achat\ CV} = (Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété}) - (Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{minimum})$$

Avec :

- Prix CV_{minimum} = prix minimum autorisé pour l'achat des certificats verts, tel que fixé au § 1^{er} du présent article.

Fixons :

1. $(Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété})$ = charge budgétée d'achat de CV ;
2. $(Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{minimum})$ = charge réelle minimale d'achat de CV.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » supérieure à « charge réelle minimale d'achat de CV »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » inférieure à « charge réelle minimale d'achat de CV »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle des certificats verts constitue un « *bonus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

1.2.6. Cas particulier : Les indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget

Article 111. § 1^{er}. L'écart entre le coût prévisionnel et le coût réel des indemnités dues aux fournisseurs commerciaux par le gestionnaire de réseau en cas de retard de placement des compteurs à budget au cours de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du délai réel moyen de placement des compteurs à budget du gestionnaire de réseau¹⁸.

§ 2. Le délai moyen de placement maximum est fixé pour chaque année de la période régulatoire comme suit :

Année 2019	90 jours
Année 2020	84 jours
Année 2021	78 jours
Année 2022	72 jours
Année 2023	66 jours

§ 3. Si le délai réel moyen de placement des compteurs à budget est inférieur ou égal au délai moyen de placement maximum fixé au § 2 du présent article, le solde régulatoire est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{\text{indemnités placement C\grave{a}B}} = (CIP_{\text{budg\acute{e}t\acute{e}}} - CIP_{\text{r\acute{e}el}})$$

Avec :

- $SR_{\text{indemnités placement C\grave{a}B}}$ = solde régulatoire relatif aux indemnités de retard de placement des compteurs à budget de l'année N ;
- $CIP_{\text{budg\acute{e}t\acute{e}}}$ = coût prévisionnel des indemnités de retard de placement des compteurs à budget que le gestionnaire de réseau prévoit de verser aux fournisseurs au cours de l'année N, calculé conformément à l'article 49, § 3, de la présente méthodologie ;
- $CIP_{\text{r\acute{e}el}}$ = montant des indemnités de retard de placement des compteurs à budget réellement versées par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs au cours de l'année N.

Ce solde régulatoire constitue soit une dette tarifaire (passif régulatoire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulatoire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

§ 4. Si le délai réel moyen de placement des compteurs à budget est supérieur au délai moyen de placement maximum fixé au § 2 du présent article, le solde régulatoire est calculé selon la formule suivante :

¹⁸ L'article 111 de la présente méthodologie ne sera d'application que pour autant que l'arrêté du Gouvernement wallon modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, l'arrêté du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, abrogeant l'arrêté du 16 janvier 2014 relatif à l'obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution favorisant l'utilisation rationnelle de l'énergie, actuellement en projet, soit adopté.

$$SR_{\text{indemnités placement C\`aB}} = (CIP_{\text{budg\`et\`e}} - CIP_{\text{r\`eel plafonn\`e}})$$

Avec :

- $SR_{\text{indemnités placement C\`aB}}$ = solde régulateur relatif aux indemnités de retard de placement des compteurs à budget de l'année N ;
- $CIP_{\text{budg\`et\`e}}$ = coût prévisionnel des indemnités de retard de placement des compteurs à budget que le gestionnaire de réseau prévoit de verser aux fournisseurs au cours de l'année N, calculé conformément à l'article 49, § 3, de la présente méthodologie
- $CIP_{\text{r\`eel plafonn\`e}}$ = coût des indemnités de retard de placement des compteurs à budgets plafonné calculé selon la formule suivante :

$$CIP_{\text{réel plafonné}} = \text{Indemnités versées} \times \frac{(\text{délai}_{\text{maximum}} - \text{délai}_{\text{réglementaire}})}{(\text{délai}_{\text{réel}} - \text{délai}_{\text{réglementaire}})}$$

Avec :

- Les indemnités versées correspondent aux indemnités de retard de placement des compteurs à budget réellement versées par le gestionnaire de réseau de distribution aux fournisseurs au cours de l'année N ;
- Le $\text{délai}_{\text{maximum}}$ = délai moyen de placement des compteurs à budget maximum fixé conformément au § 2 du présent article ;
- Le $\text{délai}_{\text{réel}}$ = délai réel moyen de placement des compteurs à budget du gestionnaire de réseau ;
- Le $\text{délai}_{\text{réglementaire}}$ = délai de placement des compteurs à budget fixé par les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz naturel

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

L'écart résiduel (après déduction du solde régulateur) entre le coût prévisionnel et le coût réel des indemnités de retard de placement des compteurs à budget versées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

1.3. L'écart relatif aux produits opérationnels non-contrôlables

Article 112. L'écart entre les produits opérationnels non-contrôlables budgétés, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les produits opérationnels non-contrôlables réels du gestionnaire de réseau perçus au cours de l'année N, pour autant que ces derniers répondent aux critères de raisonabilité visés à l'article 8, §2 de la présente méthodologie, constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SRP_{\text{non contrôlables } N} = (P_{\text{non contrôlables budgétés } N} - P_{\text{non contrôlables réels } N})$$

Avec :

- $SRP_{\text{non contrôlables } N}$ = le solde régulateur relatif aux produits opérationnels non contrôlables de l'année N ;
- $P_{\text{non contrôlables budgétés } N}$ = les produits opérationnels non contrôlables budgétés de l'année N ;
- $P_{\text{non contrôlables réels } N}$ = les produits opérationnels non contrôlables réels de l'année N.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité).

1.4. L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables

1.4.1. Règle générale

Article 113. A l'exception du cas particulier visé à l'article 114 de la présente méthodologie, l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N constitue un « *bonus* » (si le budget supérieur à réalité) ou un « *malus* » (si le budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

1.4.2. Cas particulier : charges nettes variables relatives aux obligations de service public

Article 114. § 1^{er}. L'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles, reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges nettes variables réelles, relatives à chaque catégorie d'obligation de service public prévue à l'article 45 de la présente méthodologie, se décompose en deux parties :

$$L'effet\ quantité = (Variable_{budgétée} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée})$$

$$L'effet\ coût = (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{réelle})$$

Avec :

- Variable_{budgétée} = les variables de chaque catégorie de charges nettes récurrentes variables relatives aux obligations de service public reprises dans le tableau suivant :

Catégories de charges nettes variables OSP	Variables de globalisation
Charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget	Nombre prévisionnel de compteurs à budget pour lesquels le gestionnaire de réseau de distribution prévoit au moins un rechargement au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget	Nombre prévisionnel de demandes de placement de compteurs à budget que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion de la clientèle	Moyenne annuelle du nombre de clients que le gestionnaire de réseau prévoit de fournir en électricité ou en gaz au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion des MOZA et EOC	Nombre prévisionnel de demandes de MOZA et EOC que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N

Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	Nombre prévisionnel de dossiers « qualiwatt » ¹⁹ et « solwatt » ²⁰ que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N
--	--

- $CNU_{budgétée}$ = charge nette unitaire prévisionnelle pour l'année N calculée conformément aux articles 45, 46 et 47 ;
- $Variable_{réelle}$ = les variables de chaque catégorie de charges nettes récurrentes variables relatives aux obligations de service public reprises dans le tableau suivant :

Catégories de charges nettes variables OSP	Variables de globalisation
Charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget	Nombre de compteurs à budget ayant été rechargés au moins une fois au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget	Nombre de demandes de placement de compteurs à budget introduites et validées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion de la clientèle	Moyenne annuelle du nombre de clients que le gestionnaire de réseau a fourni en électricité ou en gaz au cours de l'année N
Charges nettes liées à la gestion des MOZA et EOC	Nombre de demandes de MOZA et EOC introduites et validées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	Nombre de dossiers de primes « qualiwatt » et « solwatt » introduits auprès du gestionnaire de réseau au cours de l'année N

- $CNU_{réelle}$ = charge nette unitaire réelle de l'année N, déterminée en divisant les charges nettes variables relatives à chaque catégorie d'obligation de service public comptabilisées au cours de l'année N par la variable réelle correspondante.

§ 2. Le solde régulateur relatif aux charges nettes variables des obligations de service public est calculé sur la base de la formule « effet quantité » visée au § 1^{er} du présent article.

$$SR_{volume\ OSP} = (Variable_{budgétée} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée})$$

Ce solde régulateur constitue soit une créance tarifaire (si le nombre réel est supérieur au nombre prévisionnel), soit une dette tarifaire (si le nombre réel est inférieur au nombre prévisionnel) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

§ 3. Le « bonus » ou le « malus » relatifs aux charges nettes variables des obligations de service public est calculé sur la base de la formule « effet coût » visée au § 1^{er} du présent article. Si la charge nette unitaire réelle est supérieure à la charge nette unitaire prévisionnelle, le gestionnaire de réseau

¹⁹ Par dossiers « qualiwatt » sont visés les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2).

²⁰ Par dossiers « solwatt » sont visés les demandes de modification technique (formulaires Volet 2 S1, S3, S4, S5 et S7) et les demandes de modification administrative (formulaires Volet 2 C1, C2 et C3).

comptabilise un « *malus* ». Si la charge nette unitaire réelle est inférieure à la charge nette unitaire prévisionnelle, le gestionnaire de réseau comptabilise un « *bonus* ».

1.5. L'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable

Article 115. § 1^{er}. L'écart entre la marge bénéficiaire équitable budgétée, reprise dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et la marge bénéficiaire équitable réelle de l'année N constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{\text{marge équitable}} = (MBE_{\text{budgétée N}} - MBE_{\text{réelle N}})$$

Avec :

- $SR_{\text{marge équitable}}$ = solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- $MBE_{\text{budgétée N}}$ = marge bénéficiaire équitable budgétée de l'année N, calculée conformément à la formule reprise à l'article 21 de la présente méthodologie ;
- $MBE_{\text{réelle N}}$ = marge bénéficiaire équitable réelle du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N, calculée conformément à la formule reprise à l'article 22 de la présente méthodologie.

§ 2. Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité).

1.6. L'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques

Article 116. Pour chaque projet spécifique, l'écart entre les charges nettes fixes prévisionnelles reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau et les charges nettes fixes réelles de l'année N constitue un « *bonus* » (si budget supérieur à réalité) ou un « *malus* » (si budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

Article 117. § 1^{er}. Pour chaque projet spécifique, l'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges nettes variables réelles se décompose en deux parties :

$$L'effet\ quantité = (Variable_{\text{budgétée}} \times CNU_{\text{budgétée}}) - (Variable_{\text{réelle}} \times CNU_{\text{budgétée}})$$

$$L'effet\ coût = (Variable_{\text{réelle}} \times CNU_{\text{budgétée}}) - (Variable_{\text{réelle}} \times CNU_{\text{réelle}})$$

§ 2. Le solde régulateur relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « *effet quantité* » visée au § 1^{er} du présent article.

$$SR_{projets\ spécifiques} = (Variable_{budgétée} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée})$$

Ce solde régulateur constitue soit une créance tarifaire (si la variable réelle est supérieure à la variable budgétée), soit une dette tarifaire (si la variable réelle est inférieure à la variable budgétée) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

§ 3. Le « *bonus* » ou le « *malus* » relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « *effet coût* » visée au § 1^{er} du présent article. Si le coût unitaire réel est supérieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « *malus* ». Si le coût unitaire réel est inférieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « *bonus* ».

SECTION 2 : DETERMINATION ET AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE TOTAL ANNUEL

2.1. Détermination du solde régulateur total annuel

Article 118. Pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulateur annuel total de distribution électricité est déterminé selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} SR_{total\ électricité} &= SR_{volume} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ pertes} + SR_{achat\ clientèle} \\ &+ SR_{achat\ CV} + SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}\ B} + SRP_{non\ contrôlables} \\ &+ SR_{volume\ OSP} + SR_{marge\ équitabile} + SR_{projets\ spécifiques} \end{aligned}$$

Article 119. Pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulateur annuel de distribution gaz est déterminé selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} SR_{total\ gaz} &= SR_{volume} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ clientèle} \\ &+ SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}\ B} + SRP_{non\ contrôlables} + SR_{volume\ OSP} \\ &+ SR_{marge\ équitabile} + SR_{projets\ spécifiques} \end{aligned}$$

2.2. Détermination de la période d'affectation

Article 120. Au terme de la procédure annuelle de contrôle des écarts entre le budget et la réalité tel que défini au titre IV, chapitre 2 de la présente méthodologie, la CWaPE détermine, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution, la période d'affectation du solde régulateur annuel total.

2.3. Ecritures comptables

Article 121. § 1^{er}. Le solde régulateur constitue soit une créance tarifaire, soit une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Annuellement, au terme de la clôture de l'exercice comptable, les soldes régulatoires calculés conformément aux dispositions de la présente méthodologie sont comptabilisés dans les comptes de régularisation (actif ou passif) du bilan du gestionnaire de réseau.

§ 2. Lorsque tout ou partie du solde régulateur approuvé est répercuté dans les tarifs de distribution, le gestionnaire de réseau enregistre une écriture comptable inversée (extourne) dans les comptes de régularisation (actif ou passif) d'un montant équivalent au montant répercuté dans les tarifs, de manière à neutraliser l'impact de cette répercussion sur le résultat comptable de l'année concernée.

CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES

Article 122. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution soumet à la CWaPE, au plus tard le 30 juin de l'année N+1, son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année N) ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs. Le rapport tarifaire *ex post* est transmis à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. Le rapport tarifaire *ex post* comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 7 (électricité) et 8 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, et l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

§ 2. Au plus tard le 31 août de chaque année, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires relatives au rapport tarifaire *ex post*, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 3. Au plus tard le 22 septembre de chaque année, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE.

§ 4. Au plus tard le 22 octobre de chaque année, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau de sa décision d'approbation ou de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation écoulé et de la révision du tarif pour les soldes régulateurs.

§ 5. En cas d'approbation par la CWaPE du calcul des écarts entre le budget et la réalité, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version du rapport tarifaire *ex-post* communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 6. En cas de refus par la CWaPE du calcul des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation écoulé ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

§ 7. En cas de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs, le gestionnaire du réseau introduit un rapport tarifaire *ex post* adapté ou une demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs adaptée pour le 10 novembre de chaque année. La CWaPE entend le gestionnaire du réseau dans ce délai à la demande de celui-ci.

§ 8. Au plus tard le 15 décembre de chaque année, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau de sa décision d'approbation ou de refus du calcul adapté des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation précédent ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs adaptée.

§ 9. Le tarif pour les soldes régulateurs approuvé sur la base de la procédure décrite dans la présente section est en principe d'application à partir du 1^{er} janvier de l'année N+2.

§ 10. En cas d'approbation par la CWaPE du calcul des écarts entre le budget et la réalité, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version du rapport tarifaire *ex-post* communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou

les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

Article 123. Des réunions individuelles entre le gestionnaire de réseau de distribution et la CWaPE peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure de contrôle du rapport tarifaire *ex post*.

TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RESEAU DE TRANSPORT

CHAPITRE 1 - LES CHARGES ET TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

SECTION 1 : LES CHARGES D'UTILISATION DU RESEAU DE TRANSPORT

Article 124. Les charges nettes d'utilisation du réseau de transport sont constituées de la somme des factures et notes de crédit, y inclus les charges de raccordement, émises par les gestionnaires de réseau de transport ELIA et RTE, à l'encontre des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

Article 125. Les charges nettes d'utilisation du réseau de transport sont calculées sur une base annuelle, du 1^{er} janvier au 31 décembre.

SECTION 2 : LES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RESEAU DE TRANSPORT

2.1. Péréquation tarifaire

Article 126. § 1^{er}. Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont péréqués pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution raccordés directement à un réseau de transport géré par le même gestionnaire de réseau de transport ou gestionnaire de réseau de transport local.

Par dérogation à l'alinéa précédent, les tarifs pour la refacturation des coûts des obligations de service public et des surcharges relatives aux tarifs de transport, sont péréqués sur l'ensemble de la Région wallonne.

§ 2. Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont établis de manière à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent globalement pour la Région wallonne couvrent les charges nettes d'utilisation du réseau de transport budgétées pour la même période.

Article 127. § 1^{er}. Les gestionnaires de réseau de distribution organisent entre eux le mécanisme de péréquation permettant d'assurer la neutralité financière entre les charges et les recettes liées au transport, et ce, pour tous les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

§ 2. Les charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation visé au § 1^{er} du présent article peuvent, après approbation par la CWaPE, être ajoutées aux charges nettes d'utilisation du réseau de transport et, par conséquent, être couvertes par les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Ces charges administratives sont plafonnées à un montant global de 250.000 EUR par an pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution.

2.2. Grille tarifaire

Article 128. Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont présentés dans une grille tarifaire dont le format est prédéfini par la CWaPE et repris en annexe 10 de la présente méthodologie.

Article 129. La grille tarifaire relative à la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport prévoit une différenciation des tarifs selon le niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Il existe quatre niveaux de tension :

- 1° **T-MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison directe avec le jeu de barres secondaire d'un poste de transformation, ou assimilé comme tel par le gestionnaire de réseau de distribution à la date d'entrée en vigueur de la présente méthodologie, qui alimente le réseau de distribution en haute tension ;
- 2° **MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution haute tension ;
- 3° **T-BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison basse tension directement raccordée à un poste de transformation haute tension/basse tension ;
- 4° **BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution basse tension.

Article 130. Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont composés des tarifs suivants :

- I. Le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau ;
- II. Les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges ;
- III. Le tarif pour les soldes régulatoires de transport.

Article 131. § 1^{er}. Le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau couvre les charges nettes d'utilisation du réseau de transport, déduction faite des coûts générés par l'application des tarifs de transport relatifs aux obligations de service public et aux taxes et surcharges. Ce tarif est composé d'un terme capacitaire et d'un terme proportionnel.

§ 2. Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée et qui sont raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT, T-BT ou BT (dans ce dernier cas, uniquement pour les raccordements >56kVA).

Ce terme capacitaire est composé de deux tarifs :

- i. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en EUR/kW/mois, est applicable à la plus haute des pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédents le mois de facturation. En l'absence de pointe de puissance à facturer disponible pour chacun des onze derniers mois, la pointe historique sera calculée sur la base des seules pointes de puissance à facturer disponibles pour les onze derniers mois, et en cas d'absence complète de pointe de puissance à facturer, sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe historique vaut pour 75% du terme capacitaire a).
- ii. Le tarif pour la pointe du mois, est exprimé en EUR/kW/mois, est applicable à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois vaut pour 25% du terme capacitaire a).

La pointe de puissance à facturer est égale à la pointe de puissance maximale mesurée pendant le mois. A partir du 1er janvier 2021, pour les utilisateurs de réseaux avec une courbe de charge mesurée, la pointe de puissance à facturer est égale à la 11ème plus haute pointe de puissance mesurée pendant le mois. A partir de cette date et pour ces utilisateurs, seules les pointes de puissance ainsi calculées sont prises en compte pour déterminer la pointe historique, à l'exclusion des pointes de puissance maximale mensuelles. Afin de pouvoir appliquer le tarif sur la pointe historique sur cette nouvelle base dès le 1er janvier 2021, le GRD récolte les données relatives à la 11ème plus haute pointe du mois dès l'entrée en vigueur du MIG 6.

Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours.

§ 3. Le terme proportionnel est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et de la période tarifaire (heures normales/heures pleines/heures creuses/Exclusif de nuit). Il varie également en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Le tarif peut varier en fonction de l'application du terme capacitaire visé au §2 du présent article.

Article 132. § 1^{er}. Les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges couvrent la somme des coûts facturés par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne et qui sont générés par l'application des tarifs de transport pour obligations de service public et taxes et surcharges.

§ 2. Chacun de ces tarifs est calculé sur la base des tarifs correspondant des gestionnaires de réseau de transport, en tenant compte des pertes en réseau et des injections locales sur le réseau de distribution, et ce dans un objectif de neutralité financière globale pour les gestionnaires de réseau de distribution.

Article 133. Le tarif pour les soldes régulateurs de transport peut avoir un signe positif ou négatif. Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Ce tarif permet d'apurer les soldes régulateurs générés, à partir de l'année 2019, par l'application des tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport. Ces soldes sont visés au titre V, chapitre 3 de la présente méthodologie. L'affectation de ces soldes via le tarif pour les soldes régulateurs de transport doit faire l'objet d'une décision de la CWaPE.

CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Article 134. § 1^{er}. Dans le courant du mois de novembre de l'année N-1, la CWaPE collecte les données nécessaires pour la détermination des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport (charges budgétées, volumes de prélèvement, volumes d'injection, volumes d'*infeed*, % pertes, etc.) auprès de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

§ 2. Dans le courant du mois de décembre de l'année N-1, la CWaPE envoie aux gestionnaires de réseau, les données agrégées de l'ensemble des gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne.

§ 3. Sur la base de ces données agrégées et des autres données utiles telles que le montant des surcharges et de la cotisation fédérale applicables, les gestionnaires de réseau de distribution déposent, au plus tard le 20 janvier de chaque année de la période réglementaire, une proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport pour l'année N. La proposition est transmise à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. Le contenu minimum de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ainsi que les règles de détermination des tarifs sont définis à travers des lignes directrices édictées par la CWaPE.

§ 4. Le 20 février de l'année N au plus tard, la CWaPE informe les gestionnaires de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport de l'année N.

§ 5. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport de l'année N, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

Article 135. § 6. Si la CWaPE a pris la décision de refus de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du transport conformément au § 5 du présent article, des tarifs provisoires peuvent être fixés par la CWaPE jusqu'à ce que toutes les objections des gestionnaires de réseau de distribution ou de la CWaPE soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord intervienne entre la CWaPE et les gestionnaires de réseau de distribution sur les points litigieux. Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport dûment validés sur la base de la procédure décrite à l'article 134 de la présente méthodologie sont par défaut d'application à partir du 1^{er} mars de chaque année de la période réglementaire pour une durée de 12 mois.

Article 136. A la demande des gestionnaires de réseau ou de la CWaPE, les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport peuvent être révisés en cas de modification des tarifs de transport d'ELIA ou de RTE.

CHAPITRE 3 - LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES

SECTION 1 : LE CALCUL DE L'ECART GLOBAL

Article 137. § 1^{er}. L'écart global, sur une base annuelle, entre les charges réelles globales et les recettes réelles globales relatives au transport constitue un solde régulateur global calculé pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{global\ transport} = (Charges_{globales\ réelles} - Recettes_{globales\ réelles})$$

Avec :

- $SR_{global\ transport}$ = le solde régulateur global relatif au transport ;
- $Charges_{globales\ réelles}$ = les charges réelles globales relatives au transport ;
- $Recettes_{globales\ réelles}$ = les recettes réelles globales relatives au transport.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si charges inférieures à recettes), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si charges supérieures à recettes).

§ 2. Les recettes réelles globales relatives au transport sont constituées du chiffre d'affaires total généré par l'application des tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Ces recettes réelles sont comptabilisées du 1^{er} janvier au 31 décembre de chaque année de la période régulateur.

§ 3. Les charges réelles globales relatives au transport sont constituées de la somme des factures de transport relatives à l'année concernée adressées par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution actifs sur le territoire de la Région wallonne, ainsi que des coûts administratifs réels encourus au cours de l'année concernée pour l'organisation du mécanisme de péréquation tarifaire. Ces charges réelles sont comptabilisées du 1^{er} janvier au 31 décembre de chaque année de la période régulateur.

Article 138. Le solde régulateur global de transport est, après approbation de la CWaPE, affecté au tarif pour les soldes régulateurs de transport, visé à l'article 133 de la présente méthodologie.

SECTION 2 : LE CALCUL DES ECARTS INDIVIDUELS

Article 139. L'écart, sur une base annuelle, entre les charges réelles individuelles et les recettes réelles individuelles relatives au transport comptabilisées par le gestionnaire de réseau de distribution constitue un solde régulateur individuel. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{individuel\ transport} = (Charges_{individuelles\ réelles} - Recettes_{individuelles\ réelles})$$

Avec :

- $SR_{\text{individuel transport}}$ = le solde régulateur individuel relatif au transport ;
- $Charges_{\text{réelles}}$ = les charges réelles individuelles relatives au transport ;
- $Recettes_{\text{réelles}}$ = les recettes réelles individuelles relatives au transport.

Article 140. Le mécanisme de compensation des soldes régulateurs individuels relatifs au transport de chaque gestionnaire de réseau de distribution fait l'objet d'accords multilatéraux entre les gestionnaires de réseau de distribution.

CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU SOLDE RÉGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT

Article 141. § 1^{er}. Au plus tard le 30 juin de l'année N+1, la CWaPE collecte auprès des gestionnaires de réseau de distribution les données nécessaires pour la détermination du solde régulateur global de transport de l'année N (charges réelles individuelles, recettes réelles individuelles, etc.).

§ 2. Au plus tard le 30 septembre de l'année N+1, la CWaPE envoie aux gestionnaires de réseau, les données agrégées de l'ensemble des gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne.

§ 3. Sur la base de ces données agrégées, les gestionnaires de réseau de distribution déposent, au plus tard le 20 janvier de l'année N+2, en même temps que la proposition de tarifs de refacturation des charges de transport visée à l'article 134 de la présente méthodologie, le calcul du solde régulateur global de transport de l'année N ainsi qu'une proposition d'affectation de ce solde, incluant une proposition de révision du tarif pour les soldes régulateurs de transport de l'année N+2. La proposition est transmise à la CWaPE en trois exemplaires par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. Le contenu minimum de la proposition de calcul du solde régulateur global de transport, d'affectation et de révision du tarif pour les soldes régulateurs de transport est défini à travers des lignes directrices édictées par la CWaPE.

§ 4. Le 20 février de l'année N+2 au plus tard, la CWaPE informe les gestionnaires de réseau de distribution, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de calcul du solde régulateur global de transport, d'affectation et de révision du tarif pour les soldes régulateurs de transport.

§ 5. En cas de refus par la CWaPE de la proposition visée au § 4 du présent article, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

Article 142. Le tarif pour les soldes régulateurs de transport approuvé sur la base de la procédure décrite à l'article 141 de la présente méthodologie est, par défaut, d'application à partir du 1^{er} mars de l'année N+2 pour une durée de 12 mois.

TITRE VI. LES REGLES REGULATOIRES ET DE PUBLICITE

CHAPITRE 1 - LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES

SECTION 1 : LES REGLES REGULATOIRES

Article 143. § 1^{er}. Les règles régulatrices définies à travers la présente méthodologie, sont applicables à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Elles permettent à la CWaPE de vérifier l'uniformité des données financières rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution en vertu des dispositions visées par les titre II - chapitre 3, titre III – chapitre 3, titre IV – chapitre 2 et titre V – chapitres 2 et 4 de la présente méthodologie.

§ 2. Les règles régulatrices visées par la présente méthodologie sont d'application pour toute la période régulatrice. Toute modification de ces dispositions ne pourra être prise par la CWaPE qu'après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Article 144. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution tient sa comptabilité afin d'assurer que les états financiers rapportés pour l'activité régulée donnent une image fidèle de sa situation financière.

§ 2. Le gestionnaire de réseau de distribution détermine son revenu autorisé conformément au référentiel comptable en vigueur et aux principes généraux comptables applicables en Belgique pour la tenue des comptes annuels des sociétés.

Article 145. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau de distribution décrit *ex ante* les règles d'évaluation comptable et d'activation des coûts d'application pour la période régulatrice au travers de sa proposition de revenu autorisé.

§ 2. Pour la détermination du calcul des écarts entre le budget et la réalité visé au titre IV de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau de distribution applique les mêmes règles d'activation des coûts que celles appliquées *ex ante* pour la détermination du revenu autorisé.

SECTION 2 : L'ABSENCE DE SUBSIDIATION CROISEE ET LA TENUE D'UNE COMPTABILITE SEPARÉE

Article 146. La subsidiation croisée entre les activités régulées de gestion des réseaux électriques et gaziers et les activités non régulées du gestionnaire de réseau de distribution est interdite.

Article 147. § 1^{er} Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution exerce d'autres activités que la gestion des réseaux électriques ou gaziers, il doit tenir 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.

§ 2. Toute imputation indirecte de frais généraux ou de frais partagés entre plusieurs activités de l'entreprise, le cas échéant moyennant des clés de répartition, est à justifier quant à l'absence de subventions croisées. Cette obligation vaut également pour l'imputation indirecte entre les différentes activités du gestionnaire de réseau, en ce compris celles des sociétés liées à celui-ci.

Article 148. Lors du contrôle des états financiers du gestionnaire de réseau de distribution opéré dans le cadre de l'établissement du rapport spécifique inhérent au bilan et compte de résultat annuel, le Commissaire vérifie notamment le respect de la disposition légale en matière d'absence de subsidiations croisées telle que visée par l'article 4, § 2, 18°, du décret tarifaire.

SECTION 3 : LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES

3.1. La notice méthodologique et les rapports des Commissaires

Article 149. Le gestionnaire de réseau décrit les procédures et dispositifs de contrôles internes mis en œuvre pour respecter la tenue d'une comptabilité séparée pour ses activités régulées au travers d'une notice méthodologique communiquée à son Commissaire et à la CWaPE.

Article 150. Le gestionnaire de réseau de distribution joint à son rapport tarifaire *ex post* un rapport de son Commissaire attestant que, sur la base des procédures et contrôles internes mis en place par le gestionnaire de réseau de distribution et des contrôles opérés par le Commissaire, le bilan et le compte de résultats de l'activité régulée rapportés représentent une image fidèle de la réalité.

Article 151. § 1^{er} Périodiquement, la CWaPE peut demander au Commissaire du gestionnaire de réseau de mener une mission de contrôle, d'une part, sur les investissements et les mises hors services et, d'autre part, sur les clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes bilantaires entre les activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de distribution.

§ 2. Le cas échéant, la mission visée au § 1^{er} du présent article portera également sur les clés de répartition des charges et produits provenant des entités composant la structure faîtière et impactant directement ou indirectement l'activité régulée du gestionnaire de réseau.

3.2. Les lignes directrices

Article 152. § 1^{er}. La CWaPE fixe les lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre de la présente méthodologie.

§ 2. La CWaPE peut modifier ou compléter, après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, les lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des Commissaires requis dans le cadre de la présente méthodologie, chaque fois que l'exécution des dispositions légales et/ou de la présente méthodologie l'exige.

CHAPITRE 2 - LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉE INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWAPE

SECTION 1 : GENERALITES

Article 153. § 1^{er}. En vertu de son obligation de transparence et de motivation, la CWAPE publie, sur son site Internet, les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions visées par les dispositions du décret tarifaire du 19 janvier 2017.

§ 2. Elle assure la publicité des actes, visés au § 1^{er} du présent article, en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles concernant les gestionnaires de réseau de distribution, des fournisseurs ou des utilisateurs de réseau, des données à caractère personnel et/ou des données dont la confidentialité est protégée en vertu des législations spécifiques.

SECTION 2: LES OBLIGATIONS EN MATIERE DE PUBLICITE

Article 154. § 1^{er}. Conformément aux dispositions décrétales, pour les tarifs et les décisions visés par la présente méthodologie, la CWAPE publie et maintient sur son site Internet l'ensemble des documents ou actes à portée individuelle ou collective suivants :

- 1° La méthodologie tarifaire applicable et toute pièce relative à la concertation qu'elle estime utile à la motivation de sa décision relative à la méthodologie tarifaire ;
- 2° L'état d'avancement de la procédure d'approbation tarifaire d'une manière transparente ;
- 3° Les décisions d'approbation ou de refus des propositions de revenu autorisé, éventuellement adaptées ;
- 4° Les décisions d'approbation ou de refus des propositions de tarifs ;
- 5° Les tarifs;
- 6° Les décisions d'approbation et ou de refus du calcul des écarts.

§ 2. Les tarifs visés au § 1^{er}, 5°, du présent article doivent être publiés dans les trois jours ouvrables après leur approbation.

Article 155. Les gestionnaires de réseau de distribution communiquent, dans les plus brefs délais, aux utilisateurs de leurs réseaux, les tarifs dûment approuvés et les mettent à la disposition de toutes les personnes qui en font la demande, notamment par le biais de leur site Internet.

ANNEXES

- Annexe 1 : Approche méthodologique.
- Annexe 2 : Paramètres du taux de rendement autorisé.
- Annexe 3 : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Electricité.
- Annexe 4 : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Gaz.
- Annexe 5 : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non-périodiques – Electricité.
- Annexe 6 : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non périodiques – Gaz.
- Annexe 7 : Modèle de rapport tarifaire *ex post* et liste des annexes – Electricité.
- Annexe 8 : Modèle de rapport tarifaire *ex-post* et liste des annexes – Gaz.
- Annexe 9 : Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution d'électricité et de gaz naturel.
- Annexe 10 : Modèles de grilles pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité.
- Annexe 11 CONFIDENTIELLE : Paramètres utiles pour la détermination du calcul des écarts entre le budget et la réalité en matière d'achat d'électricité et de gaz naturel dans le cadre des pertes en réseau et de l'alimentation de la clientèle propre.
- Annexe 12 : Rapport de consultation