



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Énergie

Date du document : 17/07/2017

RAPPORT DE CONSULTATION

CD-17g17-CWaPE-0031

RAPPORT DE CONSULTATION RELATIF À LA DÉCISION FIXANT LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL ACTIFS EN RÉGION WALLONNE POUR LA PÉRIODE 2019-2023

TABLE DES MATIERES

1.	TITRE I. Les principes de détermination des tarifs	6
1.1.	OBJET ET DEFINITIONS	6
1.2.	LES PRINCIPES DE DETERMINATION DES TARIFS	10
2.	TITRE II. Le revenu autorisé	12
2.1.	LES ELEMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISE	12
2.1.1.	<i>Section 1 : Le calcul du revenu autorisé</i>	<i>12</i>
2.1.2.	<i>Section 2 : Les charges nettes opérationnelles</i>	<i>18</i>
2.1.3.	<i>Section 3: Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques</i>	<i>26</i>
2.1.3.1.	Définition	26
2.1.3.2.	La transition énergétique	26
2.1.3.3.	La digitalisation de la société	27
2.1.3.4.	Les risques liés à la régulation	28
2.1.3.5.	Dossier de demande de budget spécifique	32
2.1.3.6.	Rapport annuel d'avancement	40
2.1.3.7.	Révision et abandon des budgets spécifiques	40
2.1.4.	<i>Section 4 : La marge bénéficiaire équitable</i>	<i>44</i>
2.1.4.1.	Motivation économique des choix opérés par la CWaPE	44
2.1.4.2.	Stabilité, prévisibilité, équité et suffisance de la MBE	47
2.1.4.3.	Les charges financières	61
2.1.4.4.	Révision des paramètres de la marge bénéficiaire équitable	68
2.1.4.5.	Actifs régulés et amortissements	69
2.1.4.5.1.	Immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques	69
2.1.4.5.2.	Rôle du réviseur	71
2.1.4.5.3.	Durée d'amortissement et durée de vie des actifs	71
2.1.4.5.4.	Réévaluation des actifs	75
2.1.4.5.5.	Plus-value iRAB	77
2.1.4.5.6.	Evolution de la base d'actifs régulés	78
2.1.4.5.7.	Suppression des actifs primaire et secondaire	79
2.1.4.6.	Paramètres	79
2.1.4.6.1.	Rémunération des fonds propres	79
2.1.4.6.2.	Taux sans risque	81
2.1.4.6.3.	Prime de risque du marché	92
2.1.4.6.4.	Bêta	100
2.1.4.6.5.	Coût de la dette	106
2.1.4.6.6.	Gearing	106
2.1.4.6.7.	Prime d'illiquidité	111
2.1.5.	<i>Section 5 : Le paramètre d'indexation</i>	<i>113</i>
2.1.6.	<i>Section 6 : Le facteur d'efficacité (facteur X)</i>	<i>119</i>
2.1.7.	<i>Section 7 : Le facteur de qualité</i>	<i>136</i>
2.1.8.	<i>Section 8 : La quote-part des soldes réglementaires des années antérieures</i>	<i>140</i>
2.2.	LES REGLES DE DETERMINATION ET D'EVOLUTION DU REVENU AUTORISE	141
2.2.1.	<i>Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex-ante</i>	<i>141</i>
2.2.1.1.	Le Business Plan	141
2.2.1.2.	Le revenu autorisé initial (année 2019)	143
2.2.1.3.	Les charges liées aux immobilisations	151
2.2.1.4.	Les charges nettes relatives aux obligations de service public	159
2.2.2.	<i>Section 2 : Révisions du revenu autorisé</i>	<i>168</i>
2.2.2.1.	Révision annuelle	168
2.2.2.2.	Révision ponctuelle	170
2.3.	LA PROCEDURE D'APPROBATION	174
3.	TITRE III. La fixation et le contrôle des tarifs de distribution	175
3.1.	LES TARIFS PERIODIQUES DE DISTRIBUTION ET LES MODELES DE GRILLES TARIFAIRES	175
3.1.1.	<i>Section 1 : Généralités</i>	<i>175</i>
3.1.2.	<i>Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité</i>	<i>181</i>
3.1.2.1.	Niveaux de tension	181
3.1.2.2.	Tarifs de prélèvement	181
3.1.2.3.	Termes capacitaire/fixe/proportionnel	181

3.1.2.3.1.	Terme capacitaire	182
3.1.2.3.2.	Terme fixe.....	187
2.3.2.1.1.	Terme proportionnel	188
3.1.2.4.	Les tarifs relatifs aux Obligations de Service Public.....	190
3.1.2.5.	Les tarifs relatifs aux surcharges.....	191
3.1.2.6.	Autres remarques portant sur les grilles tarifaires de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution	191
2.3.2.2.	Tarif Prosumers	193
3.1.2.7.	Tarifs pour soldes régulateurs	214
3.1.2.8.	Tarifs de prélèvement pour les projets innovants.....	214
3.1.2.9.	Tarifs d'injection	218
3.1.3.	<i>Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz naturel</i>	224
3.1.3.1.	Catégories tarifaires	224
3.1.3.2.	Tarifs de prélèvement	225
3.1.3.3.	Tarifs d'injection	228
3.1.4.	<i>Section 4 : Modèles des grilles tarifaires</i>	228
3.1.4.1.	Les tarifs non périodiques de distribution	229
3.2.	LA PROCEDURE D'APPROBATION DES TARIFS PERIODIQUES ET NON PERIODIQUES DE DISTRIBUTION	231
3.2.1.	<i>Section 1 : Généralités</i>	231
3.2.1.1.	Les tarifs provisoires.....	232
4.	TITRE IV. Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité	233
4.1.	LE TRAITEMENT DES ECARTS ENTRE BUDGET ET REALITE	233
4.1.1.	<i>Section 1 : Les catégories d'écart</i>	233
4.1.1.1.	Les charges d'achat d'électricité	233
4.1.1.2.	Les indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget	235
4.1.2.	<i>Section 2 : Le financement des soldes régulateurs</i>	236
4.1.3.	<i>Section 3 : La procédure de contrôle des écarts et la révision du tarif pour les soldes régulateurs</i>	236
5.	TITRE V. La fixation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport	239
5.1.	LES CHARGES, LES TARIFS DE REFACTURATION ET LES MODELES DE GRILLES TARIFAIRES.....	239
5.1.1.	<i>Section 1 : Les charges d'utilisation du réseau de transport</i>	239
5.1.2.	<i>Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport.....</i>	240
5.1.2.1.	Péréquation tarifaire	240
5.1.2.2.	Grille tarifaire	242
5.2.	LA PROCEDURE D'APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RESEAU DE TRANSPORT	246
5.3.	LA PROCEDURE D'APPROBATION DU SOLDE REGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT	247
6.	TITRE VI. Les règles régulateurs et de publicité.....	247
6.1.	LES REGLES REGULATOIRES ET L'ABSENCE DE SUBSIDIATION CROISEE	247
6.1.1.	<i>Section 1 : Les règles régulateurs</i>	248
6.1.2.	<i>Section 2 : L'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée.....</i>	248
7.	TITRE VII. Les modèles de rapport	250
7.1.	QUESTIONS DE PRINCIPE CONCERNANT LES MODELES DE RAPPORT	250
7.2.	QUESTIONS SPECIFIQUES CONCERNANT LES MODELES DE RAPPORT	254
7.3.	L'ANNEXE 1 DU RAPPORT EX-ANTE « REVENU AUTORISE » ET L'ANNEXE 8 DU RAPPORT EX-POST	258
8.	Titre VIII. Autres remarques inhérentes à la méthodologie tarifaire	261
8.1.	CONCERNANT LE RESPECT DES DISPOSITIONS DECRETALES	261
8.2.	CONCERNANT LA PROCEDURE D'ADOPTION DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE	262
8.3.	CONCERNANT LA MOTIVATION DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE, LES OBJECTIFS STRATEGIQUES ET LES PRINCIPES DU MODELE TARIFAIRE	267
8.4.	CONCERNANT LES AUTRES REMARQUES	285

CONTEXTE ET DISPOSITIONS LEGALES

En date du 29 mars 2017, le Comité de direction de la Commission wallonne pour l’Energie (CWaPE) a approuvé la décision, référencée CD-17c31-CWaPE-0083, fixant le projet de 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.

Conformément à l’article 2, § 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d’électricité, le projet de méthodologie a été soumis à une concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés, suivant un calendrier convenu au préalable avec ces derniers, et une consultation publique adressée à l’ensemble des acteurs du marché. Conformément à l’article 4, § 2, 16°, du décret du 19 janvier 2017 précité, les tarifs d’injection applicables aux unités de production raccordées sur le réseau de distribution ont également plus spécifiquement fait l’objet d’une réunion de concertation avec l’ensemble des acteurs du marché.

La décision susvisée et les modèles de rapports y relatifs ainsi que les modalités pratiques de participation à la consultation publique ont été publiés sur le site internet de la CWaPE en date du 31 mars 2017.

CONSULTATION PUBLIQUE

La consultation publique a été organisée entre le 31 mars et le 19 mai 2017. Au cours de cette période, tous les acteurs de marché ont pu faire parvenir à la CWaPE leurs remarques et observations écrites concernant le projet de méthodologie tarifaire. Afin de permettre aux acteurs de marché d’exprimer oralement leurs remarques, la CWaPE a organisé, le 2 mai 2017, une réunion de concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution et, le 4 mai 2017, une audition publique ouverte à l’ensemble des acteurs du marché ainsi qu’une réunion de concertation sur les tarifs d’injection applicables aux unités de production raccordées sur le réseau de distribution, lesquelles ont, par souci de pragmatisme et en l’absence d’objections des participants, été fusionnées. Conformément aux principes de transparence inscrits notamment dans les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE, l’ensemble des documents présentés au cours de ces deux réunions ainsi que les procès-verbaux de réunion ont été publiés sur le site internet de la CWaPE (www.cwape.be).

En date du 19 mai 2017, la CWaPE a reçu les réactions des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne AIEG, AIESH, RESA, ORES et REW, des fédérations et Associations APeRE, Confédération Construction Wallonie, EDORA, FEBELIEC, FEBEG, GPPEV, INTER-REGIES, UVCW, TPCV, des sociétés ELIA, DESIMONE et GREENWATCH et de particuliers.

L’ensemble de ces réactions sont reprises en **Annexe 1** du présent rapport de consultation et ce, dans le respect des règles de confidentialité prévues notamment par l’article 3, § 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d’électricité.

OBJECTIFS ET APPROCHE METHODOLOGIQUE

Le présent rapport a pour objectif, d'une part, de reprendre de manière complète et structurée les réactions et propositions formulées par les différents intervenants dans le cadre des processus de concertation et de consultation publique évoqués ci-dessus et, d'autre part, de motiver les positions prises par la CWaPE à l'égard de celles-ci dans la méthodologie tarifaire.

Ainsi, le présent rapport reprend, selon la structure de la méthodologie tarifaire, d'une part, la retranscription des commentaires formulés par les acteurs de marché, d'autre part, la réponse motivée de la CWaPE et, finalement, la ou les adaptations éventuelle(s) apportée(s) par rapport au projet de texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023 publiée en date du 31 mars 2017.

1. TITRE I. LES PRINCIPES DE DETERMINATION DES TARIFS

1.1. Objet et définitions

▪ INTER-REGIES

La CWaPE invite les acteurs de marché à émettre par écrit leurs remarques sur son projet de méthodologie tarifaire (ci-après « PMT ») en respectant la structure telle que reprise dans son document « Consultation publique ».

Cette structure ne reprend pas la partie « Objet et définitions », faisant intégralement partie du PMT. Or, les GRD doivent pouvoir formuler des remarques sur l'ensemble du Projet de méthodologie tarifaire CWaPE, y compris sur les définitions.

Le PMT définit e.a. les termes « harmoniser », « péréquater » et « uniformiser » car la CWaPE souhaite harmoniser/péréquater/uniformiser certaines composantes des tarifs GRD.

Cependant, dans les principes tarifaires énoncés à l'art.4 § 2 du décret du 19 janvier 2017, la volonté politique de « péréquater » / « uniformiser » / « harmoniser » certaines composantes des tarifs GRD n'a clairement pas été exprimée.

▪ ORES

Article 3 – Les définitions de l'article 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire doivent être précisées

Définition de « puissance nette développable » :

Il conviendrait de préciser si la notion de « Puissance nette développable de l'installation » fait référence à la puissance de l'installation photovoltaïque (« PV ») ou à la puissance de l'onduleur PV, tenant compte que la donnée doit être également disponible dans les systèmes informatiques des GRD. La CWaPE pourrait-elle préciser les règles de calcul de cette puissance dans le cas où celle-ci serait modifiée en cours d'exercice ?

Définition de charges nettes récurrentes ou non récurrentes :

Les notions de charges nettes récurrentes ou non récurrentes ne sont pas précisément définies et donc les GRD ne sont aucunement en mesure de juger la portée de cette distinction. Dans le procès-verbal de la réunion du 2 février 2017, la CWaPE confirme bien qu'elle estime avoir une marge d'appréciation dans la qualification d'un coût considéré comme récurrent ou non récurrent et que le travail de ventilation des coûts gérables entre coûts récurrents et non récurrents devra être réalisée en collaboration avec la CWaPE.

ORES note en outre une contradiction possible entre la définition donnée à l'article 3 du Projet de Méthodologie Tarifaire où les dotations aux provisions pour risques et charges sont reprises comme un exemple de charge non récurrente et le tableau T2 du modèle de rapport où les provisions peuvent figurer dans les contrôlables récurrents.

Les notions de coûts fixes/variables qui sont des notions centrales de la méthodologie tarifaire doivent également être définies.

- **RESA**

Article 3, §3, 8° : La prise en compte de l'amortissement des subsides (753) dans les charges nettes liées aux immobilisations au vu du traitement de ces dernières dans la détermination du revenu autorisé (évolution sur base de l'indice santé) ne nous semble pas appropriée. En effet, les subsides ne sont pas des éléments récurrents mais bien ponctuels dont la réception dépend bien entendu du projet mais aussi de la trésorerie de la RW.

- **Position de la CWaPE**

Au travers des articles 1 à 3 du projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE fixe d'une part, la prochaine période régulatoire pour une durée de 5 ans répondant au principe tarifaire visé par l'article 4, §2, 3° du décret du 19 janvier 2017 qui prévoit la détermination de la période régulatoire avec un objectif de stabilité. Annoncé initialement pour la période 2018-2022 au travers de son acte préparatoire, la CWaPE a été amenée à reporter la période régulatoire d'un an afin de tenir compte des dispositions du nouveau décret tarifaire relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité notamment en matière de respect des délais de la procédure d'approbation du revenu autorisé. D'autre part, au travers de l'article 3, la CWaPE reprend les définitions des termes utilisées au travers de son projet de méthodologie tarifaire et ce, afin d'assurer une parfaite compréhension et transparence des principes régulatoires développés au travers du projet de méthodologie tarifaire afin de répondre aux principes d'exhaustivité et de transparence imposés par le législateur visés par l'article 4, §2, 1° du décret du 19 janvier 2017.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre I « objet et définitions », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes :

Concernant le **respect des principes tarifaires énoncés dans le décret tarifaire décret du 19 janvier 2017** relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE renvoie le lecteur au à l'annexe I du présent rapport de consultation exposant et motivant la conformité du projet de méthodologie tarifaire aux dispositions du décret susvisé.

Concernant l'harmonisation, l'uniformisation ou la péréquation des tarifs de distribution, celles-ci ne sont en effet pas spécifiquement prescrites par les textes légaux qui encadrent la compétence tarifaire du régulateur. Il convient toutefois de rappeler que, si la CWaPE doit effectivement veiller, lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire, au respect des principes tarifaires énoncés par le législateur, son rôle dans ce cadre n'est pas limité à une simple application de ceux-ci. Au contraire, en tant que régulateur indépendant, la CWaPE est également habilitée à établir la méthodologie tarifaire sur la base d'autres principes régulatoires qui découleraient de lignes de politique générale définies aux niveaux régional, fédéral et européen. A titre d'exemple, l'harmonisation, l'uniformisation ou la péréquation des tarifs de distribution répondent très largement à des principes d'équité, de transparence et de non-discrimination tout en respectant les principes de réflexivité propre à chaque gestionnaire de réseau de distribution tout en maintenant un caractère incitatif aux tarifs.

A cet égard, il convient d'observer que la Déclaration de Politique Régionale 2014-2019 prévoit l'engagement du Gouvernement wallon, en matière tarifaire, dans « *l'étude de la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution, et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les*

investissements sur l'ensemble du territoire ». En outre, par courrier daté du 8 septembre 2015, le Ministre de l'Énergie a demandé à la CWaPE de mener une étude sur la thématique précitée.

Au terme d'une procédure de consultation avec les gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE a publié et transmis au Ministre de l'Énergie son étude référencée CD-16j19-CWaPE-0016, ainsi que le rapport de consultation y relatif.

Il ressort de cette étude que la CWaPE est d'avis que l'harmonisation des tarifs de réseaux de distribution revient à concilier plusieurs principes en matière de régulation tarifaire, à savoir, la non-discrimination, la proportionnalité, la transparence et la réflectivité des coûts, sans oublier le nécessaire côté incitatif. Elle envisage dès lors, au travers de son étude, un processus d'harmonisation des tarifs de réseau de distribution en deux temps.

- Ainsi, à court terme, la CWaPE suggère l'uniformisation des tarifs non-périodiques et des tarifs d'injection ainsi que la péréquation totale des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport. Pour les autres composantes tarifaires de prélèvement, la CWaPE est favorable à une harmonisation de la manière dont sont calculés ces tarifs.
- A moyen terme, la CWaPE propose une péréquation du tarif des obligations de service public de distribution (OSP) portant sur la partie variable des coûts et ce, à condition qu'un exercice préalable de détermination du coût unitaire unique par prestation OSP ait été réalisé.
- En outre, la CWaPE est d'avis que la création d'une structure faitière permettrait de réaliser les péréquations voulues et aurait pour mission de réaliser les transactions financières générées par ces péréquations. A défaut d'une telle structure commune, les gestionnaires de réseau de distribution devraient conclure des conventions multipartites permettant d'atteindre le même objectif.
- Enfin, la CWaPE conclut que la péréquation, l'uniformisation ou l'harmonisation des tarifs de distribution peut poursuivre l'objectif d'une plus grande équité entre utilisateurs de réseau mais ne répond pas à un objectif de rationalisation des coûts tel qu'il pourrait être envisagé dans le cadre d'une fusion de plusieurs GRD.

Concernant la **définition de la puissance nette développable de l'installation de production** exprimée en kWe, la CWaPE est d'avis de prendre en considération la valeur minimum entre la puissance totale l'unité de production et la puissance de l'onduleur. La CWaPE souligne que la puissance nette développable de chaque installation est également renseignée sur le site extranet de la CWaPE. La CWaPE renvoie le lecteur au titre III du présent rapport de consultation relatif au tarif *prosumer* et aux adaptations apportées au projet de texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023 en la matière.

Concernant le calcul de la puissance nette développable de l'installation de production en cas de modification en cours d'exercice, la CWaPE préconise, pour l'établissement du calcul du gridfee, la règle du *pro rata temporis*.

Concernant la **définition de charges non récurrentes**, la CWaPE entend la remarque des gestionnaires de réseau de distribution sur l'incertitude liée à la qualification qui pourrait être donnée à certaines charges du gestionnaire de réseau de distribution comptabilisées en 2015. Toutefois, la CWaPE ne peut répondre favorablement à la demande des gestionnaires de réseau de distribution de fournir une liste prédéfinie de charges qualifiées de non récurrentes et ce, en raison de l'historique propre de chaque gestionnaire de réseau de distribution et de l'impossibilité, pour la CWaPE, de déterminer seule et de manière exhaustive les charges qui se reproduisent ou non

régulièrement ou qui ne sont plus susceptibles de se reproduire. Ainsi, si la CWaPE peut citer à titre d'exemple certaines natures de charges non récurrentes communes à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution à savoir, les dotations aux provisions pour risques et charges, les indemnités versées en exécution des obligations d'indemnisation prévues par ou en vertu des décrets électricité et gaz, les amendes administratives, civiles et pénales, elle souhaite également tenir compte des spécificités propres de chaque gestionnaire de distribution comme l'arrêt de l'application de taux de marge appliqués par la société mère à sa filiale GRD sur les prestations de service, les rémunérations versées aux Comités de secteur entretemps dissous, des coûts liés à des développements informatiques spécifiques et ponctuels (nonobstant le fait que d'autres coûts non-récurrents puissent être budgétés dans le revenu autorisé pour l'année 2019). La CWaPE confirme donc que ce travail de ventilation des coûts gérables 2015 par le gestionnaire de réseau de distribution se fera en collaboration avec la CWaPE et que le gestionnaire de réseau de distribution pourrait être invité à démontrer le caractère récurrent au sens de la méthodologie tarifaire de certains éléments de ses coûts gérables 2015.

Concernant le remplacement des terminologies « Charges nettes récurrentes et non récurrentes » par « Charge nette de base et charge nette de transformation », la CWaPE renvoie le lecteur au titre II Revenu autorisé.

Concernant la **définition des coûts fixes et des coûts variables**, la CWaPE est d'avis que ces notions ne nécessitent pas une définition distincte de leur sens courant et qu'il relève des gestionnaires de réseau de distribution, sur la base de leur structure de coûts propre, de définir plus précisément les éléments de charges entrant dans le calcul des coûts fixes et coûts variables des différentes catégories d'obligations de service public, moyennant, le cas échéant, justification à la demande de la CWaPE.

Concernant la **qualification de coût récurrent des amortissements de subsides en capital**, la CWaPE entend la remarque formulée par RESA quant au caractère ponctuel de ces produits. Toutefois, la CWaPE souligne que la hauteur des produits financiers annuels liés à l'amortissement des subsides en capital reste non significative par rapport aux charges totales annuelles liées aux immobilisations supportées par le gestionnaire de réseau de distribution. La CWaPE constate que le terme « amortissement » des subsides en capital et en intérêts n'est pas renseigné à l'article 3, §3, 8° et propose une adaptation de l'article susvisé.

▪ **Adaptation(s) apportées au(x) article(s) du projet de méthodologie tarifaire**

Article 3, §3 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 récurrentes¹ 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;

¹ 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.

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 ;
- 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.** »

1.2. Les principes de détermination des tarifs

▪ ORES

Articles 1 à 7 – Les principes de détermination des tarifs doivent être reconsidérés pour garantir un financement suffisant des missions légales des GRD (article 1^{er}, 2°, du Décret Tarifaire)

En vertu de l'article 1^{er}, 2°, du Décret Tarifaire, le revenu total doit comprendre les charges d'exploitation et financières nécessaires à la réalisation des missions du GRD, les obligations de service public, les amortissements et désaffectations, la rémunération équitable des capitaux investis, les taxes et les surcharges. Comme exposé ci-dessus, les principes de détermination du revenu autorisé doivent être reconsidérés par la CWaPE pour garantir un financement suffisant de l'exercice des missions légales des GRD.

▪ Position de la CWaPE

Au travers des articles 4 à 7 du projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE détermine la procédure d'approbation des tarifs de distribution périodiques et non périodiques en deux phases et ce, conformément au principe tarifaire visé à l'article 4, §2, 1° du décret du 19 janvier 2017.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre I « objet et définitions », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes :

Parmi les objectifs stratégiques définis par la CWaPE pour la période régulatoire 2019-2023, la rémunération juste des capitaux investis des gestionnaires de réseau de distribution est au centre de préoccupations de la CWaPE. La CWaPE renvoie le lecteur, à ce propos, aux motivations apportées dans le présent rapport de consultation aux titres VIII et II respectivement inhérents aux objectifs stratégiques et à la marge bénéficiaire équitable.

Par ailleurs, la CWaPE considère que la prise en compte des coûts historiques des gestionnaires de réseau de distribution, indexés avec application d'un facteur d'efficacité et augmentés des charges nettes liées à des projets stratégiques (tels le déploiement des compteurs communicants et la promotion du gaz naturel) pour la détermination du revenu autorisé, permet aux gestionnaires de réseau de distribution de financer leurs missions. A l'inverse, au regard de la remarque d'ORES, la CWaPE ne comprendrait pas en quoi les coûts historiques, permettant actuellement l'exercice des missions des gestionnaires de réseau de distribution, seraient insuffisants pour mener demain à bien leurs missions, considérant que le projet de texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023 permet en

outre à ceux-ci de demander l'adaptation de leur revenu autorisé en cas de passage à de nouvelles missions ou de nouveaux services.

2. TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

2.1. Les éléments constitutifs du revenu autorisé

2.1.1. Section 1 : Le calcul du revenu autorisé

- ORES

Article 8, §§ 2 et 3 – Les critères énoncés à l’article 8, §§ 2 et 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire doivent respecter les principes de sécurité juridique, de transparence et de non-discrimination (article 4, §2, 1°, du Décret Tarifaire)

Le principe de sécurité juridique est un principe de bonne administration contraignant l’autorité administrative à ne pas tromper la confiance qu’elle a pu créer dans le chef du sujet de droit ou, à tout le moins, à s’expliquer sur les motifs l’amenant à ne pas suivre la voie précédemment tracée. Ce principe « *emporte la confiance légitime des citoyens dans la stabilité de la situation créée par un acte juridique et suppose le caractère prévisible, lisible et accessible des lois et réglementations* ». De plus, l’article 4, § 2, 1°, al. 2, du Décret Tarifaire impose que « *(l)es éventuels critères de rejet de certains coûts sont non-discriminatoires et transparents* ». La raison d’être de cette disposition est de permettre aux GRD d’établir leurs propositions tarifaires sur la seule base de la méthodologie tarifaire et de pouvoir anticiper le rejet de certains coûts par le régulateur. Le principe de transparence veut que les GRD reçoivent l’information nécessaire afin de connaître les critères de rejet des coûts et leur application, tandis que le principe de non-discrimination interdit que ces critères et leur application puissent fluctuer au choix de la CWaPE.

L’article 8, § 2, du Projet de Méthodologie Tarifaire ne respecte pas ces principes, car il établit 7 critères vagues, cumulatifs et potentiellement divergents qui serviraient à déterminer le caractère raisonnablement justifié d’un coût. En outre, l’article 8, §3, renverse la charge de la preuve, puisqu’en cas de contrôle, il appartiendrait aux GRD de faire la démonstration que les coûts contrôlés respectent ces 7 critères cumulatifs.

Ces dispositions suscitent deux points de désaccord fondamentaux.

Premièrement, **ces critères sont non-transparents et discriminatoires et ne respectent pas le principe de sécurité juridique**. Ces critères sont rédigés de manière vague ; ils permettent des interprétations multiples ; et ils peuvent conduire à des résultats potentiellement divergents dans leur application pratique.

Par exemple, sur quelle base la CWaPE déterminera-t-elle si un coût est justifié par rapport à l’intérêt général ? Que décidera la CWaPE lorsque des critères justifieront des solutions divergentes, par exemple si un projet est une moins bonne alternative économique mais que d’autres considérations jouent en sa faveur au regard de l’intérêt général ?

Deuxièmement, ORES souligne le fait que le législateur a doté le régulateur d’outils et de pouvoirs pour juger du caractère raisonnable des coûts. Relevons à cet égard la méthode de comparaison des coûts précisée à l’article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire.

La CWaPE a décidé de ne pas recourir à cette disposition pour juger du caractère raisonnable des charges opérationnelles qui sont budgétées dans le revenu de départ par chaque GRD. Elle n'instaure aucune méthodologie de comparaison de coûts. Dans la note technique sur le Revenu autorisé, la CWaPE indique : « *Compte-tenu de l'article 12bis de la loi du 29 avril 1999, applicable en Wallonie via le Décret du 12 avril 2001 (modifié en avril 2014), il semble difficile d'appliquer en Wallonie, dans des conditions satisfaisantes, des méthodes de benchmark couramment utilisées dans d'autres pays européens* ».

Par contre, elle impose cette technique aux GRD. Ainsi, pour qu'un élément de coût soit à ses yeux accepté comme raisonnable dans le revenu de départ autorisé, la CWaPE impose aux GRD de faire la preuve que celui-ci respecte le critère de la comparaison des coûts : « *lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues* » (article 8, § 2, 5°, du Décret Tarifaire).

Cette disposition soulève un nombre considérable de questions pratiques et confirme le caractère impraticable de ce critère. Relevons de manière non exhaustive les questions suivantes :

- A partir de quel niveau de coût cette comparaison sera-t-elle réalisée ?
- Qui mettra à disposition les données (notamment des coûts !) des autres GRD ?
- Comment l'analyse comparative des coûts sera-t-elle réalisée ?
- Avec quelle méthode et sur la base de quelles variables l'analyse comparative des coûts sera-t-elle réalisée ?

Eu égard à ce qui précède, les GRD ne peuvent pas déterminer avec une sécurité suffisante si un coût pourrait être considéré comme raisonnablement justifié au regard des 7 critères cumulatifs établis par la CWaPE dans le Projet de Méthodologie Tarifaire.

En outre, la CWaPE ne peut pas se décharger de ses responsabilités et reporter la charge de la preuve de la démonstration du caractère raisonnable des coûts sur les GRD comme elle le fait à l'article 8, § 3, du Projet de Méthodologie Tarifaire.

En tant qu'autorité administrative, la CWaPE est soumise à l'obligation de motivation formelle des actes administratifs. Ainsi, lorsque la CWaPE prend une décision, tel que le refus de prise en compte de certains coûts jugés « déraisonnables » dans le calcul du revenu autorisé, elle doit indiquer les motifs de fait sur lesquels elle se fonde. Il revient dès lors à la CWaPE de préciser de manière concrète et précise les éléments de fait qui sont à la base de sa décision. C'est donc à la CWaPE de démontrer concrètement le caractère déraisonnable des coûts qu'elle refuse. En d'autres termes et conformément au droit commun, la charge de la preuve du caractère déraisonnable des coûts repose sur la CWaPE et celle-ci ne peut en aucun cas se décharger de son obligation de motivation matérielle en tentant de reporter la charge de la preuve sur les GRD.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer et préciser davantage les critères de rejets de coûts de sorte qu'il soient transparents et non-discriminatoires, et de retirer le §3 de l'article 8 du Projet de Méthodologie Tarifaire qui renverse à tort la charge de la preuve.

▪ **RESA**

Article 8, §2 et §3 : Les 7 critères auxquels doivent répondre chacun des éléments du revenu autorisé avec charge de la preuve chez le GRD nous semblent extrêmement compliqués à justifier pour chacun des postes du revenu autorisé. Cela va engendrer un travail administratif colossal et une incertitude sur l'acceptation des coûts sur base de ces 7 critères. Plus particulièrement:

§2,3° : Quelle est la définition de l'intérêt général ? Qui est concerné ?

§2,5° : Nous ne comprenons pas ce que la CWaPE entend, dans ses critères pour déterminer si les éléments du revenus autorisés sont « raisonnablement justifiés », par « soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues ».

§2,6° : Quelle est la définition du prix du marché ?

▪ INTER-REGIES

Art. 8 § 3 : Cet article énumère toute une série de critères cumulatifs pour juger du « caractère raisonnablement justifié » des coûts. Le critère « *Etre justifiés par rapport à l'intérêt général* » est un critère trop générique et devrait être supprimé. Le critère « *Etre en ligne avec le prix de marché* » peut être sujette à interprétation. Qu'est-ce qu'un prix de marché ? Celui qui résulte d'un appel d'offre ? Il conviendrait de restreindre les critères à des critères objectifs, non sujets à interprétation divergente. La charge de la preuve du « caractère non justifié » devrait incomber à la CWaPE.

▪ Position de la CWaPE

Par l'article 8 de sa proposition de méthodologie tarifaire, la CWaPE détermine les éléments constitutifs du revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution et ce, en application de l'article 1^{er}, 2°, du décret du 19 janvier 2017. Ces éléments constitutifs sont au nombre de cinq à savoir, les charges nettes opérationnelles, les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques, la marge bénéficiaire, le facteur de qualité et la quote-part des solde régulateur. Par rapport à l'acte préparatoire, le facteur (Q) inhérent au niveau de performance des gestionnaires de réseau de réseau a été ajouté comme éléments constituant du revenu autorisé et ce, afin de mettre en œuvre progressivement une méthodologie incitative en ligne avec les dispositions décrétales, visées à l'articles 4, § 2, 19°, du décret du 19 janvier 2017, prévoyant la possibilité pour le régulateur wallon d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer les objectifs de performance. En outre, la CWaPE précise, au travers de ce même article 8, les critères que les principaux éléments de coûts devront respecter pour être qualifiés de raisonnables et incorporés dans le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Eléments constitutifs du revenu autorisé – Le calcul du revenu autorisé », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes :

Concernant les **critères de raisonnabilité fixés à l'article 8, § 2, du projet de méthodologie tarifaire**, la CWaPE est d'avis que ceux-ci ne s'inscrivent pas en violation des principes de transparence et de non-discrimination. En énumérant de manière exhaustive les critères dont elle fera application pour apprécier le caractère raisonnable des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé que les gestionnaires de réseau de distribution soumettront à la CWaPE, celle-ci fait au contraire preuve de transparence et donne des garanties de non-discrimination puisqu'elle annonce clairement les (seuls) critères qui seront appliqués de manière uniforme à chacun des gestionnaires de réseau de distribution visés par la méthodologie tarifaire 2019-2023.

La CWaPE estime en outre que ces critères ne portent aucunement atteinte au principe de sécurité juridique, dont la portée a été rappelée dans les observations reprises ci-dessus. En fixant ces critères dans la méthodologie tarifaire, la CWaPE ne viole en effet aucune attente légitime particulière qu'elle aurait créée dans le chef des gestionnaires de réseau. Par ailleurs, le fait que ces critères laissent une certaine marge à la CWaPE pour apprécier, en fonction des spécificités de

chaque cas, le caractère raisonnablement justifié des éléments du revenu autorisé ne peut également, selon la CWaPE, être considéré comme contraire au principe de sécurité juridique. L'existence d'un pouvoir d'appréciation et d'interprétation dans le chef d'une autorité administrative ou d'un juge n'est en effet jamais en elle-même incompatible avec la prévisibilité du droit requise par le principe de sécurité juridique, d'autant plus lorsque ce pouvoir est balisé par des critères exhaustifs. En l'espèce, la CWaPE estime que les critères fixés ne sont pas à ce point large qu'ils lui confèreraient un pouvoir arbitraire et empêcheraient les gestionnaires de réseau de distribution de prévoir, à un degré raisonnable, le caractère raisonnablement justifié ou non des éléments qu'ils inséreront dans leur proposition de revenu autorisé. A travers ces critères, la CWaPE ne fait en effet que rappeler les principes qui, intuitivement, devraient guider tout gestionnaire de réseau de distribution normalement prudent, diligent et efficace dans la gestion de son réseau. Il convient en outre de noter que les conséquences, en cas de refus *ex ante* par la CWaPE d'un élément de la proposition du revenu autorisé sur la base de ces critères, seront limitées sur le plan financier pour les gestionnaires de réseau puisque les coûts considérés comme non raisonnablement justifiés n'auront pas encore été exposés.

Dans un souci de **cohérence**, la CWaPE a modifié les articles 106 et 112 du projet de méthodologie tarifaire de façon à préciser **expressément** que **les critères de raisonnabilité déterminés exhaustivement à l'article 8 sont également ceux qui seront applicables lors du** contrôle *ex post* du caractère raisonnable des charges et produits non-contrôlables **réels (à l'occasion du** contrôle des écarts entre le budget et la réalité). Comme lors du contrôle *ex ante*, les justifications ne devront être apportées qu'à la demande de la CWaPE et l'éventuelle décision de rejet sera motivée conformément à l'article 122, § 6, de la méthodologie.

Concernant plus particulièrement **le premier critère de raisonnabilité** des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution visé à l'article 8, § 2, du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023, à savoir « *Etre nécessaire à l'exécution des obligations du gestionnaires 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* », la CWaPE est d'avis que seuls les éléments de coûts nécessaires aux activités régulées des gestionnaires de réseau de distribution ou à l'exécution de leurs obligations imposées par le législateur peuvent être qualifiés de raisonnables. A cet égard, la CWaPE renvoie le lecteur à l'article 1^{er}, 1^o et 2^o, du décret tarifaire du 19 janvier 2017 définissant les notions d'activités régulées et de revenu autorisé. En outre, la CWaPE rappelle que ce critère est en conformité avec le principe tarifaire visé à l'article 4, § 2, 2^o, du décret susvisé qui précise que : « *la méthodologie tarifaire permet, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseau de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts* ».

Concernant **le deuxième critère de raisonnabilité**, à savoir « *Respecter les principes définis par la présente méthodologie* », celui-ci ne fait que rappeler que les éléments de coûts entrant dans le revenu autorisé doivent respecter la méthodologie dans son ensemble. Même en l'absence de la fixation d'un tel critère, la CWaPE serait d'ailleurs tenue de refuser les éléments de coûts qui s'inscriraient en violation de la méthodologie, en application du principe général de droit *Patere legem quam ipse fecisti* selon lequel toute autorité administrative est tenue de respecter les règlements qu'elle a adopté lorsqu'elle prend des décisions individuelles.

Concernant **le troisième critère de raisonnabilité**, à savoir « *Etre justifié par rapport à l'intérêt général* », la CWaPE rappelle que les gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité sont responsables en vertu des décrets électricité et gaz de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux de gaz et d'électricité, pour lesquels ils ont été désignés et ce, en vue d'assurer la sécurité et la continuité d'approvisionnement des utilisateurs de réseaux. L'intérêt

général s'identifiera donc, la plupart du temps, à la poursuite de ces objectifs et, par conséquent, au respect du premier critère. Toutefois, les exigences de l'intérêt général étant, par nature, fluctuantes en fonction des circonstances de l'espèce et de l'évolution du contexte sociétal, politique, économique, etc., la CWaPE ne souhaite pas limiter la notion d'intérêt général à la poursuite de ces objectifs, au risque de ne plus pouvoir adapter ultérieurement ses décisions à ce que sera devenu l'intérêt général au moment où elle devra exercer son pouvoir d'appréciation. C'est toutefois avec une grande prudence que la CWaPE envisagera l'opportunité de considérer qu'un coût qui répondrait au premier critère ne serait pas conforme à l'intérêt général.

Concernant **le quatrième critère de raisonnabilité**, à savoir « Ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau notamment ne pas découler d'un risque ou d'un évènement connu, ou susceptible d'être connu, du gestionnaire de réseau non géré ou anticipé », l'objectif de la CWaPE est d'éviter que les gestionnaires de réseau de distribution ne reportent sur les utilisateurs de réseau des charges qui auraient pu être légitimement évitées et ce conformément au principe visé par le décret tarifaire Art. 4 §2 2°.

Concernant **le cinquième critère de raisonnabilité**, à savoir « lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues », la CWaPE souligne qu'elle a tenu compte des difficultés pratiques de la mise en œuvre de ce critère, en conditionnant son applicabilité à la condition que ces « comparaisons soient possibles ». Cette condition ne fait d'ailleurs que confirmer le principe tarifaire visé par l'article 4, § 2, 15°, du décret tarifaire du 19 janvier 2017 qui précise que : « toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisé entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues » et que « toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers ». Il en découle que le cinquième critère de raisonnabilité n'est pas un critère qui sera systématiquement d'application.

Concernant **le sixième critère de raisonnabilité** à savoir « Etre en ligne avec le prix de marché ou, à tout le moins, être économiquement justifié pour l'utilisateur de réseau de distribution par rapport à des alternatives valables », la CWaPE rappelle que, pour les gestionnaires de réseau de distribution soumis à la législation sur les marchés publics, le principe tarifaire visé à l'article 4, § 2, 13°, du décret tarifaire précise que : « les achats de biens et de services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés aux prix de marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de la CWaPE qui se basera notamment sur les meilleures pratiques observées en la matière au niveau européen ». Les gestionnaires de réseau de distribution pourront donc se fonder entre autres sur les prix obtenus dans le cadre de marchés publics pour justifier la conformité au prix du marché.

Concernant la seconde exigence contenue dans ce sixième critère de raisonnabilité, à savoir « être économiquement justifié pour l'utilisateur de réseau de distribution par rapport à des alternatives valables », celle-ci s'explique par le fait que la CWaPE estime que, même si les coûts sont en ligne avec les prix du marché, ceux-ci ne pourront être considérés comme raisonnablement justifiés que s'il est réellement économiquement justifié de les exposer par rapport à une alternative valable (par exemple, achat à la place d'une location). Cette exigence vient en réalité confirmer et préciser le premier critère de raisonnabilité selon lequel les coûts exposés doivent être nécessaires et, par conséquent, notamment ne pas pouvoir être évités par le recours à une alternative valable.

En ce qui concerne le risque de contradiction évoqué dans les commentaires entre l'application de ce critère et celui de la justification des coûts par rapport à l'intérêt général (en ce qu'un projet pourrait constituer une moins bonne alternative économique par rapport à un autre mais être

davantage justifié par rapport à l'intérêt général), la CWaPE considère que cette crainte n'est pas fondée. Le caractère économiquement justifié doit en effet, pour rappel, être déterminé par rapport à des alternatives valables. Or, le caractère valable des alternatives sera également apprécié par rapport aux apports positifs de celles-ci en lien avec l'intérêt général. En d'autres termes, une alternative qui serait meilleure sur le plan économique mais moins conforme à l'intérêt général ne sera donc pas forcément considérée comme une alternative valable et ne sera donc pas automatiquement prise en compte pour l'application de ce critère.

Le septième critère de raisonabilité, à savoir « *Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts historiques* », renvoie à l'obligation du gestionnaire de réseau de distribution de pouvoir justifier, à la demande, une variation quant à l'évolution d'un de ses éléments de coûts. Toutefois, ce critère pourrait s'avérer non pertinent pour des coûts ne présentant pas d'historique chez le gestionnaire de réseau de distribution, comme, à titre d'exemple, certains coûts de transformation.

Enfin, concernant **la charge de la preuve du caractère raisonnablement justifié des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé**, la CWaPE ne répond pas favorablement à la demande de suppression du paragraphe 3 de l'article 8 du projet de méthodologie tarifaire. La CWaPE souhaite toutefois rassurer les gestionnaires de réseau de distribution sur le fait que la démonstration du caractère raisonnable des coûts ne devra s'opérer que sur certains éléments de coûts, par rapport à un ou plusieurs critères de raisonabilité spécifiquement visés par la CWaPE, à l'occasion d'un contrôle de cette dernière. Afin de confirmer ce point, la CWaPE propose d'apporter une adaptation au projet de méthodologie tarifaire en introduisant le 3^{ème} paragraphe de l'article 8 par ces termes « *A la demande de la CWaPE* ». Ce faisant, la CWaPE ne se décharge nullement de ses obligations de motivation formelle et ce, dans la mesure où tout élément de coûts qui serait rejeté à l'occasion d'un refus de la proposition tarifaire adaptée de revenu autorisé, fera l'objet d'une motivation circonstanciée comme l'impose notamment l'article 10, § 1^{er}, du décret tarifaire du 19 janvier 2017. L'objectif du paragraphe 3 de l'article 8 est uniquement de bien attirer l'attention des gestionnaires de réseau de distribution sur le fait que, si ceux-ci ne fournissent pas de réponse transparente aux questions de la CWaPE sur les éléments qu'ils souhaitent introduire dans le revenu autorisé et n'apportent pas suffisamment d'informations pour que la CWaPE puisse se prononcer en pleine connaissance de cause sur le respect des critères de raisonabilité, ces éléments ne pourront être pris en compte dans le calcul du revenu autorisé. Il serait en effet très difficile pour la CWaPE, dans une telle hypothèse, de parvenir à démontrer le caractère raisonnable d'un coût à propos duquel elle ne disposerait pas d'informations suffisantes.

▪ **Adaptation(s) apportées au(x) article(s) du projet de méthodologie tarifaire**

Article 8 § 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* ».

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 raisonabilité visés à l'article 8, §2 de la présente méthodologie, constitue un solde régulateur.*

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 raisonnabilité visés à l'article 8, §2 de la présente méthodologie, constitue un solde régulateur.

2.1.2. Section 2 : Les charges nettes opérationnelles

▪ **FEBELIEC**

Febeliec réitère sa position sur l'instauration d'une catégorie de charges opérationnelles « influençables », à distinction de charges non contrôlables et contrôlables. On pourrait inclure dans une telle catégorie entre autres les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz pour la couverture des pertes en réseau électrique et/ou pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau.

Febeliec se demande pourquoi le coût prévisionnel des indemnités de retard de placement des compteurs à budget est considéré comme une charge non-contrôlable, bien que les gestionnaires de réseau puissent, sinon contrôler ce coût, à tout le moins l'influencer. Cette approche ne donne malheureusement aucune incitation pour les gestionnaires de réseau à s'améliorer, autre que le tableau statique pour les délais estimés par année pour la période 2019-2023.

▪ **FEBEG**

La FEBEG soutient la volonté de distinguer les coûts contrôlables et les coûts non contrôlables dans le mode de répercussion tarifaire pour le GRD. Une telle distinction est de nature à favoriser une gestion optimale et une plus grande responsabilisation des GRD dans l'exécution de leurs missions. Alors que le projet catégorise les différentes missions selon ces deux notions, il nous paraîtrait opportun que chaque catégorisation fasse l'objet d'une motivation. Une telle démarche serait également de nature à éviter tout risque potentiel de recours ou contestation.

▪ **EDORA**

La méthodologie prévoit l'introduction d'un facteur X (dit d'efficience) aux charges opérationnelles contrôlables de 1,5% par an, pour la partie de ces charges « hors charges liées aux immobilisations ». Ce chiffre se justifie par un benchmark des facteurs X appliqués à 10 autres GRD européens. Au vu de l'ampleur des charges nettes opérationnelles non contrôlables, et du fait que celles-ci ne soient soumises ni au plafonnement, ni au facteur d'efficience, il apparaît primordial de **clarifier les critères** de classification des charges en 'contrôlables' et 'non contrôlables'.

▪ **ORES**

Articles 12 et 13 – La définition des charges contrôlables et non-contrôlables prive le terme « contrôlable » de son sens

Les articles 12 et 13 du Projet de Méthodologie Tarifaire définissent respectivement les charges et produits non-contrôlables et les charges et produits contrôlables. Il ressort toutefois du contenu de ces dispositions que les charges et les produits des GRD ne sont pas répartis entre ces deux catégories en fonction du degré de contrôle que les GRD pourraient exercer sur ces résultats.

L'article 12 énumère certaines charges et certains produits considérés comme « non-contrôlables » ; et l'article 13 indique que toutes les autres charges et tous les autres produits sont dits « contrôlables ». Par le biais de cette fiction, le régime de régulation « TOTEX » répute comme « contrôlables » des

charges que les GRD ne peuvent en réalité pas maîtriser, et ce dans le seul but d'inclure ces charges dans la catégorie de coûts qui est plafonnée et qui n'est pas susceptible de révision ex post.

A titre d'exemple, les différentes réductions de valeur sur immobilisés sont considérées par la CWaPE comme des charges nettes liées aux immobilisations, c'est-à-dire comme des charges contrôlables, alors qu'elles constatent une dépréciation de valeur sur des actifs qui est par essence imprévisible et qui devrait donc figurer parmi les charges non-contrôlables.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer ces définitions des articles 12 et 13 du Projet de Méthodologie Tarifaire, qui privent le terme « contrôlable » de son sens.

Articles 42 à 47 – Les charges nettes des obligations de service public doivent être considérées comme des coûts non-contrôlables (article 4, § 2, 10°, du Décret Tarifaire).

En vertu de l'article 4, § 2, 10° du Décret Tarifaire, « les coûts nets des missions de service public imposées par les dispositions fédérales ou régionales non couverts par des surcharges ou droits spécifiques sont intégrés dans les tarifs de manière transparente et non-discriminatoire. La CWaPE contrôle le caractère raisonnable de ces coûts ».

Il ressort des travaux préparatoires que le législateur a souhaité traiter les impôts et charges et les coûts nets des OSP non couverts par des surcharges de la même manière en assurant que ceux-ci soient couverts par les tarifs.

En qualifiant les charges des GRD pour les OSP de « contrôlables », la CWaPE fait obstacle à la mise en œuvre de la politique wallonne dans le secteur de l'énergie. En effet, ce choix implique que le GRD devra supporter une partie du risque lié à ces charges. Dès lors, cela aura un impact sur la qualité du service rendu, puisque la seule manière de réduire les coûts sur les OSP sera de moins exécuter ces obligations ou de les exécuter moins bien.

Sur le fond, le GRD n'a aucun ou très peu de contrôle sur les coûts des OSP. Ces coûts sont imposés par des législations, précisant jusqu'aux processus et façons de remplir les OSP, et dépendent de facteurs exogènes aux GRD.

Une première illustration est celui de la pose des compteurs à budget imposée par les Décrets Électricité et Gaz. Les coûts et les délais de pose de compteurs à budgets sont fortement tributaires de la variabilité et du nombre de demandes de pose par les fournisseurs ainsi que de la proportion d'annulation des demandes. ORES doit en effet fournir aux entrepreneurs des agendas complets et donc le nombre d'équipes employées doit correspondre aux demandes de travail. Si les agendas ne sont pas complets, les entrepreneurs augmentent leur prix afin de couvrir leur risque. La gestion des vides dans les agendas, laissés par les annulations (en moyenne, 40%) sont dans la mesure du possible constamment comblés par la réintroduction de nouveaux chantiers. Cela doit parfois se faire au détriment du respect des délais, ce qui entraîne le paiement d'indemnités par le GRD. Dans d'autres cas, c'est le nombre trop important de demandes qui a pour effet d'augmenter les délais de pose. Par exemple, en 2016, ORES a eu, en moyenne mensuelle, 5.287 demandes de placement de compteurs à budget électricité avec une pointe en septembre de 6.406 demandes (+21%). En gaz, les chiffres correspondants sont de 2.255 demandes en moyenne avec une pointe en septembre de 2.803 demandes (+24%).

Dans d'autres cas encore, c'est, malgré l'effort constant d'information du client, l'hostilité de ce dernier à la pose du compteur à budget et la nécessité de faire intervenir un huissier qui est à l'origine d'un allongement du délai de pose.

En conclusion, les demandes des fournisseurs ne sont pas constantes et les volumes varient de façon aléatoire avec une répercussion sur les coûts dont le GRD n'a pas la maîtrise. Le seul moyen d'avoir une meilleure maîtrise des coûts est d'avoir des quotas de demandes de pose à respecter par les fournisseurs. En l'absence de tels quotas, il conviendrait de tenir compte de l'effet volume et de l'irrégularité des demandes dans le calcul de l'indemnité.

Une deuxième illustration de facteurs exogènes de coûts d'OSP est l'obligation d'incorporer de nouvelles technologies ou l'arrêt de certaines technologies, généré notamment par :

- l'abandon des cabines Belgacom et le remplacement par Atos qui a eu pour effet une baisse des coûts de rechargement mais avec un coût IT important;
- le passage en 2018 du Xenta vers la technologie Yomani (253 modules à convertir). Il s'agit d'une obligation imposée par les banques ; et
- l'arrêt de la fabrication des compteurs à budget en 2019 et la suppression du programme Talexus en 2023.

Une troisième et dernière illustration est celle des impayés et des réductions de valeur et irrécouvrables qui dépendent du nombre de demandes de placements de compteurs à budget, des commissions et des taux de récupération offerts par les sociétés de recouvrement ainsi que des règles comptables (montants et rythme des frais pouvant être passés en réduction de valeur et irrécouvrables).

Ces exemples démontrent que les GRD ne détiennent pas un contrôle suffisant sur leurs missions de service public pour que les coûts y relatifs puissent être qualifiés de contrôlables.

En qualifiant les charges nettes des OSP comme des coûts non-contrôlables, la CWaPE conserve un contrôle suffisant sur ces coûts, puisqu'ils devront être raisonnables et ce contrôle sera effectué ex ante et ex post lors de la vérification des soldes tarifaires.

ORES demande donc à la CWaPE de reconsidérer sa position et de qualifier les charges nettes des obligations de service public comme des coûts non-contrôlables.

▪ **RESA**

Article 10, §2:

1. Doit-on en déduire que les produits fiscaux sont exclus du revenu autorisé ?
2. La notion de produits et charges exceptionnels n'existent plus dans les comptes annuels belges.

Article 12, §1, 3° et 4°: Les clients propane, qui sont des clients propres aux GRDs, rentrent-ils dans cette définition?

Article 12, §1, 11°: Les surcharges pension InterMosane électricité et gaz rentrent-elle dans la définition des charges de pensions non capitalisées ? Nous avons constaté que les tableaux du modèle de rapport relatifs à ces charges de pensions non capitalisées n'étaient réservés qu'à ORES. Nous avons cependant également ce type de coûts au sein de RESA suite à la reprise de la Ville de Liège.

Article 12, §2 : les achats d'énergie pour les pertes en réseaux, la gestion des certificats verts, le transit via le GRD des charges de transport... induisent des coûts administratifs qui devraient être considérés comme non contrôlables. Nous rappelons par ailleurs que RESA a toujours plaidé pour que ces coûts de transport soient facturés en direct par le GRT aux fournisseurs.

Quelle est l'explication du retrait des investissements « *dimming* » Éclairage Public de la liste des coûts non contrôlables ? Ces coûts avaient été considérés comme peu prévisibles par la CWaPE lors des

groupes de travail et figuraient par conséquent dans la liste des coûts non contrôlables des actes préparatoires relatifs à la Typologie des coûts.

- **INTER-REGIES**

Article 13 : L'article 12 § 1^{er} énumère une série de charges et produits opérationnels devant être considérés comme « non contrôlables » tandis que l'article 13 indique que ce qui n'est pas considéré comme non contrôlables est de facto considéré comme contrôlables.

Cette façon de présenter les choses pourrait erronément laisser à penser au lecteur non averti que la CWaPE considère de nombreux coûts des GRD comme non contrôlables, ce qui n'est évidemment pas le cas. Soulignons que plusieurs éléments énumérés à l'art. 12 § 1^{er} (ex. : couverture des pertes de réseau) doivent évoluer dans un corridor de coûts pour être considérés comme non contrôlables.

Art. 12 §2 : On peut se poser la question s'il est logique de ne pas majorer des charges (partiellement) non contrôlables par des coûts de gestion administrative. Prenons le cas d'une personne spécialisée en charge de l'achat de l'énergie pour la couverture des pertes de réseau. Pourquoi les frais de gestion administrative ne pourraient-elle pas être considérés comme coûts non contrôlables ?

- **REW**

Article 12 §1 : D'une manière générale, la décision relative au projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble insuffisamment motivée et compliquera la tâche du Parlement wallon fixé à l'art. 22 du Décret. Ainsi, la CWaPE ne justifie nulle part en quoi les charges et produits opérationnels listés à cet article sont non contrôlables et pourquoi d'autres en sont exclues comme celles par exemple relatives aux charges nettes liées aux immobilisations alors qu'elles sont issues du plan d'adaptation des GRDs déjà validé par la CWaPE. De plus, les pourcentages d'amortissement sont fixés par la CWaPE dans sa méthodologie. Nous relevons ici un manque de cohérence.

Article 12 §2 : La CWaPE indique à cet article que les charges et produits non contrôlables ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes. La CWaPE ne peut nier l'existence des charges importantes associées à la gestion des charges et produits opérationnels non contrôlés comme par exemple les dossiers relatifs aux marchés publics à initier pour certains de ces coûts, le contrôle et la validation des coûts à refacturer comme les coûts de transport, le processus de réconciliation), le calcul, contrôle et la validation de déductions comme redevance de voirie, les primes qualiwatt et cetera. Ces coûts sont réels et doivent être pris en compte pour répondre aux dispositions de l'article 4 §2 5° b) qui impose que les tarifs reflètent la structure des coûts de réseaux.

La CWaPE ne peut adopter deux poids deux mesures sur le traitement de ces coûts. Elle admet en effet (art 127 §2) au travers de la péréquation tarifaire des coûts de transport que les charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation puissent être ajoutées aux charges nettes d'utilisation du GRT et être couvertes par les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du GRT.

- **Position de la CWaPE**

Par les articles 9 et 10 de sa proposition de méthodologie tarifaire, la CWaPE définit la notion et les natures comptables des charges nettes opérationnelles et ce, en application de l'article 3, 1° du décret du 19 janvier 2017. Les articles 11, 12 et 13 classifient quant à eux ces charges nettes opérationnelles selon deux catégories à savoir, les charges dites contrôlables et les charges dites non contrôlables.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Éléments constitutifs du revenu autorisé – Les charges nettes opérationnelles », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes.

De manière préalable, la CWaPE souhaite apporter une clarification concernant le terme «contrôlable» employé par le projet de texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Ainsi, cette terminologie ne vise pas le contrôle total de la charge par le gestionnaire de réseau de distribution mais bien le caractère direct du contrôle de ce dernier. Comme le précise ORES dans sa réponse à la note technique relative à la typologie des coûts, « *C'est la faculté du GRD d'influencer (restreindre) à lui seul ce coût qui devra permettre de déterminer si un gain de productivité pourra être réalisé sur ce coût* ». Selon la CWaPE, le contrôle direct est la possibilité dont dispose le gestionnaire de réseau de distribution de limiter ses coûts et ce, par ses propres décisions. Dès lors, le fait de ne pas maîtriser tous les éléments d'un coût n'empêche pas les gestionnaires de réseau de disposer de moyens pour limiter celui-ci. Force est de constater que, d'un point de vue économique, les coûts sont influencés tant par des facteurs internes que par des circonstances externes issues d'un contexte global non contrôlable dont les acteurs doivent tenir compte pour gérer au mieux leurs activités.

Concernant **la demande de classification des éléments du revenu autorisé en charges contrôlables et charges non contrôlables**, il y a lieu de préciser que la classification des charges en non contrôlables se justifie à chaque fois par l'un des deux constats suivants :

- Les éléments de coûts exclusivement impactés par des facteurs exogènes qui sont en dehors du champ d'influence direct des gestionnaires de réseau de distribution. Sont ainsi visées par ce premier critère : les charges de transit, les charges de réconciliation, les charges relatives à la redevance de voirie, les taxes, surcharges, les charges fiscales liés à l'impôt des sociétés et les cotisations de responsabilisation.
- Il existe un risque de prévisibilité des volumes relatif d'une part, à l'exécution des missions d'obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau par le législateur et d'autre part à ses achats de pertes en réseau électrique. Sont ainsi visées par ce second critère : les achats d'électricité ou de gaz pour sa clientèle propre, les achats de certificats verts, les primes QualiWatt, les coûts de réseau, les indemnités de retard de placement des compteurs à budget et les achats de gaz SER.

Concernant **la demande de qualification de l'ensemble des charges nettes des obligations de service public en charges non contrôlables**, la CWaPE ne répond pas favorablement à la demande des gestionnaires de réseau de distribution, ces coûts répondant indéniablement à la notion de coûts contrôlables au sens rappelé ci-dessus. La CWaPE rappelle que si les obligations de service public sont imposées par des dispositions légales et ce, allant jusqu'à définir parfois les procédures à suivre, les gestionnaires de réseau de distribution doivent quant à eux veiller à exercer leurs missions de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts comme le précise les principes visés à l'article 4, §2 2° du décret tarifaire.

Le décret tarifaire est sans incidence à cet égard. Ainsi, si l'article 4, § 2, 10°, du décret tarifaire du 19 janvier 2017 mentionne que les coûts nets des missions de service public imposées par les dispositions fédérales ou régionales non couverts par des surcharges ou droits spécifiques sont intégrés dans les tarifs de manière transparente et non discriminatoire, il précise également que la CWaPE dispose de la possibilité d'en contrôler le caractère raisonnable. Les travaux préparatoires ajoutent en outre que « *l'intégration dans les tarifs des coûts nets des obligations de service public n'empêche pas le régulateur de vérifier comment le gestionnaire de réseau répercute ces coûts,*

*d'autant que la disposition précise que la CWaPE contrôle le caractère raisonnable de ces coûts »². Cette disposition n'impose dès lors pas au régulateur de considérer les coûts relatifs aux obligations de service public comme non contrôlables ou comme devant en toute hypothèse être intégralement répercutés dans les tarifs, ce qui constituerait d'ailleurs une atteinte à l'indépendance du régulateur wallon. En la matière, la CWaPE rappelle les conclusions de l'arrêt de la Cour constitutionnelle n° 71/2016 daté du 25 mai 2016 suite au recours de la CWaPE, qui considère que : « Il ressort néanmoins de la disposition de la directive précitée que l'autorité ne peut pas édicter de façon unilatérale le choix d'une qualification déterminée d'un coût préalable à la fixation du tarif à imposer et de sa méthodologie, étant donné que celui-ci relève de la compétence exclusive du régulateur indépendant de l'énergie. ». Le décret tarifaire ne précise pas non plus selon quelles modalités et critères la CWaPE doit contrôler le caractère raisonnable des coûts nets des obligations de service public. La CWaPE est donc parfaitement en droit de qualifier ces coûts comme des coûts contrôlables dont le caractère raisonnable doit être apprécié *ex ante* et qui sont répercutés dans les tarifs au travers de l'octroi d'une enveloppe budgétaire fermée, calibrée pour couvrir intégralement les coûts considérés comme raisonnables par la CWaPE au moment où ils sont budgétés par le gestionnaire de réseau. Cette possibilité est d'ailleurs confirmée par les travaux préparatoires du décret tarifaire qui précisent que la CWaPE pourra, à l'avenir, se baser sur un autre système que le système dit « Cost Plus » « pour inciter, par exemple, à une amélioration du rapport coût/efficacité de la gestion du réseau »³. En toute hypothèse, la CWaPE observe que les gestionnaires de réseaux disposent d'une double protection contre les augmentations imprévues des coûts relatifs aux obligations de service public qui ne seraient pas couvertes par les tarifs. D'une part, le projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023 tient compte, au travers de son projet de texte de méthodologie tarifaire, des demandes formulées expressément par ORES à l'occasion des groupes de travail sur la typologie des coûts qui s'exprimait en ces termes : « Tout effet lié à une variation de volume ou de quantité doit être neutralisé et considéré comme non contrôlable. ». D'autre part, il est toujours possible pour les gestionnaires de réseau de demander une révision du revenu autorisé budgété *ex ante* en cas de nouvelles missions et ou d'obligations de service public impactant significativement leur situation financière.*

Au vu de ces motifs, la CWaPE conteste donc faire obstacle à la mise en œuvre de la politique wallonne dans le secteur de l'énergie en qualifiant les charges des gestionnaires de réseau de distribution pour les obligations de service public de « contrôlables ». Par cette qualification, la CWaPE se limite à responsabiliser les gestionnaires de réseau de distribution afin de les inciter à une gestion efficace de leurs missions d'obligations de service public avec pour objectif une optimisation du rapport coût/efficacité.

Concernant les charges de pensions complémentaires non capitalisées qui serait passées selon ORES, sans aucune justification, d'un régime de coûts contrôlables dans les actes préparatoires de 2015, à un régime de coûts non contrôlables dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE rappelle que ces charges ont été qualifiées de coûts échoués et traitées comme telles par le régulateur fédéral (la CREG) au cours des périodes réglementaires précédentes ; traitement que la CWaPE a conservé au travers de son acte préparatoire, de sa note technique sur la typologie des coûts présenté lors des groupes de travail en 2015 et de son projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023, et qui n'avait jamais fait l'objet de remarque contraire. Enfin, la CWaPE précise que ces charges feront l'objet d'un traitement identique pour ORES et RESA et que les modèles de rapport seront adaptés en conséquence.

Concernant la demande de qualifier de non contrôlables les coûts liés à la gestion administrative

² 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. 8.

³ 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. 6.

des coûts non contrôlables, la CWaPE y répond négativement et renvoie le lecteur à la classification des éléments du revenu autorisé exposée. A titre d'exemple, la CWaPE ne voit pas de raison de traiter différemment les coûts d'un service administratif en charge des achats de pertes, des coûts de ce même service en charge de la passation des autres marchés publics. Les coûts de ce service sont directement liés au contrôle des gestionnaires de réseau de distribution et ne rentrent nullement dans le cadre de la neutralisation d'un facteur exogène ou d'un risque de prévisibilité de volumes.

Concernant la demande d'instauration d'une nouvelle catégorie de charges opérationnelles intitulée « Charges influençables » pour les achats d'énergie liés aux pertes et à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, la CWaPE précise qu'elle avait initialement envisagé de créer une troisième catégorie de charges dites « charges partiellement contrôlables » afin d'y inclure notamment les charges soumises à l'application de couloir de prix (tels les achats d'énergie et achats CV) et les charges liées à l'application de délais de placement limités (telles les indemnités fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget). Dans un souci de clarté de son projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE a décidé d'une part, de limiter à deux le nombre de catégories de charges opérationnelles, à savoir les charges contrôlables et les charges non contrôlables et d'autre part, de classer ces charges « partiellement contrôlables » dans la seconde catégorie. Toutefois, même si les terminologies « influençables » ou « partiellement contrôlables » ne sont pas reprises dans le projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023, les achats d'énergie et les achats de certificats verts sont traités comme tel par les articles 107 et suivants du projet de texte de méthodologie tarifaire.

Concernant la demande de justification de la classification des indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (CàB) comme coûts non contrôlables, la CWaPE rappelle que si les retards de placement des CàB incombent aux gestionnaires de réseau de distribution, le montant des indemnités journalières sera fixé quant à lui par le marché ou la CWaPE et constitue dès lors un facteur exogène hors du contrôle des gestionnaires de réseau de distribution. Toutefois, au travers des dispositions visées à l'article 111 du projet de texte de la méthodologie tarifaire, la CWaPE a souhaité limiter le montant des indemnités pouvant être porté à charge des tarifs de distribution et inciter le gestionnaire de réseau à gérer au mieux le placement des compteurs à budget. En outre, la CWaPE invite le lecteur à prendre connaissance des mesures incitatives en matière de traitement des coûts liés aux placement des compteurs à budget au titre IV – Le calcul et le contrôle des écarts entre le budget et la réalité – du projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023.

Concernant la demande de justification du retrait des investissements de « *dimming* » de la liste des charges non contrôlables telle que communiquée par la CWaPE lors d'un groupe de travail sur la typologie des coûts en date du 10 décembre 2015, la CWaPE est d'avis que les investissements de type *dimming* devraient pouvoir être financés principalement par les économies d'énergies qu'ils engendrent. Ceci doit se comprendre dans le cadre des évolutions plus larges prévues à l'arrêté du Gouvernement wallon 6 novembre 2008 relatifs aux obligations de service public, imposées aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public. Ces évolutions visent à introduire des modifications au niveau du cadre législatif de nature à donner aux villes et communes et aux gestionnaires de réseaux de distribution les moyens d'investir pour moderniser le parc d'éclairage public communal et ce, sans augmenter les tarifs de distribution. C'est dans ce contexte que le caractère contrôlable des investissements en *dimming* doit s'entendre.

Concernant la **justification de la classification des charges nettes liées aux immobilisations comme charges contrôlables**, la CWaPE est que celle-ci est cohérente avec l'approche *revenue cap TOTEX* choisie. Les plans d'adaptation, même si validés par la CWaPE, doivent toutefois être élaborés en étroite relation avec les moyens financiers dont disposent les gestionnaires de réseau de

distribution au travers des principes de la méthodologie tarifaire. En outre, la CWaPE estime qu'il est cohérent de fixer les durées d'amortissement au travers de la méthodologie tarifaire et ce, afin que les gestionnaires de réseau de distribution ne soient pas incités à amortir moins vite que la durée de vie effective des actifs sous-jacents.

Concernant **les catégories du Plan Comptable Minimum Normalisé dans lesquels les charges nettes opérationnelles peuvent rentrer**, la CWaPE entend les remarques formulées par les gestionnaires de réseau de distribution et est d'avis d'adapter l'article 10, § 1^{er}, de son projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023 en incluant la catégorie 77 relative aux régularisations d'impôt et reprises de provisions fiscales et en modifiant les intitulés des catégories 66 et 76 respectivement par « Charges d'exploitation ou financières non récurrentes » et « Produits d'exploitation ou financiers non récurrents ».

Concernant **l'activité de commercialisation du gaz propane**, la CWaPE qualifie cette activité de non régulée à la lecture des dispositions du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régionale du gaz.

Concernant la demande de facturation des coûts de transport d'électricité aux fournisseurs directement par le gestionnaire de réseau de transport, la CWaPE renvoie le lecteur aux dispositions visées à l'article 4, §2, 21° du décret tarifaire relatives à la répercussion des tarifs de transport d'électricité qui précisent que : « *Le gestionnaire de réseau de distribution répercute et adapte, dès la modification de ses tarifs par le régulateur compétent, les coûts d'utilisation du réseau de transport électricité. La CWaPE approuve et contrôle ces coûts, refacturés via les tarifs spécifiques, conformément à la procédure décrite à l'article 15, §4. Cette règle n'est pas applicable si une législation particulière impose leur facturation directement par un autre organisme que les gestionnaires de réseau de distribution.* »

▪ **Adaptation(s) apportées au(x) article(s) du projet de méthodologie tarifaire**

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	<i>Autres produits d'exploitation dont le cas échéant les produits issus des tarifs non-périodiques</i>
75	<i>Produits financiers</i>
76	<i>Produits d'exploitation ou financiers non récurrents</i>
77	<i>Régularisations d'impôt et reprises de provisions fiscales</i>

2.1.3. Section 3: Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques

2.1.3.1. Définition

- **ORES**

ORES souhaite d'abord rappeler le contexte économique et opérationnel des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, ainsi que les enjeux et coûts qui en résultent pour l'ensemble des GRD. En effet, les GRD opèrent dans un marché qui a considérablement évolué depuis la dernière décennie et qui fait face à trois changements majeurs : (i) la transition énergétique, (ii) la digitalisation de la société et (iii) le recours à de nouveaux modèles de régulation inédits.

2.1.3.2. La transition énergétique

Aux risques liés à la mise en place d'une nouvelle méthodologie tarifaire (voir 1.3) vient s'ajouter la modification du secteur à la suite de la transition énergétique.

Les objectifs européens pour l'énergie (tels que la diminution des émissions de gaz à effet de serre de 40%, l'inclusion de 27% d'énergie issue de sources renouvelables dans le mix énergétique, et une efficacité énergétique accrue de 25% à l'horizon 2030) ont un impact inévitable sur l'évolution des réseaux de distribution d'énergie et entraînent une adaptation nécessaire en matière de gestion de ces réseaux. Afin de s'engager dans la transition énergétique, les GRD doivent adapter leur réseau, leurs processus et mettre en œuvre de nouveaux projets. La transition énergétique nécessite donc l'engagement de coûts importants pour les GRD.

Ainsi, la transition énergétique nécessite des GRD des investissements importants dans l'intelligence des infrastructures (déploiement de réseaux intelligents et des compteurs intelligents) et le développement des applications des systèmes de gestion d'informations qui vont de pair avec cette intelligence. Le développement de cette intelligence dans les réseaux a pour but de limiter, par des solutions innovantes/technologiques, les très fortes hausses de coûts qui découleraient, en leur absence, de la nécessité de renforcer purement et simplement les réseaux. Cette solution comporte une phase de développement associée à une forte proportion d'investissements en actifs incorporels, dont l'amortissement se réalise sur une période beaucoup plus courte que celle des actifs traditionnels de réseau suivie, en régime, de coûts de maintenance (dont les licences et le keep-it running), d'infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et d'expertise conséquents. La transition du secteur induit également sa part de risques pour les GRD. Ceux-ci se matérialisent de différentes façons. Tout d'abord, il existe un accroissement majeur du risque technologique et d'obsolescence (déploiement des compteurs communicants et des smart grid).

Ensuite, en ce qui concerne plus particulièrement la distribution de gaz, la concurrence d'énergies alternatives (mazout, pellets, pompes à chaleur, énergie solaire, etc.) et le fait que le réseau wallon soit proche de la saturation entraînent de grandes incertitudes sur la viabilité financière du réseau de gaz naturel à moyen terme.

Enfin, en ce qui concerne la distribution d'électricité, on constate d'ores et déjà une forte diminution

des volumes distribués alors que l'utilisation des réseaux est beaucoup plus intensive, plus volatile et moins prévisible qu'auparavant. Cette diminution est liée au développement des productions décentralisées et des mécanismes de soutien mis en place en Région wallonne. Pour l'avenir, l'évolution technologique, notamment en matière de stockage, et la parité réseau du photovoltaïque, renforceront significativement ce mouvement de baisse des volumes distribués et d'accroissement de la sollicitation des réseaux.

L'évolution du marché décrite ci-dessus impose aux GRD un nouveau « business model », qui est marqué par les caractéristiques suivantes :

- une décentralisation des sources d'énergie ;
- une augmentation des coûts du réseau afin de faire face aux défis de la transition énergétique
- une diminution des volumes distribués ;
- une sollicitation accrue des réseaux ; et
- une rentabilité croissante de la déconnexion au réseau.

Il s'en suit un risque de cercle vicieux : alors que les coûts de réseaux augmenteront pour faire face à l'adaptation des réseaux requise par la transition énergétique (gestion dynamique des réseaux), les volumes continueront à baisser, détériorant ainsi la compétitivité des activités de réseau et entraînant un risque réel de moins-value sur les réseaux.

En outre, les GRD doivent faire face à de nombreuses surcharges et à des obligations de service public (« **OSP** ») qui viennent se rajouter aux tarifs (et qui ne sont donc pas supportées si les tarifs ne sont pas payés). Cette augmentation des tarifs ne fait qu'exacerber l'incitant des URD à se déconnecter du réseau.

2.1.3.3. La digitalisation de la société

Les GRD doivent pouvoir offrir un niveau de service qui s'intègre dans le monde numérisé actuel et correspond aux attentes actuelles des clients. Ceci nécessite d'optimiser les différents canaux de communications et d'interactions avec les clients en favorisant leur autonomie, de simplifier le parcours du client, de fluidifier les interactions, d'accélérer l'exécution des services, et de permettre un suivi continu de l'état d'avancement des dossiers via les moyens de communications privilégiés par les clients. En outre, la Région wallonne poursuit une stratégie de transformation digitale, notamment en matière de coordination des chantiers. Ceci implique :

- une vectorisation du réseau ;
- d'échanger les informations de programmation avec de nombreux autres acteurs via une plateforme électronique ;
- d'échanger et de gérer les informations de coordination par chantier (plans de réalisation ou plans as-built).

A ce titre, le Gouvernement wallon va créer un portail informatique sécurisé permettant la collecte, la validation, la structuration et la circulation des informations, la gestion de la programmation, de la coordination et des autorisations d'ouverture de chantier.

L'intégration dans ce monde numérisé nécessite de nouveaux processus d'exploitation de réseaux, de collecte et de traitement de données et d'informations, qui soient intégrés, agiles et fluides. Les volumes de données et la rapidité avec laquelle celles-ci doivent être traitées et échangées avec des tiers est sans commune mesure avec ce qui se faisait dans le passé. En outre ces nouveaux processus d'exploitation induisent de facto une « dette technique » d'applicatifs existants devenus obsolètes.

2.1.3.4. Les risques liés à la régulation

Les risques liés à la mise en place d'une nouvelle régulation tarifaire sont nombreux : nouveau processus sans historique, nombreux paramètres figés *ex ante*, niveau élevé du facteur X, année de départ basée sur un scénario « business as usual » jugé inadapté (obsolète) et ne prenant pas en compte des derniers développements technologiques et techniques, prise en compte d'une inflation insuffisante pour couvrir l'évolution réelle des coûts, prise en compte partielle des coûts de la transition énergétique, etc.

Si ces risques se matérialisent, ils peuvent conduire à un recouvrement insuffisant des coûts des GRD et à un rating défavorable des GRD, et par conséquent mettre en péril la capacité de financement externe des GRD et la qualité des services publics qu'ils fournissent. Comme le démontre le tableau repris en Annexe 1, l'agence Moody's estime que le rating d'un GRD dépend à hauteur de 40 % du contexte régularoïre et du cadre de propriété des actifs. En particulier, la stabilité et la prédictibilité du régime régulateur pèsent à concurrence de 15% de la notation.

La fixation d'une méthodologie tarifaire adéquate représente donc un enjeu majeur pour les GRD et les URD.

C'est en prenant en considération ce contexte particulier et changeant que la CWaPE doit établir la méthodologie tarifaire 2019-2023. Dans ce cadre, elle se doit de bien cerner les nouveaux enjeux, de même que les coûts et les risques induits par le changement du secteur dans lequel évoluent les GRD.

- **UVCW**

Les projets spécifiques autorisés par le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 se limitent au déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel.

Les budgets apparaissent très limités et insuffisants pour assurer une véritable transition vers les réseaux intelligents. Ils couvrent les dépenses opérationnelles (par ex. le placement des compteurs intelligents) ; par contre, ils ne couvrent pas les dépenses d'investissement de ces projets spécifiques (par ex. le coût des compteurs) qui sont assimilés aux investissements du GRD. Les investissements du GRD étant capés pour les amortissements sur une enveloppe fermée définie sur la base de 2017, le GRD ne pourra pas continuer à investir dans le renouvellement du réseau et à la fois dans le déploiement des compteurs intelligents.

Par ailleurs, les budgets spécifiques ne permettront pas de soutenir financièrement la digitalisation indispensable à l'évolution vers un smart grid. Or, en vue d'intégrer toujours plus d'énergie renouvelable tout en limitant les renforcements des réseaux actuels, il apparaît indispensable d'inciter à la flexibilité de la demande et de permettre l'introduction de tarifs dynamiques encourageant le déplacement de consommations non captives aux heures de fortes productions renouvelables. Cette évolution nécessite le déploiement des compteurs intelligents et implique une digitalisation des données de consommation dont le volume à traiter sera beaucoup plus important qu'aujourd'hui.

- **FEBELIEC**

Concernant les projets spécifiques, Febeliec comprend l'approche de la CWaPE, mais demande de veiller strictement à ce que le nombre et la nature de projets spécifiques restent très limités et

seulement appliqués dans des cas pertinents et concrets, afin d'éviter que des projets qui ressortent de l'opération normale des gestionnaires de réseau soient visés par un tel mécanisme. Febeliec se demande notamment quelle est la prévision de la CWaPE sur le déploiement des compteurs communicants en Région Wallonne, dans la mesure où certains tarifs proposés sont basés sur des concepts qui ne sont réalisables que dans la mesure d'un déploiement global et complet de compteurs communicants.

- **RESA**

Article 14 : quelle sera l'attitude de la CWaPE envers une demande de budget spécifique pour un projet dont le besoin serait justifié lors de la période 2019-2023 mais qui ne serait ni en lien avec la promotion du gaz, ni en lien avec les compteurs communicants ? Parmi les exemples, on peut citer le rôle probable de *Flexibility Data Manager* (FDM) ou encore une obligation qui surviendrait en matière de conversion de gaz L/H, etc...

Article 14, §3 : dans le cas où le principe de plafond Totex serait maintenu, l'amortissement des investissements et les désaffectations relatifs aux projets spécifiques ayant fait l'objet d'un accord de la CWaPE, devraient être intégrés dans le revenu autorisé sans application du plafond et ce, sur la totalité de la durée de l'amortissement. La valeur nette comptable résiduelle d'un projet devrait également être intégrée au revenu autorisé en cas d'arrêt d'un projet.

- **INTER-REGIES**

Article 14. § 1er. : Pourquoi les projets spécifiques en électricité doivent-ils se limiter aux compteurs intelligents ? Pourquoi d'autres projets spécifiques liés aux réseaux intelligents au sens large du terme et nécessaire à la transition énergétique en sont exclus ? La CWaPE avait pourtant permis aux GRD de disposer d'une enveloppe de coûts supplémentaires lors de la période tarifaire transitoire pour financer des projets liés au réseau intelligent.

Il importe également pour les GRD d'avoir la possibilité d'introduire en cours de période régulatoire un budget spécifique pour un nouveau projet (si la rentabilité de ce projet est avérée).

- **AIEG**

Concernant les projets spécifiques, ne serait-il pas possible d'intégrer d'autres projets dont la finalité est une réduction des charges liées aux Obligations de Service Public en concertation avec la CWaPE et moyennant un rapport circonstancié ?

- **REW**

Le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE a pour base légale le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017 (« Décret tarifaire »).

Ce décret fixe en son art. 4 § 2 une série de principes (lignes directrices) que la CWaPE doit respecter dans le cadre de l'élaboration de son projet de méthodologie tarifaire.

La Décision CD-17c31-CWaPE-0083 et plus spécifiquement son art 14 n'explique pas pourquoi et ne

motive en rien que la CWaPE limite les projets spécifiques à un seul projet, les compteurs communicants, pour les gestionnaires de réseau de distribution électrique.

La méthodologie tarifaire proposée ne répond pas aux exigences du décret en la matière qui fixe en son art 4 §2 5° d) des objectifs bien plus ambitieux auquel le projet de méthodologie n'apporte pas de réponse.

Les réseaux intelligents ne se limitent pas aux compteurs communicants. Nous plaçons afin que d'autres projets nécessaires à la transition énergétique puissent également faire l'objet de budgets spécifiques.

- **Confédération Construction Wallonne (Renewable Energy Platform)**

En ce qui concerne **le déploiement des compteurs intelligents**, Fedelec, la fédération des électriciens de la REP avait déjà entamé une réflexion avec un GRD sur le sujet. Cela peut s'avérer être un outil très utile pour une gestion dynamique de l'énergie même s'il reste important de préserver la vie privée et déterminer précisément l'utilisation des données et surtout qui y aura accès ?

Cela va en outre être une occasion pour l'électricien d'alerter le ménage sur la nécessité d'entretenir/rénover son installation électrique.

- **Position de la CWaPE**

Par l'article 14 de son projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE définit la nature des projets spécifiques pour lesquels les gestionnaires de réseau de distribution peuvent prétendre à un budget complémentaire pour la période régulatoire 2019-2023. Ces budgets spécifiques se rapportent spécifiquement au déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel. Les articles 15 et 16 se rapportent au contenu des dossiers de demande de budget spécifique tandis que les articles 17 et 18 abordent respectivement les rapports annuels d'avancement et les cas de révision et d'abandon de ces projets spécifiques.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Eléments constitutifs du revenu autorisé – Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques -Définition», la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes.

De manière préalable, il y a lieu de réitérer **la position de la CWaPE en matière de transition énergétique** exprimée à l'occasion des rencontres de l'énergie organisées courant de l'année 2016 avec l'ensemble des acteurs de marché et communiquée à la Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie du Parlement de Wallonie dans le cadre des auditions sur la gouvernance climatique. Ainsi, la CWaPE est consciente que le développement des productions décentralisées à partir de source d'énergie renouvelable, les nouveaux usages énergétiques (véhicules électriques, CNG, pompes à chaleur, systèmes de stockage individuels, etc.) ainsi que les nouvelles technologies (compteurs communicants, objets connectés) rend la transition énergétique inéluctable. Cette transition offre de nouvelles opportunités pour les acteurs de marché mais également de nouveaux défis à relever notamment pour les gestionnaires de réseau de distribution qui voient leur métier évoluer.

Toutefois, un certain nombre de conditions nécessaires ont été identifiées par la CWaPE pour avancer favorablement sur le chemin de la transition énergétique dont notamment la pérennisation du réseau public et de son financement tout en permettant l'innovation. Le mot d'ordre « Tous au réseau » doit, selon la CWaPE, être privilégié pour maintenir une solidarité entre tous les

utilisateurs. L'assiette contributive du financement du réseau mais aussi des obligations de service public, des surcharges et des taxes ne peut en effet pas se réduire au gré du développement de solutions individuelles hors réseaux qui accompagnent parfois l'émergence de productions décentralisées. L'alimentation en énergie par le biais d'un raccordement réseau est une garantie minimale qui doit être offerte à un coût supportable, à tout client final qui n'a pas la capacité, l'envie, les moyens ou les droits nécessaires pour développer d'autres solutions d'approvisionnement hors réseau. **La « solution réseau » doit rester abordable, équitable et financée par tout utilisateur.** Il convient dès lors de mettre en place un mode de tarification qui concilie les innovations technologiques avec la pérennisation du financement des réseaux, obligations de service public, taxes et surcharges.

Au travers de son projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE veille dès lors à offrir des moyens complémentaires aux gestionnaires de réseau de distribution afin de répondre aux besoins objectifs de l'innovation technologique qui leur sont imposés par la transition énergétique tout en garantissant un accès au réseau « payable » pour les utilisateurs de réseau. C'est la raison pour laquelle la CWaPE a souhaité limiter, pour la période régulatoire 2019-2023, l'octroi de budget spécifique aux projets relatifs au déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel, dont les gains ou les coûts évités espérés se réalisent majoritairement au-delà de la période 2019-2023 ou en dehors du budget du gestionnaire de réseau, ce qui justifie que les coûts nets de ces projets soient traités via des enveloppes spécifiques

Ainsi, concernant **le déploiement des compteurs communicants**, la CWaPE est d'avis que ce déploiement répond d'une part, à la mise en œuvre d'objectifs énergétiques européens et répond d'autre part, à une double nécessité technique à savoir, le remplacement des compteurs à budget électricité dont la disparition est programmée à moyen terme et l'obsolescence des compteurs électromécaniques. Ce déploiement s'avérant inéluctable au regard des missions et obligations que le gestionnaire de réseau de distribution doit remplir, nécessite des développements et des investissements complémentaires de la part des gestionnaires de réseau de distribution requérant des moyens financiers additionnels qui leur seront octroyés au travers de budget spécifique. A la demande du Ministre de l'Energie souhaitant mieux cibler la cadence de déploiement et le public cible, la CWaPE travaille actuellement sur l'actualisation de l'étude sur l'analyse coûts-bénéfices du déploiement des compteurs intelligents. Cette étude, dont les résultats devraient être communiqués pour la fin d'année 2017, viendra préciser les principaux postes de coûts et de bénéfices attendus par le déploiement des compteurs intelligents et compléter la vision tarifaire de la CWaPE. Néanmoins, si le bénéfice à long terme d'un tel projet de déploiement devait être avéré, la méthodologie tarifaire en permettra son financement pour la période 2019-2023 via les budgets spécifiques.

Concernant **le projet spécifique inhérent à la promotion des réseaux de gaz naturel**, la CWaPE est d'avis qu'il y a lieu de poursuivre le développement du gaz naturel en tant qu'énergie de transition permettant à la fois de diminuer les émissions de CO2 et de polluants atmosphériques et de soutenir la pérennité du réseau de gaz naturel par la diminution, ou à tout le moins le maintien du prix de la distribution. Initiée en 2016 par ORES et en 2017 par RESA, la CWaPE souhaite poursuivre, pour la période régulatoire 2019-2023, la promotion des réseaux de gaz naturel en Région wallonne tout en veillant à garantir à terme une rentabilité et donc une baisse des tarifs pour les utilisateurs de ces réseaux.

Concernant **la demande de budget spécifique inhérent aux développements de l'intelligence des réseaux (également appelé *smart grids*)**, la CWaPE est d'avis que les analyses et recherches actuellement en cours ne sont pas suffisamment matures pour permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'établir, pour le 1^{er} janvier 2018, de manière détaillée des *business plan* comme l'impose le projet de texte de la méthodologie tarifaire. Toutefois, la CWaPE ne peut nier que le développement des réseaux intelligents requiert la mise en œuvre de nouveaux moyens

informatiques et invite dès lors les gestionnaires de réseau de distribution à tenir compte de ces nouvelles charges d'exploitation et ou d'investissement liées à l'intelligence des réseaux, en les intégrant comme « coûts de transformation » pour l'élaboration de leur revenu autorisé initial 2019. Concernant la détermination du revenu autorisé, la CWaPE renvoie le lecteur au titre II « Revenu autorisé - Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé du présent rapport de consultation ».

Finalement, concernant la demande d'introduction, en cours de période régulatoire, de budget spécifique pour un projet qui ne serait pas en lien avec les deux projets spécifiques visés par le projet de méthodologie, la CWaPE renvoie le lecteur aux dispositions visées à l'article 54 du projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023 fixant les hypothèses spécifiques de révision ponctuelle du revenu autorisé fixé *ex-ante*.

Sur la base des motivations exposées ci-avant, la CWaPE est d'avis de ne pas procéder à une adaptation de l'article 14, §1^{er} du projet de texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023.

2.1.3.5. Dossier de demande de budget spécifique

▪ ORES

Article 15 – La méthode de calcul de la rentabilité des projets spécifiques doit être exhaustive et transparente, respecter le principe de non-discrimination et les principes de stabilité et de prévisibilité (article 4, §2, 1°, du Décret tarifaire).

Les principes de transparence, de non-discrimination ainsi que de stabilité et de prévisibilité de la régulation garantissent aux GRD que la méthode de calcul de la rentabilité des projets spécifiques soit définie de manière claire et précise afin que les GRD puissent établir leur proposition de budget spécifique sur la seule base de la méthodologie tarifaire.

Ces principes sont consacrés par l'article 4, § 2, 1°, du Décret tarifaire qui dispose que :

« 1° la méthodologie tarifaire est exhaustive et transparente, de manière à permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base. [...]

Les éventuels critères de rejet de certains coûts sont non-discriminatoires et transparents ».

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE ne précise pas la méthode de calcul de la valeur actualisée des différents projets spécifiques.

Or, l'expérience a démontré qu'il est primordial que la méthodologie tarifaire fixe au préalable la méthode de calcul de la rentabilité d'un projet. En effet, la rentabilité d'un projet peut être appréciée selon différentes méthodes : rentabilité en termes de valeur actualisée nette (« VAN »), selon la méthode des *discounted cash-flow*, ou en vertu de son impact tarifaire.

Par ailleurs, la CWaPE ne précise pas non plus les catégories de charges et de produits pouvant entrer dans les analyses de rentabilité. A titre d'exemple, lors de la séance de présentation de la méthodologie tarifaire du 31 mars 2017, la CWaPE a indiqué que la VAN positive à considérer est la VAN pour l'URD. Dans le cadre du comité d'accompagnement de la mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices du déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a indiqué que la VAN à considérer doit être positive au niveau sociétal. Cela démontre que la CWaPE peut apprécier l'impact des projets selon des méthodes différentes et qu'en l'absence de précision dans la méthodologie

tarifaire, les GRD ne peuvent pas prévoir la méthode que la CWaPE utilisera. La CWaPE ne peut pas se réserver le pouvoir arbitraire d'utiliser ultérieurement la méthode qui sied le plus ses intérêts lorsqu'elle décidera de rejeter les coûts d'un projet.

Plus fondamentalement, ORES est d'avis que l'approche sociétale est l'approche correcte à considérer. Limiter l'appréciation du caractère raisonnable d'un investissement au seul profit que peuvent en retirer les URD sous forme de réduction des tarifs, s'oppose à la législation applicable et en particulier aux dispositions relatives aux missions des GRD et aux principes énoncés à l'article 4, § 2, du Décret Tarifaire.

Le projet promogaz aussi doit être évalué à l'aune de ses bénéfices sociétaux. En effet, la rentabilité de ce projet pour le GRD est grevée par l'absence de recettes sur le tarif de raccordement gaz, puisque le raccordement standard gratuit constitue par ailleurs une OSP sur la base du décret gaz. Cette imposition de raccordement gratuit découle d'une volonté politique hors périmètre de promogaz dans le but de promouvoir le développement du gaz naturel en Wallonie.

En effet, le caractère raisonnable ou non d'un investissement doit être évalué à l'aune de la gestion des missions du GRD et non seulement sur la base du seul aspect de l'impact tarifaire pour l'URD.

D'ailleurs, la CWaPE le soulignait elle-même dans sa note technique relative aux « budgets spécifiques » du 21 décembre 2015 : « *La CWaPE examine si le projet présente une valeur ajoutée (valeur actuelle nette du projet positive), dans le périmètre du GRD et hors périmètre du GRD, dont une valeur ajoutée pour les URD ou une valeur ajoutée en matière de contribution aux objectifs de la politique énergétique* ».

Il convient aussi de préciser le périmètre des coûts pouvant entrer dans l'analyse de rentabilité en ce qui concerne les évolutions des applications et des systèmes de gestion des données. Les projets *Smart Meter* et *Smart Grid* par exemple sont des projets autonomes mais se soutiennent et se renforcent mutuellement. Le déploiement des compteurs communicants nécessitera par exemple la mise à jour des applications informatiques comme le GIS. Ces coûts ainsi que ceux de la maintenance (dont les licences et le *keep-it running*), des infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et de l'expertise doivent être inclus dans les budgets spécifiques.

Il convient en outre de définir le scénario de référence par rapport auquel la VAN d'un projet sera jugée. Ce scénario de référence doit être comparable en termes de service rendu ; ou la différence de service rendu doit être valorisée (dans la mesure du possible) et prise en compte comme bénéfice du projet. L'exemple du *Smart Grid* illustre par ailleurs bien la difficulté pour les GRD de faire approuver des charges supplémentaires même pour des projets sur lesquels la CWaPE se dit elle-même convaincue de l'utilité. Le Projet de Méthodologie Tarifaire ne prévoit pas de budget spécifique pour le *Smart Grid* car, malgré tous les efforts réalisés par ORES en ce sens, la CWaPE estime ne pas disposer de business case des GRD donnant une vision claire sur les phases de déploiement et le timing lié au déploiement de ces réseaux. ORES est pourtant venu présenter à différentes reprises ses business case mais elle n'a pas été en mesure de convaincre la CWaPE de l'acceptation de ces coûts, notamment parce que les bénéfices pour l'URD ne sont pas suffisamment identifiés aux yeux de la CWaPE. Ainsi, dans le cas du « *Smart grid* », la situation de référence par rapport à laquelle le projet doit être évalué est une situation où l'on décide de construire des réseaux qui permettent d'absorber toutes les puissances et les flux d'énergie dans les différentes directions et dans toutes les circonstances. Alternativement, il convient de prendre en compte la qualité incrémentale du service rendu dans les bénéfices du projet.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit également le suivi d'indicateurs de performance mais ne les définit pas. Il n'est pas non plus précisé comment l'atteinte ou non des objectifs sera prise en compte dans l'évaluation du projet ou pourra mener à un abandon de celui-ci.

Il ressort de ce qui précède que la CWaPE doit définir, en concertation avec les GRD, les méthodes de calcul de la rentabilité des projets spécifiques et des indicateurs de suivi de manière claire et précise. L'approche doit tenir compte des bénéfices sociétaux des projets et des modifications de services rendus aux URD.

▪ **RESA**

Articles 15 relatif au dossier de demande de budget spécifique :

La CWaPE va-t-elle communiquer les principaux éléments/hypothèses qui doivent alimenter les business cases afin de disposer de business cases comparables entre GRD (exemple : éléments de revenus à considérer,...)?

La rentabilité du projet est-elle déterminée dans le chef du GRD ou doit-elle tenir compte d'une analyse de coût-bénéfice sociétal ? (faut-il encore préciser la notion de « société », que se passe-t-il par exemple si le business case est négatif pour le GRD mais positif pour le fournisseur ? rien ne peut en effet garantir que cet impact sera reporté sur l'URD) ;

Dans le cadre des compteurs communicants :

- Comment peut être délimité le périmètre du projet (inclusion de SCADA, MDM, AMM, GIS, Lynx...) ?
- Comment définir les gains pour le GRD (cf. écarts avec étude CAPGEMINJ) ?
- Quelle hypothèse pendre en compte en termes de contribution directe d'un URD dans le cas d'une demande anticipée d'un compteur communicant ou en cas de déploiement généralisé ?

Article 15, §3 et §4 : la rentabilité du projet devrait être déterminée sur base d'un taux d'actualisation basé sur le CMPC **net** (charges financières déduites) car c'est uniquement ce taux net qui constitue le rendement du GRD.

▪ **REW**

Article 15 : Par ailleurs, chacun de ces projets devra faire l'objet d'un dossier de demande de budget spécifique très détaillé sur base d'un business case pluriannuel basé sur une rentabilité positive. Pour ce qui est des compteurs communicants, nous comprenons que le business case englobe les coûts et bénéfices escomptés pour les utilisateurs de réseau. Les coûts et bénéfices escomptés ne seront pas tous englobés dans l'activité du GRD et le business plan pourra en tenir compte.

Pour le premier exercice tarifaire, nous attirons toutefois l'attention du régulateur que les solutions offertes par le marché pour ce type d'application sont encore fort parcellaires.

De plus, la CWaPE pourra procéder, moyennant certaines conditions, à une révision du budget octroyé et pourra également décider unilatéralement de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée.

Enfin, l'enveloppe budgétaire complémentaire couvre uniquement les coûts opérationnels et pas les charges d'amortissement.

Compte tenu des incertitudes susmentionnées et des coûts échoués qui peuvent en découler, les GRD et leurs actionnaires ne prendront pas le risque dans ces conditions d'investir dans un projet à long terme comme les compteurs intelligents.

▪ INTER-REGIES

La CWaPE limite les budgets complémentaires à 2 projets spécifiques : le déploiement des compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel.

Les réseaux intelligents ne se limitent pas aux compteurs communicants. Nous plaçons afin que d'autres projets spécifiques liés aux réseaux intelligents au sens large du terme et nécessaire à la transition énergétique puissent également faire l'objet de budgets spécifiques.

Par ailleurs, chacun de ces projets devra faire l'objet d'un dossier de demande de budget spécifique très détaillé sur base d'un business case pluriannuel. La CWaPE pourra procéder, moyennant certaines conditions, à une révision du budget octroyé et pourra également décider unilatéralement de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée.

Enfin, l'enveloppe budgétaire complémentaire couvre uniquement les coûts opérationnels et pas les charges d'amortissement.

Compte tenu des incertitudes susmentionnées et des coûts échoués qui peuvent en découler, les GRD et leurs actionnaires ne prendront pas le risque d'investir dans un projet à long terme comme les compteurs intelligents.

Art. 15 § 3 : La CWaPE utilise le taux OLO 10 ans dans son calcul du CMPC. Est-ce d'un point de vue méthodologique compatible avec la période de max 30 ans à utiliser dans le business case ?

Art 18 § 2. : Le CMPC pourra varier d'une période tarifaire à l'autre. Quid si l'actualisation du business case après la présente période tarifaire (2019-2023) conduit à un taux de rentabilité inférieur au CMPC ?

▪ EDORA

La méthodologie prévoit la prise en compte des charges nettes opérationnelles de deux types de projets spécifiques dans le calcul du revenu autorisé. Les *investissements* dans ces projets spécifiques faisant par ailleurs partie intégrante de la base d'actifs régulés (RAB), et soumises à ce titre aux taux d'amortissements et de rendement prévus pour la RAB.

La méthodologie prévoit qu'un projet spécifique soit considéré comme rentable si son 'business case pluriannuel' tel que déposé par le GRD s'avère positif pour les utilisateurs de réseaux, à savoir s'il démontre une rentabilité supérieure au CMPC (de 3,573%) sur 30 (compteurs) ou 15 (gaz) ans.

- Qu'entend-t-on par 'business case pour les utilisateurs' ? Selon quelle méthodologie ?
- Comment la rentabilité 'pour les utilisateurs' s'articule-t-elle avec le rendement déjà prévu pour la RAB ? Pourquoi une durée de 30 ans pour les compteurs (et quel lien avec la durée d'amortissement des compteurs de 15 ans dans la RAB ?) et 15 ans pour le gaz ?
- Comment/qui définit les objectifs de ces projets spécifiques, et comment l'atteinte de ces objectifs sera-t-elle vérifiée ?
- A titre d'exemple, peut-on disposer des budgets et résultats/rentabilités liés à l'application de ce tarif pour les projets Compteurs et Atrias liés à la précédente période tarifaire ?

▪ **Position de la CWaPE**

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Éléments constitutifs du revenu autorisé - Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques - Dossier de demande de budget spécifique », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes.

Concernant **la demande de détermination du périmètre des projets spécifiques**, la CWaPE n'est pas favorable à définir unilatéralement et de manière détaillée, au travers de son projet de texte de méthodologie tarifaire les différentes catégories des éléments d'exploitation constituant le périmètre des projets spécifiques. Toutefois, afin de répondre à la demande de clarification exprimée par les gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE est d'avis que seuls les éléments de coûts opérationnels strictement nécessaires à l'exécution du projet spécifique peuvent être pris en compte dans le calcul du *business case* du projet. En outre, après examen des remarques reçues, la CWaPE comprend la nécessité, pour les gestionnaires de réseau de distribution, de prendre en compte dans le périmètre du *business case* des projets spécifiques, les charges d'investissement y relatives compte tenu notamment des coûts de désaffectation importants complémentaires inhérents au remplacement des compteurs traditionnels par des compteurs communicants, de la hausse des charges d'amortissement annuelles découlant d'une part, d'une durée de vie plus réduite des nouveaux compteurs installés et d'autre part, des coûts de développements IT activés strictement nécessaires à la mise en œuvre des projets. La CWaPE propose dès lors, de supprimer le terme « opérationnelles » à la définition du CPS « Charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques » repris à l'article 14, §2 et de rajouter un nouveau paragraphe (§3) à l'article 14 du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 afin de préciser la nature des charges nettes relatives aux projets spécifiques. Ainsi, aux charges opérationnelles sont ajoutées d'une part, les charges nettes d'immobilisations corporelles additionnelles supportées par les gestionnaires de réseau de distribution résultant de la mise en œuvre de ces projets spécifiques et d'autre part, les charges nettes d'immobilisations incorporelles additionnelles supportées par les gestionnaires de réseau de distribution découlant de l'activation, après le 31 décembre 2018, de logiciels IT strictement nécessaires aux projets spécifiques et à leur efficacité opérationnelle (hors intelligence de réseau). Cette précision implique une adaptation de l'article 15, §§ 3 et 4 du projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023. A la question des développements inhérents à l'intelligence des réseaux, la CWaPE renvoie le lecteur à la réponse donnée précédemment dans ce titre II, section 3 du présent rapport de consultation exposant la position de la CWaPE en matière de traitement des coûts liés à la transition énergétique.

Concernant **la demande de précision de la méthode de calcul de rentabilité des projets spécifiques**, la CWaPE entend la demande de clarification exprimée par les gestionnaires de réseau de distribution et les acteurs du marché. Ainsi, la rentabilité économique des projets spécifiques sera calculée sur la base des flux nets de trésorerie actualisés créés par le projet, à savoir la méthode de la Valeur Actuelle Nette (VAN). Le solde net des dépenses engagées et des produits attendus, après actualisation, permettront de calculer d'une part, le cash apporté par le projet (VAN) et d'autre part la rentabilité intrinsèque du projet (TRI = taux de rentabilité interne). Concernant le taux d'actualisation devant être pris en compte pour le calcul de la VAN, la CWaPE est d'avis que le pourcentage de rémunération autorisé (CMPC) complet doit être retenu dans la mesure où il correspond au taux de rendement minimum garanti octroyé pour la période régulatoire à l'ensemble aux actifs de réseau et ce, quel que soit leur mode de financement (dettes ou fonds propres) et leur durée de vie (5 ans à 50 ans). En outre, la CWaPE rappelle que le calcul doit tenir compte du CPMC payé par l'utilisateur de réseau au travers de ses tarifs de distribution, à savoir le CPMC complet augmenté de l'ISOC. Par ailleurs, entendu que le CPMC net est supérieur au CPMC complet, la CWaPE ne comprend pas en quoi un gestionnaire de réseau de distribution qui

défendrait la nécessité de mettre en œuvre de tels projets souhaiterait rendre encore plus strict le critère d'acceptabilité de ces derniers. Enfin, l'utilisation du CPMC complet (y compris ISOC) a été utilisé comme critère d'acceptation des budgets complémentaires 2016 et 2017 inhérents à Promogaz, ce qui n'a pas généré dans le chef des gestionnaires de réseau de distribution concernés de remarque particulière.

Concernant **l'élaboration globale de business case pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés**, la CWaPE est d'avis qu'il est dangereux de procéder à l'évaluation globale des projets d'un point de vue sociétal car, dans la mesure où la rentabilité calculée sur cette base reste partiellement dépendante des coûts et des gains générés par les autres acteurs de marché, la pérennisation et la viabilité du projet pourraient devenir incertaines dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution si ces derniers ne réalisent pas les gains escomptés. La CWaPE reste favorable à un calcul de rentabilité dans le périmètre du gestionnaire de réseau tout en y incluant les bénéfices attendus de manière relativement certaines de la mise en œuvre de ces projets pour les utilisateurs de réseau (à titre d'exemple : des recettes d'autres coûts régulés suite à la diminution des pertes non techniques). En outre, dans ce contexte, la CWaPE est d'avis que le dossier de demande de budget spécifique doit reprendre, en plus des différents éléments repris à l'article 15, §2 du projet de méthodologie tarifaire, une analyse de l'impact tarifaire de la mise en œuvre du projet spécifique sur les tarifs périodiques de distribution afin de mesurer la répercussion financière pour les utilisateurs de réseau.

Concernant **les indicateurs de suivi des projets spécifiques**, si la CWaPE ne définit pas de manière précise leur calcul, elle en définit toutefois leur objectif au travers de l'article 15, §2 4° dans la mesure où ils doivent permettre d'évaluer annuellement la rentabilité et la mise en œuvre technique des projets. La CWaPE précise que ces indicateurs sont proposés par les gestionnaires de réseau de distribution et soumis à validation de la CWaPE. Ces indicateurs de suivi seront renseignés au travers de la décision d'approbation du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution et seront annuellement suivis au travers des rapports annuels d'avancement.

Concernant **le business case pluriannuel relatif au projet de déploiement des compteurs communicants**, la CWaPE attend des gestionnaires de réseau de distribution qu'ils identifient clairement la ou les technologies (compteurs, chaîne de communication, etc.) qu'ils comptent mettre en œuvre pour répondre aux fonctionnalités minimales requises des compteurs communicants ainsi que les coûts et bénéfices liés à ce/ces choix technologiques. La CWaPE est favorable au développement d'hypothèses de travail élaborées en parallèle avec l'actualisation de son analyse coûts-bénéfices du déploiement des compteurs intelligents. Toutefois, les gestionnaires de réseau de distribution pourront le cas échéant utiliser des hypothèses de travail différentes pour autant qu'elles n'aillent pas à l'encontre des recommandations qui résulteront de l'étude susvisée. Concernant la durée de 30 ans proposée pour le calcul de rentabilité du projet, la CWaPE considère que cette durée tient compte d'un cycle complet de déploiement et remplacement complet d'un parc de compteurs communicants d'une durée de vie de 15 ans (soit 2 fois 15 ans) pour lesquels certains bénéfices escomptés ne peuvent être obtenus que moyennant une forte pénétration sur le réseau de distribution. En outre, cette durée de 30 ans se rapproche également du temps nécessaire pour un *roll-out* lent complet d'un parc de compteurs de type traditionnels, si telle devait être le scénario retenu par le gestionnaire de réseau de distribution.

Concernant **le business case pluriannuel relatif au projet de promotion des réseaux de gaz naturel**, la CWaPE est d'avis que la durée de 15 ans initialement proposée pour le calcul de rentabilité du projet est basée sur la durée de vie d'une installation de chauffage (chaudière). La durée de vie moyenne avoisinant entre 15 et 20 ans, le projet de texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023 a été modifié en son article 15, §4 pour tenir compte d'une période de minimum de quinze ans (15 ans) et de maximum vingt (20 ans).

Concernant la demande de disposer des budgets et résultats liés à l'application de plafonds complémentaires pour les réseaux intelligents et le développement de la clearing House Atrias liés aux périodes réglementaires 2015-2016 et 2017, la CWaPE souligne que cette demande ne rentre pas dans le cadre de la consultation relative au projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023. Toutefois, la CWaPE entend la demande de transparence des acteurs de marché sur les résultats de la mise en œuvre des projets spécifiques et propose qu'un résumé des rapports d'avancement annuel transmis par les gestionnaires de réseau de distribution fasse l'objet d'une publication annuelle par la CWaPE.

▪ **Adaptation(s) apportées au(x) article(s) du projet de méthodologie tarifaire**

Article 14. § 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.*

Article 14. § 3. « *Les charges nettes visées au paragraphe 2 du présent article peuvent inclure :*

- *des charges nettes opérationnelles ;*
- *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 ;*
- *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 opérationnelle⁴. »*

Article 14 § 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. »*

Article 15. § 2. « *Le dossier de demande de budget spécifique comporte :*

- *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) ;*
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 ;
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 ;
une proposition d'indicateurs de performance du projet permettant de suivre et d'évaluer annuellement sa rentabilité et sa mise en œuvre technique ;
- *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 ;*
- *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.»*

⁴ Ne sont pas visés par le paragraphe 3, 3° les logiciels informatiques relatifs à l'intelligence des réseaux (*Smart Grid*).

Article 15. § 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 ».

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

Avec :

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

$$\text{Où } CPS_{\text{variable}} = CNU_{\text{Compteurs communicants budgétée}} \times Variable_{\text{Compteurs communicants budgétée}}$$

Avec :

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

Article 15. § 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 ».

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

Avec :

- $CPS_{\text{fixe}}_{\text{Promogaz } N}$ = **charges nettes fixes** relatives au projet « promogaz », déterminées ex ante pour l'année N ;
- $CPS_{\text{variable}}_{\text{Promogaz } N}$ = **Charges nettes variables** relatives au projet « promogaz », déterminées ex ante pour l'année N.

$$\text{Où } CPS_{\text{variable}} = CNU_{\text{Promogaz budgétée}} \times Variable_{\text{Promogaz budgétée}}$$

Avec :

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

Article 17. § 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. »

2.1.3.6. Rapport annuel d'avancement

▪ ORES

Article 17, § 2 – Une date ultérieure doit être prévue pour le rapport annuel d'avancement des budgets spécifiques.

La comptabilité et les comptes ne pourront pas être clôturés au 15 février, date de la remise du rapport d'avancement. Une date ultérieure devrait être prévue.

▪ RESA

Article 17, §2 : le délai du 15 février pour la remise du rapport d'avancement nous semble court car ce dernier devra se baser sur des données issues de notre comptabilité et nos comptes ne seront pas clôturés suffisamment tôt que pour assurer ce délai.

▪ Position de la CWaPE

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Éléments constitutifs du revenu autorisé – Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques – Rapport d'avancement », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes :

La CWaPE entend la demande de postposer la date pour la rentrée des rapports d'avancement des différents projets spécifiques et, ce afin de tenir compte des données comptables clôturées. La CWaPE propose de déplacer cette date du 30 juin N+1, à savoir la date de dépôt du rapport tarifaire ex-post tel que prévu par l'article 122, §1er du projet de texte de méthodologie tarifaire.

▪ **Adaptation(s) apportées au(x) article(s) de méthodologie tarifaire 2019-2023**

Article 17, §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 :

- *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 ;*
- *l'état d'avancement de la mise en œuvre technique du projet ainsi que les explications des éventuelles déviations de planning observées ;*
- *la valorisation des indicateurs de performance préalablement définis et validés par la CWaPE ;*
- *une analyse expliquant les déviations observées par rapport aux montants initialement budgétés.*

2.1.3.7. Révision et abandon des budgets spécifiques

▪ UVCW

Nous relevons par ailleurs que le projet de méthodologie tarifaire donne la possibilité à la CWaPE, dans certaines circonstances, de mettre fin unilatéralement au projet spécifique moyennant motivation circonstanciée. En particulier, *à 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 par la méthodologie.* Ces dispositions font peser une grosse incertitude sur la tête des GRD qui ne sont dès lors nullement incités à investir dans les compteurs intelligents plébiscités par l'Europe et par le Gouvernement wallon.

▪ ORES

Articles 19, § 1er, et 116 – La CWaPE ne peut pas abandonner des projets spécifiques ni prévoir un bonus/malus sur les coûts des projets spécifiques.

Sur base de l'article 19, §1^{er}, du Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE peut décider unilatéralement de mettre fin à un projet spécifique. L'article 116 fait peser tous les risques de prévisibilité des coûts sur le GRD via le système de bonus/malus entre les coûts budgétés et les coûts réalisés.

ORES ne pourra réaliser un projet de l'ampleur de celle d'un déploiement des compteurs communicants que si elle obtient une sécurité juridique/financière quant à l'acceptation sociétale du projet et la répercussion de l'entièreté de ses coûts dans les tarifs (tant en OPEX qu'en CAPEX).

Or, force est de constater qu'aujourd'hui ORES n'a aucune certitude en la matière. ORES se trouve actuellement dans une position difficile liée au fait qu'elle investit du temps et des moyens dans l'élaboration d'un projet de comptage intelligent qu'elle estime indispensable pour répondre à ses obligations légales et que, parallèlement, le parlement et le gouvernement wallons ont un discours porteur d'incertitude par rapport à ce projet. Il est donc essentiel que le travail d'actualisation de la CWaPE soit suivi d'une prise de position claire du gouvernement wallon, au risque de créer une incohérence entre les impératifs légaux et opérationnels d'ORES et la position du gouvernement, ce qui ne peut que générer des surcoûts significatifs et inutiles.

ORES souligne que, pour des projets de l'envergure de celle du déploiement des compteurs communicants qui s'étalera en principe sur au moins trois périodes réglementaires, une régulation spécifique avec une vision de long terme, couvrant l'ensemble de l'opération doit être envisagée si l'on veut atteindre la sécurité juridique et financière demandée par ORES ainsi qu'une intégration harmonieuse dans les tarifs (coûts au début du projet et bénéfiques en fin de projet). En outre, la régulation tarifaire de ce projet doit être envisagée dans son ensemble en tenant compte des différents paramètres en jeu et notamment les risques pour les GRD. A ce titre nous soulignons que la régulation des compteurs intelligents en France tient compte, à travers de nombreux paramètres, d'un équilibre entre les intérêts des GRD et ceux des utilisateurs de réseaux, tel que:

- une bonification des CMPC lié à l'atteinte des objectifs ;
- une marge de dérive sur les coûts permettant de maintenir une rémunération partiellement bonifiée ;
- un plancher sur la rémunération des capitaux investis permettant de protéger l'actionnaire d'éventuelles dérives sur les coûts/calendrier des déploiements des compteurs intelligents ;

- un calendrier de déploiement des compteurs intelligents sur l'ensemble de la période assorti de pénalités moindre en début de période ;
- une évaluation bi-annuelle du rythme de déploiement permettant des glissements entre deux années.

- **RESA**

Article 18, §1 : le seuil « d'impact substantiel » fixé à 5% du montant total des charges nettes opérationnelles d'un projet (notification à la CWaPE) nous semble très bas.

Article 19 §1 : la possibilité laissée au régulateur de mettre fin unilatéralement au projet engendre une incertitude importante pour le GRD qui doit se lancer à long terme dans des projets et y investir des ressources. Comment seraient traités les coûts échoués en cas de décision d'arrêt d'un projet prise par le régulateur ?

- **INTER-REGIES**

Dans son PMT, la CWaPE impose aux GRD de déposer un dossier de demande de budget spécifique très détaillée pour les compteurs intelligents sur base d'un business case pluriannuel. La CWaPE peut procéder, moyennant certaines conditions, à une révision du budget octroyé et peut également décider unilatéralement de mettre fin au projet spécifique, moyennant une motivation circonstanciée. Dans le cas extrême où le projet spécifique est arrêté à la demande de la CWaPE, le GRD serait amené à revoir son revenu autorisé.

Plusieurs observations s'imposent :

- La CWaPE introduit tellement d'incertitudes réglementaires relatives aux compteurs intelligents dans sa PMT que les GRD wallons ne seront nullement incités à déployer des compteurs intelligents. Or, les directives européennes (2009) indiquent que si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020.
- La CWaPE réactualise pour l'instant son analyse coûts-bénéfices (ACB) du déploiement des compteurs intelligents sur base d'un certain nombre d'hypothèses. Par ailleurs, le PMT indique que les GRD devront introduire un business case pluriannuel des coûts et bénéfices escomptés du projet. Nous ne voyons pas clairement l'articulation entre ces 2 exercices ? Pourrait-on envisager que le dossier de demande de budget spécifique à introduire par les GRD utilise des hypothèses de travail différentes de celles de la CWaPE dans son ACB, avec des résultats contradictoires ? Ou est-ce que les paramètres et hypothèses utilisés dans l'ACB de la CWaPE seront imposés aux GRD ?
- L'ACB pourrait être positive d'un point de vue sociétal (pour l'ensemble des acteurs), mais pourrait être négative pour les GRD. Quid si les autorités publiques poussent l'implémentation des CI et que le business case pluriannuel, demandé par la CWaPE, est négative ?

▪ **Position de la CWaPE**

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Éléments constitutifs du revenu autorisé – Les charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques – Révision et abandon des budgets spécifiques », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes :

Concernant **la demande d'une régulation spécifique pour le déploiement des compteurs communicants**, la CWaPE ne peut répondre favorablement à cette demande dans la mesure où elle rappelle que l'article 4, §2 3° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 lui impose de définir au travers de sa méthodologie tarifaire la durée de la période régulatoire. La CWaPE ne peut dès lors établir plus d'une méthodologie tarifaire pour une et même période régulatoire. En outre, le Comité de direction actuel de la CWaPE tel que désigné par le Gouvernement wallon n'est pas habilité à prendre des décisions qui impacteraient sur du long terme les futures stratégies tarifaires menées en Région wallonne sans présager de l'évolution des lignes directrices qui seraient imposées par le Gouvernement wallon en matière énergétique. Par ailleurs, en réponses aux remarques soulevées par ORES en la matière, la CWaPE tient à préciser qu'en France, le déploiement des compteurs communicants s'effectue sur une durée de cinq ans, ce qui n'est pas comparable aux quinze années envisagées par ORES et rend dès lors encore plus difficile, pour les raisons précitées, une régulation spécifique en la matière. Par ailleurs, ORES déclarait à l'occasion du groupe de travail du 4 février 2016 sur les budgets spécifiques, que le gestionnaire de réseau de distribution n'était pas favorable à une éventuelle bonification du coût moyen pondéré du capital, estimant que tous les investissements ont la même valeur.

Concernant **les dispositions des directives européennes (2009) en matière de mise en place de compteurs intelligents**, la CWaPE rappelle qu'elle a réalisé en 2012 une évaluation économique du déploiement des compteurs intelligents sur la base d'un scénario de déploiement préconisé par la Directive Européenne 2009/72 (scénario *full roll out*). La conclusion de cette évaluation s'est avérée négative à l'époque pour ce scénario de déploiement. Le scénario alternatif *Smart Meter Friendly* pour lequel un déploiement segmenté des compteurs intelligents sur une base volontaire ('à la demande') présentait quant à lui une valeur actualisée nette positive. Les autres régulateurs belges ont mené également une évaluation économique de leur côté pour le scénario de déploiement préconisé par la Directive ; celles-ci se sont avérées également négatives. L'information a ensuite été compilée au niveau fédéral et la Belgique a transmis les conclusions à la Commission Européenne. Dès lors, aucun déploiement large (> 80%) de compteurs intelligents n'est attendu pour 2020. Le 30 novembre dernier, la Commission Européenne présentait son « *Clean Energy package for Europe* ». Celui-ci impose de refaire régulièrement l'*assessment* sur le déploiement des compteurs intelligents tant que ce dernier n'est pas positif. S'il est positif, 80% du déploiement devra être réalisé sur une période de 8 ans.

Concernant **la demande d'arrêt d'un projet spécifique décidée unilatéralement par le régulateur**, la CWaPE entend l'incertitude que cette disposition tarifaire peut générer auprès des gestionnaires de réseau de distribution. Toutefois, la CWaPE souhaite conserver le droit d'arrêter un projet spécifique en cas de déviance rapportée et observée par le gestionnaire de distribution lui-même au travers de son rapport annuel d'avancement. La CWaPE souligne que la prérogative donnée au régulateur par l'article 19, §1^{er} du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 est également offerte aux gestionnaires de réseau. Afin de rassurer les gestionnaires de réseau de distribution sur les risques financiers liés à l'arrêt d'un projet spécifique, la CWaPE propose de clarifier au travers de son projet de texte de méthodologie tarifaire le traitement qui sera opéré aux coûts échoués résultant de la mise en œuvre de leurs projets spécifiques. Ainsi, la CWaPE propose d'ajouter à

l'article 19, §3 du projet de texte de méthodologie tarifaire le passage suivant : « *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.* »

Concernant le seuil de 5% fixé pour la valorisation de l'impact substantiel sur les charges opérationnelles nettes liées aux projets spécifiques, la CWaPE répond favorablement à la demande de révision de ce pourcentage à la hausse et propose de fixer le seuil à 10% pour la période réglementaire 2019-2023 afin de tenir compte d'un niveau de variation du budget du projet suffisamment pertinent.

▪ **Adaptation(s) apportées au(x) article(s) du projet de méthodologie tarifaire**

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 opérationnelles relatives aux projets spécifiques (seuil fixé à **10%** du montant total des charges nettes opérationnelles relatives au projet spécifique concerné), doit être notifiée à la CWaPE dans un délai de maximum 60 jours après sa survenance.* »

Article 19. § 3. « *En cas d'abandon d'un projet spécifique en cours de période réglementaire, 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 réglementaire, constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.* »

2.1.4. Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

2.1.4.1. Motivation économique des choix opérés par la CWaPE

▪ **REW**

Pour le calcul du coût moyen pondéré des capitaux, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs.

▪ **INTER-REGIES ET AIESH**

Remarques générales :

Pour le calcul du coût moyen pondéré des capitaux, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs.

Remarques détaillées en annexe :

La CWaPE définit les valeurs des paramètres financiers du coût moyen pondéré du capital (CMPC) à l'art. 32 de sa PMT et renvoie également à l'annexe 2 pour le calcul de ces valeurs.

Ce faisant, la CWaPE ne motive nullement d'un point de vue économique le choix de la méthode de

calcul de chaque paramètre financier contrairement aux autres régulateurs. Dans le cadre de sa méthodologie tarifaire 2017-2020, la VREG en Flandre a commandé une étude très détaillée sur le sujet au Brattle Group sur le coût du capital pour les GRD (étude du 11 mars 2016).

- **ORES**

En outre, par rapport à la période régulatoire précédente, l'ampleur de la baisse de la rémunération des fonds propres proposée par la CWaPE apparaît totalement injustifiée. Cette baisse est principalement due à la combinaison des effets de trois choix opérés par la CWaPE qu'elle ne motive pas : 1. l'alignement du beta gaz sur celui de l'électricité ; 2. la suppression de la prime d'illiquidité ; 3. la suppression de la rémunération différenciée sur les actifs primaires (d'avant 2014) à un taux sans risque figé à 2,43% et sur les actifs secondaires (à partir de 2014) à un taux majoré de 100pb.

L'estimation de la RemCI par la CWaPE est biaisée vers le bas, tout d'abord, en raison d'un choix incohérent des paramètres (notamment une période de référence courte pour le taux sans risque et pour l'equity beta et une période de référence très longue pour la prime de risque de marché), ensuite, par l'absence de d'ajustements/validations des paramètres tels qu'opérés dans les pays limitrophes (voir point ii ci-dessous) et, enfin, l'absence de validation par une approche qui reflète les attentes de marché (voir point iii ci-dessous).

La méthode de détermination des paramètres de la RemCI n'est pas conforme aux pratiques dans les pays limitrophes

La pratique des régulateurs des pays limitrophes (voir Annexe 3) démontre une approche plus justifiée et plus prudente pour la fixation des paramètres de la rémunération des capitaux investis.

Les méthodologies des pays limitrophes sont fondées sur des analyses très circonstanciées et détaillées des différents paramètres et une proposition, pour chacun d'entre eux, de fourchettes de valeurs sur lesquelles un jugement prudent est finalement opéré pour décider des valeurs finales. Ce n'est pas le cas du Projet de Méthodologie Tarifaire, où les informations mises à la disposition des GRD par la CWaPE et les données justifiant le choix de la CWaPE sont lacunaires, inexactes et en contradiction avec les actes préparatoires.

Alors que la CWaPE a une marge de manœuvre pour éviter le risque de pertes injustifiées du côté des GRD et pour récompenser davantage les investissements réalisés et en cours de réalisation, elle adopte les (combinaisons des) valeurs les plus basses pour les différents paramètres :

- **Position de la CWaPE**

Conformément à l'article 4, § 2, 8° du décret tarifaire, la CWaPE a adopté une approche très communément répandue en Europe, à savoir le coût moyen pondéré du capital (CMPC). En effet, sur les 22 pays ayant répondu à l'enquête du CEER⁵, seuls l'Allemagne, l'Espagne et la Grèce n'utilisent pas le CMPC pour estimer le calcul du rendement des opérateurs de réseau (soit 14 %). En Belgique, la VREG utilise également le CMPC et BRUGEL a fixé le pourcentage de rendement sur base du modèle CAPM (Capital Asset Pricing Model). Le choix opéré par la CWaPE apparaît dès lors évident.

⁵ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017

En ce qui concerne les analyses circonstanciées, les motivations et les justifications de ses choix, la CWaPE renvoie aux réponses faites pour la suppression des actifs primaire et secondaire au point 5.7, et, pour chaque paramètre individuel au point 6, ci-dessous.

Ensuite, la CWaPE précise que lors de ses analyses des fourchettes de valeur ont effectivement été définies, mais des choix ont également été opérés afin de présenter un CMPC unique dans le projet de méthodologie. Les rendements de marché actuels sont malheureusement faibles et peuvent donner l'impression d'un biais vers le bas de la RemCI, notamment par le choix de combinaisons de valeurs basses, mais elles ne font que refléter les attentes actuelles du marché pour un horizon de temps similaire à la méthodologie et pour des activités présentant un profil de risque comparable⁶. Personne, la CWaPE incluse, ne peut anticiper les attentes futures du marché. Par définition, celles-ci sont inconnues. La CWaPE mitige cependant le risque d'inadéquation des paramètres actuels par l'utilisation d'un horizon de temps étendu dans le passé pour fixer ses paramètres (116 ans pour la prime de risque, 10 ans pour les obligations d'Etat, la totalité historique du portefeuille des emprunts des GRD...).

Les paramètres définissant la RemCI se basent sur des pratiques comparables dans les pays limitrophes et d'Europe.

La CWaPE a opéré des choix en toute objectivité et de manière circonstanciée. La CWaPE a par ailleurs adopté une approche prudente dans le choix de ses paramètres, par exemple :

- Coût de la dette :
 - les taux d'intérêts négatifs, dont bénéficient actuellement certains GRD sur leurs emprunts historiques, n'ont pas été retenus ;
 - les dérivés de taux (généralement taux flottant contre taux fixe) ont été retenus ;
 - la totalité des soldes restant dus des emprunts toujours en cours au 1^{er} janvier 2019 a été retenue, quelle que soit la maturité des emprunts (ce qui permet de retenir des emprunts à maturité moyenne conclus en 2012, 2013 et 2014 à des taux élevés [aux alentours de 4%]) ;
- Béta des fonds propres :
 - en excluant, pour la détermination du β des fonds propres, les sociétés présentant les equity β les plus faibles ;
 - en réalisant plusieurs régressions, dont une estimation à partir de données journalières sur 2 ans, une estimation à partir de données journalières sur 5 ans et estimation à partir de données journalières sur 10 ans ;
- Taux sans risque :
 - en ne prenant pas en considération, les obligations allemandes mieux représentatives d'un taux sans risque ;
- Prime de risque de marché :
 - en prenant en considération la moyenne arithmétique au lieu de la moyenne géométrique, ou, la moyenne des moyennes arithmétique et géométrique.

⁶ Décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, article 4, §2, 8°

2.1.4.2. Stabilité, prévisibilité, équité et suffisance de la MBE

▪ UVCW

En tant qu'actionnaires des réseaux de distribution, les communes ne peuvent supporter les risques, ni de voir les infrastructures se dégrader faute d'investissement, ni de voir la Wallonie rater le train de la transition énergétique, ni de se voir priver de dividendes. A cet égard, les dividendes des réseaux gaz et électricité représentent actuellement 98 millions d'euros annuels pour les communes wallonnes.

La diminution des dividendes aura un impact important sur les rentrées financières des communes dont l'équilibre budgétaire est déjà mis à mal dans le contexte actuel.

Or la Déclaration de Politique régionale 2014-2019 s'était engagée à la neutralité budgétaire des décisions régionales sur les pouvoirs locaux.

Comme l'a rappelé le Conseil d'administration de l'Union des Villes et Communes de Wallonie dans son avis du 17 novembre 2015 sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD gaz et électricité : « *Il s'agit non seulement de garantir des recettes nécessaires au financement des services publics locaux, mais également de conserver aux participations dans le secteur de la gestion des réseaux de distribution une attractivité suffisante si la nécessité d'attirer de nouveaux capitaux, notamment privés, se fait jour. **La rémunération du capital doit donc non seulement être stable et suffisante, mais également attractive*** ».

L'Union des Villes et Communes de Wallonie réitère dès lors sa demande de maintien d'une rémunération stable, suffisante et attractive, laquelle n'apparaît pas assurée par le projet de méthodologie tarifaire.

Sur base du CMPC envisagé (3,573 %) qui apparaît insuffisamment élevé, les GRD s'attendent à une perte de rémunération conséquente. Il va sans dire que les communes en seront impactées et devront certainement s'attendre à une diminution conséquente de leurs dividendes dans les prochaines années.

▪ RESA

Articles 31 et 32 : Le coût moyen pondéré du capital calculé avec les paramètres mentionnés à l'article 32 (3.573%) nous semble vraiment trop faible pour assurer les différentes missions du GRD. Ce CMPC génère une perte de rémunération équitable pour le GRD de +/- 1 8% par rapport aux méthodologies transitoires 2015-2016 et 2017 et amène à un taux de rendement de 2,9% sur la RAB après charges financières (hors impact du X). Qui pourrait se contenter d'un « return on investment » si faible pour des investissements à long terme de cet ampleur ?

Cette perte de rémunération va intervenir alors même que le GRD va devoir mettre en place des mesures de maîtrise des coûts importantes pour atteindre l'objectif d'efficacité demandé par le régulateur, objectif lui-même très (trop) ambitieux. La combinaison de ces deux pertes de revenus lors de la première période régulatoire basée sur un système « Revenue Cap » auquel le GRD n'a jamais été confronté auparavant (avec un risque de perte importante venant se déduire de la marge du GRD) nous semble ne pas prendre en considération les nombreux défis auxquels le GRD va devoir faire face d'ici 2023 et les risques qui y sont liés.

- **AIEG**

Le taux de rémunération paraît insuffisant et pourrait être un frein à l'autonomie communale. Il semble difficile voire impossible de rémunérer à la fois les communes (actionnaires), tout en remboursant l'emprunt nécessaire au rachat d'un réseau.

- **REW**

Afin de déterminer le pourcentage de rendement des capitaux investis, la CWaPE utilise la formule du coût moyen pondéré des capitaux (CMPC) ou weighted average cost of capital (WACC).

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % (après impôt).

Ce taux est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et est un des plus faibles taux d'Europe.

Au vu des moyens engagés par les GRD et leurs communes actionnaires, un tel rendement (fixé pour 5 années) est excessivement faible et de surcroît il n'est pas revu ex post.

Il risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux, ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique.

Nous estimons que cette rémunération excessivement faible des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

- **INTER-REGIES ET AIESH**

Remarques générales :

Afin de déterminer le pourcentage de rendement des capitaux investis, la CWaPE utilise la formule du coût moyen pondéré des capitaux (CMPC) ou weighted average cost of capital (WACC).

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % (après impôt).

Ce taux est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et est un des plus faibles taux d'Europe.

Au vu des moyens engagés par les GRD et leurs communes actionnaires, un tel rendement (fixé pour 5 années) est excessivement faible et de surcroît il n'est pas revu ex post.

Il risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux – ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique.

Nous estimons que cette rémunération excessivement faible des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

Remarques détaillées en annexe :

Coût moyen pondéré du capital (CMPC)

Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE est de 3.573 % est plus faible que dans les autres

Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et les pays limitrophes.

Au vu des moyens engagés par les GRD, un tel rendement (fixé pour 5 années) semble excessivement faible et risque donc de ne plus permettre d'attirer de nouveaux investissements de capitaux dans nos réseaux – ceci à un moment où l'activité d'investissement est accrue à cause de l'introduction de nouvelles technologies et des besoins importants nouveaux liés à la transition énergétique. Nous estimons que cette rémunération des capitaux investis est non conforme à l'art. 4 § 2 8° du Décret tarifaire.

- **ORES**

Article 32 – Le pourcentage de rendement autorisé sur les fonds propres doit permettre au GRD de faire face à ses obligations sur le long terme et de réaliser les investissements nécessaires. Le pourcentage de rendement doit être calculé sur la base du rendement d'activités comparables (article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire)

La RemCI doit être suffisante, attractive, prévisible et stable afin de permettre au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures.

A cet égard, l'article 4, § 2, 8°, du Décret tarifaire dispose que :

« la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures. La rémunération équitable du capital investi assure aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme. Cette rémunération répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes ».

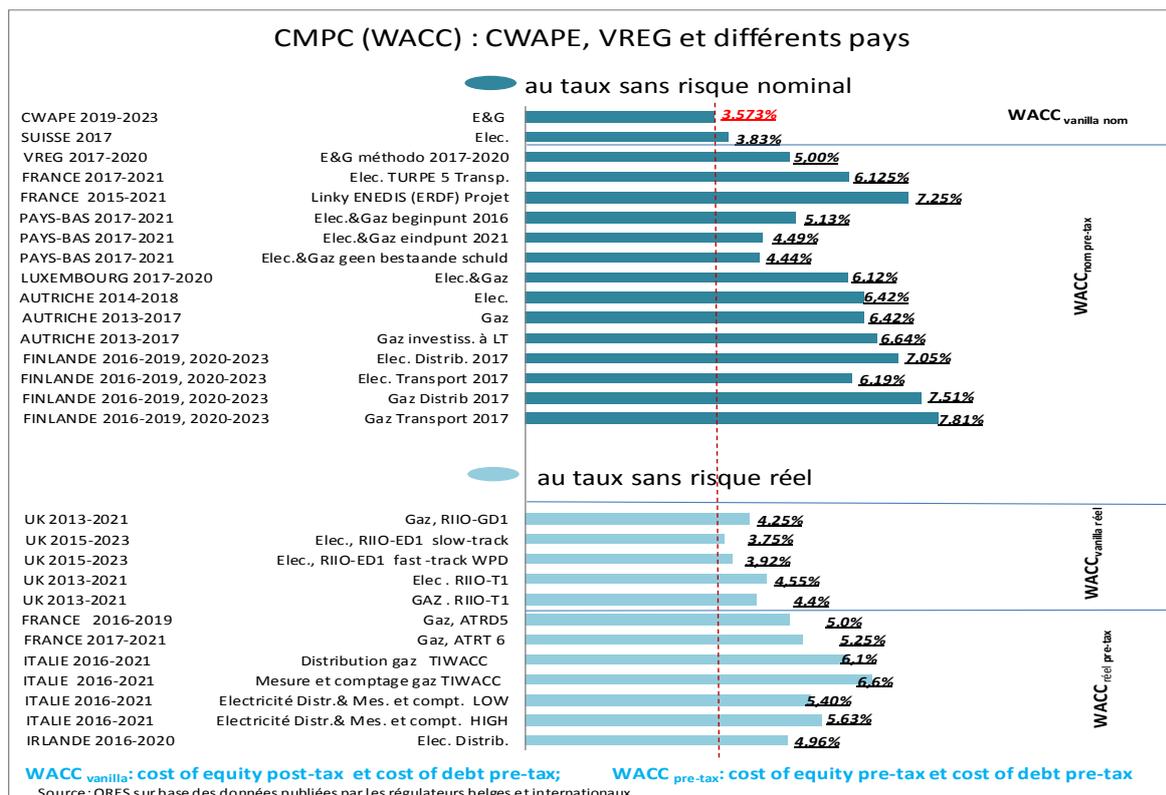
La CWaPE reconnaît d'ailleurs que la rémunération des GRD doit leur permettre de « financer leurs activités régulées de manière stable, prévisible, efficiente et de favoriser les investissements nécessaires à la maintenance et à l'extension des réseaux ».

Pour plusieurs raisons, les méthodes de calcul de la RemCI et les valeurs des paramètres retenus pour ce calcul par la CWaPE ne respectent pas le prescrit de l'article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire. En effet, après analyse des données disponibles sur le marché et analyse de la proposition de la CWaPE concernant la RemCI, ORES ne peut que remarquer que : i) cette rémunération n'est pas suffisante et pas attractive, ii) elle n'est pas conforme aux pratiques des pays limitrophes, iii) elle ne répond pas aux attentes de marché, iv) elle n'est pas stable.

La RemCI n'est pas suffisante et pas attractive

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit une rémunération des capitaux investis applicable à partir de 2019 et jusqu'en 2024 à un taux de 3,573%. Ce taux, fixe et non révisable à un horizon lointain de 7 ans, est extrêmement faible et n'est pas en ligne avec ce qui est proposé par les régulateurs des pays limitrophes, la Flandre et les autres pays (voir [Graphique A.1.](#) et suivants en [Annexe 3](#)).

GRAPHIQUE 1 COMPARAISON DES CMPC DANS DIFFÉRENTS PAYS ET FLANDRE



La RemCI ne répond pas aux attentes de marché

Dans le cas particulier de la Wallonie, le Décret Tarifaire dispose que la RemCI doit répondre aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Le projet de la CWAPE est uniquement basé sur une approche mécanique historique alors qu’une approche prudente et robuste, conforme au Décret Tarifaire, requerrait la validation des différents paramètres de la rémunération des capitaux investis et le résultat de ces calculs par une approche de type *forward looking*. Comme indiqué ci-dessus, l’approche historique suivie par la CWAPE présente des incohérences, par exemples, l’écart non justifié entre le RTM DMS et le RTM implicite et les facteurs beta revus à la baisse alors que les risques encourus par ORES augmentent considérablement. Le Capital Asset Pricing Model (CAPM) étant un modèle prévisionnel, il y a en effet lieu de tester la robustesse des estimations de la CWAPE par une approche qui utilise des données actuelles qui reflètent les attentes des investisseurs.

La RemCI n’est pas stable pour faire face aux obligations de long terme

Le résultat de la méthode mécanique historique de la CWAPE et qui ne tient pas compte des attentes de marché est un taux de RemCI volatile en fonction du moment de son estimation, qui ne tient pas compte de l’augmentation du risque intrinsèque du secteur, que la rémunération est figée sur un horizon extrêmement long de 7 ans et qui est fortement tributaire des taux bas des dernières années. Il n’offre pas ainsi un taux de rendement stable permettant aux GRD de faire face à leurs obligations de long terme.

ORES en veut pour preuve que sur base de la même méthode de calcul, la proposition de la CWAPE aurait donné il y a un an un taux de 4,59% au lieu de 3,57% aujourd’hui, soit 100pb de plus. En conséquence, si la CWAPE avait finalisé un an plus tôt sa méthodologie tarifaire pour l’appliquer sur la période tarifaire 2018-2022 comme cela était initialement prévu, les GRD se seraient vus rémunérés à un taux de 4,59% jusqu’en 2022 au lieu du taux actuel proposé de 3,57%.

En outre, le fait de figer de manière anticipative un taux de rémunération faible, qui ne sera pas sujet à modifications pendant la période tarifaire, entraîne des risques importants d'inadéquation de la rémunération avec les conditions de marché. Cette inadéquation sera répercutée dans les tarifs lors de la prochaine période régulatoire.

ORES demande que la RemCI soit suffisante, suffisamment attractive, prévisible et stable sur le long terme afin de lui permettre de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions, d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, et de renouveler et développer les infrastructures.

ORES souligne enfin qu'en prenant une lecture globale du Projet de Méthodologie Tarifaire et de la pression sur les coûts qu'il induit (structure de financement normative, facteur X élevé, plafond sur l'amortissement, revenu autorisé initial limité à un scénario « business as usual » dans un contexte de transition énergétique, indexation insuffisante et coûts et risques sectoriels accrus), la RemCI se situera à un taux moindre, rendant le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz non attractif pour les investisseurs.

[Confidentiel]

Si le GRD veut continuer à investir dans ses réseaux, en l'absence d'une rémunération des capitaux investis attractive, il ne pourra le faire qu'en empruntant et donc en dégradant ses ratios financiers. Par conséquent, la RemCI est insuffisante pour faire face à la transition énergétique et à la digitalisation de la société et fait peser tous les risques sur les GRD et leurs actionnaires.

▪ Position de la CWaPE

1. Dividende

Bien qu'ayant un lien direct avec le coût moyen pondéré du capital (qui permet de déterminer la marge bénéficiaire équitable), les dividendes versés aux actionnaires relèvent de la décision propre à chaque Conseil d'Administration de chaque gestionnaire de réseau de distribution et n'est pas déterminé par la méthodologie tarifaire.

La fixation de la marge bénéficiaire équitable des gestionnaires de réseau à un niveau inférieur à celui octroyé au cours des périodes tarifaires précédentes n'équivaudrait donc pas nécessairement à une diminution directe des dividendes octroyés aux communes. Une telle diminution, si elle devait intervenir, serait en réalité la résultante d'un grand nombre de facteurs et de décisions sur lesquels la CWaPE n'est pas en mesure d'agir. Compte tenu de ces éléments, l'on ne peut considérer la décision de la CWaPE comme ayant un impact budgétaire direct sur les pouvoirs locaux.

A titre d'exemple, la Commission d'enquête parlementaire chargée d'examiner la transparence et le fonctionnement du groupe Publifin indique dans son rapport intermédiaire :

« La figure n°1 ci-dessous illustre les montants des dividendes versés *in fine* aux actionnaires de Publifin, soit à la province et aux communes. Il ne s'agit donc pas des montants des dividendes octroyés par RESA (colonnes 1 et 5) à ses actionnaires. En effet, en 2015, alors que RESA a décidé d'octroyer un dividende de 48.399.546 €78 à ses actionnaires (NETHYS à 99,9%), on remarque dans le tableau ci-dessous que le montant revenant *in fine* aux actionnaires publics est de 25.450.000 €,

soit un peu plus de la moitié (52,6%) du montant distribué par RESA.⁷

GRAPHIQUE 2 DIVIDENDES VERSES AUX ACTIONNAIRES, PRESENTATION POWER POINT DU SECRETAIRE GENERAL DE NETHYS, 20 FEVRIER 2017, SLIDE N°34. CE TABLEAU N'ILLUSTRE PAS LES DIVIDENDES VERSES PAR LES DIVIDENDES VERSES PAR LES DIFFERENTES FILIALES A NETHYS ET FINANPART.

	1 - Resa élec	2 - VOO	3 - Invest	4 - Energy	5 - Resa gaz	Total général
2010	8.000.000		8.100.000	3.700.000	23.386.639	43.186.639
2011	8.000.000		8.100.000	3.700.000	22.087.381	41.887.381
2012	8.000.000		8.100.000	3.700.000	11.000.000	30.800.000
2013	8.950.000		8.100.000	3.700.000	22.000.000	42.750.000
2014	8.950.000		8.100.000	3.700.000	16.500.000	37.250.000
2015	8.950.000		8.100.000	3.700.000	16.500.000	37.250.000
Total	50.850.000		48.600.000	22.200.000	111.474.020	233.124.020

Il revient donc aux actionnaires des gestionnaires de réseau de distribution de décider de l'affectation des résultats. La méthodologie tarifaire a vocation à offrir un rendement suffisant à l'actionnaire, mais, n'a pas vocation à assurer toute forme de financement des pouvoirs publics. En outre, la CWaPE est d'avis que la redevance de voirie d'électricité et de gaz pourrait, elle, être utilisée à cette fin.

2. Stabilité, prévisibilité, suffisance

En matière de stabilité de rémunération, la CWaPE propose un **taux garanti pour une période de 5 ans** (2019-2023), ce qui est donc comparable à un **taux fixe** qui permet de fixer de manière **certaine** le coût d'un emprunt ou la rentabilité d'un investissement. Par ailleurs, ce taux n'est pas revu *ex - post* (sauf exception), ce qui confirme la stabilité et la prévision de la rémunération du capital.

En ce qui concerne la suffisance et l'attractivité de cette rémunération, l'activité des gestionnaires de réseau peut présenter certains risques (transition énergétique, digitalisation de la société, nouveaux modèles de régulation,...), qui sont du point de vue des marchés estimés comme relativement faibles.

Premièrement, force est de constater que l'agence de notation Moody's motive notamment sa décision de notation de RESA de la manière suivante : « Les notations A2 de RESA prennent en considération (1) **le profil faiblement risqué de l'activité régulée du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne** avec, à l'appui, un cadre réglementaire relativement transparent et favorable.⁸ »

⁷ Rapport intermédiaire de la Commission d'enquête parlementaire chargée d'examiner la transparence et le fonctionnement du Groupe Publifin, page 38.

⁸ Moody's Investor service – Rating Action : Décision de notation : Moody's attribue à RESA la notation définitive A2 assortie d'une perspective stable. Global Credit Research – 27 sep 2016 (https://www.moody.com/research/Dcision-de-notation-Moodys-attribue-RESA-la-notation-dfnitive-A2--PR_355626)

De même, en commission énergie du 12 juin 2017 :

- Mr Desama (Président d'Intermixt) indiquait : « Ce qu'il faut savoir, c'est que nous sommes dans un secteur monopolistique régulé. Cela veut dire que le risque n'est pas nul, mais il est extrêmement faible en termes commerciaux....⁹ » ;
- Mr Grifnée (Administrateur délégué d'ORES) indiquait : « Ces sociétés-là regardent les sociétés de gestion de réseau. Pourquoi ? Parce que le risque est très limité.¹⁰ ».

Enfin, jusqu'à présent, tous les défis auxquels les gestionnaires de réseau de distribution ont dû faire face ont quasiment été entièrement couverts par les tarifs. En d'autres mots, ce sont les utilisateurs de réseau qui supportaient le risque d'investissement de remplacement, d'extension et de transition énergétique du réseau de distribution. De plus, le gestionnaire de réseau de distribution dégagait des résultats supplémentaires (via sa marge bénéficiaire et ses amortissements). Cette méthode dite 'cost +' aurait dû permettre au gestionnaire de réseau d'anticiper la future transition énergétique en investissant prioritairement dans le réseau et en mettant, par exemple, en réserve une partie de ces revenus complémentaires. L'évolution vers une approche de type 'revenue cap', plus incitative pour les gestionnaires de réseau, pourrait avoir une légère incidence sur le profil de risque. Néanmoins, le projet de méthodologie tarifaire propose également toute une série de balises qui permettront de rencontrer les critères de rating lié à un risque faible (cadre réglementaire transparent et stable pour une période de 5 ans, couverture des coûts par les tarifs...) et de prendre en compte les nouvelles missions des GRD ainsi que les projets spécifiques (voir Titre II Revenu Autorisé – revenu autorisé initial et Titre II Revenu Autorisé – projets spécifiques).

A titre d'exemples récents, on peut noter que :

1. RESA (Moody's A2) a placé avec succès un emprunt obligataire de 500.000.000 euros en juillet 2016 à des taux compris entre 1 % et 1,95 % :
« Les Obligations ont été placées auprès d'investisseurs professionnels de haute qualité en Europe. Les investisseurs ont manifesté un intérêt prononcé à RESA conduisant à un carnet d'ordres de plus de 1,5 milliards d'euros pour la tranche venant à échéance en 2026. Les Obligations **2026** auront un taux d'intérêt de **1,00 %** par an, les Obligations **2031** auront un taux d'intérêt de **1,65 %** par an et les Obligations **2036** auront un taux d'intérêt de **1,95 %** par an.¹¹ »
2. Le vendredi 31 mars 2017, Elia System Operator SA (BBB+ S&P), le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, a émis un emprunt obligataire de 250 millions € sur **10 ans** dans le cadre de son programme EMTN (*) de 3 milliards €. La date prévue pour le règlement de l'émission d'obligations est le 7 avril 2017. Cette transaction a attiré 42 investisseurs de 13 pays et souligne une fois de plus la qualité et l'attrait d'Elia sur les marchés obligataires. Le rendement de la transaction a été fixée à +70 points de base au-dessus du taux mid-swap de 10 ans, soit un coupon de **1,375%**. Les revenus de l'émission serviront aux activités générales de l'entreprise. Les obligations seront cotées sur Euronext Bruxelles.¹²

⁹ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 9

¹⁰ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 20

¹¹ <http://www.resa.be/wp-content/uploads/2016/06/Communiqu%C3%A9-de-Presse-Resa-Pricing-FR.pdf>

¹² <http://www.elia.be/~media/files/Elia/PressReleases/2017/20170403-communique-de-presse-Elia-emission-emprunt-obligataire-de-250-millions.pdf>

3. Eandis (Moody's A3) sollicite l'épargnant. Le gestionnaire de réseau de gaz et d'électricité Eandis souhaite lever entre 150 et 200 millions d'euros via un emprunt obligataire à **huit ans**. Les obligations sont destinées aux investisseurs particuliers qui peuvent acheter des coupures de 500 euros ; L'obligation offre un coupon de **2%** et est émise à 101,875 % du nominal. Le rendement actuariel s'élève à 1,74 % sur la base d'un remboursement à 100 % du nominal à l'échéance, le 23 juin 2025. Le rendement net s'élève à 1,153 % après déduction du précompte.¹³

4. Mr Grifnée, Administrateur délégué d'ORES supporte l'idée qu'un rendement inférieur à 4% est largement suffisant pour rémunérer les fonds propres : « Connaissez-vous des entreprises de réseau qui délivrent du 7,5 de rendement ? Elia fait 2,15, si je ne m'abuse, dans les 12 derniers mois. Lorsque je vois un rendement de 21 millions pour un investissement de 400 – cinq et quelques pour cent-, mon premier réflexe est de me dire que l'on est dans le bon. A nouveau, je ne valide rien, je n'ai pas à faire cela, mais mon nez, c'est de me dire que c'est typiquement les rendements que la CWaPE donne à un gestionnaire de réseaux de distribution. C'est typiquement les rendements que la CWaPE donne. On a parlé, tout à l'heure, des chinois à Louvain-la-Neuve. Je rencontre parfois des candidats investisseurs. C'est quoi ? Ce sont des assureurs qui ont des liquidités à placer, ce sont des fonds de pension qui ont des liquidités à placer parce qu'elles doivent garantir des rendements à leurs affiliés. Ces sociétés-là regardent les sociétés de gestion de réseau. Pourquoi ? Parce que le risque est très limité. C'est un risque réglementaire. Pour ces sociétés, cela parle, c'est quelque chose d'important. Que me demandent-ils ? J'ai presque peur de le dire. Dominique Offergeld me dira : « C'est un secret, il ne faut pas le raconter ». **Ils me demandent aujourd'hui 4 %, un peu moins de 4 %.**¹⁴ »

Ces taux renforcent la conviction de la CWaPE que le taux de rémunération de 4,053 % (ajusté après consultation) net, après application de l'impôt des sociétés, dont 5,502 %) de rémunération des fonds propres, est attractif pour les investisseurs potentiels et laisse une marge de manœuvre pour les gestionnaires de réseau de distribution qui ne présenteraient pas un profil de risque identique.

3. Taux le plus faible d'Europe

Force est de constater, et les GRDs le soulignent fréquemment, qu'il n'est pas aisé de réaliser des comparaisons entre acteurs de marché et entre pays membres de l'Europe.

Ce constat est d'ailleurs partagé par le parlement wallon, notamment au travers de l'article 4, § 2, 15°, du décret tarifaire qui précise « *toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison **tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers**. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur **des données homogènes, transparentes et fiables**. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des **activités similaires et opérant dans des circonstances analogues** »*

De même, les analyses européennes restent très prudentes lors de comparaison : « Une analyse de CMPC ne peut se baser sur une analyse des données retenues par les autres régulateurs européens, puisque les systèmes de régulation et les marchés sont hétérogènes, et que tous les régulateurs n'ont pas le même niveau de transparence ou de maturité.

¹³ L'Echo, 08/06/2017, page 24

¹⁴ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 20

A des fins de vérification de cohérence, un exercice de benchmarking peut cependant se révéler utile (mais par **nature imparfait**).¹⁵ »

A titre d'exemple, lorsqu'ORES compare globalement le taux de rémunération du CMPC de la CWaPE avec différents pays, il ne prend pas en considération des différences objectives, telles que :

1. **BRUGEL** : Le pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé a été défini sur base d'une adaptation de la formule du Capital Asset Pricing Model (CAPM) en tenant compte d'un facteur S (ratio Fonds propres sur l'actif régulé). La méthodologie tarifaire prévoit également un recalcul annuel ex post de la marge équitable en fonction des taux OLO réellement constatés sur le marché et un intervalle d'acceptabilité du taux OLO. En outre, si le facteur $S > 80$ %, la rémunération, des fonds propres au-delà de ce seuil sera nulle.
2. **VREG** : Le taux nominal pré-taxe de 5 % ne tient pas compte des corrections prévues par la VREG relatives, d'une part à l'amortissement de la plus-value de réévaluation (non déductible fiscalement), et, d'autre part, à la déduction fiscale des intérêts notionnels.
3. **France TURPE 5** : Le taux nominal pré-taxe de 6,125 % ne tient pas compte de la méthode de calcul des charges de capital qui s'appuie sur le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) adapté, et non pas le coût moyen pondéré du capital (CMPC). En outre, la CRE tient compte d'une déductibilité fiscale à 75 % des frais financiers.
4. **Luxembourg** : Le taux nominal pré-taxe de 6,12 % ne tient pas compte, par exemple, des spécificités pour les investissements avant 2010 (amortissement linéaire sur base d'une pondération en fonction de la structure de capital).
5. **Suisse** : Le taux nominal vanille de 3,83 % est appliqué au capital nécessaire à l'exploitation et au fond de roulement net des gestionnaires de réseau électrique suisses.
6. Etc.

Par conséquent, la CWaPE considère les affirmations suivantes comme insuffisamment fondées :

1. 'Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE de 3.573 % est plus faible que dans les autres Régions du Pays (Flandre et Bruxelles) et les pays limitrophes'
2. 'La RemCI est particulièrement faible en Wallonie, ce qui est le reflet d'une rémunération des fonds propres très faible, ou plus exactement, la plus faible des pays comparés'.

En effet, les impacts relatifs aux traitements différenciés, au sein des pays de la zone Euro, de la fiscalité, du contexte réglementaire, de la détermination de la structure de financement (gearing) et de la base d'actif régulé, notamment, impactent tout aussi bien le montant global de rémunération du CMPC que le taux de rémunération total ou, d'ailleurs, le taux de rémunération des fonds propres ou du coût de la dette pris séparément. Se limiter à comparer les taux de rémunération sans prendre en considération ces différences objectives est un non-sens.

Ceci étant dit, la CWaPE souhaite analyser plus en profondeur 2 aspects particulièrement favorables de la méthodologie tarifaire 2019-2023 pour les GRDs, à savoir, la fiscalité (pass-through) et l'utilisation d'une RAB réévaluée sur la valeur économique des actifs.

¹⁵ NERA ECONOMIC CONSULTING, Détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital des activités régulées de GrDF pour la période relative à l'ATRD5. Rapport réalisé pour GrDF et son actionnaire Engie, Mai 2015, page 21.

- **Fiscalité**

Pour rappel, la CWaPE a opté pour un CMPC conventionnel de forme Vanilla (indépendant des charges fiscales inhérentes aux gestionnaires de réseau de distribution) et décidé de reprendre l'ensemble des charges fiscales comme un élément à part entière du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution. Cette proposition se base sur le fait que le régime fiscal belge appliqué aux entreprises présente certaines dispositions spécifiques (à savoir les intérêts notionnels) dont les impacts fiscaux impliquent l'implémentation d'un CMPC plus complexe ;

Sur la base d'une étude réalisée par Conseil Européen des Régulateurs d'Énergie¹⁶ daté du 24 janvier 2017, un tableau synthétisant les formules employées par les régulateurs des pays limitrophes pour le calcul du pourcentage de rendement des opérateurs de réseau a pu être réalisé :

Tableau 1 **TABLEAU SYNTHETISANT LES FORMULES EMPLOYEES PAR LES REGULATEURS DES PAYS LIMITROPHES POUR LE CALCUL DU POURCENTAGE DE RENDEMENT DES OPERATEURS DE RESEAU**

Pays	Type de régulation		Pourcentage de rendement	
	Distribution Electricité	Distribution Gaz	Distribution Electricité	Distribution Gaz
Autriche (AT)	Price Cap	Price Cap	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
République Tchèque (CZ)	Revenue Cap	Revenue Cap	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
Danemark (DK)	Revenue Cap	Revenue Cap	Taux moyen des "long mortgagebonds"(obligation hypothécaires LT) + 100pts de base ¹⁷	WACC nominal – Post-tax
Estonie (EE)	Rate-of-Return	Rate-of-Return	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
Finlande (FI)	Revenue Cap	Revenue Cap	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
France (FR)	Revenue Cap, incentive based with pass through	Revenue Cap, incentive based with pass through	N.A.	WACC real – Pre-tax
Allemagne (DE)	Revenue Cap – incentive based	Revenue Cap – incentive based	No use of WACC (authority sets the costs of capital)	No use of WACC (authority sets the costs of capital)
Grande-Bretagne (GB)	Revenue Cap based on Rate-of-Return with Incentive-based Regulation	Revenue Cap based on Rate-of-Return with Incentive-based Regulation	WACC real - Vanilla	WACC real - Vanilla
Grèce (GR)	Rate-of-Return	Revenue Cap, due to recent	Rate of return.	N.A.

¹⁶ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017.

		modifications in the relative legislation, the regulatory system for gas distribution is going to change to Rate of Return system, by the end of 2016		
Hongrie (HU)	Other	Revenue Cap	WACC real – Pre-tax	WACC real – Pre-tax
Irlande (IE)	Revenue Cap	Revenue Cap based on Rate-of-Return with Incentive-based Regulation	WACC real – Pre-tax	WACC real – Pre-tax
Italie (IT)	Combined model of price cap (OPEX) and rate of return (CAPEX)	Combined model of price cap (OPEX) and rate of return (CAPEX)	WACC real – Pre-tax	WACC real – Pre-tax
Lettonie (LV)	50/50 Price/Revenue Cap – Hybrid Cap	Price Cap	WACC nominal – Vanilla	WACC nominal – Vanilla
Lituanie (LT)	Rate-of-return	Price Cap	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
Luxembourg (LU)	Revenue Cap	Revenue Cap	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
Pays-Bas (NL)	Price Cap	Price Cap	WACC real – Pre-tax	WACC real – Pre-tax
Norvège (NO)	Revenue Cap – incentive based	Revenue Cap – incentive based	WACC nominal – Pre-tax	N.A.
Pologne (PL)	Mixed (Revenue Cap with elements of Incentive-based Regulation) with elements of quality regulation	Cost of service (with elements of revenue cap)	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
Portugal (PT)	Combined model of Price Cap (OPEX) and Rate-of-Return (CAPEX)	Combined model of Price Cap (OPEX) and Rate-of-Return (CAPEX)	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal – Pre-tax
Slovénie (SI)	Revenue Cap	Revenue Cap	WACC nominal – Pre-tax	WACC nominal –

				Pre-tax
Espagne (ES)	Rate-of-Return	Revenue Cap	No use of WACC. Use of return , pre-tax, linked to 10-year maturity State Bonds + 100 bp	No use of WACC.
Suède (SE)	Revenue Cap	Revenue Cap	WACC real – Pre-tax	WACC real – Pre-tax

Pour rappel :

$$\circ \text{CMPC}_{post\text{-}tax} = kE * (1 - g) + (kD * (1 - t) * g)$$

Où :

- kD est le coût de la dette
 - kE est le coût des capitaux propres
 - t= taux d'impôt
 - g est le ratio d'endettement également appelé « Gearing », il correspond au ratio : D/E+D
- Où D = Dettes et E = Capitaux propres

$$\circ \text{CMPC}_{pre\text{-}tax} = \frac{\text{CMPC}_{post\text{-}tax}}{(1-t)} \quad (\text{formule générique ne tenant pas compte des intérêts notionnels})$$

$$\circ \text{CMPC}_{vanilla} = kE * (1 - g) + (kD * g)$$

Un raccourci très rapide permettrait, sans tenir compte des particularités belges comme les intérêts notionnels, d'évaluer le taux CMPC pré-tax (généralement utilisé en Europe) à 5,40 % (après ajustement suite à la consultation). Cette simulation de taux pré-tax amènerait le taux de rémunération de la CWaPE dans la moyenne européenne. Sachant que par ailleurs, les charges fiscales sont entièrement répercutées aux URD.

- Base d'actif régulé

Autre différence significative, la **définition de la base d'actifs régulés** est un paramètre essentiel pour les gestionnaires de réseau de distribution dans la mesure où elle détermine la hauteur de la marge équitable réellement autorisée par le régulateur. Elle est étroitement liée aux **modes d'évaluation** et aux **amortissements** correspondants.

Les pratiques européennes divergent en matière d'éléments constituant la base d'actifs régulés des opérateurs de réseau. La CWaPE observe toutefois que celle-ci comprend dans tous les cas les actifs immobilisés et le cas échéant le besoin en fonds de roulement (BFR) (33 %) et/ou les immobilisations en cours (43 %).

En Belgique, la valeur initiale de l'actif régulé (dénommée iRAB) a été définie par l'article 4 des arrêtés royaux du 2 septembre 2008¹⁸ qui précise que l'iRAB se compose de la somme de la **valeur de reconstruction économique** nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2001 et du besoin en fonds de roulement net du gestionnaire de réseau. Sur la base d'un inventaire technique et conformément à l'article 4, § 3, des arrêtés royaux du 2 septembre 2008, la CREG a autorisé les gestionnaires de réseau de distribution à acter une **plus-value de réévaluation sur leurs actifs régulés**.

¹⁸ Arrêtés royaux du 2 septembre 2008 relatifs aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

Faisant suite au transfert de la compétence relative au contrôle des prix de la distribution publique d'électricité et de gaz, les régulateurs régionaux ont pu adapter, au travers leur propre méthodologie tarifaire, la composition des actifs régulés des opérateurs de réseau. Ainsi, la CWaPE a autorisé les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne à intégrer dès le 1^{er} janvier 2014, dans leur base d'actifs régulés, **les logiciels informatiques** nécessaires à la gestion de leurs activités régulées. Toutefois, le régulateur a retiré la variation du besoin en fonds de roulement net pour le calcul de la marge bénéficiaire équitable.

La CWaPE est d'avis que la base d'actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution se compose de l'ensemble des immobilisations corporelles, des logiciels informatiques activés dans les immobilisations incorporelles à partir du 1^{er} janvier 2014 et des immobilisations en-cours y relatives.

En ce qui concerne la valorisation de la base d'actifs régulés, la plupart des autorités de régulation européenne applique des taux d'amortissement linéaires sur les valeurs historiques des actifs (avec certaines variantes). La durée de vie 'typique' d'un réseau européen se situe entre 30 et 50 ans.

Le tableau suivant¹⁹ compare la composition et les modes d'évaluation (coût historique, « fair value », valeur économique) de la base d'actifs régulés (également appelé RAB²⁰) pour différents pays européens.

En conclusion, toute comparaison avec d'autres régulateurs devrait tenir compte des différences objectives existant entre régulateurs. La CWaPE n'a mis en évidence ici que les principaux éléments divergents entre régulateurs. Il est donc hasardeux et trompeur d'affirmer que le taux fixé par la CWaPE est un des plus faible des pays d'Europe. Ce postulat est non fondé compte tenu de la diversité des méthodologies existantes et du nombre très important de paramètres à prendre en considération pour pouvoir espérer comparer les taux de rémunération entre eux.

¹⁹ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017.

²⁰ RAB : Regulated Assets Base

Pays	AT	CZ	DE	EE	ES	FI	FR	GB	GR	HU	IE	IT	LV	LT	LU	NL	NO	PL	PT	SI	SE
Distribution Electricité																					
Immobilisations corporelles	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
BFR	N	N	O	O	N	O	N	N	O	N	N	O	N	N	O	N	O	N	N	N	N
Immobilisations en-cours	O	O	O	N	N	N	N	O	O	N	O	O	O	N	N	N	N	O	N	N	N
Interventions tiers	N	N	n.a.	N	N	N	n.a.	O	N	O	N	O	N	N	N	N	N	N	O	N	O
'Leased assets'	O	O	N	O	N	O	N	N	N	N	N	O	N	N	N	O	N	N	O	O	O
Réévaluation	Hist.	Rééval	Mixte	Hist.	nc	Mixte	Hist.	Rééval	Mixte	N	Hist.	Rééval	Hist.	Mixte	N	Hist.	Hist.	Rééval	Hist.	Hist.	Hist.
Amortissements	Lin.	Lin.	Lin.	?	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	?	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.
Distribution Gaz																					
Immobilisations corporelles	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
BFR	N	N	O	O	N	O	N	N	N	N	N	O	N	N	O	N	nc	N	N	N	N
Immobilisations en-cours	O	O	O	N	N	N	N	O	n.a.	N	O	O	O	N	N	N	nc	N	N	N	N
Interventions tiers	N	N	n.a.	N	O	N	N	O	O	N	N	O	N	N	N	N	nc	N	O	N	O
'Leased assets'	O	O	N	O	N	O	N	N	n.a.	N	N	O	N	N	N	O	nc	N	O	O	O
Réévaluation	Hist.	Rééval	Mixte	Hist.	Hist.	Mixte	Rééval	Rééval	N	Rééval	Hist.	Rééval	Hist.	Hist.	N	Hist.	nc	N	Mixte	Hist.	Rééval
Amortissements	Lin.	Lin.	Lin.	?	n.a.	Lin.	Lin.	?	n.a.	Lin.	Lin.	Lin.	?	Lin.	Lin.	Lin.	n.a.	Lin.	Lin.	Lin.	Lin.

N = non

O = oui

n.a. = pas d'application

nc = non communiqué

Hist. = méthode d'évaluation sur base des coûts historiques pour la base d'actifs régulés

Rééval = La base d'actifs régulés est réévaluée

Mixte = mixte entre coûts historiques et réévaluation

Lin. = amortissement linéaire

2.1.4.3. Les charges financières

▪ UVCW

En outre, comme mentionné dans l'avis du Conseil d'administration de l'Union des Villes et Communes de Wallonie du 17 novembre 2015 sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD, les charges d'emprunt du passé doivent être prises en compte dans les prix en tenant compte des durées des emprunts contractés et des taux d'intérêt du passé. L'emprunt à long terme en phase avec une vision et une stratégie d'investissement à long terme, ne doit pas être découragé par des paramètres d'admissibilité inadaptés, tels que des taux d'intérêt applicables à des emprunts à court ou moyen terme.

▪ Position de la CWaPE

Comme précisé précédemment, l'approche du coût moyen pondéré du capital (CMPC) est une approche très répandue en Europe. Il s'agit d'une bonne pratique majoritairement reconnue, qui a pour objectif notamment, une bonne gestion de trésorerie. Cette approche exclut, *de facto*, les charges financières du revenu autorisé puisque le coût de financement externe fait partie intégrante du CMPC.

Le coût de la dette a effectivement été déterminé en tenant compte des charges d'emprunt du passé, et notamment, des durées des emprunts et des taux d'intérêts du passé (cf. détail ci-dessous). Ce coût de la dette fait partie intégrante du CMPC et est donc, à ce titre, inclus dans les tarifs.

Par ailleurs, pour les durées d'investissement, la CWaPE renvoie aux récents emprunts RESA et ELIA mentionnés précédemment et précise que les durées varient entre 10 et 20 ans, ce qui est en ligne avec les durées de vie estimées des emprunts existants (16,82 ans). Le taux de rendement des financements externes du CMPC reflète donc une durée d'emprunt à moyen terme et n'incite pas les GRD à emprunter à court terme. En effet, ce taux n'a pas pour vocation de faire bénéficier d'un effet levier à court terme au détriment d'une politique de financement raisonnable et en lien avec les activités du GRD.

Plusieurs méthodes peuvent être employées pour définir les charges d'emprunt, à savoir :

- L'utilisation des données comptables existantes
Cette méthode a l'avantage d'être simple, facilement vérifiable, basées sur les coûts réellement exposés.
- L'utilisation de formule générique
Cette méthode est basée sur une référence de taux sans risques et l'application d'une prime spécifique de risque crédit. Cette prime de risque est associée au gearing, étant donné qu'il s'agit d'un indicateur du risque crédit.

Deux méthodologies peuvent être appliquées par le régulateur pour déterminer le coût de la dette applicable aux gestionnaires de réseau de distribution. D'une part, le coût de la dette peut être calculé sur la base des charges financières comptabilisées supportées par les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne compte tenu des emprunts émis. D'autre part, le coût de la dette peut être calculé sur la base de taux issus des marchés financiers.

La CWaPE est d'avis de tenir compte, pour le calcul du coût de la dette relatif à la période régulatoire 2019-2023, d'un taux moyen d'endettement supporté par les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne, afin de ne pas pénaliser la politique d'emprunt d'un gestionnaire de réseau de distribution avant 2015, année à laquelle la CWaPE a annoncé sa volonté d'abandonner la prise en charge des 'embedded cost » pour évoluer vers un CMPC complet.

Pour ne pas inciter les GRD à emprunter à court terme et profiter d'un effet d'aubaine inapproprié, dès 2024, une méthode de fixation du coût de la dette sur base des données de marché pourrait être envisagée par la CWaPE.

Analyse des taux d'emprunts historiques des gestionnaires de réseau de distribution

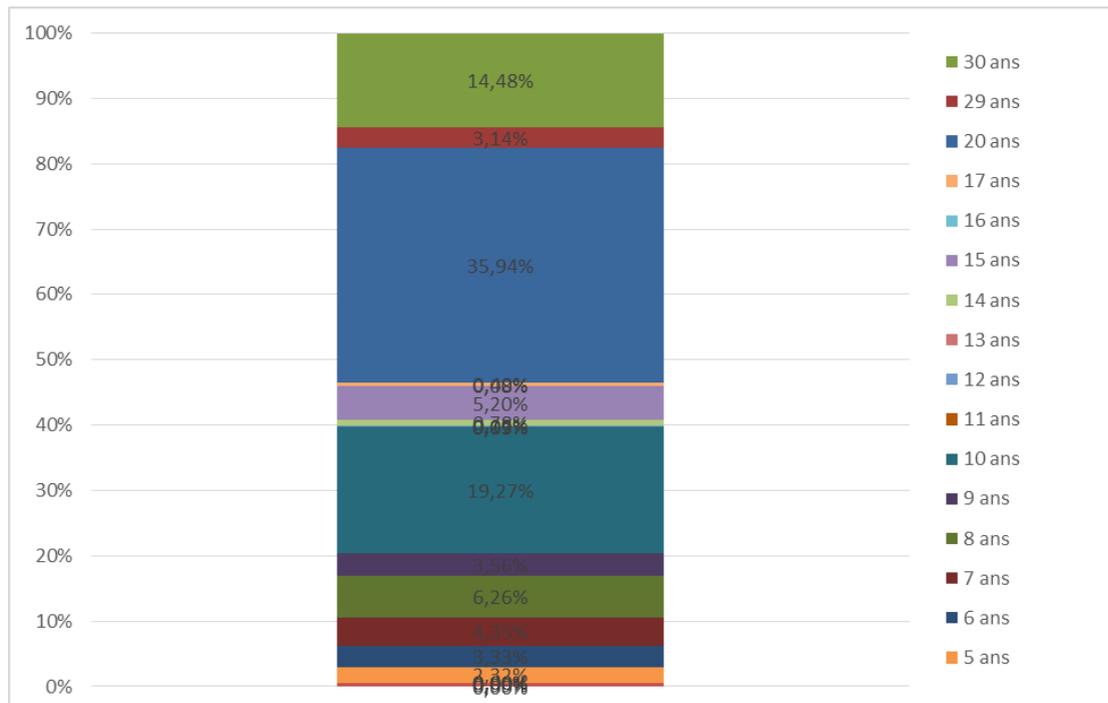
Sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne, une analyse des emprunts qui auront toujours cours pour la période 2019-2023, a été menée par la CWaPE.

Pour mener à bien cette analyse, la CWaPE a pris en compte plusieurs critères, à savoir :

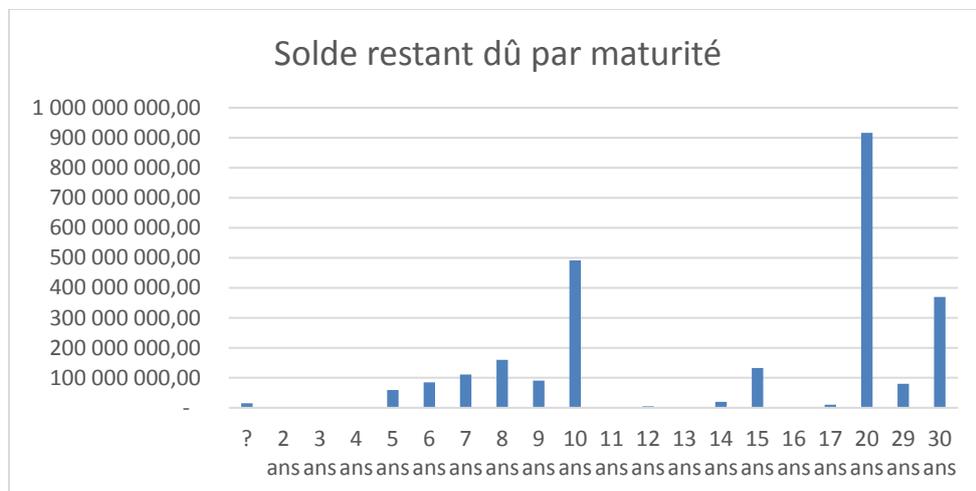
- l'année de conclusion de l'emprunt ;
- la durée de l'emprunt ;
- l'échéance de l'emprunt ;
- le dernier taux connu de l'emprunt ;
- le solde restant dû de l'emprunt.

Le graphique suivant permet de visualiser que plus de 80 % des emprunts réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité, ont une maturité supérieure ou égale à 10 ans.

GRAPHIQUE 3 EMPRUNTS REALISES PAR LES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ ET D'ELECTRICITE



GRAPHIQUE 4 SOLDE RESTANT DU PAR MATURITE



La durée moyenne estimée pour l'ensemble des emprunts des gestionnaires de réseau de distribution est de 16,82 ans.

Au 31 décembre 2016, la CWaPE a recensé 384 lignes d'emprunts rapportées dans les propositions tarifaires 2017 des gestionnaires de réseau de distribution. Par ligne d'emprunt, il faut comprendre emprunt rapporté par gestionnaire de réseau de distribution et par secteur (par exemple un emprunt souscrit par ORES SCRL pour chacun de ses secteurs gaz et électricité représenterait 12 lignes d'emprunt). Sur ces lignes, 209 sont souscrites à un taux fixe (54 %) et 175 à un taux variable (46 %).

Les taux d'emprunt, tous GRD et toutes maturités confondus, varient entre 0 % (pour la fixation du coût de la dette, la CWaPE a considéré les taux négatifs comme exceptionnels et a tenu compte d'un taux de 0 %) et 5,056 %.

En **2016**, les derniers taux fixes rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution varient entre **1,08 % et 2,85 %**, soit un taux fixe moyen de **1,906 %** indépendamment du 'poids' des montants empruntés.

La moyenne globale des taux d'emprunts qui auront toujours cours après 2018 (toutes maturités confondues), pondérée par le montant global d'emprunt varie dans une fourchette comprise entre 1,54 % et 3,65 %.

A partir des différents taux d'emprunt contractés avant le 31 décembre 2016 et qui auront toujours cours après 2018, pondérés par les soldes restant dus des montants empruntés, la CWaPE a procédé au calcul d'un taux moyen d'endettement des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Ce taux a été fixé à **2,59 %**.

Cette proposition peut se résumer comme suit :

$$kD = \text{Taux Moyen d'emprunt inter GRD pondéré}$$

Coût de transaction et coûts de la dette avec frais.

La CWaPE est d'avis de rajouter, au coût de la dette ainsi obtenu, 15 points de base afin de couvrir les frais et diverses charges bancaires inhérentes aux emprunts.

$$kD \text{ avec frais} = kD + 15bp$$

▪ ORES

Article 31 – Les charges financières doivent être répercutées dans les tarifs hors pourcentage de rendement autorisé (article 4, § 2, 12°, du Décret Tarifaire).

En vertu de l'article 4, § 2, 12°, du Décret Tarifaire, « les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs ».

Il ressort de ce principe que toutes les charges financières, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, doivent être supportées par les URD.

Or, la méthodologie tarifaire décidée par la CWaPE intègre dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (WACC) un coût de la dette théorique (2,59% p.a. augmenté de 0,15% p.a. pour frais d'emprunts), fixé pour l'ensemble de la période tarifaire et ce indépendamment du coût réel, supporté par les différents GRD sur leurs dettes historiques et sur leurs nouvelles dettes.

Par ailleurs, les taux d'intérêts applicables aux dettes dépendent des conditions de marché prévalant au moment où la dette est contractée. Ces conditions de marché sont fonction de paramètres de marché (taux IRS et spreads crédit) qui fluctuent fortement dans le temps et sur lesquels les GRD n'ont aucune emprise. Appliquer un taux forfaitaire aux dettes revient, en fonction de la date à laquelle la dette est contractée, à rémunérer trop ou trop peu ladite dette. De ce fait, cette méthodologie contredit la disposition de l'article 4, 12°, du décret tarifaire.

ORES demande donc que, conformément à la disposition précitée, les charges financières liées à un financement externe, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, sont répercutées dans les tarifs.

▪ Position de la CWaPE

ORES se trompe dans son interprétation de l'article 4, § 2, 12°. Il convient en effet de donner à cette disposition une interprétation conforme à la directive 2009/72/CE, laquelle implique, comme l'a récemment rappelé la Cour constitutionnelle, que le législateur, s'il dispose de la faculté de donner des orientations générales au régulateur, n'est en revanche pas compétent pour déterminer de manière précise le sort de certains coûts particuliers en matière de tarification. Dans son arrêt n° 71/2016 du 25 mai 2016, la Cour constitutionnelle a ainsi jugé ce qui suit :

« B.8. Comme le relève la partie requérante dans son mémoire, la qualification d'un coût comme « gérable » ou « non gérable » a un impact sur le sort de ce coût en matière de tarification.

Ainsi, les coûts gérables, qui concernent les coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau exercent un contrôle direct, font partie du résultat comptable des gestionnaires de réseau et lui sont imputés. En revanche, les coûts non gérables, qui concernent les coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau n'ont pas de contrôle direct, peuvent constituer une créance ou une dette à l'égard des clients et sont transférés aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire de réseau.

Il en résulte que la qualification d'un coût peut avoir une incidence sur les tarifs appliqués aux consommateurs finaux.

B.9.1. Il ressort de la disposition de la directive 2009/72/CE citée en B.6.1 et du commentaire et de la note interprétative cités en B.6.2 et B.7 que l'Union européenne a voulu réaliser l'indépendance fonctionnelle du régulateur national de l'énergie, en l'espèce pour le marché de l'électricité.

Cette indépendance lors de l'exercice des missions du régulateur est garantie non seulement vis-à-vis des acteurs du marché, mais aussi vis-à-vis de toutes les autorités.

B.9.2. L'exigence d'une indépendance fonctionnelle totale du régulateur national de l'énergie en ce qu'il doit être soustrait à toute influence extérieure est un élément essentiel au regard des objectifs de la directive précitée 2009/72/CE, parmi lesquels la réalisation d'un marché intérieur de l'énergie qui soit compétitif.

B.10.1. L'article 35, § 4, b), ii), de la directive 2009/72/CE prévoit qu'en dépit de l'indépendance fonctionnelle de principe du régulateur de l'énergie, les autorités nationales peuvent toujours fixer des « orientations générales » qui, de manière indirecte, leur permettent d'encadrer les décisions du régulateur quant à la politique à suivre.

B.10.2. Cependant, donner des « orientations générales » au régulateur n'est compatible que sous certaines conditions avec l'exigence d'une indépendance fonctionnelle totale d'un régulateur de l'énergie, énoncée par la directive 2009/72/CE. Ainsi, l'autorité nationale ne peut pas toucher à des décisions de régulation comme celle consistant à « fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul ».

B.10.3. Il découle de ce qui précède que les « orientations générales » ne sont conformes à l'objectif de la directive que si elles incitent seulement le régulateur national de l'énergie à tenir compte des objectifs poursuivis par l'autorité en matière de politique énergétique et de ses intérêts tels que la viabilité, la fiabilité, la durabilité du marché de l'énergie.

Il ressort néanmoins de la disposition de la directive précitée que l'autorité ne peut pas édicter de façon unilatérale le choix d'une qualification déterminée d'un coût préalable à la fixation du tarif à imposer et de sa méthodologie, étant donné que celui-ci relève de la compétence exclusive du régulateur indépendant de l'énergie.

B.11. Le législateur décreta, en ce qu'il dispose, à l'article 14, § 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, tel qu'il a été inséré par la disposition attaquée, que les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de sa filiale (ou sous-filiale) constituent des coûts non gérables, porte atteinte aux obligations qui lui incombent en vertu de l'article 35, § 4, b), ii), de la directive 2009/72/CE ».

Selon, la CWaPE, l'article 4, § 2, 12°, du décret tarifaire ne peut donc être interprété comme la privant de tout pouvoir d'appréciation quant aux modalités de répercussion des charges financières dans les tarifs et comme imposant de façon unilatérale le choix de les répercuter à l'identique comme le sous-entend ORES. Par conséquent, l'approche très communément acceptée du coût moyen pondéré du capital est conforme à l'article 4, § 2, 12°, du décret tarifaire.

En l'occurrence, les charges financières sont effectivement répercutées dans le tarif, d'une part, par le fait d'intégrer le coût de la dette dans le CMPC, et d'autre part par le fait d'appliquer le taux de rémunération à la moyenne arithmétique entre la valeur de base d'actifs régulés au 1^{er} janvier et la valeur de base d'actifs régulés au 31 décembre. *De facto*, la marge bénéficiaire couvre donc l'ensemble des frais de financement de l'actif régulé.

La CWaPE tient également à préciser que le taux proposé dans sa méthodologie tarifaire tient compte des dettes historiques des gestionnaires de réseau de distribution et réfère à ce sujet à la réponse donnée à l'UVCW ci-dessus.

Notons également que le fait d'intégrer les charges financières ailleurs que dans le calcul du coût moyen pondéré du capital, impliquerait que l'utilisateur de réseau serait amené à payer deux fois (au travers du coût de la dette et des charges financières) les frais de financement des gestionnaires de réseau, ce qui est évidemment inconcevable.

- **ORES**

Article 31 – A tout le moins, le coût des dettes futures doit être fixé sur la base des prix de marché définis sur une période de long terme (article 4, § 2, 8°, du Décret Tarifaire)

En aucun cas la CWaPE ne peut revenir sur les charges financières des dettes contractées dans le passé, conformément au principe de non-rétroactivité. Dans l'hypothèse où la CWaPE s'estimerait compétente pour modifier les règles d'inclusion des dettes financières futures – *quod non* –, et soumettrait ces dettes financières à un mécanisme de benchmark qui n'offrirait plus de garantie au GRD que le coût de sa dette est couvert par les tarifs, le risque du GRD s'en trouverait augmenté et donc son coût de financement. Il conviendrait par conséquent d'en tenir compte dans les primes de risque du modèle.

- **Position de la CWaPE**

En ce qui concerne le respect de l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire, la CWaPE répond aux attentes de marché et renvoie à ce sujet à la réponse faite au point 2.

En ce qui concerne le principe de non-rétroactivité, la CWaPE estime qu'il n'y est pas porté atteinte en l'espèce, les nouvelles modalités de répercussion des charges financières dans les tarifs n'ayant vocation à s'appliquer qu'à partir du 1er janvier 2019 et pour l'avenir uniquement. La CWaPE ne remet en effet nullement en cause les charges financières telles qu'elles ont été répercutées dans le passé en exécution des méthodologies antérieures à celle en cours d'adoption. Elle modifie uniquement la manière dont les charges financières qui n'ont pas encore été répercutées dans les tarifs (qu'elles aient déjà été contractées ou qu'elles le soient à l'avenir), seront, dans le *futur*, couvertes par ceux-ci. Pour le surplus, la CWaPE renvoie à ce qui a déjà été exposé ci-dessus

concernant les modalités futures de répercussion des charges financières dans les tarifs.

En ce qui concerne l'augmentation du profil de risque des gestionnaires de réseau, comme indiqué très justement par ORES dans son annexe 1²¹, le 'contexte réglementaire et le cadre de propriété des actifs' représente 40 % des facteurs de risques, dont 15 % pour la 'stabilité et prédictibilité du régime réglementaire' et 15 % pour 'le recouvrement des coûts et des investissements'. Il est donc fort probable que la potentielle augmentation de risque lié au recouvrement des coûts soit compensée par l'amélioration de la stabilité et prédictibilité du régime réglementaire.

L'agence de notation Moody's allait d'ailleurs dans ce sens lors de l'attribution provisoire de rating à RESA: « Moody's further notes that there are uncertainties associated with the transition from the current cost-plus regulatory regime to an incentive-based framework from 2018. **Nevertheless, the ratings take into account that the methodologies to set tariffs are designed to follow established principles comparable to other incentive-based frameworks in Europe, and that the proposed five-year tariff period from 2018 will provide significant revenue visibility.**²² »

Annexe – Moody's

Contexte <u>régulatoire</u> et cadre de propriété des actifs	40%	Stabilité et prédictibilité du régime <u>régulatoire</u>	15%
		Cadre de propriété des actifs	5%
		Recouvrement des coûts et investissements (capacité et rapidité)	15%
		Risque de revenus	5%
Taille et complexité du programme d'investissements	10%		
Politique financière	10%		
Endettement et couverture	40%	ICR	10%
		Net <u>Debt</u> /RAB	12,5%
		FFO/Net <u>Debt</u>	12,5%
		RCF / Net <u>Debt</u>	5%

La CWaPE note également que le gestionnaire de réseau de distribution a ses propres moyens d'action sur sa cotation (politique financière, ratios d'endettement et de couverture, taille du programme d'investissement) et devrait se focaliser sur ceux-ci. Une bonne gestion de trésorerie, des durées d'emprunt raisonnables et alignées avec les activités du GRD, etc. sont autant de leviers auxquels le GRD peut recourir afin de gérer son profil de risque. Dans les faits, ces bonnes pratiques n'ont pas systématiquement été mises en œuvre (dette à 30 ans, excès de liquidité,...) et pourraient amener à une prime de risque excessive.

Par ailleurs, il est à noter que la CWaPE a été attentive aux facteurs de risque retenu par Moody's. En effet, en matière de bonnes pratiques sur les marchés financiers, Moody's²³ préconise un ratio de dette nette par rapport à l'actif régulé compris dans une fourchette entre 30% et 60% et ce, pour les ratings de type A (à savoir les ratings Aaa, Aa et A) avec une fourchette comprise entre 45% à 60% pour le rating A. C'est pourquoi, la CWaPE a opté pour une méthode dite normative pour la fixation du gearing. La CWaPE s'est basé sur une répartition imposée par le régulateur,

²¹ Annexe 1 des commentaires d'ORES sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 : Principaux critères de rating de l'agence Moody's

²² https://www.moody.com/research/Moodys-assigns-PA2-rating-to-RESA-stable-outlook--PR_350906

²³ Rating Methodology, Regulated Electricity and Gas networks, Moody's, 2014

correspondant aux bonnes pratiques de marché (soit le milieu de fourchette du rating A : 52,5%). Cette méthode a l'avantage d'inciter les gestionnaires de réseau à optimiser les taux d'emprunt contractés et à tendre vers une structure bilantaire optimale.

Enfin, notons que pour le coût de financement :

- la totalité des emprunts toujours actifs à partir du 1^{er} janvier 2019 sont pris en considération dans la détermination du coût de la dette. Les 'anciens' emprunts à un taux plus élevé et arrivant à échéance pendant la période réglementaire (4,328 % au maximum), compenseront partiellement une possible hausse des taux d'intérêt. Le 'remplacement' de ces emprunts devant se faire à des taux inférieurs.
- Les GRD ayant recours à des dérivés de taux (flottant vers fixe) ne couvrant pas la totalité de la durée de l'emprunt bénéficieront également, en cours de période réglementaire, de la fin du dérivé de taux et d'un retour à un taux flottant inférieur.

A titre d'exemple, ORES dans sa présentation de l'entreprise précise que l'impact d'une augmentation des taux de marché de 1 % aurait un impact de 0,07 % sur le coût de la dette²⁴.

2.1.4.4. Révision des paramètres de la marge bénéficiaire équitable

▪ UVCW

En outre, le niveau auquel le CMPC a été fixé, ainsi que le fait qu'il ne puisse être revu à la hausse d'ici 2024 en fonction de l'évolution du marché, ne le rend pas particulièrement attractif. Pourtant au départ, le fait d'avoir un niveau de rémunération équitable sur le long terme devait justement inciter à investir dans le réseau et par là garantir un certain niveau de qualité de celui-ci. Or, nous l'avons déjà mentionné à maintes reprises, des investissements massifs dans le réseau sont indispensables dans les prochaines années si on souhaite réussir la transition énergétique.

▪ INTER-REGIES ET AIESH

Art. 33 : Le pourcentage de rendement autorisé doit être d'autant plus suffisant qu'il n'est pas revu ex post. De façon plus fondamentale, il importe de prévoir des exceptions possibles à ce principe de non révision ex post dans le cas où les valeurs des paramètres financiers fixés ex ante s'écarteraient trop de la réalité.

▪ Position de la CWaPE

Suite aux remarques reçues lors de la concertation/consultation, la CWaPE propose de revoir le taux sans risque et de considérer une durée de 10 ans d'historique de cotation, ceci afin de neutraliser l'effet de la conjoncture de taux bas actuel qui pourrait ne pas durer sur toute la période 2019-203. Ce nouveau taux sans risque permet, d'une part, de répondre aux remarques soulevées par rapport

²⁴https://netoresorchardcms.blob.core.windows.net/media/Default/Informations_Financieres/Documents_EN/Pr%C3%A9sentation_investisseurs_ORES_2016_finale.pdf (pages 31, 34)

aux autres paramètres individuels du coût moyen pondéré du capital (rendement des fonds propres, RTM...), et, d'autre part, de rendre (encore) plus attractif le niveau du CMPC.

Par ailleurs, la hausse ou la baisse significative de paramètre(s) définissant la marge bénéficiaire équitable en cours de période régulatoire, qui engendrerait une hausse ou une baisse conséquente et durable du revenu autorisé (2 % du revenu autorisé annuel), pourrait être considérée comme une circonstance exceptionnelle indépendante de la volonté du GRD au sens de l'article 54, § 2, 2°, du projet de méthodologie tarifaire et mener, le cas échéant, à une révision du revenu autorisé.

L'article 54 a été modifié de façon à ce que le critère de l'impact significatif sur la situation financière du GRD s'applique uniquement en cas de circonstances exceptionnelles comme le prévoit le décret. La CWaPE a revu le seuil à 2% suite aux réactions reçues de la part des gestionnaires de réseau de distribution. Ce seuil correspond à la norme communément appliquée en audit pour définir le seuil de matérialité. Pour plus de détail, la CWaPE renvoie au point 2.2.2.2. Révision ponctuelle ci-dessous.

2.1.4.5. Actifs régulés et amortissements

2.1.4.5.1. Immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques

▪ INTER-REGIES

Article 23. § 1er. : Les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques prennent de plus en plus d'importance dans le contexte de la transition énergétique (big data, internet of things, clearing house, etc). Il est donc essentiel qu'elles rentrent dans la composition de la RAB.

▪ Position de la CWaPE

La CWaPE renvoie à l'article 23. §1er, 2° du projet de 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 :

- « 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 :
 - 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) ; »

Comme évoqué lors du groupe de travail du 13 juin 2017, veuillez également noter que :

- Aux charges opérationnelles des projets spécifiques sont ajoutées les charges nettes d'immobilisations incorporelles additionnelles supportées par les gestionnaires de réseau de distribution découlant de l'activation, après le 31 décembre 2018, de logiciels IT strictement nécessaires aux projets spécifiques et à leur efficacité opérationnelle (hors

intelligence de réseau) ;

- Consciente que les projets liés à la transition énergétique impliquent des investissements réseau et informatiques conséquents et onéreux dont la durée de vie se situe entre 10 et 15 ans (constat issu des Business cases *smart meter* et *smart grid* reçus des gestionnaires de réseau de distribution), la CWaPE a modifié le taux d'amortissement des logiciels informatiques du projet de méthodologie tarifaire de façon à ce qu'il corresponde à la durée de vie des actifs. Le taux d'amortissement des logiciels informatiques est fixé à 10%. Il s'applique évidemment aux logiciels acquis à partir du 1^{er} janvier 2019 ;
- La CWaPE propose que les logiciels bureautiques soit, quant à eux, amortis sur 3 ans comme l'équipement administratif.
- La CWaPE propose que les logiciels bureautiques soit, quant à eux, amortis sur 3 ans comme l'équipement administratif.

▪ Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire

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

<i>Bâtiments industriels :</i>	3 % (33 ans)
<i>Bâtiments administratifs :</i>	2 % (50 ans)
<i>Câbles :</i>	2 % (50 ans)
<i>Lignes :</i>	2 % (50 ans)
<i>Postes et cabines :</i>	
- <i>Equipements basse tension :</i>	3 % (33 ans)
- <i>Equipements haute tension :</i>	3 % (33 ans)
<i>Raccordements :</i>	
- <i>Transformations :</i>	3 % (33 ans)
- <i>Lignes et câbles :</i>	2 % (50 ans)
<i>Appareils de mesure :</i>	3 % (33 ans)
<i>Télétransmission :</i>	10 % (10 ans)
<i>Fibres optiques :</i>	5 % (20 ans)
<i>Mobilier et outillage :</i>	10 % (10 ans)
<i>Matériel roulant :</i>	20 % (5 ans)
<i>CAB, commande à distance, équipement de dispatching</i>	10 % (10 ans)
<i>Équipement labo :</i>	10 % (10 ans)
<i>Équipement administratif (logiciels bureautiques et équipement de bureau) :</i>	33 % (3 ans)
<i>Compteurs télémesurés :</i>	10 % (10 ans)
<i>Compteurs à budget classique (type payguard) :</i>	10 % (10 ans)
<i>Compteurs communicants :</i>	6,67 % (15 ans)
<i>Logiciels informatiques spécifiques (type « gestion des réseaux) :</i>	10 % (10 ans)

Actifs régulés Gaz

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

2.1.4.5.2. Rôle du réviseur

- **REW**

Devons-nous comprendre au travers de l'article 23 §1 2° que le réviseur est un acteur du processus de régulation au même titre que le régulateur?

- **Position de la CWaPE**

En ce qui concerne l'article 23, §1, 2°, la CWaPE reste dans la continuité de la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour l'année 2017.

Le rôle du réviseur est donc inchangé et spécifié à la section 3 du chapitre 1 du titre VI de 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.

2.1.4.5.3. Durée d'amortissement et durée de vie des actifs

- **INTER-REGIES**

Art. 27 (Taux d'amortissement) : Il nous revient que la durée d'amortissement proposée dans le tableau (33 ans, voir 50 ans pour certains actifs) dépasse de loin la durée de vie réel des actifs.

Il est vrai que la CWaPE ne motive pas le choix des délais d'amortissement dans son projet de méthodologie tarifaire. Il conviendrait de benchmarker les délais d'amortissement proposés par la CWaPE avec ce qui est d'application pour les GRD (et non pas GRT) dans les pays voisins.

La CWaPE propose d'amortir les compteurs communicants sur une période de 15 ans. La durée de vie de ces compteurs est estimée à 10/15 ans. Compte tenu des évolutions technologiques rapides et des risques d'obsolescence technologique, il y a un risque non négligeable pour les GRD que ce délais de 15 ans soit trop élevé.

Il nous semblerait plus logique d'aligner la durée d'amortissement des compteurs communicants sur les compteurs télémétrés, à savoir 10 ans.

- **RESA**

La rubrique « compteurs intelligents » a été remplacée par « compteurs communicants » avec un taux d'amortissements différents (15 ans et non plus 10 ans). Quel sera le traitement des investissements du passé ?

- **FEBELIEC**

Concernant les règles d'évolution de la base d'actifs régulés, Febeliec constate que dans le tableau reprenant les pourcentages d'amortissement (p27), les compteurs télémétrés et les compteurs à budget classique (payguard) doivent être amortis sur 10 ans, tandis que les compteurs communicants peuvent être amortis sur 15 ans. Febeliec se demande pourquoi tous les compteurs ne peuvent être amortis sur une période de 15 ans.

- **REW**

De plus, les pourcentages d'amortissement proposés sont en contradiction avec la définition qui est faite des amortissements à l'art 3 §3 2° du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 :

« 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 de— ces frais et coûts au moment où ils sont exposés »

Pour l'heure les pourcentages proposés dans le projet de méthodologie ne répondent pas à la durée d'utilité ou d'utilisation probable de la plupart des actifs régulés immobilisés et ne sont pas en correspondance avec la période pendant laquelle ils sont financés. La base d'amortissement ne correspond pas à la durée de vie technique des équipements et la durée de financement offert par les organismes financiers. Ainsi, les charges de financement ne sont pas couvertes par les montants d'amortissement attendus ce qui accentue encore davantage le déséquilibre financier des GRDs.

Ce décalage est préjudiciable à la capacité d'auto-financement des GRDs et l'une des erreurs d'appréciation fondamentale de la méthodologie tarifaire qui est en porte à faux entre deux tendances:

- Favoriser l'auto financement des GRDs pour leur permettre de faire face à leurs missions et limiter la rémunération équitable des actionnaires ;

Ou

- Donner davantage de moyens aux actionnaires au travers de la rémunération équitable au

détriment de l'auto financement afin d'assurer l'accès des actionnaires aux différentes sources de financement et donner les moyens de participer au renouvellement et au développement des infrastructures du GRD.

▪ Position de la CWaPE

Lors des groupes de travail 2015-2016 relatifs aux amortissements (voir les extraits des procès-verbaux ci-dessous), la CWaPE était ouverte à une discussion sur la révision des taux d'amortissement pour autant qu'une **justification technique motivant une modification de la durée de vie des actifs (et donc d'une révision des taux d'amortissement) soit introduite préalablement** par les gestionnaires de réseau de distribution. En l'absence d'une telle justification de la part des gestionnaires de réseau, la CWaPE a privilégié la **continuité des méthodologies existantes**.

Procès-verbal de réunion du 17.11.2015 :

« ORES demande l'adaptation du taux d'amortissement des compteurs intelligents de 10 à 15 ans et de la fibre optique de 10 à 25 ans. Pour RESA, une durée d'amortissement de 25 ans pour la fibre optique est beaucoup trop élevée.

Les GRD proposent de se concerter et de revenir avec une proposition commune »

Procès-verbal de réunion du 08.12.2015 :

« Question 24 : Les GRD souhaitent-ils proposer de nouveaux pourcentages d'amortissement que ceux présentés dans la présente note ? »

Pol Heyse souhaiterait que les taux d'amortissement des câbles et lignes actuellement fixés à 2% (50ans) soit portés à 3% (33%) et ce, afin d'apporter plus rapidement du cash supplémentaire dans l'activité du gestionnaire de réseau de distribution.

Antoine Thoreau précise que la CWaPE n'a pas l'intention de revoir les taux d'amortissement de ces actifs régulés et que le taux doit correspondre à la durée de vie de ces actifs. Toutefois, il mentionne que si le CA du gestionnaire de réseau de distribution devait définir des taux d'amortissement autres que ceux définis dans la méthodologie tarifaire, le montant d'amortissement complémentaire comptabilisé ne pourra pas être incorporé dans les tarifs de distribution.

Pol Heyse précise que le taux d'amortissement devrait correspondre à la durée d'utilisation des actifs. Il souhaiterait qu'une discussion soit entamée sur la révision de ces taux d'amortissement avec le régulateur.

Antoine Thoreau est favorable à cette discussion mais pour autant qu'une justification technique motivant une modification de la durée de vie des actifs (et donc d'une révision des taux d'amortissement) soit introduite préalablement par les gestionnaires de réseau de distribution.

Antoine Thoreau précise que la CWaPE a proposé l'introduction d'un taux d'amortissement spécifiques pour les compteurs intelligents (durée d'amortissement de 15 ans) et la modification du taux d'amortissement de la fibre optique (durée d'amortissement de 10 ans à 25 ans). A l'occasion de la présentation de la note sur la marge bénéficiaire équitable, certains gestionnaires de réseau avaient émis des réserves concernant l'augmentation de la durée d'amortissement de la fibre

optique à 25 ans. Antoine Thoreau invite les gestionnaires de réseau de distribution à trouver un accord sur la proposition de durée d'amortissement de ces actifs qui sera soumise à l'approbation de la CWaPE. »

Donc, en ce qui concerne les amortissements, à l'exception de la création de 2 nouvelles catégories d'actif, à savoir, les compteurs communicants (6,67% - 15 ans) et la fibre optique (5% - 20 ans), introduites à la demande des gestionnaires de réseau de distribution, l'approche de la CWaPE reste dans la continuité des méthodologies tarifaires précédentes.

Pour les compteurs communicants, Enedis, estime la durée de vie moyenne de ses compteurs à 20 ans²⁵. Dans le cadre du développement de ces compteurs communicants, les GRD devront faire face à de nouvelles technologies avec des durées de vie plus courtes et plus incertaines que les actifs traditionnels. Par conséquent, et sur proposition des gestionnaires de réseau de distribution, la durée de vie estimée a été ramenée à 15 ans. C'est par ailleurs sur base de cette durée qu'ORES a établi son business case smart meter. Les autres GRD n'ayant pas encore pris de choix technologique pour leur smart meter devront effectivement introduire cette durée de vie de 15 ans dans leur cahier des charges et ne sont donc pas en mesure aujourd'hui de pouvoir justifier des durées plus courtes.

Pour les gestionnaires de réseau de distribution ayant déjà investis dans les compteurs communicants, la CWaPE est d'avis qu'il faut continuer à amortir les investissements du passé sur la base des taux fixés dans les méthodologies précédentes (10 %). Les nouveaux taux seront, quant à eux, appliqués aux investissements à partir du 1^{er} janvier 2019.

Enfin, comme précédemment, évoqué lors du groupe de travail du 13 juin 2017, veuillez également noter que la CWaPE propose un taux d'amortissement de 33 % pour les logiciels bureautiques et de 10 % pour les autres logiciels informatiques.

En ce qui concerne, le décalage entre les durées d'amortissement et les durées de financement, celui-ci ne nuit pas à l'équilibre financier sur le long terme. La CWaPE note en effet que l'équilibre *stricto sensu* entre amortissement et charges financières ne pourrait, en réalité, jamais être atteint car:

- Les emprunts externes servent généralement à financer plusieurs types d'actifs régulés aux durées d'utilité ou d'utilisation probable ou d'amortissement (peu importe) différentes ;
- Même dans l'hypothèse où un emprunt servirait à financer 100 % un seul actif financier sur une durée équivalente à la durée de vie de l'actif sous-jacent, les taux d'amortissements et les taux d'emprunts ne seront, sauf exception, pas identiques. Ces 2 taux n'étant absolument pas corrélés.

Conformément à l'avis qu'elle a rendu sur le projet de décret tarifaire, la CWaPE ne comprend pas en quoi les amortissements peuvent constituer une capacité d'autofinancement supplémentaire. La capacité d'autofinancement est liée au résultat généré par le gestionnaire de réseau, hors charges non décaissées. L'article 4, § 2, 11° déroge à la notion d'amortissement telle que définie par l'Avis CNC 2010/15 de la Commission des normes comptables qui précise que « Les amortissements ont donc pour objet de répartir dans le temps la prise en charge du coût des investissements dont la durée de vie est limitée ». En outre, si le but visé par cette disposition est de permettre au gestionnaire de réseau de distribution de procéder à une réévaluation ses actifs régulés, la CWaPE considère que cette disposition serait totalement déraisonnable, en ce sens qu'elle conduirait

²⁵ [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Courrier Linky Parlementaires.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Courrier%20Linky%20Parlementaires.pdf)

l'utilisateur de réseau à financer une seconde fois les actifs du réseau.

Par ailleurs, le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 couvre de façon plus équitable les charges financières et les amortissements, tout en conservant une rémunération attrayante pour les actionnaires et des moyens pour financer la transition énergétique :

- **rémunération équitable des actionnaires** : taux de rendement de 5,50 % pour les fonds propres (après révision suite à la consultation), permettant une mise en réserve d'une partie de cette rémunération à des fins d'autofinancement ;
- **charges financières** : taux de rendement de 2,74 % ;
- **Amortissements** : prise en compte des coûts nets liés aux immobilisations partiellement plafonnés (approche TOTEX et prise en compte de certains CAPEX en projet spécifique)

▪ **RESA**

Article 27 : le montant des amortissements repris chaque année en déduction de la valeur RAB sont ceux calculés sur base des valeurs historiques des investissements et des pourcentages mentionnés à cet article. A contrario, la charge d'amortissements qui se trouvera en résultat et pourra être couverte par les tarifs sera constituée des amortissements 2019*(15-X). Les deux valeurs ne coïncideront plus dans la proposition tarifaire; ce qui ne nous semble pas correct car en cas d'amortissements réels supérieurs au plafond, la RAB diminuera plus vite que ce que nous pouvons récupérer au travers du revenu autorisé (via les amortissements).

Nous aurons la même désynchronisation avec les charges liées aux désaffectations d'immobilisations.

▪ **Position de la CWaPE**

Toute différence constituera un bonus ou un malus, la CWaPE considère qu'une bonne planification de ces charges sur 5 ans devrait limiter fortement la création de bonus/malus sur la durée de 5 ans.

2.1.4.5.4. Réévaluation des actifs

▪ **REW**

Article 27 : Cet article précise que le montant annuel des amortissements est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle. Cette position est en total contradiction avec l'art 4 §1 du décret tarifaire du 19 janvier 2017 qui stipule que « La méthodologie tarifaire maintient la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés ».

▪ Position de la CWaPE

En matière de valeur des actifs, la CWaPE souhaite rester cohérente avec les décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures, et par conséquent à l'article 4, § 1, du décret tarifaire, puisque :

- L'article 4, § 4, de la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 indique : « Le montant annuel des amortissements visés aux §§ 1er et 2 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** » ;
- L'article 4, § 4, de la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 indique : « Le montant annuel des amortissements visés aux §§ 1er et 2 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** » ;
- L'article 4, § 4, de la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 n'a pas été modifié pour la période 2017 ;
- L'article 4, § 4, de la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz actifs en Wallonie pour la période 2015-2016 n'a pas été modifié pour la période 2017.

▪ REW

Article 29 : Il convient toutefois de préciser que la base d'amortissement des actifs régulés cédés lors de la transaction se fera sur base des valeurs d'acquisitions historique du GRD cédant.

▪ Position de la CWaPE

La CWaPE considère que cette précision allait de soi et propose la modification de l'article 29 du projet de méthodologie tarifaire afin d'être clair à ce sujet.

▪ **Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire**

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'acquisitions historiques du GRD cédant.*

- **EDORA**

La RAB actuelle résulte de l'évolution de la RAB initiale approuvée par la CREG. Il est prévu que la CWaPE devra approuver la RAB initiale à partir de laquelle seront fixées la rémunération et son évolution pour l'ensemble de la période. Il est de notoriété publique que la manière dont le niveau de la RAB a été validé historiquement fait débat. La CWaPE a-t-elle l'intention de procéder à une réévaluation du niveau de cette RAB et notamment des amortissements déjà supportés antérieurement par les utilisateurs des réseaux tant pour l'électricité que le gaz. Il paraît en effet raisonnable de faire la clarté sur cette question controversée ?

- **FEBELIEC**

Febeliec suit la CWaPE dans sa décision d'interdire la réévaluation de la base d'actifs régulés.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE se réfère à l'article 30 du projet de 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 qui stipule : « La réévaluation de la base d'actifs régulés est **interdite** ». Cette disposition fait écho à l'article 4, § 1^{er}, du décret du 19 janvier 2017 qui prévoit que la CWaPE « maintient la cohérence des décisions prises au cours des périodes régulatrices antérieures en matière de valeur des actifs régulés ».

La CWaPE confirme donc qu'elle ne procédera pas à une réévaluation de la RAB.

2.1.4.5.5. Plus-value iRAB

- **ORES**

Articles 25 et 26 – En ce qui concerne l'évolution de la base d'actifs régulée visée aux articles 25, §1er, 5°, et 26, §1er, 6°, du Projet de Méthodologie Tarifaire

Il convient de préciser que la déduction de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service est prise en compte de manière forfaitaire à hauteur de 2% de ces plus-values, conformément à l'article 28 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

- **RESA**

Article 25, §1 :

5° : on parle ici de la plus-value iRAB à déduire de la RAB chaque année en fonction des mises hors service et à l'article 28 de 2% par an « forfaitaire » ? Quel est le traitement à appliquer ?

Article 26, §1,

5° : on parle ici de la plus-value iRAB à déduire de la RAB chaque année en fonction des mises hors service et à l'article 28 de 2% « forfaitaire » par an ? Quel est le traitement à appliquer ?

▪ **Position de la CWaPE**

Les articles 25 et 26 sont relatifs aux mises hors service d'actif(s) régulé(s) qui auraient fait l'objet d'une plus-value iRAB. Au même titre que n'importe quelle mise hors service, la **part cumulée des amortissements y relative doit être reprise**. Dans ces articles, il s'agit dès lors d'identifier :

- La valeur historique de l'actif mis hors service ;
- La valeur historique de la plus-value iRAB relative à l'actif mis hors service ;
- La part d'amortissement cumulé relatif à la valeur historique mis hors service ;
- La part d'amortissement cumulé de la plus-value iRAB relative à l'actif mis hors service ; et
- D'acter la reprise de ces valeurs.

L'article 28 quant à lui réfère à l'**amortissement annuel forfaitaire** à appliquer à la valeur historique de la plus-value iRAB.

Le projet de 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 ne prévoit **pas de modifications de traitement de la plus-value iRAB par rapport aux méthodologies transitoires 2015-2016 (article 4, 7° de la méthodologie transitoire électricité 2015-2016) et 2017**.

2.1.4.5.6. Évolution de la base d'actifs régulés

▪ **RESA**

Article 25, §1, 6° : la phrase n'est pas complète/correcte. Ne manque-t-il pas « mises hors service » ?

▪ **Position de la CWaPE**

En effet, pour une meilleure lisibilité, l'article 25, §1, 6° sera donc modifié en conséquence.

▪ **Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire**

Article 25, §1, 6° : la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles mises hors service dans le courant des années 2016, 2017 et 2018.

▪ **RESA**

Article 26, §1, 7° : la phrase n'est pas complète/correcte. Ne manque-t-il pas « mises hors service » ?

▪ **Position de la CWaPE**

En effet, pour une meilleure lisibilité, l'article 26, §1, 7° sera donc modifié en conséquence.

- **Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire**

Article 25, §1, 7° : la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles mises hors service dans le courant de l'année concernée.

2.1.4.5.7. Suppression des actifs primaire et secondaire

- **ORES**

Enfin, la suppression de la distinction entre la rémunération primaire et secondaire entraîne deux conséquences : d'une part, une perte de rémunération injustifiée sur les investissements du passé, d'autre part, une perte d'incitant sur les investissements du futur.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE s'étonne de ce commentaire puisque dans les remarques reçues des gestionnaire de réseau de distribution sur la note technique relative à « la marge équitable » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022, l'unanimité des gestionnaires de réseau de distribution ayant répondu en décembre 2015 était favorable à la suppression des actifs primaire et secondaire.

Ceci étant, l'introduction d'un CMPC conventionnel ne rend plus possible la distinction entre actif primaire et actif secondaire et ce, dans la mesure où la part de la dette attribuée à l'actif primaire ne peut être distinguée de celle attribuée à l'actif secondaire.

2.1.4.6. Paramètres

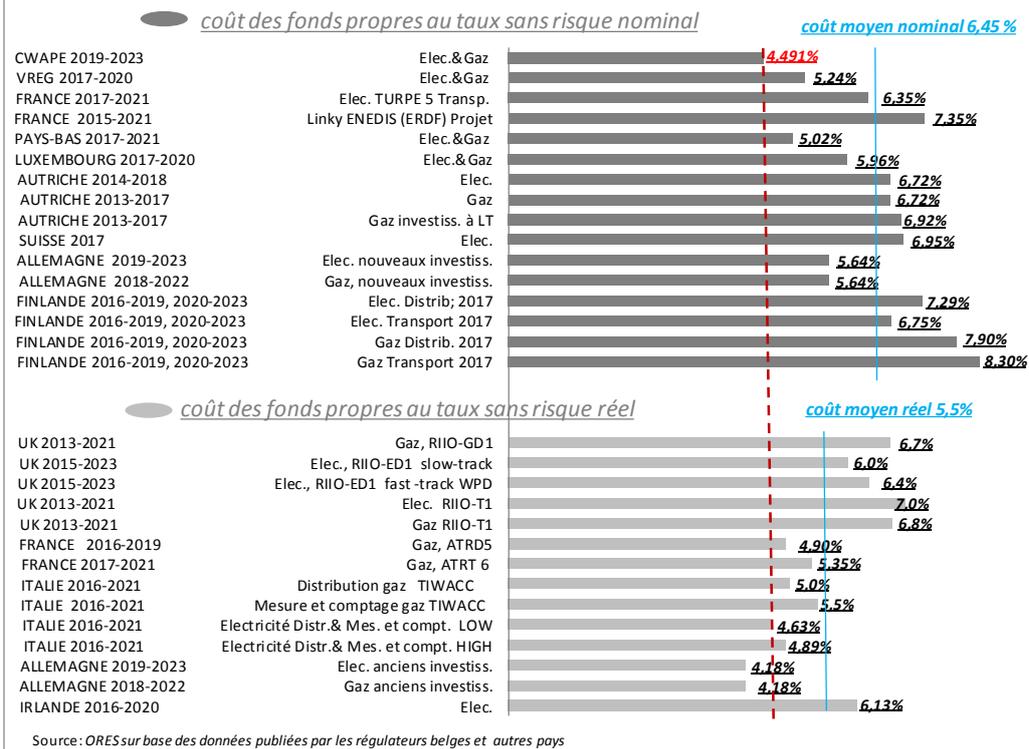
2.1.4.6.1. Rémunération des fonds propres

- **ORES**

La RemCI est particulièrement faible en Wallonie, ce qui est le reflet d'une rémunération des fonds propres très faible, ou plus exactement, la plus faible des pays comparés (4,491%). Ce taux est inférieur de 200 points de base (pb) à la rémunération des sociétés avec un profil de risque similaire (6,45% en moyenne, voir [Graphique A.2.](#) en [Annexe 3](#)). ORES souligne que le taux nominal wallon est même en-dessous du taux réel utilisé dans certains pays.

GRAPHIQUE 5 COUT DES FONDS PROPRES : CWAPE, VREG ET PAYS

Coût des fonds propres: CWAPE, VREG et pays



Position de la CWAPE

Dans le cadre de comparaison avec les rémunérations des capitaux investis, il ne suffit pas de comparer uniquement le taux de rémunération mais de prendre en considération les autres composantes telles que la fiscalité ou la base d'actifs régulés (cf. ci-avant dans la même section de ce document). Par conséquent, la CWAPE considère que les conclusions, les affirmations et les chiffres rapportés par ORES ne sont pas pertinents et renvoie le lecteur à l'argumentaire développée *supra*.

Enfin, la CWAPE précise que suite à la consultation, le taux sans risque a été revu à la hausse. La rémunération des fonds propres s'élevant après consultation à 5,502 % (cf. *supra*, dans la même section de ce document).

De plus amples informations relatives aux paramètres individuels ou au comparatif des taux de rémunération sont disponibles dans les autres réponses formulées par la CWAPE. Les paramètres proposés par la CWAPE ont systématiquement fait l'objet d'un rapprochement avec les pratiques européennes et le taux de rémunération des fonds propres, 5,502 % après modification du taux sans risque suite à la consultation, répond largement aux attentes de marché (cf. *supra*, dans la même section de ce document).

2.1.4.6.2. Taux sans risque

- **RESA**

Une moyenne des taux OLO sur 10 ans nous paraîtrait plus correct et en ligne avec la période de détermination des emprunts pour le coût de la dette.

- **REW**

Prenons par exemple le taux sans risque qui constitue un des paramètres essentiels dans la formule de rémunération des capitaux investis. Le taux d'intérêt sans risque a été calculé par la CWaPE comme une moyenne arithmétique des taux OLO 10 ans sur la période 2012-2016 (5 ans). Le résultat est biaisé par les taux OLO 10 ans historiquement bas de 2015-2016 et liés à la politique monétaire actuelle de la BCE.

Pour rester cohérente avec sa propre approche, la CWaPE aurait pu prendre un taux OLO > 10 ans car il s'agit d'abord pour l'actionnaire d'un choix d'opportunité pour ses placements long terme dont la durée d'immobilisation doit être plus en adéquation avec la durée de vie des actifs des GRD d'une part et prendre une moyenne historique sur une plus longue période que 5 ans comme elle le fait pour le taux moyen de l'emprunt inter GRD.

- **INTER-REGIES ET AIESH**

Prenons par exemple le taux sans risque qui constitue un des paramètres essentiels dans la formule de rémunération des capitaux investis. Le taux d'intérêt sans risque a été calculé par la CWaPE comme une moyenne arithmétique des taux OLO 10 ans sur la période 2012-2016 (5 ans). Le résultat est biaisé par les taux OLO 10 ans historiquement bas de 2015-2016 et liés à la politique monétaire actuelle de la BCE.

La CWaPE aurait pu prendre un taux OLO > 10 ans plus en adéquation avec la durée de vie des actifs des GRD et prendre une moyenne historique sur une plus longue période que 5 ans pour lisser l'effet de la crise financière.

Le taux sans risque constitue un des paramètres essentiels dans la formule de rémunération des capitaux investis.

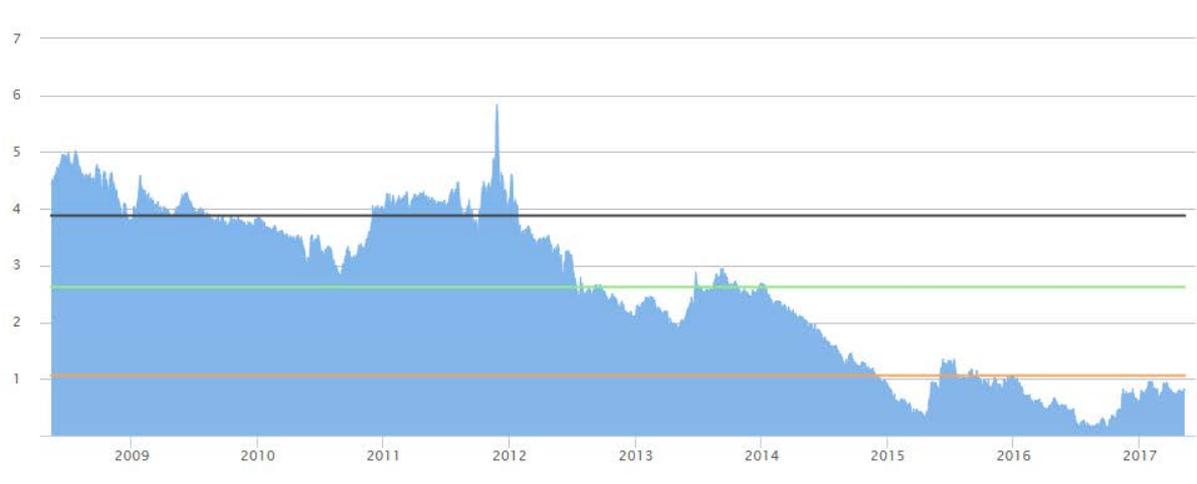
Le taux d'intérêt sans risque a été calculé par la CWaPE comme une moyenne arithmétique des taux **OLO 10 ans** sur la période 2012-2016 (5 ans).

GRAPHIQUE 6 MOYENNE TAUX OLO 10 ANS SUR BASE QUOTIDIENNE

Moyenne Taux OLO 10 ans sur base quotidienne (source : BNB)	
2012	2,980
2013	2,433
2014	1,725
2015	0,860
2016	0,486
Moyenne 2012-2016	1,697

Compte tenu du fait que les investissements des GRD sont pour la plupart des investissements de long terme sur une période de 30 à 50 ans (voir durée d’amortissement de 33 et 50 ans proposée par la CWaPE), il serait plus logique d’un point de vue économique de prendre un taux OLO > à 10 ans. Un taux OLO à 15 ou 20 ans serait déjà plus en ligne avec la durée de vie des investissements des GRD. Le résultat de la moyenne du taux OLO 10 ans sur 2012-2016 est biaisé par les taux OLO 10 ans historiquement bas (voir graphique ci-dessous) de ces dernières années (2015-2016) et liés à la politique monétaire actuelle de la BCE. Le bureau du plan prévoit qu’à partir de 2019, la politique monétaire de la BCE devrait progressivement se normaliser (et donc les taux OLO progressivement remonter).

GRAPHIQUE 7 EVOLUTION TAUX OLO 10 ANS DEPUIS 2008



Le graphique montre l’évolution du taux OLO 10 ans depuis 2008 :

- Le taux OLO 10 ans a fortement diminué ces dernières années ;
- Le taux OLO 10 ans peut être très sensible à des événements inattendus : celui-ci est monté en flèche au plus fort de la crise gouvernementale belge en 2011 pour culminer à 5,80% le 25 novembre. Il n’est pas exclu qu’un tel scénario puisse se reproduire en 2019 (année d’élection), qui est la première année de la nouvelle période réglementaire.

Pour éviter le biais dont question ci-dessus, on pourrait envisager les solutions suivantes :

- Prendre une période de référence plus grande (moyenne de 10 ou 15 ans au lieu de 5 ans par ex.) ;

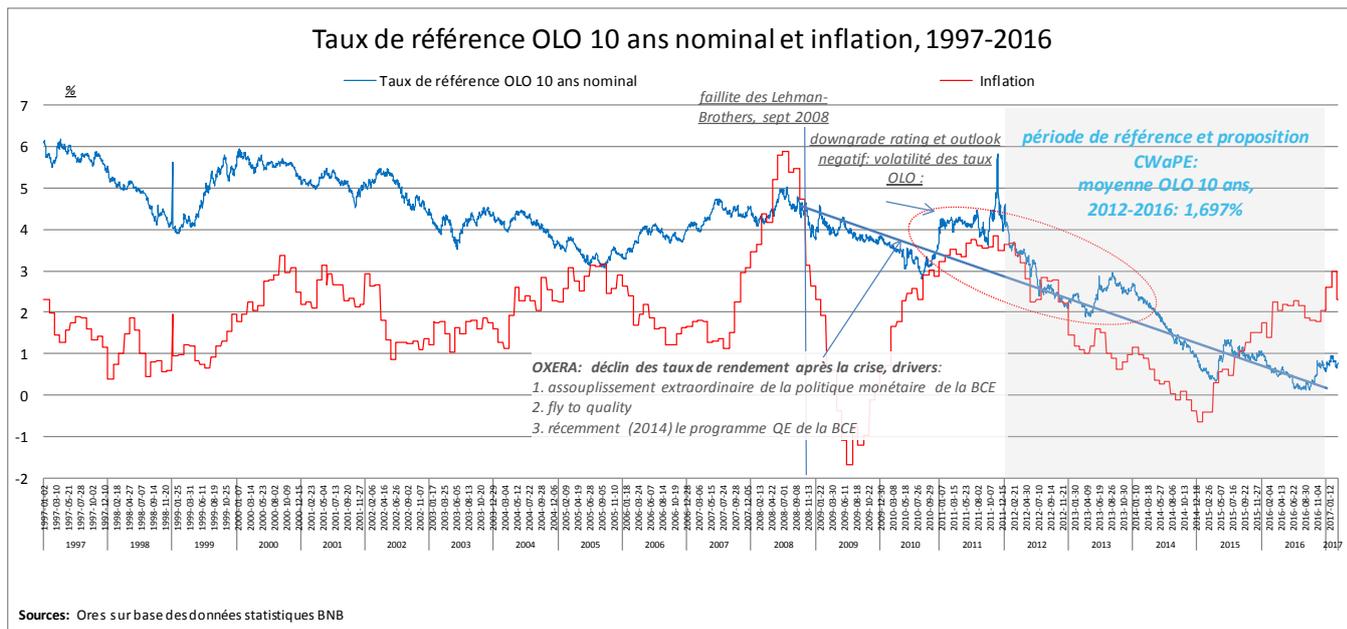
et/ou

- Exclure les valeurs en-dessous d’un certain seuil (0.5% 0.75% ou 1%).

▪ ORES

Tout d’abord, en ce qui concerne le **taux sans risque**, la pratique des régulateurs des pays limitrophes est de protéger les GRD par différentes méthodes contre les taux anormalement bas des dernières années, afin de leur garantir une rémunération de long terme raisonnable et non volatile. L’historique des cinq dernières années (2012 à 2016) qui est choisi par la CWaPE n’est pas représentatif des cycles économiques futurs (crise économique et programme de Quantitative Easing); voir Graphique A.5 en Annexe 3. Le taux sans risque devrait refléter les perspectives futures, et notamment la forte probabilité d’une remontée des taux nominaux, surtout à l’horizon 2024 qui est concerné dans le présent projet.

GRAPHIQUE 8 GRAPHIQUE A.5. – EVOLUTION DE L’OLO ET DE L’INFLATION 1997-2016



▪ **UCVW**

Le taux de départ utilisé dans le calcul de la « rémunération juste » (coût moyen pondéré du capital - CMPC - ou WACC en anglais) est le taux OLO à 10 ans en prenant l'historique des 5 dernières années. Il se base donc sur un contexte de taux très bas, tel que nous le connaissons actuellement. Mais un tel choix ne protège pas les GRD contre une remontée éventuelle des taux d'intérêt puisque le niveau déterminé ce jour sera maintenu comme tel jusqu'en 2024. On sait toutefois qu'il est irréaliste de penser que les taux resteront aussi bas jusqu'alors. On constate d'ailleurs déjà actuellement une remontée progressive des taux à long terme.

La CWaPE a-t-elle comparé le taux de référence sans risque à celui adopté dans les pays limitrophes tels que l'Allemagne ou la France ? Quelle est la motivation qui a conduit la CWaPE à fixer le taux de référence sans risque à 1,697 % dans la méthodologie tarifaire ? A titre de comparaison, il nous revient que l'Allemagne a, quant à elle, choisi comme taux de référence un taux sans risque de 2,49 % pour protéger ses GRD contre le niveau bas des taux d'intérêt actuels.

▪ **Position de la CWaPE**

1. Le taux sans risque

Le taux sans risque est une mesure du rendement attendu d'un investissement dans un placement libre de tout risque. Sur les marchés financiers, il n'est cependant pas possible de trouver un investissement qui ne présente aucun risque. A défaut, la détermination de ce taux est, sur les marchés financiers européens, réalisée sur la base des obligations d'Etat allemandes, considérées comme offrant la meilleure approximation d'un taux sans risque.

La majorité des régulateurs européens font référence aux obligations de leur État pour définir le

taux sans risque. Ce taux est utilisé pour le calcul du coût des capitaux propres selon le modèle CAPM proposé par la CWaPE.

a. Le Taux de référence

La plupart des pays européens évalue le taux sans risque sur la base des taux d'intérêt des obligations de l'État concerné. Les maturités des obligations d'État prises en compte sont généralement de 10 ans (80% des pays ayant répondu à l'enquête du CEER dont les résultats sont présentés dans son rapport de janvier 2017²⁶). Dans tous les cas, les données utilisées sont des moyennes historiques sur une période allant de 6 mois à 10 ans.

Toutefois, certains régulateurs européens utilisent des taux d'autres pays (par exemple le bond allemand) ou une moyenne de plusieurs pays européens. Ce choix peut se justifier lorsque le taux de référence du pays est soumis à une importante volatilité. Plus rarement, d'autres taux sont utilisés, comme au Danemark par exemple où le taux des obligations hypothécaires²⁷ est utilisé.

Le tableau ci-après reprend la référence de taux utilisé par le calcul du taux sans risque employée dans les pays limitrophes (notamment) à la Belgique :

Tableau 2 REFERENCE TAUX SANS RISQUE

Pays	Taux sans risque
Allemagne	Obligations d'Etat
France	Obligations d'Etat
Italie	Treasury bonds
Luxembourg	Taux d'intérêt luxembourgeois publié par ECB
Pays Bas	Obligations d'Etat
Royaume Uni	Obligations d'Etat

Pour information, depuis le 1^{er} janvier 2015, le VREG utilise une moyenne entre obligations d'Etat belges et allemandes.

BRUGEL a opté pour un taux de référence moyen calculé sur la base des données journalières des obligations linéaires 10 ans, calculées sur la base du rendement des emprunts belges sur le marché secondaire chaque année.

Le rapport de l'IRG daté de février 2007 reprenant les principes d'implémentation pour le calcul du CMPC, confirme l'utilisation des bons d'état comme une bonne pratique en ces termes : « IRG considers that the *return of freely traded investment-grade government bonds can generally be used as a proxy for the risk free rate* ».

Force est de constater que les taux des obligations d'Etat, en Europe, ont diminué ces dernières années, en raison notamment d'une inflation faible, d'une réduction des investissements par les Etats depuis la crise de 2008 et d'une baisse des taux par la banque centrale européenne²⁸. Dans

²⁶ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017.

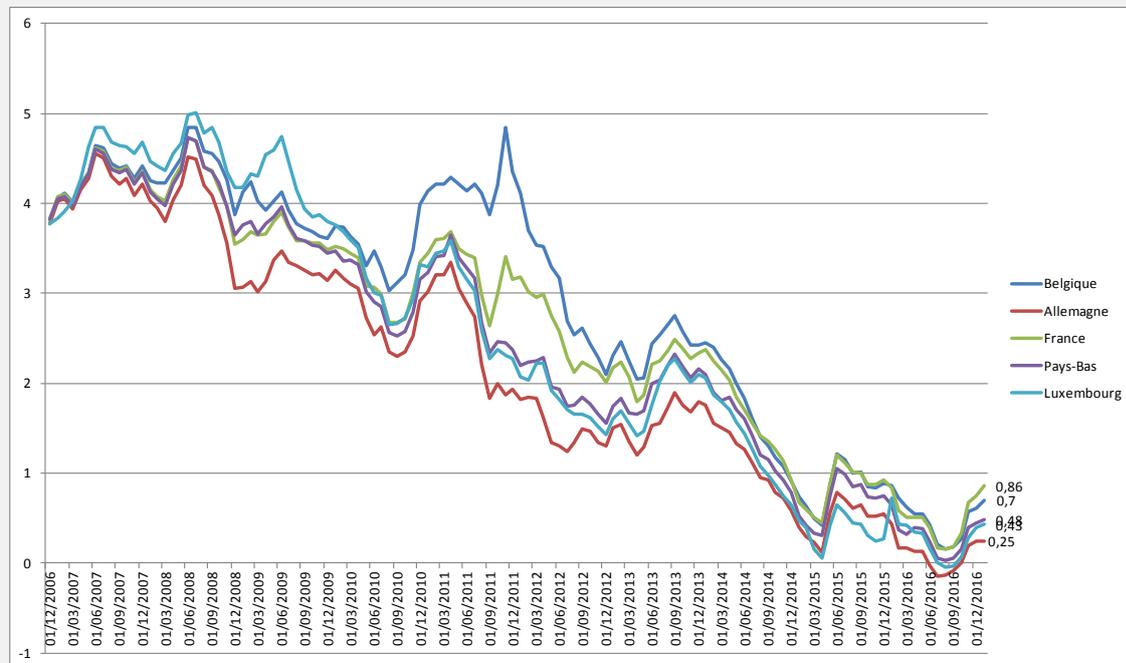
²⁷ Study on tariff design for distribution systems, Refe, Mercados, Indra, Janvier 2015.

²⁸ ECB, Monthly Bulletin, July 2014, euro area risk-free interest rates: Measurement Issues, Recent developments and relevance to monetary policy.

certaines pays d'Europe, ces taux ramenés à leurs valeurs réelles (corrigés par l'inflation) présentent même des valeurs négatives.

Comme le montre le graphique ci-après, cette tendance persiste depuis plusieurs années en Belgique comme en Allemagne.

GRAPHIQUE 9 EVOLUTION DU TAUX DES OBLIGATIONS D'ETAT



Source : European Central Bank, taux à 10 ans.

Cette baisse du taux d'obligation d'Etat a eu une répercussion importante sur le taux de rendement des actifs des gestionnaires de réseau de distribution au cours des dernières années.

b. Le Marché de référence

Le choix du marché de référence pour la définition du taux sans risque peut être limité au marché interne, ou prendre en compte les taux applicables dans d'autres Etats. Le taux d'obligation allemand est souvent utilisé comme référence sur le marché des autres obligations européennes. En effet, il s'agit d'une obligation sécurisée pour les investisseurs, puisque les agences de notation lui ont accordé la note de « AAA » qui est la note de solvabilité maximale.

La banque centrale européenne édite, par ailleurs, deux courbes pour la zone euro : une basée sur les obligations d'Etat de chaque pays européen, l'autre basée sur les taux des obligations émises par les pays de la zone euro, notés AAA par Fitch Ratings. Cependant, depuis les différentes crises financières successives en Europe, les ratings se sont dégradés pour une série d'Etats (deux tiers des Etats cotés « triple A » en 2008 contre un tiers seulement en 2014) et la question se pose de savoir si cette seconde courbe a toujours un sens pour les marchés financiers, puisque ses composantes sont fluctuantes. Il est à noter que le rating actuel de la Belgique est de qualité moyenne supérieure (noté « AA » par Standard's & Poors, « AA- » par Fitch et « Aa3 » par Moody's).

Concernant le taux de référence, la CWaPE estime que le marché belge reste un marché qui peut être considéré comme sécurisé et n'envisage dès lors pas de prendre en compte d'autres Etats comme référence dans le calcul du taux sans risque. **La CWaPE propose de prendre, comme**

référence du taux sans risque pour le calcul du coût des fonds propres, le taux des obligations linéaires (OLO), considérées comme valeurs refuges en Belgique.

Cette proposition devra toutefois être cohérente avec la définition des autres paramètres de la formule du CMPC, à savoir la prime de risque. Il est à signaler que cette proposition rejoint les conclusions de l'analyse réalisée par Degroof Corporate Finance en date du 14 octobre 2011 conformément au mandat qui lui a été confié par les GRD Eandis, Inter-regies, Ores et Sibelga: « *En cohérence avec le contexte de marché belge retenu pour le rendement des actions, il paraît justifié d'utiliser un taux sans risque belge, à savoir le taux d'intérêt des obligations d'Etat belge* ».

c. La maturité de référence

Selon les meilleures pratiques en matière d'implémentation et de calcul du CMPC, éditées par IRG/ERG²⁹, la maturité peut être définie selon les trois critères suivants:

- L'horizon d'investissement : le taux sans risque reflète les attentes des investisseurs sur une période appropriée.
- L'horizon de planification : le choix d'investissement dans des actifs est généralement évalué au moyen du coût du capital. Sur base de ce principe, les bonnes pratiques financières ont pour principe d'analyser les cash flow produits par l'investissement sur une durée de 10 ans, même si l'actif n'est pas totalement amorti. Même si cela a des vertus informatives, calculer des retours de l'investissement au-delà de cette période n'est plus cohérent avec les évolutions économiques (inflation, évolution des taux de marché) et laisse dès lors place au risque. On ne peut plus parler de taux sans risque au-delà de cette période.
- L'horizon de la période réglementaire : le choix d'une maturité en lien avec la période réglementaire rend cohérent le calcul des rendements obtenus sur les investissements réalisés au cours de cette période.

Au niveau européen, la majorité des régulateurs ont opté pour une **maturité de 10 ans** et ce, dans la mesure où l'utilisation d'obligations d'Etat sur 10 ans est un compromis entre les périodes plus brèves de régulation et les périodes d'investissements plus longues.

Concernant la maturité du taux de référence, les conclusions de l'analyse réalisée par Degroof Corporate Finance en date du 29 juillet 2014 conformément au mandat qui lui a été confié par les GRD ORES et RESA, recommandaient l'utilisation d'un taux sans risque à 20 ans : « *Dans son modèle d'estimation du coût des fonds propres, Degroof Corporate Finance retient un taux sans risque correspondant au taux de rendement de l'OLO belge à 20 ans. Pour rappel, le choix du taux sans risque doit être cohérent avec la prime de risque retenue. Par ailleurs, le CAPM requiert l'utilisation d'un taux sans risque qui reflète l'horizon de placement des investissements, qui sans le cas des GRD est un horizon à très long terme* ».

Si la maturité de 20 ans proposée est certes plus proche de certains actifs régulés, elle ne correspond toutefois pas à la durée de vie de la majorité des actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution qui s'établit aux alentours des 50 ans.

Ainsi, la CWaPE est d'avis qu'une maturité de 10 ans reste une option tout à fait valable au regard, d'une part, des autres paramètres de la formule, calculés, quant à eux, sur des horizons de 10 ans (10 ans étant une référence sur les marchés), et d'autre part, du fonctionnement des marchés

²⁹ Independent Regulators Group/European Regulator Group

financiers. La CWaPE estime qu'une maturité trop longue n'est pas en lien avec la détermination d'un CMPC reflétant les attentes actuelles des investisseurs. De même, une maturité trop courte pourrait nuire à la qualité des investissements réalisés ; les investisseurs cherchant à maximiser leurs profits sur le court terme.

La CWaPE propose dès lors de retenir une maturité de 10 ans qui se situe entre les durées de vie des actifs régulés et la durée plus réduite de la prochaine période réglementaire.

d. L'actualité du taux de référence

Le taux sans risque utilisé dans la formule du CMPC doit représenter le rendement actuel pour un placement sans risque. La valeur actuelle du taux sans risque devrait dès lors refléter la meilleure information disponible sur les taux futurs.

Toutefois, la **moyenne historique** des taux sans risque est la méthode la plus fréquemment utilisée en matière de régulation dans la mesure où cette méthode permet de minimiser les fluctuations à court terme tout en prenant en compte les informations et les attentes de marchés les plus récentes.³⁰

Concernant l'actualité du taux de référence, la CWaPE est d'avis que l'utilisation d'un taux historique récent permet de refléter la meilleure information sur les taux futurs. La CWaPE propose de tenir compte du taux moyen de rendement des obligations linéaires émises au cours des cinq années précédant l'année d'introduction de la proposition tarifaire 2019-2023.

Dans son rapport, le CEER conclut que :

- La valeur 'type' du taux sans risque se situe entre 1,5 et 3% ;
- Le taux sans risque est plus élevé pour les pays avec une économie moins développée ;
- Les pays avec une économie stable et développée présentent un taux sans risque moins élevé.

Par ailleurs, 80 % des régulateurs européens optent pour une maturité de 10 ans, parmi lesquels 67% ont fait le choix de données historiques inférieures ou égales à 5 ans³¹.

³⁰ Source: IRG/ERG Regulatory Accounting/Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation February 2007

³¹ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017

Tableau 3 PERIODE HISTORIQUE ET MATURETE PRISES EN COMPTE POUR LE TAUX SANS RISQUE

Country	Years to maturity						Years to maturity					
	Electricity distribution						Gaz distribution					
	1	2	5	10	20	30	1	2	5	10	20	30
AT				h5						h5		
CZ				h10						h10		
DE	h10	h10	h10	h10	h10	h10	h10	h10	h10	h10	h10	h10
EE				h5						h5		
FI				h6m						h6m		
GR				h12m								
IT				h1						h1		
LT				h10						h10		
NL				h3						h3		
PL				h18m						h1		
PT				h5						h5		

En conclusion, la CWaPE est d’avis de fixer ex-ante le taux sans risque, applicable au coût des fonds propres pour la période réglementaire 2019-2023, comme le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d’une durée de dix ans, émises au cours des 5 dernières années par les autorités belges, publiés par la Banque nationale de Belgique.

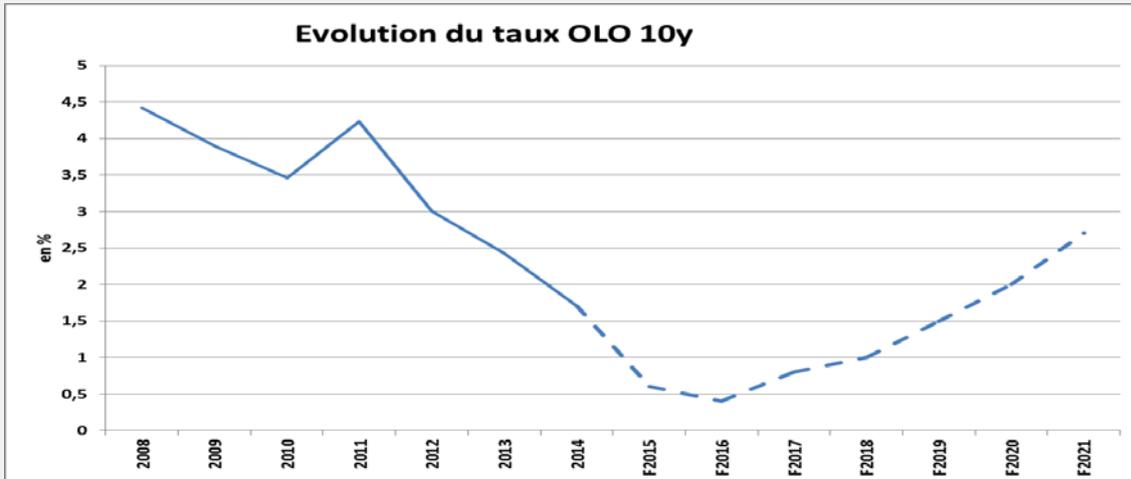
Ce taux est fixé à 1,697 % au 31 décembre 2016 et se situe dans les valeurs ‘type’ du rapport du CEER.

Bien que l’historique (5 ans) et la durée (10 ans) de référence utilisés par la CWaPE pour déterminer le taux sans risque sont totalement en ligne avec les pratiques les plus communément utilisées en Europe (cf. tableau ci-dessus), force est de constater que les taux des obligations d’état, ont fortement diminué ces dernières années (cf graphique ci-dessus). Cette baisse du taux d’obligation d’état a eu/aura une répercussion importante sur le taux de rendement des actifs des gestionnaires de réseau de distribution.

Etant donné que les dernières perspectives du bureau du plan³² prévoient que « Vu la politique de soutien menée par la BCE, les taux d’intérêt resteraient très faibles en 2018. À partir de 2019, la politique monétaire devrait progressivement se normaliser dans un contexte de hausse des prix internationaux (également des produits non énergétiques), les taux à court terme devraient par conséquent repartir à la hausse. **Pour les taux nominaux à dix ans, l’on suppose qu’ils s’approchent à moyen terme de la croissance nominale du PIB de chaque pays** », avec des prévisions de taux OLO d’une maturité de 10 ans variant entre **0.4% et 2% entre 2016 et 2020**, et une **moyenne de 2,7 % pour la période 2021-2022**.

³² Perspectives économiques régionales 2017-2022, Bureau Fédéral du Plan, 17 mars 2017

GRAPHIQUE 10 EVOLUTION DU TAUX OLO 10 ANS



Sources : Bureau Fédéral du Plan

En conclusion, la CWaPE est d'avis :

- de conserver une période de maturité de 10 ans;
- d'élargir la période de référence, afin de neutraliser en quelque sorte la conjoncture actuelle de taux bas, pour la porter de 5 ans à 10 ans (du 01/06/2007 au 31/05/2017). Le nouveau taux sans risque serait donc de 2,708 % au lieu de 1,697 %.

Cette augmentation du taux sans risque est également plus en adéquation avec la prime de risque de marché issue de la publication annuelle 2017 du Crédit Suisse³³ fixée à 4,30 %.

Les autres paramètres du coût moyen pondéré du capital restent, quant à eux, inchangés.

La CWaPE propose de modifier l'article 32 du projet de méthodologie tarifaire et son annexe 2 en conséquence.

³³ DMS : Dimson, Marsh and Staunton, London Business School – Credit Suisse Global Investment Returns – Yearbook 2017

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 %

GRAPHIQUE 11 REAL RISK FREE RATES IN TARIFF CALCULATION FOR YEAR 2015/2016

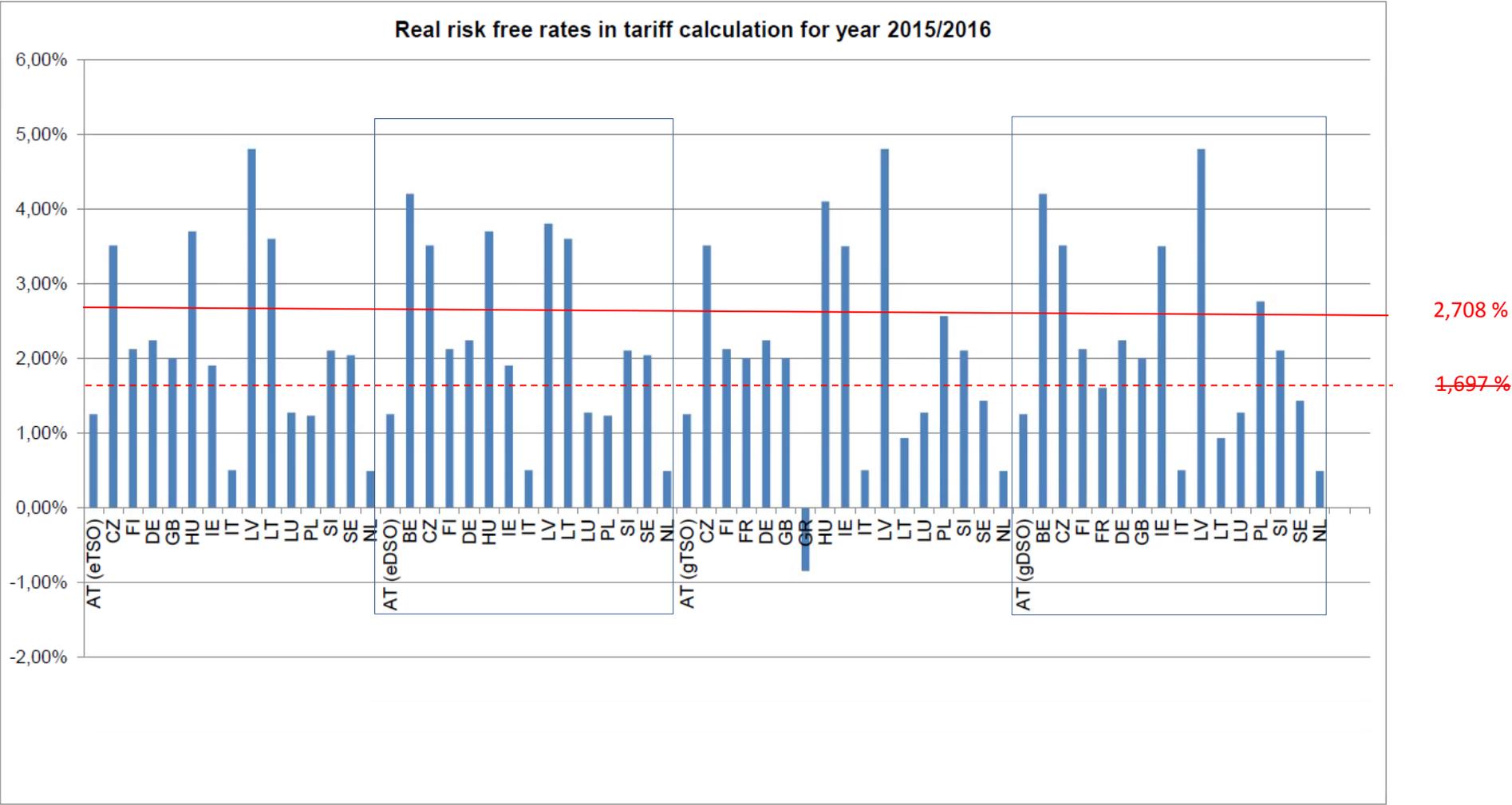


Table 25 – Real risk free rates in tariff calculation for year 2015/ 2016
Source: NRA survey

2.1.4.6.3. Prime de risque du marché

▪ RESA

La prime de risque devrait être en adéquation avec les taux sans risque utilisés. En effet, plus ces derniers sont bas, plus la prime de risque devrait être importante. Le GRD va en outre être confronté à de nouveaux risques dans les années à venir : méthodologie tarifaire Revenue Cap, facteur X important, plafonnement des amortissements,... tout en devant assurer la transition énergétique en route.

▪ INTER-REGIES ET AIESH

Remarques détaillées en annexe :

- Prime de risque de marché

La prime de risque correspond à la différence entre l'espérance de rendement sur le marché et le taux d'intérêt sans risque. La CWaPE se base sur la prime de risque du marché belge sur la période 1900-2016, soit une approche historique, au lieu d'une approche « forward looking ». Cette approche historique de la prime de risque est en cohérence avec l'approche historique du taux sans risque, pour autant que la CWaPE prenne en compte une série historique plus grande pour le calcul de ce dernier.

La prime de risque devrait également prendre en compte les différents risques auxquels les GRD devront prochainement faire face, notamment le risque lié au facteur de productivité, aux nouvelles technologies (comptage intelligent, electro-mobilité, auto-consommation), ainsi que les risques liés à la sécurité des données (piratage informatique).

▪ ORES

En outre, sur base d'une méthode de validation suivie par d'autres régulateurs (voir tableau ci-après), la combinaison des paramètres taux sans risque et prime de risque de marché considérés par la CWaPE donne un rendement sur fonds propres (rendement total implicite) incohérent par rapport à une approche de type rendement total de marché historique (RTM).

Tableau 4 *COMPARAISON DU RENDEMENT TOTAL IMPLICITE DE LA CWAPE (REEL, BELGIQUE) ET RENDEMENT TOTAL DU MARCHE DMS ACTUEL (REEL, BELGIQUE)*

		CWAPE	DMS***
[1]	Taux sans risque, nominal	1,697%	
[2]	Prime de Risque de Marché	4,3%	
[3]	Inflation*	1,37%	
[4]	Taux sans risque, réel**	0,33%	
[5]	Rendement Total de Marché	4,63%	5,3%
[6]	Différence (DMS-CWAPE)		0,67%

Source : *, ** calcul ORES sur base de données statistiques SPF Economie General Index et statistiques BNB, *** Dimson, Marsh, Staunton Research Institute Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2017, février 2017 page 14

La différence entre le RTM actuel sur base des données DMS 1900-2016 et le RTM implicite sur base des paramètres et la période de référence proposée par la CWaPE est de 67pb, ce qui illustre l'incohérence soulevée ci-dessus. Ensuite, en ce qui concerne la prime de risque de marché, le Projet de Méthodologie Tarifaire est uniquement basé sur une approche historique alors qu'une approche prudente et robuste requiert la validation de l'approche par la prise en compte de différentes approches de type plutôt forward looking. La CWaPE aurait aussi dû davantage prendre en

considération dans son évaluation la présumée corrélation entre le taux sans risque et la prime de risque du marché en considérant également les rendements totaux sur les marchés financiers (Implied Equity Risk Premium). En outre, la zone de référence à privilégier est l'Euro-zone et non pas seulement la Belgique.

Comme indiqué ci-dessus, l'approche historique suivie par la CWaPE présente des incohérences, par exemples, l'écart non justifié entre le RTM DMS et le RTM implicite et les facteurs beta revus à la baisse alors que les risques encourus par ORES augmentent considérablement.

Le Capital Asset Pricing Model (CAPM) étant un modèle prévisionnel, il y a en effet lieu de tester la robustesse des estimations de la CWaPE par une approche qui utilise des données actuelles qui reflètent les attentes des investisseurs. Dans cette approche, la prime de risque de marché doit être calculée de manière « ex ante ». Or, la CWaPE utilise exclusivement une méthode « ex post » basée sur des rendements historiques. Cette approche est critiquable en ce qu'elle revient à ignorer les conditions de marché actuelles et les attentes de rendement des investisseurs qui en découlent. Celle-ci devrait, au demeurant, être calculée par rapport au marché européen (Euro Stoxx). Dans la perspective d'un portefeuille diversifié, la seule prime de risque belge n'est, en effet, pas représentative du risque de marché en général.

A titre subsidiaire, nous constatons que la CWaPE a calculé la prime de risque historique sur base de la moyenne arithmétique de primes de marché belge calculée sur la période 1900-2016 par Dimson, Marsh et Staunton. Or, comme indiqué, la référence au seul marché belge n'est pas pertinente. Dès lors, le calcul aurait dû s'effectuer sur base d'une moyenne de pays de la zone euro repris dans cette étude (voir les différentes références à ce sujet en [Annexe 3](#)).

▪ Position de la CWaPE

La prime de risque de marché traduit l'écart existant entre le rendement du taux sans risque et le rendement espéré sur le marché évalué à partir d'un indice de référence. En d'autres termes, la prime de risque constitue le rendement supplémentaire attendu par les investisseurs pour investir dans le capital d'une entreprise plutôt que dans un actif sans risque.

Cette prime de risque de marché est utilisée pour le calcul du coût des fonds propres selon le modèle CAPM.

$$kE = rf + \underbrace{(km - rf)}_{\text{Prime de risque}} * \beta$$

Prime de risque

Les différentes approches d'évaluation de la prime de risque de marché

L'estimation de la prime de risque est un exercice complexe étant donné qu'il n'existe pas de données observables sur les rendements exigés dans le futur.

Le rapport de l'IRG, daté de février 2007, reprenant les principes d'implémentation pour le calcul du CMPC, détaille plusieurs types d'approches différentes pour calculer la prime de risque, à savoir la **prime historique (ex-post)**, la **prime attendue ou prime par sondage**, le **benchmarking** et la **prime implicite (implied premium) (ex-ante)**.

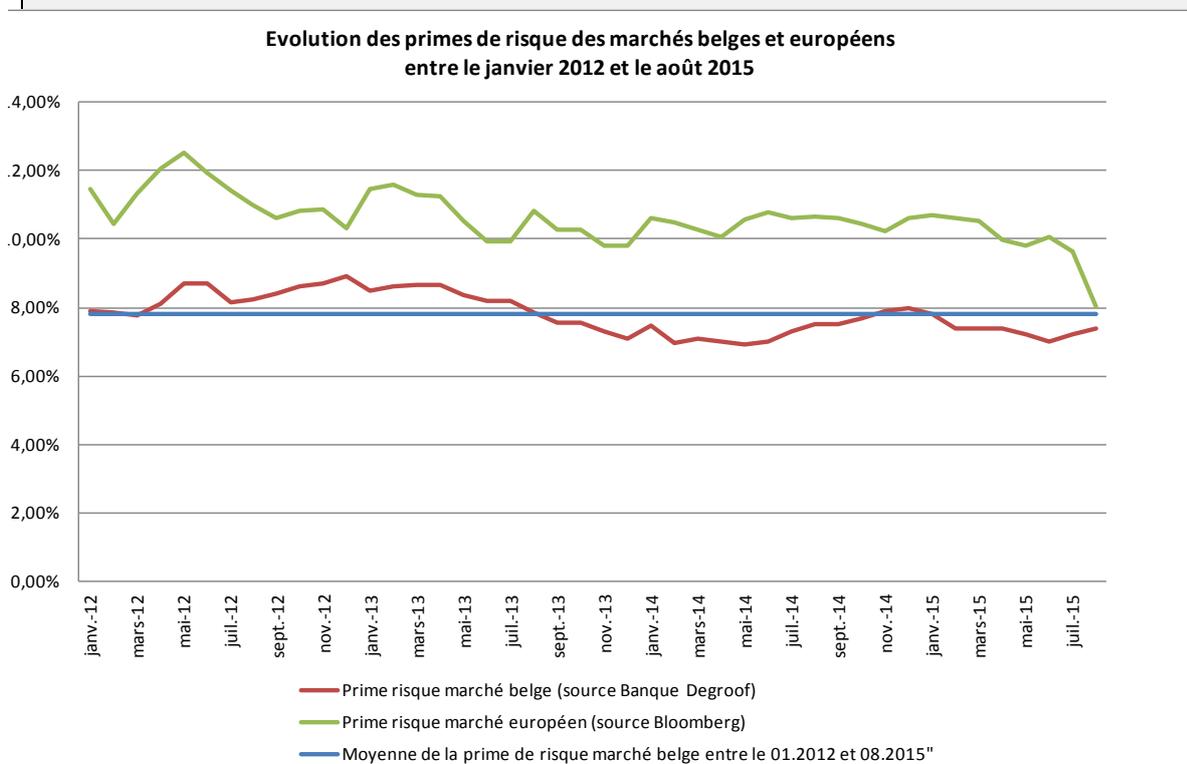
Parmi ces approches, les plus souvent employées pour le calcul des primes de risque de marché sont les approches ex-post et ex-ante.

- La prime de risque dite historique (basée sur l'approche ex-post)

Cette approche repose sur l'observation des performances historiques d'un marché spécifique. Basée sur des données observables, cette approche repose sur deux postulats :

- d'une part, les performances passées fournissent un indicateur relativement fiable du futur comportement de marché, à condition de prendre en compte des données récentes ;
- d'autre part, les attentes des investisseurs sont impactées par les performances historiques observées sur le marché.

GRAPHIQUE 12 EVOLUTION DES PRIMES DE RISQUES DES MARCHES BELGES ET EUROPEENS ENTRE JANVIER 2012 ET AOUT 2015



Source Financieel Kompas Deloitte

- La prime de risque dite implicite (basée sur l'approche ex-ante)

Cette approche repose sur les prévisions de résultats et la valeur actuelle du marché. Calculée au moyen de modèles financiers, tel le Dividend Discount Model (DDM), cette approche permet de tenir compte des tendances futures du marché.

Tableau 5

PRIME DE RISQUE IMPLICITE 2015 CALCULEE PAR DAMADORAN

Pays	Prime de risque implicite 2015 calculée par Damadoran (MRP+rf)
Allemagne	6.4%
Finlande	5.75%
France	6.35%
Italie	8.6%
Luxembourg	5.75%
Pays Bas	6.46%
Royaume Uni	6.44%
Belgique	6.7%

- La prime de risque attendue/ la prime de risque exigée

Il est compliqué d'observer l'exigence attendue. Cette exigence ne sera pas homogène entre les différents profils des investisseurs. Des sondages permettent d'estimer cette prime de risque. Ce type d'approche soulève des questionnements quant au caractère raisonnable des attentes des investisseurs, en fonction du type d'investisseur et de l'horizon de temps considéré.

Tableau 6

PRIME DE RISQUE DE MARCHE

Pays	Prime de risque de marché selon sondage IESE-2014 (MRP)	Prime de risque de marché selon sondage IESE-2015 (MRP) ³⁴	Prime de risque de marché selon sondage IESE-2017 (MRP) ³⁵
Allemagne	5.4%	5.3%	5.7%
Finlande	5.6%	5.7%	5.9%
France	5.8%	5.6%	6.5%
Italie	5.6%	5.4%	6.4%
Luxembourg	4.9%	NA	NA
Pays Bas	5.2%	5.9%	6.0%
Royaume Uni	5.1%	5.2%	5.9%
Belgique	5.6%	5.5%	6.4%

L'IRG/ERG³⁶ précise que les différentes approches offrent des avantages et des inconvénients et qu'une alternative possible serait de combiner les différentes approches en vue de réduire les problèmes propres à chacune et conclut en ces termes : « *Estimating the equity risk premiums can be made through the use of one or more of the following approaches (historical premium, adjusted historical premium, survey premium, benchmark, implied premium). These approaches should be balanced considering the quality and relevance of the available information in order to obtain an estimate as appropriate as possible* ».

³⁴ Market Risk Premium and risk Free rate used for 41 countries in 2015, Pablo Fernandez, Alberto Oriz, Isabel Acin, IESE Business School

³⁵ Market Risk Premium and risk Free rate used for 41 countries in 2017, Pablo Fernandez, Vitalmy Pershin, Isabel Acin, IESE Business School

³⁶ Independent Regulators Group/European Regulator Group

Sur base de données récoltées par la CWaPE, les primes de risque utilisées par différents régulateurs européens sont détaillées dans le tableau ci-dessous. La plupart de ces primes de risque sont issues de compilation de données issues notamment des études réalisées par Damodaran, par DMS³⁷ et par Fernandez et al.

Tableau 7 PRIME DE RISQUE DE MARCHÉ UTILISÉE PAR LES RÉGULATEURS (MRP)

Pays	Prime de risque de marché utilisée par les Régulateurs (MRP)	Année de référence
Allemagne	4.55%	2008
Finlande	5%	2016
France	5%	2010
Italie	5,5%	2016
Luxembourg	4.6%	2011
Pays Bas	5%	2013
Royaume Uni	5.25%	2009
Belgique	3.5%	2009

La valeur de la prime de risque se situe dans la plupart des cas entre **4 et 5,5 %** pour les pays européens.

La prime historique est une approche communément utilisée par les régulateurs, elle a pour avantage d'une part, de donner une référence stable et d'autre part, de tenir compte de l'actualité financière.

Les primes de risque historiques étant calculées par divers organismes financiers, la CWaPE est d'avis d'établir la valorisation de la prime de risque du marché belge à partir de données issues de la publication annuelle 2017 du Crédit Suisse, DMS³⁸ intitulées « Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook ».

En conclusion, la CWaPE est d'avis de fixer la prime de risque du marché, comme les primes de marché belge (1900-2016), calculées par le Crédit Suisse et DMS, dans son édition 2017 (Credit Suisse Sourcebook).

Cette prime de risque de marché est fixée à **4,3 %**, soit légèrement inférieure à la moyenne européenne et dans l'intervalle constaté par le CEER.

Dans les méthodologies précédentes, une prime de risque de marché de 3,50 % était prise en considération pour la marge bénéficiaire équitable, avec un taux d'intérêt sans risque égal à la moyenne arithmétique annuelle des obligations linéaires d'une durée de 10 ans, soit sans corrélation apparente entre les 2 paramètres. La prime de risque de marché était une prime de risque de marché de long terme DMS (géométrique et arithmétique) et estimation propre (géométrique).

Dans sa nouvelle méthodologie, la CWaPE a opté pour une approche plus prudente en optant pour la moyenne arithmétique (car la moyenne géométrique suppose que l'investisseur garde une action pendant 100 ans) de la Belgique éditée dans 'Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2017 ». Par ailleurs, l'utilisation de la zone Europe en lieu et place de la Belgique pourrait se

³⁷ DMS : Dimson, Marsh and Staunton, London Business School – Credit Suisse Global Investment Returns

³⁸ DMS : Dimson, Marsh and Staunton, London Business School – Credit Suisse Global Investment Returns

concevoir, mais indépendamment de la faible différence entre ces 2 valeurs (4,3 % pour la Belgique et 4,4 % pour l'Europe), vu le taux sans risque lié aux obligations d'état belge, par cohérence, la CWaPE a préféré conserver la Belgique comme zone de référence.

La CWaPE a également analysé les autres choix possibles pour définir la prime de risque de marché :

- Les résultats des enquêtes pour estimer la prime de risque de marché reposent sur un échantillon limité de réponses pour la Belgique (65 en 2017) et relèvent également de la perception des participants à l'enquête ;
- Les données sont donc moins robustes que les données historiques analysées par DMS, comme indiqué dans l'enquête 2017 : « It s obvious that investors and professors do not share « homogeneous expectations » and have different assessments of the EEP.. »³⁹ ;
- Les résultats de l'enquête 2016 montre un taux moyen de 6,4 %, mais avec des valeurs maximales de 8,5 % et minimales de 4,0 % ;
- Les résultats de l'Implied Equity Risk Premium, où plusieurs modèles de calculs peuvent être utilisés (les modèles basés sur les flux de dividendes futurs, les bénéfices, les cash-flows), et, quelle que soit l'approche utilisée, les variables de base peuvent également varier (taux de croissance des dividendes, indice de référence, traitement des valeurs extrêmes, optimisme des analystes⁴⁰...).

Le tableau ci-dessous montre un comparatif des valeurs obtenues par ces différentes méthodes :

Tableau 8 COMPARATIF DES VALEURS OBTENUES PAR CES DIFFERENTES METHODES

Prime historique (ex-post)					
		Geometric mean %	Arithmetic mean %		
DMS 1900-2016	Belgium	2.2 %	4.3 %		
DMS 1900-2016	Europe	3.1 %	4.4 %		
DMS 1900-2016	World	3.2 %	4.4 %		
Prime implicite (Implied Equity Risk Premium)					
ERP Damodaran (LT)	Belgium	5,96 %			
Prime attendue / prime par sondage / enquête					
		Average	Median	Max	Min
Enquête Fernandez, Pershin and Acin	Belgium	6.4 %	6.6 %	8.5 %	4.0 %

³⁹ Market Risk Premium used in 71 countries in 2016 (enquête Fernandez, Ortiz and Acin) – page 10

⁴⁰ « Selon Han, Manry et Shaw, il convient de noter l'importance des erreurs de prévisions. Sur un total de neuf mille prévisions concernant 1223 sociétés américaines sur la période 1977-1990 (base de données IBES), on comptait 59,8% de prévisions faussement optimistes (37,8% pessimistes), les erreurs moyennes de prévisions représentant près de 28% des BP moyens », Vers une prime de risque unique, Franck Bancel et Franck Ceddaha.

Tableau 9 IMPLIED EQUITY RISK PREMIUM FOR BELGIUM (DAMODARAN).

To look up the equity risk premium for a country, use this worksheet		
Country	Belgium	If you cannot find a country or a sovereign
Moody's sovereign rating	Aa3	Local currency
S&P sovereign rating	AA	Local currency
CDS spread	0,60%	
Excess CDS spread (over US CDS)	0,22%	
Country Default Spread (based on rating)	0,70%	
Country Risk Premium (Rating)	0,86%	
Equity Risk Premium (Rating)	6,55%	
Country Risk Premium (CDS)	0,27%	
Equity Risk Premium (CDS)	5,96%	

Source : www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls⁴¹

Pour prendre en considération les résultats des autres moyens mis à la disposition des acteurs de marché pour évaluer la prime de risque de marché, la CWaPE aurait pu retenir la moyenne entre la valeur basse des données disponible (soit 2,2 % [moyenne géométrique Belgique] et la moyenne haute de la fourchette soit 6,4 % [**Enquête Fernandez, Pershin and Acin**]), soit 4,30 %.

Enfin, si une remontée des taux sans risque devait s'observer, étant donné qu'il y a corrélation inverse avec la prime de risque de marché, il faudra s'attendre à une baisse de celle-ci, et donc, ne pas la surestimer pour la période 2019-2023 vu que la CWaPE a également proposé de remonter le taux sans risque de 1,697 % à 2,708 % (cf. réponses précédentes).

⁴¹ In the short term especially, the equity country risk premium is likely to be greater than the country's default spread. You can estimate an adjusted country risk premium by multiplying the default spread by the relative equity market volatility for that market (Std dev in country equity market/Std dev in country bond). I have used the emerging market average of 1.23 (estimated by comparing an emerging market equity index to an emerging market government/public bond index) to estimate country risk premium. I have added this to my estimated risk premium of 5.69% for mature markets (obtained by looking at the implied premium for the S&P 500) to get the total risk premium.

GRAPHIQUE 13 MARKET RISK PREMIUMS IN TARIFF CALCULATION FOR YEAR 2015/2016

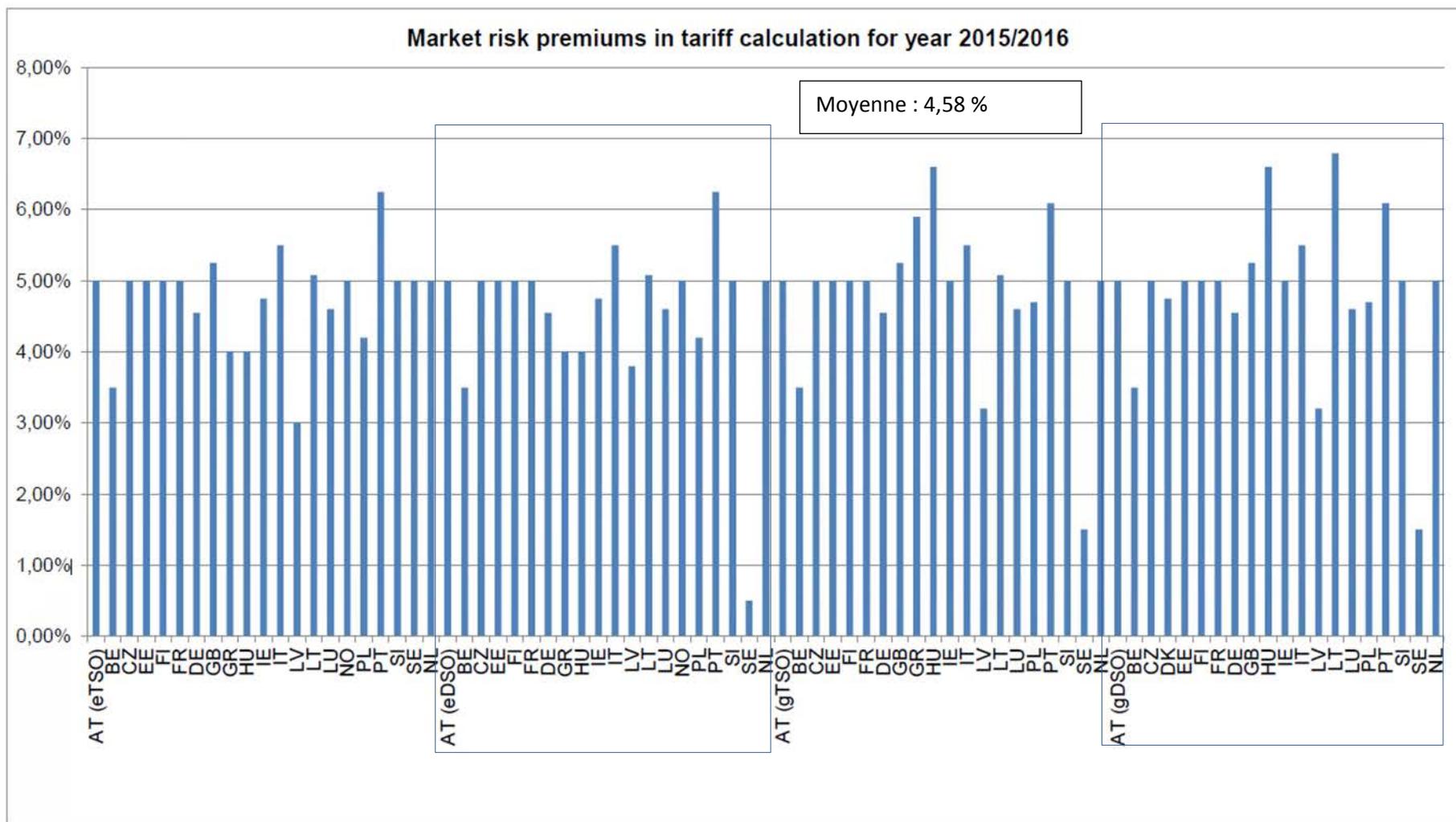


Table 40 - Market risk premiums in tariff calculation for year 2015/ 2016
Source: NRA survey

2.1.4.6.4. Bêta

- **ELIA**

Elia a en effet noté que dans le Chapitre 3 de l'Annexe 2, la CWaPE reprend une liste de « beta ajusté » pour la période 2012-2016 auprès d'un échantillon d'entreprises actives dans la gestion de réseau. Elia note qu'elle est reprise dans cet échantillon et qu'un beta ajusté lui est associé. Dès lors qu'elle y est nommément mentionnée, Elia s'interroge quant à savoir comment ce beta a été déterminé.

- **Position de la CWaPE**

Le Bêta ajusté est estimé par régression (covariance/variance) du rendement d'ELIA sur le rendement de l'indice BEL20, sur base des données journalières de Bloomberg, sur 5 ans (10/01/2012 – 10/01/2017), ajusté selon la méthode de Blume pour compenser le risque d'erreur.

- **EDORA**

Par ailleurs, le niveau du β est justifié par un benchmark d'entreprises issues du transport et de la distribution, en gaz et électricité, mais sans que leur niveau de fonds propres ne soit visiblement pris en compte. Or le β est corrélé au gearing. La CWaPE pourrait-elle éclaircir ce point dans la justification du chiffre retenu ?

- **INTER-REGIES ET AIESH**

Remarques détaillées en annexe :

La CWaPE calcule le facteur beta des fonds propres sur base d'un échantillon d'entreprise et en prenant la moyenne de l'échantillon sur la période 2012-2016. Nous constatons que l'échantillon utilisé par la CWaPE diffère de sa proposition initiale et a pour résultat de faire baisser la valeur de l'equity beta retenu.

- **ORES**

En ce qui concerne le facteur beta, ORES constate que les autres pays ont revu à la hausse le facteur bêta reflétant le risque spécifique du secteur alors que la CWaPE propose sans le motiver d'aligner le beta de la distribution du gaz sur celui de l'électricité, plus faible dans la méthodologie tarifaire actuelle.

Sur le fond, en ce qui concerne le gaz, ORES ne voit aucun élément qui pourrait justifier que le facteur beta (0,85) soit diminué par rapport aux périodes tarifaires précédentes. Au contraire, depuis la fixation des coefficients beta par la CREG, ORES est d'avis que le risque de ces deux activités a considérablement augmenté par rapport au contexte qui les avait justifiés, et ce pour les deux raisons suivantes. D'une part, la transition énergétique entraîne l'apparition de nouveaux risques pour les GRD, comme expliqué dans la première partie. D'autre part, l'abandon d'une méthodologie tarifaire de type « Cost+ » pour une méthodologie de type « revenue-cap » constitue une aggravation sensible

et non contestable du risque lié à l'activité. Cette remarque vaut tant en gaz qu'en électricité. Dès lors, le facteur beta doit être adapté pour tenir compte que des risques nouveaux induits par les risques liés à l'activité et au changement de périmètre du secteur.

Enfin, en ce qui concerne **le facteur beta**, les régulateurs d'autres pays (et de la Flandre) se basent sur une observation des equity beta de différentes sociétés (groupe de référence des sociétés listées en bourse) pour en déduire l'asset beta en prenant en compte le gearing et le taux de taxation de chaque pays. La CWaPE n'a pas appliqué de correction pour calculer « l'asset beta » des sociétés concernées et n'a pas procédé ensuite au calcul d'un « equity beta : » se basant sur le ratio d'endettement normatif déterminé. La CWaPE considère elle directement une moyenne d'un equity beta, ce qui est contraire à la méthodologie qu'elle expose elle-même et contraire à la pratique courante internationale car l'equity beta est une valeur observable mais pas extrapolable en raison des différentes politiques financières d'endettement de l'entreprise et des politiques fiscales très différentes d'un pays à l'autre. Par ailleurs, le beta des sociétés reprises dans l'échantillon a été calculé par rapport à des indices locaux et non par rapport un indice européen alors que, comme mentionné ci-dessus, la prime de risque de marché devrait se calculer par rapport à un indice européen. Par ailleurs, la CWaPE a retenu la moyenne des « beta » de l'échantillon alors qu'une médiane eut été nettement plus pertinente en vue d'éliminer les extrêmes.

Lorsque la CWaPE a calculé ses différents paramètres, elle n'a pas, à l'instar des pratiques d'autres pays, introduit de correction permettant de stabiliser les résultats de ses calculs dans une approche de long terme cohérente avec les caractéristiques et les politiques d'investissement des GRD.

▪ Position de la CWaPE

Le facteur beta est un coefficient de volatilité ou de sensibilité. Il mesure la sensibilité d'un titre par rapport au marché, et donc de l'entreprise et des cash flows qu'elle génère par rapport au marché, c'est-à-dire à la conjoncture économique. « La théorie du MEDAF suggère que le portefeuille de marché comporte l'ensemble des actifs risqués de l'économie. En ce sens, l'indice de marché retenu devrait être un indice du rendement du marché mondial. En réalité, même les portefeuilles les plus importants et les plus diversifiés font montre d'un biais vers la zone d'origine du portefeuille. Les praticiens s'accordent donc sur le fait de retenir un indice qui regroupe un maximum d'entités cotées mais qui soit limité dans son champ géographique (par exemple au niveau du pays)... »⁴²

Le Bêta est influencé par les caractéristiques de l'entreprise⁴³, à savoir:

- la structure des coûts, entre coûts fixes et coûts variables : plus les coûts fixes sont élevés, plus l'entreprise est sensible à la conjoncture et plus son β est élevé ;
- la sensibilité à la conjoncture économique : certains secteurs démultiplient structurellement les variations de l'activité économique générale (β élevé) ; d'autres, au contraire, les atténuent (β faible) ;
- la visibilité de l'activité : la prévisibilité de l'activité engendre des β très différents;
- la structure financière : plus l'entreprise est endettée, plus elle a de frais financiers qui sont autant de coût fixes élevant sa sensibilité à la conjoncture et donc son β ;

⁴² NERA Economic Consulting – Détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital des activités régulées de GrDF pour la période relative à l'ATRD5 – Rapport réalisé pour GrDF et son actionnaire Engie, Mai 2015, page 58

⁴³ Finance d'entreprise, Vernimmen, Quiry, Le Fur, HEC Paris

- le taux de croissance des résultats : plus le taux de croissance des résultats est élevé, plus le β sera élevé. En effet, dans ce cas, l'essentiel de la valeur de l'entreprise s'explique par des flux éloignés dans le temps, donc très sensibles à toute variation du marché.

Les différents types de bêta :

Le facteur Bêta se calcule en mesurant la covariance entre les rendements de l'entreprise par rapport au benchmark d'un panel d'entreprises sur le marché. En effet, la somme des retours de chaque action est égale au retour total du marché.

Ainsi, un Bêta plus grand que 1 signifie que les actions de l'entreprise sont plus volatiles que le marché et dès lors, les investisseurs souhaiteront être mieux rémunérés pour le risque qu'ils prennent.

Un Bêta inférieur à 1 signifie que les actions de l'entreprise sont moins volatiles que le marché de référence, le taux de retour pour l'investisseur peut être plus faible.

Comme démontré au point 2 ci-dessus, le profil de risque des gestionnaires de réseau de distribution est faible, par conséquent, le bêta associé doit être inférieur à 1. Par ailleurs, les effets compensés d'une augmentation (liée principalement à la transition énergétique) et d'une diminution (cadre réglementaire stable) du profil de risque plaident en faveur d'une stabilité du beta.

Il existe deux types de beta :

- **Bêta des actifs (Asset Bêta) (β unlevered)** : hors dette, reflète le risque lié à l'entreprise, permet de comparer entre elles des sociétés « homogènes » sans tenir compte de l'effet levier ;
- **Bêta des actions (Equity Bêta) (β levered)** : tient compte de la dette, reflète le risque financier en fonction de la structure du capital de l'entreprise.

Le β «unlevered» permet de comparer les betas d'entreprises comparables, situées dans le même secteur d'activité, qui n'ont pas nécessairement la même structure financière que celle de l'entreprise étudiée. Ce β «unlevered», obtenu en appliquant la formule de Modigliani-Miller, permet alors de neutraliser l'impact de la structure financière et de la fiscalité des entreprises dans un but de comparaison. Notons néanmoins que le théorème de Modigliani-Miller est souvent critiqué puisque reposant sur des hypothèses extrêmement restrictives (pas de taxes de discrimination, pas de coûts de faillite, pas d'asymétrie d'information, pas de coûts de transaction) qu'on rencontre rarement dans la réalité économique.

Par rapport à sa note technique initiale, la CWaPE a donc évolué vers un equity beta en lieu et place de l'asset beta. En effet, la CWaPE ne voulant pas comparer les entreprises entre elles (et vu entre autres la complexité de mettre en œuvre un benchmark tenant compte des spécificités propres à chaque entreprise), l'approche de l'equity beta [β levered] lui paraît plus cohérente. Cette approche est alignée avec :

- un coût moyen pondéré du capital de forme vanilla (càd indépendant des charges fiscales inhérentes aux gestionnaires de réseau de distribution) ;
- un gearing normatif similaire pour tous les gestionnaires de réseau de distribution proposé par la CWaPE.

La CWaPE a d'ailleurs adapté l'annexe 2 en conséquence et précise que les β utilisés sont effectivement des equity β (Beta des actions).

Par ailleurs, la complexité de la politique fiscale belge (par exemple les intérêts notionnels) ne permet pas de 're-fiscaliser' les Equity Beta désendettés/défiscalisés en appliquant simplement le taux facial de 33,99 %.

Les différentes méthodes de calcul du facteur Bêta

Le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) précise que le β est la volatilité de la rentabilité de l'actif considéré rapportée à celle du marché. Mathématiquement parlant, elle correspond au rapport entre la covariance de la rentabilité de l'actif et de la rentabilité du marché et la variance de la rentabilité du marché. Ce modèle n'impose pas de désendetter les β . Le β peut être calculé sur la base de données historiques (ex-post) ou de manière prospective (ex-ante).

- **Bêta historique**

Le calcul par une régression sur la base des données historiques est réalisé en procédant à la régression des rendements antérieurs de l'entreprise avec les rendements antérieurs du marché (en tenant compte des dividendes et de l'inflation) sur une période de 2 à 5 ans. Pour tenir compte des attentes futures du marché, le beta peut ensuite être ajusté, au moyen de différentes méthodes (telles celles de Blume). Se baser sur des données récentes permet ainsi de mieux appréhender les attentes futures du marché.

- **Bêta prospectif**

Le Bêta prospectif peut être évalué par des analystes financiers spécialisés en fonction de leurs propres hypothèses.

- **Bêta issu d'un benchmark**

Le facteur Bêta peut être estimé sur base d'un benchmark en identifiant un ensemble de sociétés comparables cotées sur les marchés. Une attention particulière doit être portée sur la définition de l'ensemble des sociétés homogènes qui servira de base de comparaison. Dans ce cadre, l'échantillon pourrait être composé de sociétés européennes cotées en bourse, actives dans le secteur régulé gaz ou électricité (GRD ou GRT) ou autres entreprises régulées actives dans d'autres secteurs (eau/télécommunication/etc.).

La plupart des régulateurs utilisent un *equity beta*, prenant en compte l'impact de la fiscalité. Le ratio d'endettement utilisé dans la formule est le ratio normatif défini par le régulateur. Ces beta sont parfois différenciés entre la distribution de gaz et d'électricité.

Tableau 10 EQUITY BETA 2008-2014

Pays	Méthode de calcul	Année de référence	Equity ⁴⁴ Beta	Asset Beta hors impôt	Asset Beta avec impôt
Allemagne	Equity beta avec impôt	2008	0.79	0.32	0.35
Finlande	Equity beta avec impôt	2014	0.537	0.376	0.4
Italie	Equity beta avec impôt	2012	0.61	0.339	0.386
Luxembourg	Equity beta avec impôt	2011	0.6954	0.35	0.41
Pays Bas	Equity beta avec impôt	2010	0.81	0.36	0.42
Royaume Uni	Equity beta avec impôt	2009	0.9	0.32	0.38

Selon l'étude du CEER de janvier 2017, la valeur des 'equity beta', sans tenir compte des impacts fiscaux, se situent entre 0,47 et 0,93 pour l'électricité et 0,55 et 1,21 pour le gaz. Considérant que la distribution de gaz et d'électricité ne montre pas de risque différent en Région Wallonne, la CWaPE est d'avis de ne pas différencier les 2 vecteurs.

Ainsi, la CWaPE propose de se baser sur un échantillon composé des gestionnaires de réseau européens (similaire aux groupes de référence généralement utilisés par les régulateurs européens):

Tableau 11 ECHANTILLON GRD EUROPEENS COTES POUR BETA

Opérateur	Pays	Electricité/gaz
Acsn - Agam	Italie	Gaz
Hera	Italie	Gaz
National Grid	UK	Electricité/Gaz
Snam	Italie	Gaz
Terna	Italie	Electricité
Red Electrica	Espagne	Electricité
Enagas	Espagne	Gaz
Fluxys	Belgique	Gaz
Elia	Belgique	Electricité
REN	Portugal	Electricité/Gaz
Repower	Suisse	Electricité

La CWaPE a demandé à un organisme financier externe de calculer des «equity beta» des sociétés listées ci-dessus. Les Betas obtenus par ce calcul et les estimations obtenues via les écrans Bloomberg sont très proches.

Sur base des informations reçues, la CWaPE a procédé à l'estimation de l'equity beta sur des périodes de référence de deux, cinq et dix ans avec des données quotidiennes. Les β estimés sont ajustés selon la méthode de Blume.

La CWaPE exclut de l'échantillon :

- la société Repower (présentant un beta plus faible). La société Repower a en effet fait l'objet d'une opération sur titre (regroupement des titres au porteur et certificats de participation) et les données de cours ne remontent plus qu'à mai 2016 ;

⁴⁴ Equity beta valable pour la distribution d'électricité

- Fluxys, présentant un *equity beta* largement inférieur aux autres référents.

Tableau 12 EQUITY BETA

			Daily 10 years	Daily 5 years	Daily 2 years
			Equity Beta	Equity Beta	Equity Beta
Transport Electricité	Belgique	Elia System Operator SA/NV	0,478	0,550	0,577
Transport Electricité	Italie	Terna Rete Elettrica Nazionale	0,620	0,695	0,720
Transport Electricité	Espagne	Red Electrica Corp SA	0,720	0,720	0,688
Transport Electricité	Portugal	REN - Redes Energeticas Nacion	0,682	0,646	0,716
Distribution d'électricité	Suisse	Repower AG	0,449	0,449	0,449
Transport Gaz	Espagne	Enagas SA	0,691	0,679	0,688
Transport Gaz	Belgique	Fluxys	0,396	0,391	0,384
Distribution de gaz	Italie	Snam SpA	0,594	0,698	0,712
Distribution de gaz	Italie	Acsn - Agam SpA	0,565	0,555	0,509
Distribution de gaz	Italie	Hera SpA	0,646	0,590	0,580
Réseaux divers	Royaume Uni	National Grid PLC	0,730	0,715	0,731
		Moyenne (Repower & Fluxys exclus)	0,636	0,650	0,658
		Moyenne haute (I.C. 95 %)	0,684	0,690	0,705
		Moyenne basse (I.C. 95 %)	0,588	0,609	0,610
		Mediane (tous)	0,620	0,646	0,688

Les valeurs moyennes ainsi obtenues sur deux, cinq et dix ans sont de 0,658, 0,650 et 0,620 respectivement. La CWaPE a également estimé les médianes sur deux, cinq et dix ans, incluant toutes les sociétés de l'échantillon, qui présentent des valeurs de 0,688, 0,646 et 0,620 respectivement. Les valeurs obtenues présentent donc des écarts non significatifs (au maximum 0,038).

Par conséquent, la CWaPE a opté pour une moyenne sur base des données quotidiennes pour une période de 5 ans (alignée avec l'historique retenu à l'origine pour le taux sans risque) permettant l'analyse au cas par cas des valeurs extrêmes.

Bien que la CWaPE, suite à la consultation, propose de revoir l'historique des données du taux sans risque pour le porter à 10 ans, la CWaPE est d'avis de conserver une période de 5 ans pour le beta, « étant donné l'intérêt d'un beta stable en termes de stabilité et prévisibilité du cadre de régulation tarifaire »⁴⁵.

Enfin, vu la taille restreinte de l'échantillon, vu la faible différenciation des beta moyen gaz (0,647) et électricité (0,653) et vu la proximité des cadres de régulation appliqués entre les secteurs, la CWaPE confirme son choix d'opter pour un beta unique.

The Brattel Group, dans son analyse pour la VREG, précise "We do not recommend setting a separate beta for electricity distribution and gas distribution."⁴⁶

De même, Nera Consulting indique : "Seules huit sociétés spécialisées dans l'exploitation de réseaux de gaz ou d'électricité sont cotées en Europe. Il s'agit là d'un échantillon de comparables très restreint. Parmi ces huit comparables, quatre exploitent des réseaux d'électricité et l'un à la fois des réseaux de transport et de distribution de gaz et un réseau de distribution d'électricité (National Grid).

⁴⁵ NERA Economic Consulting – Détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital des activités régulées de GrDF pour la période relative à l'ATR5 – Rapport réalisé pour GrDF et son actionnaire Engie, Mai 2015, page 58

⁴⁶ The Cost of Capital for DSOs – Review of VREG's Methodology – The Brattel Group – 11 March, 2016

Du fait du caractère restreint de l'échantillon, il est difficile de conclure de manière empirique sur la différenciation du niveau de bêta des actifs entre l'activité transport et l'activité distribution de gaz.⁴⁷ Cette constatation vaut pour la non différenciation gaz/électricité.

L'equity beta est fixé à 0,65 soit dans la moyenne des equity beta estimé par le CEER dans son rapport de janvier 2017⁴⁸.

2.1.4.6.5. Coût de la dette

Pas de commentaire.

2.1.4.6.6. Gearing

- **REW**

Comme expliqué précédemment le ratio d'endettement normatif fixé à hauteur de 52.5 % d'endettement est doublement pénalisant. D'abord parce qu'il mène progressivement le système à la faillite ce qui est proscrit par le décret tarifaire. Ensuite parce qu'il est discriminant par rapport au GRD dont le ratio est fort éloigné de celui fixé unilatéralement par la CWAPE.

Pour rappel l'article 4 §1 du décret impose à la CWAPE de respecter la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieurs. Or la région wallonne a poussé les entités publiques à l'auto financement en réévaluant leur actif des bons élèves.

Ces élèves dont REW fait partie se trouve donc avec un ratio d'endettement bien inférieur. En fixant arbitrairement le ratio à 52.5 %, REW se voit ainsi spolier d'une partie des revenus de la REMCI.

La CWAPE aurait pu choisir une période transitoire pour permettre à ces GRDs d'atteindre progressivement un ratio plus élevé sur la période réglementaire à venir. et leur permettre entre temps de conserver le ratio qui leur est propre.

La CWAPE ne semble avoir tester la robustesse de son système avant de le proposer aux GRDs.

- **INTER-REGIES ET AIESH**

Remarques détaillées en annexe : Gearing

La CWaPE propose un gearing ou ratio d'endettement à hauteur de 52.5%.

Un levier financier trop élevé accroît les risques financiers de l'entreprise. Nous sommes favorables à un gearing inférieur à 52.5%.

- **FEBELIEC**

Concernant le pourcentage de rendement autorisé, Febeliec trouve le résultat obtenu par la CWaPE

⁴⁷ NERA Economic Consulting – Détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital des activités régulées de GrDF pour la période relative à l'ATRD5 – Rapport réalisé pour GrDF et son actionnaire Engie, Mai 2015, pages 53-55

⁴⁸ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017

de 3,573% assez raisonnable et considère la détermination du Bêta (0,65) comme une bonne représentation du risque du secteur. Néanmoins, Febeliec attire l'attention de la CWaPE sur le ratio endettement/fonds propres (52,5% versus 47,5%) et se demande si un *gearing* plus élevé ne serait pas souhaitable, vu le coût inférieur des dettes comparé à celui des fonds propres.

- **EDORA**

Parmi les paramètres utilisés pour le calcul du CMPC, le niveau du gearing est questionné. En effet, pourquoi prévoir un taux de fonds propres si élevé dans un contexte où le coût de financement de la dette est si bon marché ? Qu'est-ce qui justifie ce ratio ?

- **Position de la CWaPE**

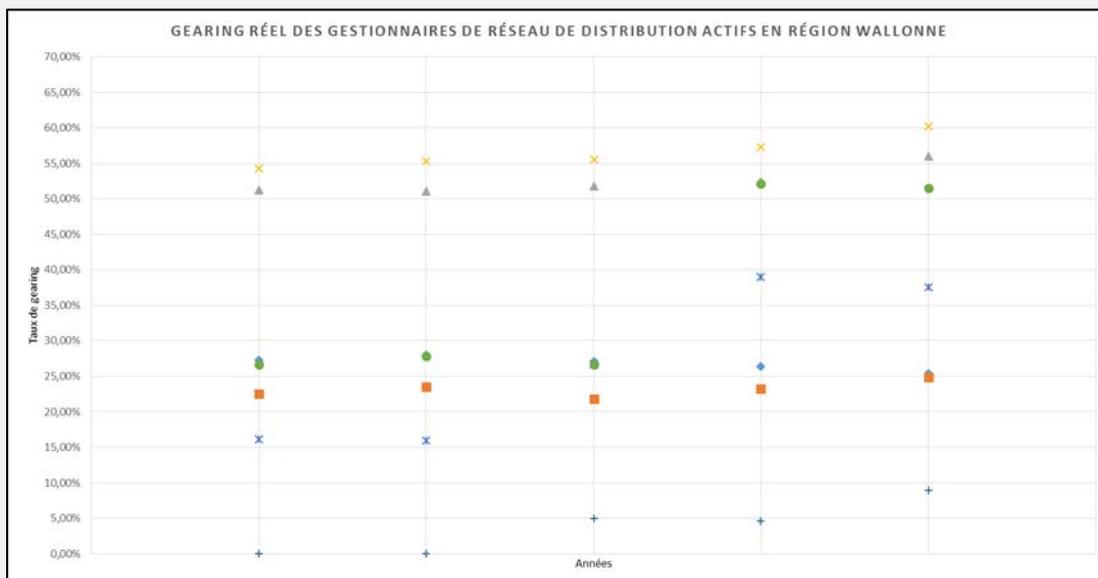
Le ratio d'endettement peut être déterminé selon deux méthodologies, à savoir la **méthode dite normative**, à travers laquelle le régulateur détermine la structure optimale/efficente du capital et la **méthode dite réelle**, à travers laquelle la structure des fonds propres spécifique au gestionnaire de réseau de distribution est prise en compte.

Au niveau européen, le *Gearing ratio* et la méthode employés sont assez variables d'un pays à l'autre et ce, en raison d'une part, de l'historique des structures bilantaires des opérateurs régulés et d'autre part, de l'incitation que le régulateur a souhaité mettre en œuvre.

La **méthode dite réelle** calcule le *Gearing* sur la base des valeurs comptables des dettes et fonds propres comptabilisés dans le bilan de chaque gestionnaire de réseau. Cette méthode présente l'avantage d'être transparente et facilement vérifiable, mais est peu incitative d'un point de vue réglementaire et impliquerait l'utilisation d'un ratio différencié par gestionnaire de réseau.

Sur la base des données rapportées par les gestionnaires de distribution au travers de leurs rapports tarifaires annuels, le tableau des *gearing* propres aux opérateurs wallons pour les années 2013 à 2017 a été établi par la CWaPE.

GRAPHIQUE 14 GEARING REEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION ACTIFS EN REGION WALLONNE



L'analyse de ce graphique des *gearing* des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne met en évidence les grandes disparités relatives aux structures financières des opérateurs régulés en Wallonie. Au 31 décembre 2015, les gestionnaires de réseau de distribution purs présentent un taux de *gearing* inférieur à 30% alors que les gestionnaires de réseau de distribution mixtes présentent quant à eux un *gearing* variant entre 35% et 65%.

La méthode dite normative se base, quant à elle, sur une répartition imposée par le régulateur, correspondant aux bonnes pratiques de marché. Cette méthode a l'avantage d'inciter les gestionnaires de réseau à optimiser les taux d'emprunt contractés et à tendre vers une structure bilantaire optimale, tout en leur offrant la liberté du choix du financement de leur activité sans impacter le client final. Le tableau ci-après reprend le ratio d'endettement employé par les régulateurs européens⁴⁹:

Tableau 13 *GEARING DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE GAZ EN EUROPE*

Pays	Gearing (Distribution d'électricité)	Gearing (Distribution de gaz)
Autriche	60%	60%
République Tchèque	45,75%	38,48%
Allemagne	60%	60%
Estonie	50%	50%
Finlande	40%	40%
Royaume Uni	65%	65%
Hongrie	45%	40%
Irlande	55%	35%
Italie	44,40%	37,50%
Lituanie	60%	70%
Luxembourg	50%	50%
Pologne	50%	22,36%
Portugal	55%	50%
Slovénie	60%	60%
Suède	50%	47%
Pays Bas	50%	50%
Moyenne :	52,51%	48,46%
Moyenne (électricité + gaz) :	50,48%	

L'analyse de ce tableau comparatif montre que le *gearing* relatif à la distribution d'électricité, varie entre 40% en Finlande et 65% pour le Royaume Uni. En ce qui concerne la distribution de gaz, la plupart des pays européens appliquent le même *gearing* que pour la distribution d'électricité. Le *gearing* moyen observé en Europe est de **52,51 %** pour la distribution d'électricité et de **48,46 %** pour la distribution de gaz.

En matière de bonnes pratiques sur les marchés financiers, Moody's⁵⁰ préconise un ratio de dette nette par rapport à l'actif régulé compris dans une fourchette **entre 30% et 60%** et ce, pour les *rating*

⁴⁹ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017.

⁵⁰ Rating Methodology, Regulated Electricity and Gas networks, Moody's, 2014

de type A (à savoir les ratings Aaa, Aa et A) avec une fourchette comprise entre **45% à 60%** pour le rating A.

Depuis le 1^{er} janvier 2015, le VREG applique, quant à lui, un *gearing* normatif de 55% identique pour les deux énergies.

BRUGEL estime que la valeur optimale du S (part de l'actif régulé qui est assuré à partir des fonds propres, donc FP/actif régulé) est de 40 %.

Sur base de ces éléments d'analyse, la CWaPE est d'avis de fixer le ratio d'endettement sur une base normative à 52,5% , comme étant la moyenne de la fourchette 45% - 60%, établie en tenant compte des meilleures pratiques en matière de financement des actifs long terme. Ce ratio sera applicable tant à la distribution de gaz qu'à la distribution d'électricité.

La REW n'objective pas suffisamment en quoi le système mènerait à la faillite. Par ailleurs, il s'agit bien d'une norme en vue de calculer le CMPC et non d'une obligation dans le chef du GRD d'atteindre le *gearing*. Chaque GRD reste libre d'optimiser sa structure bilantaire et donc aucune période transitoire ne semble nécessaire dans ce cadre.

Par ailleurs, le fait de fixer un *gearing* normatif pour l'ensemble des GRD conduit à un même CMPC pour tous ces GRD, ce qui est non-discriminatoire et fait supporter un même coût de financement de l'activité de distribution d'électricité et de gaz pour tous les URD en kW, quel que soit leur GRD.

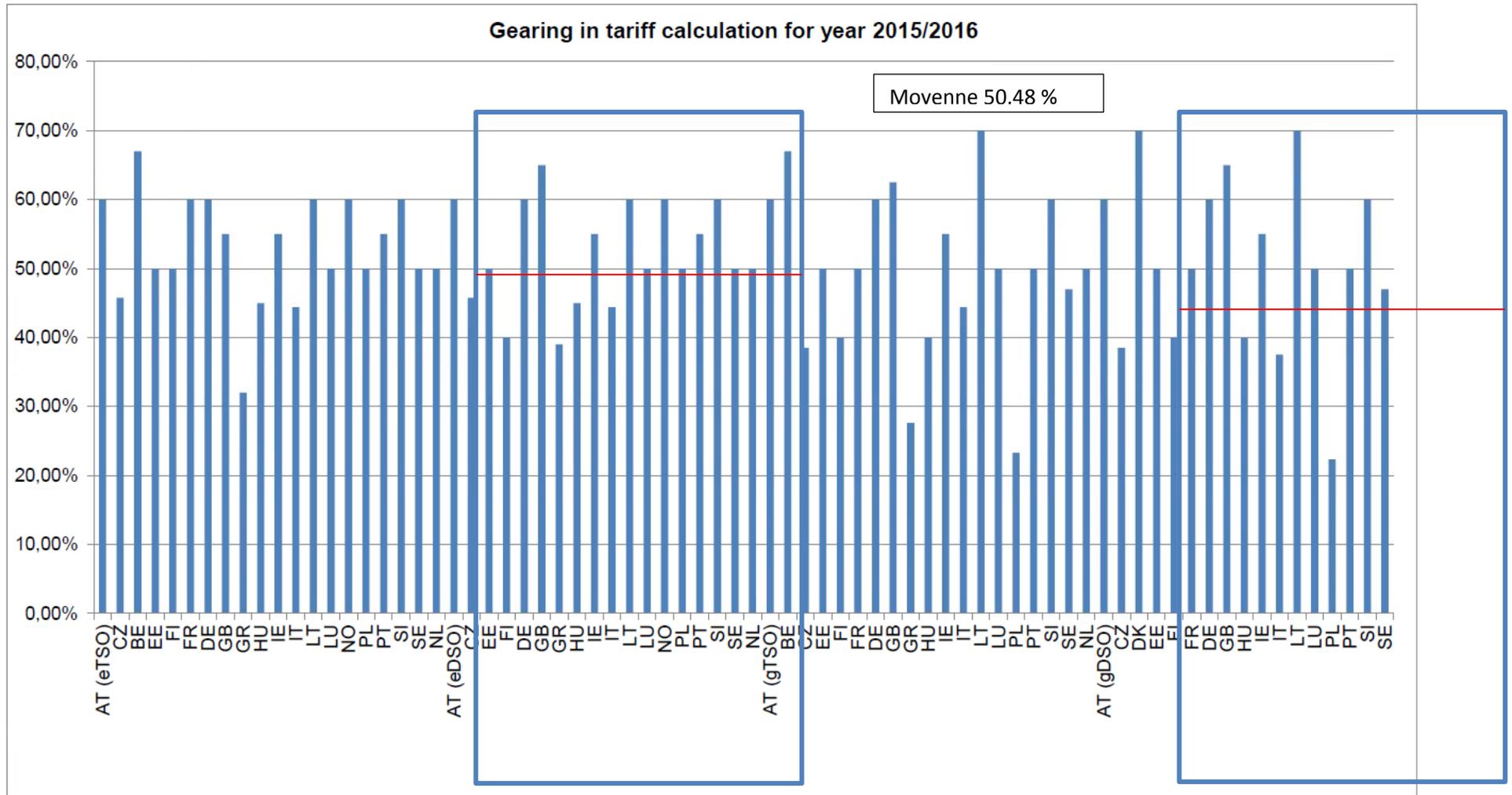


Table 45 - Gearing in tariff calculation for year 2015/ 2016
 Source: NRA survey

2.1.4.6.7. Prime d'illiquidité

- **RESA**

Nous ne comprenons pas la suppression du facteur d'illiquidité dans le calcul du pourcentage de rendement autorisé. Vu les contraintes décrétales, les parts détenues par les communes sont en effet non liquides. Nous insistons pour que ce facteur soit réintégré dans le calcul du coût des fonds propres. Le régulateur fédéral l'a autorisé pour une société cotée en bourse; il serait d'autant plus normal que le régulateur régional le prévoit pour une société non cotée. Selon le rapport de la banque DEGROOF (2014), « les études empiriques tendent à démontrer qu'un supplément de rendement de l'ordre de 30% voire davantage est exigé par les investisseurs pour compenser l'absence de liquidité des titres ... Dans le cas des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz, nous ne voyons pas d'éléments spécifiques qui feraient différer la décote d'illiquidité par rapport à la moyenne générale observée... ».

- **INTER-REGIES ET AIESH**

Remarques détaillées en annexe :

Compte tenu du fait que les GRD wallons ne sont pas cotés en Bourse, il conviendrait d'ajouter une prime d'illiquidité.

- **ORES**

Ensuite, la CWaPE a supprimé, sans motivation, la correction pour prendre en compte l'illiquidité d'ORES. Or il est clairement établi (i) qu'un investisseur exige un rendement additionnel pour compenser l'illiquidité d'un investissement et (ii) que cet élément n'est pas reflété dans le coefficient « beta ». Il y a donc lieu, sans contestation possible, d'appliquer une correction pour prendre en considération cet élément en intégrant une prime d'illiquidité dans le coût des fonds propres. Ce principe est, au demeurant, appliqué par la CREG à des sociétés qui, bien que cotées, sont très peu ou relativement peu liquides. A fortiori, il devrait trouver à s'appliquer à une société non cotée telle qu'ORES. Il est, dans cette optique, surprenant et inacceptable que la prime d'illiquidité soit abandonnée par la CWaPE et ce sans démontrer en quoi le titre d'ORES est devenu plus liquide qu'avant. La prime d'illiquidité de 20% constitue un élément essentiel à l'équilibre de la rémunération des capitaux investis.

- **Position de la CWaPE**

Conformément à l'article 4, § 2, 8°, la CWaPE a opté pour le modèle du **coût moyen pondéré du capital**, très communément accepté et appliqué par les régulateurs européens. Cette méthode ne prévoit **pas de prime d'illiquidité**. Les régulateurs européens faisant référence à une telle prime sont d'ailleurs très rare (Finlande).

Deuxièmement, lorsque l'on parle de liquidité, « la prudence doit être de mise car la nature du risque n'est pas la même si l'on se place au niveau macro-économique, au niveau d'une entreprise ou d'un actif.

D'un point de vue économique large, le risque de liquidité désigne la capacité des agents économiques à convertir leur patrimoine en biens. La liquidité est donc un flux (et non un stock). L'illiquidité se produit en cas d'incapacité à échanger.

Sous l'angle du marché, les investisseurs se soucient des problèmes de liquidité des actifs qui

désignent généralement la **facilité avec laquelle l'actif peut être échangé.** »⁵¹.

D'un autre côté, les gestionnaires de réseau wallons ne sont pas cotés et le recours aux marchés financiers se fait principalement par le biais d'emprunt obligataire. Les autres opérations (de financement ou entre actionnaires) se faisant sur une base d'un gré à gré. Or, les récentes transactions impliquant un gestionnaire de réseau wallon sur les marchés financiers n'ont pas mis en évidence de risque de liquidité puisque :

- 1) 'Les investisseurs ont manifesté un intérêt prononcé à RESA conduisant à un carnet d'ordres de plus de 1,5 milliards d'euros pour la tranche venant à échéance en 2026⁵² pour un emprunt obligataire total de 500.000.000 euros en juillet 2016, avec une réduction des fonds propres ;
- 2) Récemment encore, lors de la commission énergie du 12 juin 2017 sur le rachat de part d'ORES tant à Electrabel Customers Services, qu'au commune, Mr Grifnée indique que des sociétés auraient pu déboursier 25 fois plus pour acheter 20 millions de dividendes : « Autrement dit, pour acheter 20 millions de dividendes, ils (Ndlr des assureurs qui ont des liquidité à placer, des fonds propres qui ont des liquidités à placer) seraient prêts à payer 25 fois plus, soit 500 millions d'euros.⁵³»
- 3) Mr Durant, Secrétaire du Groupement d'intérêt économique des intercommunales pures de financement, lors de la commission énergie du 12 juin 2017, précise : « En termes de rendement attendu par les investisseurs dans le secteur de l'énergie en général et dans l'infrastructure de réseau en particulier, on constate une tendance baissière au cours de ces dernières années, notamment en raison de la baisse observée des taux d'intérêt et de l'**abondance de capital disponible** par des fonds d'investissement focalisés sur des projets d'infrastructure.⁵⁴ »

Il est également à noter que par le passé déjà, lors de l'emprunt en 2008 de 280 millions d'euros pour financer le rachat d'Electrabel, le même Mr Durant, indiquait en commission énergie du 12 juin 2017 : « les quatre banquiers ont remis des offres pour plus de 800 millions d'euros. On en a attribué évidemment les 280 millions d'euros que nous souhaitons.⁵⁵»

Brugel, lors de la suppression du facteur d'illiquidité précisait d'ailleurs :

« Rappelons cependant que cette approche s'inscrit dans la logique d'un marché ouvert où les actions sont librement négociables ». Or, précisément, nous sommes dans un cas de figure différent pour le GRD bruxellois puisque l'entreprise n'est pas cotée. On ne peut donc pas invoquer les arguments mentionnés ci-dessus pour justifier l'impact d'une illiquidité éventuelle. Les opérations entre actionnaires se feront sur base d'un gré à gré.

En raison des éléments repris ci-dessus, BRUGEL préconise que le calcul du pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire ne prenne plus en compte un facteur d'illiquidité.⁵⁶ »

Pour toutes ces raisons, la CWaPE confirme l'approche retenue lors de l'élaboration de la nouvelle méthodologie tarifaire et ne prend plus en compte un facteur d'illiquidité.

⁵¹ Le risque de liquidité sur les marchés obligataires – Evaluation, analyse des risques, tests de résistance et construction de portefeuille – Papier de recherche # 3 – NATIXIS Asset Management

⁵² <http://www.resa.be/wp-content/uploads/2016/06/Communique%C3%A9-de-Presse-Resa-Pricing-FR.pdf>

⁵³ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 20

⁵⁴ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 14

⁵⁵ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 13

⁵⁶ BRUGEL-Rapport -20140901-18 - Motivations des décisions relatives aux méthodologies tarifaires électricité et gaz visées par l'article 9quater §1 de l'ordonnance «électricité» et à l'article 10bis §1 de l'ordonnance «gaz»

2.1.5. Section 5 : Le paramètre d'indexation

▪ **ORES**

Le paramètre d'indexation des coûts est insuffisant pour rendre compte de l'évolution réelle de ceux-ci.

Selon le Projet de Méthodologie Tarifaire, le revenu autorisé évoluera, en ce qui concerne les charges opérationnelles contrôlables, selon un facteur d'indexation, l'indice santé, et un facteur d'amélioration de productivité, le facteur X. En ce qui concerne les charges nettes liées aux immobilisations des actifs régulés, seul l'indice santé sera appliqué (voir section 4.3).

En règle, il convient que le facteur d'indexation du revenu autorisé reflète l'évolution réelle des coûts des GRD. A défaut, cela revient à imposer aux GRD un facteur d'amélioration de productivité supplémentaire.

A plusieurs reprises et dès ses premières remarques sur le projet de nouvelle méthodologie tarifaire, ORES a attiré l'attention de la CWaPE sur le fait que les indices proposés par la CWaPE, soit initialement l'indice des prix à la consommation et par après l'indice santé, ne reflètent pas l'évolution des coûts qui sont réellement supportés par les GRD.

En effet, l'indexation sur la base de l'indice santé est clairement insuffisante pour couvrir tant (i) l'évolution réelle des coûts des salaires que (ii) l'évolution réelle des coûts des matières et des co-contractants (tels les entrepreneurs).

La masse salariale constitue un peu plus de 50% des charges opérationnelles nettes contrôlables d'ORES. Or, l'évolution des salaires est plus rapide que celle de l'indice santé en raison d'éléments hors du contrôle des GRD. Les évolutions salariales d'ORES dépendent :

- de l'indice santé ;
- des augmentations, selon les accords sectoriels **[Confidentiel]** ;
- des augmentations de salaires liées aux promotions, selon les accords sectoriels :

[Confidentiel] ; et

- des augmentations de salaires liées à l'accord interprofessionnel (AIP) (décision sectorielle), à définir le cas échéant.

[Confidentiel] Au regard de ce qui précède, l'utilisation de l'indice santé constitue une première et très importante obligation d'amélioration de productivité qui devra, le cas échéant, être atteinte par une diminution du personnel des GRD.

ORES souligne donc que l'indexation sur la base de l'indice santé est largement insuffisante pour tenir compte des augmentations salariales dont la grande majorité est déterminée par les accords sectoriels. Les effets de ces augmentations sont non-contrôlables dans le chef d'ORES et doivent donc être neutralisés, soit par le biais d'une indexation majorée, soit en la considérant comme un coût non-contrôlable.

Les contrats conclus entre ORES et ses entrepreneurs, soumis aux marchés publics, sont revus tous

les six mois sur la base de coefficients reflétant notamment l'évolution des salaires des entrepreneurs, des matières utilisées et du diesel. Cet indice traduit une inflation de base des prix. Il a augmenté, par exemple, pour les contrats de poses souterraines qui viennent d'être prolongés du 1^{er} avril au 31 décembre 2017, de 2% sur six mois de temps. En sus de cet indice viennent s'ajouter les hausses constatées des prix des travaux des entrepreneurs. **[Confidentiel]**. Ces hausses demandées s'expliquent principalement par les contraintes administratives – en particulier au niveau des travaux, qui sont sans cesse croissantes.

Comme ORES devra opérer dans le cadre d'une enveloppe fermée, le volume de travaux ne pourra pas être maintenu, ce qui aura deux conséquences : 1) une augmentation des prix unitaires des entrepreneurs, et 2) une baisse de qualité de réseau et des services rendus aux URD.

ORES demande à la CWaPE de considérer une indexation qui reflète plus fidèlement les évolutions des facteurs de production des GRD (principalement les salaires et les évolutions des coûts des entrepreneurs et des matières).

A titre subsidiaire, ORES propose que la valeur prévisionnelle de l'indice santé soit la valeur prévisionnelle de l'indice santé annuelle en lieu et place de la moyenne de l'indice santé 2019-2022. Pour l'année 2023, ORES propose de prendre la valeur moyenne de la période 2019-2022. Cela permettra de mieux prendre en considération l'évolution réelle des coûts. Alternativement, la CWaPE pourrait considérer les charges salariales comme un coût non-contrôlable.

▪ UVCW

L'évolution de ce revenu autorisé sera basée sur l'indice santé. D'après les retours que nous avons des GRD, il semble que cet indice puisse ne pas être suffisant pour couvrir d'une part la hausse des salaires et d'autre part l'évolution du coût des matières premières. De même, l'amortissement des nouveaux investissements qui seraient réalisés poserait aussi problème dans le cadre d'un facteur d'évolution si limité. On peut dès lors craindre que les GRD ne soient amenés à réduire leur effectif pour maintenir le cap imposé et ne limitent les investissements réalisés.

▪ INTER-REGIES

La CWaPE propose d'utiliser l'indice santé pour l'indexation des coûts.

Un certain nombre de coûts évoluent plus rapidement que l'indice santé. C'est le cas par exemple avec les coûts salariaux dont l'évolution est liée aux accords sectoriels. C'est également le cas avec les coûts d'achat de matériel.

Il y aurait donc lieu de majorer l'indice santé pour tenir compte de la réalité des coûts. Comme évoqué dans le passé, nous sommes également favorables à un coefficient d'inflation différent pour chaque année de la période réglementaire.

▪ RESA

Une évolution des coûts contrôlables budgétés supérieure à l'indice santé (évolutions barémiques, recrutements,...) génère de facto l'application d'un facteur X supplémentaire pour le GRD. Or les évolutions de la masse salariale du GRD dépendent certes des taux d'indexation mais également:

- des augmentations barémiques et occasionnelles ;
- des engagements/sorties de personnel ;
- de l'évolution de la composition moyenne du personnel (cadres - employés - ouvriers) ;
- des taux ONSS et de cotisations pensions.

La prise en compte d'un taux d'indexation (que ce soit le coefficient S ou l'indice santé) ne nous semble pas suffisante pour appréhender les évolutions de masses salariales d'un GRD.

▪ Position de la CWaPE

Les méthodologies tarifaires précédentes faisaient évoluer les budgets sur base de l'inflation prévisionnelle de chaque année (IPC), avec correction ex-post sur base de l'évolution des indices M et S.

Dans sa proposition initiale, la CWaPE proposait, pour le paramètre d'inflation, une cohérence d'une part, avec les décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures et, d'autre part, avec les pratiques communes des pays européens : « Il semble nécessaire aux yeux de la CWaPE de prévoir, comme dans les autres pays européens, une indexation des coûts soumis au facteur X. L'indice de référence le plus couramment utilisé en Europe est l'indice des prix à la consommation (IPC) qui présente les avantages d'être à la fois transparent, prévisible (sur une période de 5 ans) et publié par une instance nationale⁵⁷. »

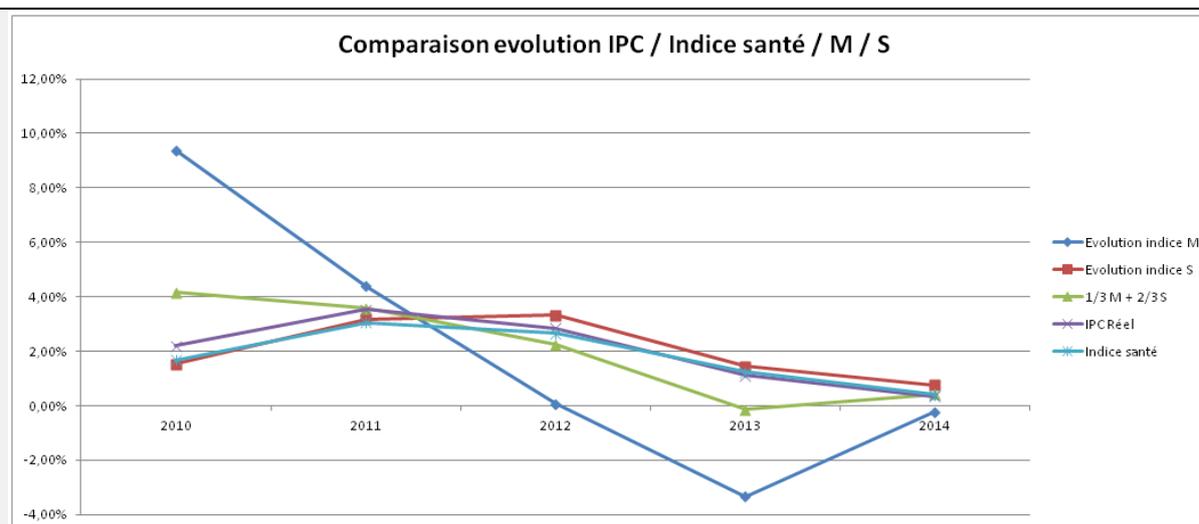
Au travers de sa méthodologie tarifaire, la CWaPE souhaite notamment encourager les gestionnaires de réseau de distribution à maîtriser leurs coûts de distribution, supportés par les utilisateurs de réseau de distribution.

Cependant, suite aux remarques formulées par les gestionnaires de réseau de distribution⁵⁸ et après analyse, la CWaPE a constaté que les paramètres IPC, S et IS évoluent de manière assez similaire tandis que l'évolution de l'indice M, représentant le prix de la construction industrielle, est beaucoup plus volatile.

GRAPHIQUE 15 COMPARAISON ÉVOLUTION IPC/INDICE SANTE/M/S

⁵⁷ Note technique relative au « Revenu autorisé » détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période réglementaire 2018-2022 (<http://www.cwape.be/?dir=7.7.1>)

⁵⁸ Le facteur d'indexation du revenu autorisé doit refléter l'évolution réelle des coûts des GRD. L'indexation des coûts des GRD devra notamment tenir compte de l'évolution des prix des matières et des salaires dans le secteur. Ces derniers sont indexés sur l'indice santé plutôt que sur l'indice des prix à la consommation et évoluent dans le cadre de conventions collectives de travail sectorielles qui s'imposent aux GRD. GRD – Remarques formulées sur l'acte préparatoire, page 3 (<http://www.cwape.be/?dir=7.7.1>)



Ce graphique illustre l'évolution historique des paramètres d'indexation qui ont été utilisés dans les méthodologies tarifaires depuis 2010.

A l'époque, la CWaPE s'était dit ouverte à l'utilisation d'autres indices de référence que l'indice des prix à la consommation qui permettent l'établissement de budget à euros constants. La CWaPE engageait les GRD à faire une proposition alternative lors du GT « paramètre X »⁵⁹.

Par conséquent, sur proposition des gestionnaires de réseau de distribution, l'indice retenu a été modifié et réfère désormais à l'indice santé. Ce changement de paramètre devait permettre aux GRD d'être plus proche de l'évolution de leurs coûts, tout en gardant une stabilité, prévisibilité et maîtrise des coûts pour l'utilisateur de réseau. En effet, l'indexation du revenu autorisé doit se faire dans un objectif de maîtrise des coûts pour l'URD ce à quoi doit tendre l'évolution des charges du GRD, et non l'inverse.

Notons également que le paramètre d'indexation concerne exclusivement les charges nettes contrôlables. La Marge Bénéficiaire Equitable, les charges nettes liées aux projets spécifiques et les charges nettes non-contrôlables ne sont pas soumises à l'indice santé. De cette façon, la CWaPE se focalise sur les activités :

- 1) sur lesquelles le gestionnaire de réseau de distribution a une certaine maîtrise ; et
- 2) qui constituent son 'core-business', donc pour lesquelles une évolution stable, voire un gain d'efficacité pour certaines charges, est naturellement admis/attendu.

Dès lors, et en adéquation avec une approche 'revenue cap', le gestionnaire de réseau de distribution pourra opérer des choix sur les centres de coûts sur lesquels il pourra réaliser plus aisément des économies, et, de ce fait, contrebalancer les autres centres de coûts ayant une évolution à la hausse. Ceci justifie pourquoi le paramètre d'indexation n'a pas comme vocation première de couvrir strictement l'évolution des coûts du GRD qui n'opèrerait pas de choix de gestion actifs. Selon la même approche, les incertitudes sur le recouvrement des coûts nets contrôlables sont réduites à travers l'octroi de charges nettes liées aux projets spécifiques.

Notons par ailleurs pour information, que la politique de modération salariale et le 'tax shift' notamment, devrait modérer les augmentations salariales. Selon les dernières perspectives du plan⁶⁰ : « Étant donné les réductions de cotisations supplémentaires accordées dans le cadre du tax shift et l'indexation, la hausse du coût salarial horaire devrait s'élever à 1,7 % en moyenne par an sur la période 2017-2018. Par la suite, la croissance annuelle moyenne du salaire coût devrait

⁵⁹ CWaPE – Réponses aux remarques formulées, page 16 (<http://www.cwape.be/?dir=7.7.1>)

⁶⁰ Perspectives économiques 2017-2022, version provisoire, juin 2017

s'établir à 2,2 %. Cette progression serait tirée par la hausse de la productivité et la baisse du chômage mais tempérée par les restrictions imposées par la nouvelle loi et par les réductions additionnelles de cotisations sociales en 2020 accordées au secteur de la construction. Compte tenu de hausses annuelles moyennes de productivité de 0,5 %, **le coût salarial unitaire devrait croître de 1,5 %** par an au cours de la période 2017-2022. »

Il est par contre incorrect d'affirmer que les coûts salariaux d'un gestionnaire de réseau de distribution s'imposent à lui de manière non-contrôlable, en effet, le gestionnaire de réseau est représenté lors des négociations relatives aux accords sectoriels, gère les contrats de travail avec ses employés, peut recourir à des services de consultance, décide des promotions internes, gère la pyramide des âges de son personnel...

Enfin, la CWaPE note que Mr Grifnée, Administrateur délégué d'ORES, lors de son audition du 12 juin 2017 à la commission énergie, indique que malgré les motifs invoqués par ORES dans ses commentaires (évolution réelle des coûts des salaires, et l'évolution réelle des coûts des matières et des co-contractants (tels les entrepreneurs)), les chiffres sont complètement sous contrôles, avec en plus, un plan d'économie de 10 % à cinq ans⁶¹ : « Les salaires chez ORES sont indexés, croyez-moi. En outre, le prix des entrepreneurs explose aujourd'hui. Malgré ces deux éléments, les chiffres d'ORES sont complètement sous contrôle. Vous allez me dire : « Oui, mais c'est le dividende qui trinque, c'est encore les communes qui vont devoir payer ». Non, de 85 millions d'euros, on est passé à 92 millions d'euros de revenus. Autrement dit, on arrive par la gestion efficace de l'entreprise – j'ai parlé d'optimum tout à l'heure – à préserver les ménages wallons de toute une série d'augmentations, d'indexations et de coûts d'entrepreneur en préservant le revenu de nos actionnaires communaux.⁶² ».

En conclusion, pour assurer stabilité, prévisibilité et maîtrise des coûts, et vu l'absence de proposition alternative des GRD, la CWaPE a pris en considération 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 ». La CWaPE considère que cet indice, en combinaison avec d'autres éléments du projet de méthodologie tarifaire, est approprié pour refléter l'évolution des coûts des gestionnaires de réseau de distribution.

▪ ORES

Articles 44, 47 et 48 – Le paramètre d'indexation des coûts est trop faible pour rendre compte de l'évolution de ceux-ci.

Comme il a été démontré dans la première partie, une indexation sur la base de l'indice santé est largement insuffisante pour tenir compte des augmentations salariales et des augmentations des coûts des fournisseurs.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le revenu autorisé initial et sa trajectoire afin qu'il reflète l'évolution réelle des coûts des GRD.

Dans ce cas, ORES propose également que la valeur prévisionnelle de l'indice santé soit la valeur prévisionnelle de l'indice santé annuelle en lieu et place de la moyenne de l'indice santé 2019-2022. Pour l'année 2023, ORES propose de prendre la valeur moyenne de la période 2019-2022. Cela permettra de mieux prendre en considération l'évolution réelle des coûts. Alternativement, la CWaPE pourrait considérer les charges salariales comme un coût non-contrôlable.

⁶¹ Cf. ci-dessous, Position CWaPE sur le facteur d'efficacité.

⁶² C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 19

- **Position de la CWaPE**

Concernant la détermination du revenu autorisé initial et le choix de l'indice santé comme paramètre d'indexation, la CWaPE réfère aux réponses apportées respectivement à la section 1 du titre II, et à la partie ci-avant dans cette même section.

Par ailleurs, la CWaPE comprend qu'une valeur prévisionnelle de l'indice santé annuelle permettrait de mieux prendre en considération l'évolution réelle des coûts des GRD. Après analyse, il s'avère qu'au final, sur la période tarifaire, l'impact est le même.

⇒ Perspectives du plan (version provisoire juin 2017) :

Tableau 14 *PERSPECTIVES ECONOMIQUES DU PLAN 2017-2022*

TABLEAU 1 - Principaux résultats des Perspectives économiques 2017-2022

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Moyenne	
								2011-2016	2017-2022
Prix et taux d'intérêt									
- Indice santé	2,1	1,8	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,6

⇒ Moyenne 2019-2022 : 1,575 %

La CWaPE constate que l'utilisation d'une valeur prévisionnelle moyenne de l'indice santé, ou, d'une valeur annuelle (avec valeur moyenne pour 2023) de l'indice santé, n'a pas d'incidence sur l'indexation totale pour la période régulatoire. Par conséquent, la CWaPE est d'avis de conserver une valeur moyenne permettant de 'lisser' les effets annuels de l'indice santé pour la période régulatoire et de favoriser, de ce fait, la stabilité des tarifs.

- **RESA**

Il nous semble que le facteur (IS - X) devrait être à tout le moins limité à 0.

- **Position de la CWaPE**

Selon les dernières données dont dispose la CWaPE (Perspectives du plan (juin 2017)), le facteur (IS - X) est toujours positif pour la période régulatoire 2019-2023, à savoir de 0,075 sur base d'une moyenne de l'IS 2019-2022.

- **RESA**

Article 113 : L'indice santé est un coefficient sur lequel le GRD n'a pas de maîtrise. Il en est de même pour d'autres taux externes (ONSS, ONSS APL, taux d'impôts des sociétés...). Le risque lié à ces paramètres externes ne doit pas selon nous être placé dans les mains du GRD ; d'où nous estimons qu'une revue ex-post de ce paramètre avec création de solde est nécessaire. Une baisse du taux

d'inflation réel par rapport au taux prévisionnel ne peut en effet pas être considérée comme une réduction de coûts imputables aux efforts du GRD. A l'inverse, en cas d'inflation plus élevée que budgétée, il ne nous apparaît pas logique que les efforts de réduction de coûts soient amputés de cet écart.

▪ Position de la CWaPE

Dans un souci de prédictibilité et de stabilité, conformément à l'art 4, § 1^{er}, du décret tarifaire et, dans la logique de la méthodologie tarifaire « revenue cap » dont l'un des avantages est de laisser plus d'autonomie de gestion aux GRD, la CWaPE n'est pas favorable à la révision *ex post* des budgets des coûts soumis au facteur X sur la base de l'inflation réelle. En effet, ce mécanisme de révision introduirait un « risque » pour le GRD de voir ses efforts de réduction des coûts soumis au facteur X réduits dans le cas où l'inflation réelle serait inférieure à l'inflation prévisionnelle.

2.1.6. Section 6 : Le facteur d'efficacité (facteur X)

▪ ORES

Le gain d'efficacité de 1,5% est trop élevé au regard de l'évolution des coûts du secteur belge et des coûts qui seront budgétés par les GRD. Il ne tient pas compte des autres efforts que doivent consentir les GRD. Il n'est pas motivé.

Conformément à la méthode « revenue-cap », la CWaPE applique dans le Projet de Méthodologie Tarifaire un facteur de productivité unique : le facteur X.

D'un point de vue économique, ce facteur X n'est incitatif que si son niveau réalise un équilibre juste entre les intérêts des clients et ceux des actionnaires du GRD.

En outre, le facteur X unique ne peut que refléter les gains de productivité réalisables par l'ensemble du secteur dans le futur (en neutralisant les changements des périmètres d'activité). Ce facteur X doit être nul lorsque le secteur est capable d'atteindre la même croissance de productivité avec la même inflation des facteurs de production que les autres secteurs de l'économie. Un facteur X nul ne signifie donc pas qu'aucune amélioration de productivité du secteur n'est attendue : *“if producers in the regulated industry faced the same input price growth rate and could reasonably be expected to achieve the same rate of productivity growth as other firms in the economy, then expected profits in the regulated industry, as elsewhere, could be held at zero simply by allowing regulated output prices to rise at exactly the economy-wide rate of output price inflation.”*

In this situation setting **an X factor of zero does not mean that no productivity improvements are expected**. Rather it means that the regulated firm still needs to make productivity improvements at the same rate as the economy as a whole, so that the firm's revenues growing by RPI will be enough to cover the input price growth experienced by the firm and in the whole economy.”

En l'espèce, la CWaPE n'a pas démontré comment, dans un contexte de transition énergétique et de digitalisation de la société, les GRD pourraient réaliser des gains de productivité plus importants de 1,5%/an que l'économie dans son ensemble. Dans une étude concernant la distribution d'électricité et de gaz en Allemagne, Oxera conclut en tous cas que de tels gains de productivité supérieurs à l'économie dans son ensemble ne sont pas atteignables actuellement.

En tout état de cause, l'imposition d'un facteur X surévalué pénalise les GRD qui ont réalisé des efforts importants d'efficacité dans le passé. Le facteur X doit être déterminé scientifiquement et avec la plus grande prudence, sans quoi il enlèverait aux GRD tout incitant aux investissements et mettrait à mal la fiabilité et la sécurité, voire même la viabilité économique des activités de distribution. La CWaPE doit s'assurer, lorsqu'elle impose un facteur X, que les gains peuvent être effectivement réalisés par les GRD belges pour la période régulatoire.

Dans ce contexte, la CWaPE doit aussi respecter l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire qui dispose que « toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues ».

Au regard de l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire, si la CWaPE utilise des méthodes de comparaison de coûts entre GRD, elle doit notamment s'assurer que les différences objectives entre GRD et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers soient neutralisées. En outre, elle doit réaliser ces comparaisons en considérant des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues.

En l'espèce, le facteur X fixé dans le Projet de Méthodologie Tarifaire est unique et applicable à l'ensemble des GRD sans distinction. Il est fixé, sans justification transparente, à 1,5%. Il ressort du peu d'informations fournies par la CWaPE que ce facteur X a été déterminé arbitrairement en extrapolant des gains d'efficacité et de productivité qui sont imposés dans différents pays pour différentes énergies (voyez la section 2.2.2. de la deuxième partie ci-dessous).

Sur le plan des principes, les gains d'efficacité des pays choisis par la CWaPE ne sont clairement pas extrapolables à la Belgique.

Tout d'abord, ils ne tiennent aucunement compte de la réalité de l'évolution des coûts du secteur belge ni des coûts qui seront budgétés par les GRD pour 2019 conformément au Projet de Méthodologie Tarifaire. Le facteur X proposé dans le Projet de Méthodologie Tarifaire est totalement dissocié des évolutions des coûts du passé des GRD wallons et de la hauteur des revenus de départ qui seront budgétés par chaque GRD en 2019. De plus, ils ne tiennent pas non plus compte des autres dispositions du Projet de Méthodologie Tarifaire qui imposent de réaliser la transition énergétique à partir d'une enveloppe « business as usual » insuffisante.

Ce faisant, la CWaPE impose un triple effort d'efficacité. Premièrement, les GRD doivent réaliser la transition énergétique et la digitalisation de la société (et de manière générale supporter les changements de périmètres) dans un scénario « business as usual » et donc supporter les coûts de cette transition énergétique et de cette digitalisation de l'entreprise. Deuxièmement, l'indexation des charges nettes contrôlables est insuffisante pour couvrir l'évolution réelle des coûts. Troisièmement, elle impose en sus des gains de productivité. De tels objectifs sont évidemment intenable sans dégradation de la qualité de service.

En ce qui concerne les OSP, la CWaPE doit contrôler le caractère raisonnable des coûts (réels) d'OSP comme elle prévoit de le faire dans la méthodologie pour les coûts non-contrôlables qui sont soumis à un solde. Elle ne peut pas appliquer aveuglément un facteur X qui, sur l'année de départ, est fixé indépendamment des coûts des GRD (et a fortiori donc des coûts d'OSP) et dont la trajectoire, par essence même de la méthode de revenue-cap, implique un décrochage entre les coûts réels et la trajectoire de coûts budgétée et soumise au facteur X. Il est en outre indéniable que mettre un facteur X de la hauteur de celui prévu par la CWaPE (1,5% par an) risque de mettre à mal la réalisation des OSP imposées aux GRD via la législation.

A ce sujet, ORES fait remarquer que la CWaPE exerce depuis plusieurs années un examen très approfondi des coûts d'OSP, examen assorti de contrôles sur place. Ces enquêtes ont débouché sur des mesures de rationalisation des coûts qui ont déjà été mises en œuvre par ORES. A nouveau, le facteur X ne peut être fixé sans tenir compte de la réalité des coûts des secteurs ; et son imposition ne peut pas pénaliser les GRD qui ont rationalisé leurs coûts et qui respectent strictement les obligations légales en la matière.

Tout comme elle le prévoyait pour les budgets spécifiques dans le cadre d'obligations légales ou de missions ponctuelles, elle doit libérer ces coûts d'OSP du facteur X.

Au regard de ce qui précède, si la CWaPE désire appliquer un facteur X unique mesurant des gains de productivité – ce sur quoi ORES n'est pas opposée sur le principe –, la CWaPE doit tenir compte de la réalité de l'évolution des coûts du secteur belge et des coûts qui seront budgétés par les GRD pour 2019. Elle doit sur cette base réaliser une analyse méthodologique démontrant que les gains de productivité qu'elle entend imposer au secteur wallon de la distribution d'électricité et de gaz naturel sont bien atteignables. Si elle veut mesurer l'efficacité relative des différents GRD, elle doit tenir compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Elle doit libérer les coûts d'OSP du facteur X.

Articles 44 et 47 – Le facteur d'efficacité (facteur X) doit être déterminé sur la base d'une méthode de comparaison utilisant des données homogènes, transparentes et fiables (article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire)

L'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire dispose que : « toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues »

Il ressort de cette disposition que si la CWaPE utilise une méthode de comparaison des coûts, celle-ci doit assurer l'objectivité de la comparaison.

Concrètement, la CWaPE a décidé de fixer le facteur X à 1,5%, taux qu'elle justifie en annexe 1 du Projet de Méthodologie Tarifaire de la manière suivante :

« La plupart des pays européens utilisent des méthodologies statistiques basées sur des benchmarks et des approches stochastiques et économétriques (méthode des frontières, notamment) pour déterminer les marges d'efficacité des gestionnaires des réseaux de distribution. Cette analyse a permis à la CWaPE de déterminer un facteur d'efficacité (facteur X) des coûts opérationnels contrôlables de 1,5% par an pour la période réglementaire 2019-2013. »

GRAPHIQUE 16 GRAPHIQUES 2A ET 2B – EXTRAPOLATION DU FACTEUR X PAR LA CWAPE

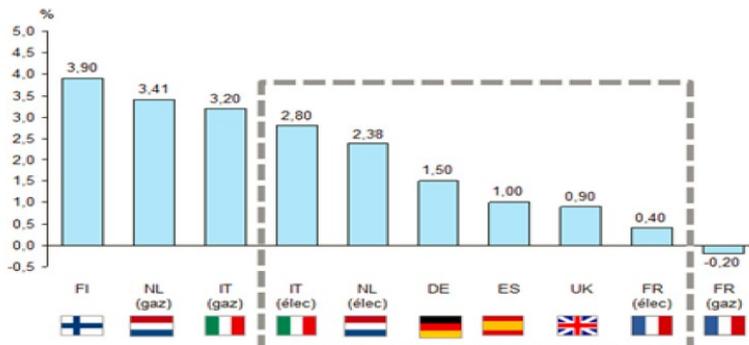
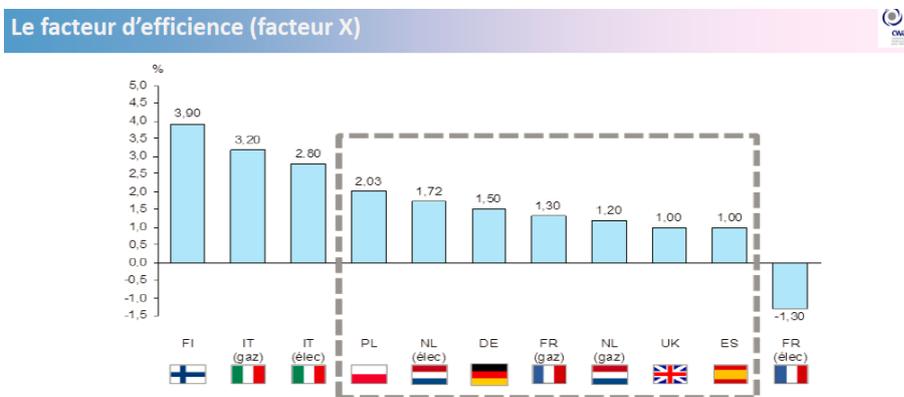


Figure 4 – Benchmark européen des facteurs de productivité

Lors de la réunion de présentation de la méthodologie tarifaire du 31 mars 2017, la CWaPE a justifié le même facteur X, 1,5% à l’aide du graphique suivant.

GRAPHIQUE 17 EXTRAPOLATION DU FACTEUR X PAR LA CWAPE



La valeur du facteur d'efficacité est fixée à 1,5% par an, ce qui correspond au milieu de fourchette des facteurs X actuellement pratiqués par les autres pays européens

ORES constate que les deux graphiques reproduits dans les deux documents publiés le même jour par la CWaPE (i) affichent des chiffres différents pour les mêmes pays et (ii) se basent sur des échantillon de pays différents pour établir le même taux d'efficacité de 1,5%.

Pour le reste, les motifs de la CWaPE à cet égard sont lacunaires. La CWaPE n'explique notamment pas :

- le mode de détermination des pays repris dans son benchmark alors que le résultat est entièrement tributaire des pays considérés ;
- le mode de détermination des énergies prises en compte dans son benchmark. Par exemple, on remarque que la CWaPE retient le facteur X pour le gaz français mais ne reprend pas le facteur X pour l'électricité française dans le second graphique ; dans le premier graphique, la CWaPE retient l'électricité française alors qu'elle la rejette dans le second graphique ;
- pourquoi la CWaPE a développé deux benchmarks et pourquoi ceux-ci changent d'un graphique à l'autre pour justifier le même chiffre de 1,5% ? ;
- pourquoi les chiffres des différents pays ne sont pas les mêmes d'un graphique à l'autre ? Pour reprendre l'exemple de la France, dans le premier graphique le facteur X de l'électricité est de 0,40 pour l'électricité et de -0,20 pour le gaz. Dans le deuxième graphique, le facteur X est de 1,30 pour l'électricité et celui du gaz -1,30 ;
- ce que recouvrent précisément ces chiffres (par exemple, gains d'efficacité ou de productivité, voir infra.) ;
- quels sont les sources des chiffres repris dans ces graphiques et sur quelles périodes de réglementaires s'appliquent-ils ? ;

- en quoi et comment ces chiffres sont applicables aux GRD belges ? ;
- comment sont mesurés les facteurs X dans les autres pays ? ; et
- sur quelle base de coûts s'appliquent ces chiffres dans les autres pays ?

En l'absence de telles informations, il est impossible pour les GRD de comprendre le calcul du facteur X repris dans le Projet de Méthodologie Tarifaire et de vérifier son exactitude.

Il est important de rappeler que le facteur X est une des variables clefs dans le modèle de régulation, dont la hauteur doit être fixée de façon scientifique et avec la plus grande prudence.

Pour calculer le facteur X, il convient de distinguer le concept « d'efficacité » de celui de « productivité ». Ces deux concepts reflètent des réalités différentes, les méthodologies et les données pour les chiffrer étant également différentes.

L'efficacité individuelle est mesurée lorsque le régulateur estime que les GRD d'un pays ne se situent pas au même niveau d'efficacité et qu'une remise à niveau est nécessaire. Définir des gains d'efficacité individuels passe donc logiquement par une comparaison des coûts de la distribution des GRD du pays, en général réalisé sur la base de coûts historiques. Lorsqu'un tel exercice est réalisé, il doit se faire de manière scientifique et prudente et doit tenir compte des différences objectivables entre les GRD, même à l'intérieur d'un seul pays.

Les gains de productivité sont mesurés pour chiffrer l'effet potentiel du progrès technologique ou de l'amélioration de la productivité du travail. Le chiffre retenu doit être atteignable par l'ensemble du secteur dans le futur, même par le GRD le plus efficace. La manière de le chiffrer n'est pas une comparaison des coûts de la distribution mais bien des analyses des gains de productivité des facteurs (TFP) du secteur dans le pays concerné.

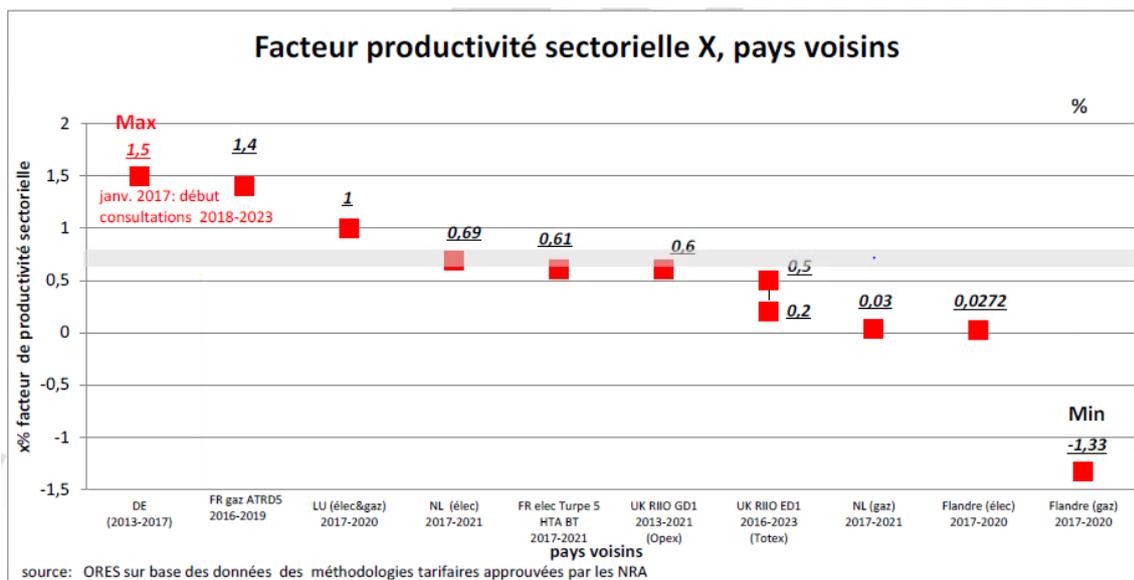
En l'espèce, le facteur X fixé par la CWaPE repose sur une extrapolation de la moyenne des facteurs X de différents pays. Comme l'indique la CWaPE elle-même, ces facteurs X sont calculés dans les différents pays par « *des approches stochastiques et économétriques (méthode des frontières, notamment)* ».

ORES a analysé les documents sources cités par la CWaPE mais y a trouvé, dans certains cas, des chiffres différents de ceux repris par la CWaPE dans ses graphiques. Ces différences qu'ORES avait par ailleurs déjà identifiées et détaillées dans ses remarques relatives à la note technique sur le revenu autorisé ne sont pas analysées et motivées par la CWaPE.

Plusieurs critiques de fond peuvent en outre être adressées au mode de détermination du facteur X. En effet, la manière dont le facteur X est fixé par la CWaPE soulève de nombreuses questions méthodologiques, notamment au regard des données contradictoires publiées par la CWaPE et du résultat entièrement tributaire des pays considérés.

Tout d'abord, au regard du graphique ci-après, ORES conclut que les chiffres utilisés par la CWaPE concernent à la fois des gains d'efficacité et de productivité.

GRAPHIQUE 18 FACTEUR SECTORIEL DE PRODUCTIVITÉ DANS LES PAYS VOISINS



Il ressort de ce graphique que la moyenne du facteur X basé sur la productivité sectorielle des GRD dans les pays limitrophes est proche de 0,6 %. On en déduit donc que la CWaPE a intégré dans le calcul du facteur X uniforme à tous les GRD, des gains d'efficacité individuels s'appliquant à des GRD d'autres pays, ce qui est méthodologiquement incorrect.

Par ailleurs, en utilisant les valeurs trouvées dans d'autres pays, la CWaPE considère que des mesures d'efficacité dégagées de comparaisons de coûts des GRD des Pays-Bas, par exemple, doivent pouvoir être réalisées en Belgique. Ceci est méthodologiquement erroné.

Conformément à l'article 4, § 2, 15°, du Décret Tarifaire, si la CWaPE veut réaliser un benchmarking des coûts de distribution (international) pour déterminer l'efficacité des GRD belges, elle doit le faire de manière empirique sur la base d'un échantillon des coûts des GRD belges (le cas échéant, intégré dans un échantillon international de coûts des GRD) et neutraliser les différences entre les GRD. Elle pourra ainsi démontrer qu'un GRD belge a des efforts d'efficacité à réaliser par rapport à un autre GRD belge (ou par rapport à d'autres GRD internationaux). Elle ne peut en aucun cas décréter que l'effort à réaliser par des GRD étrangers qui ne sont pas jugés efficaces dans leur pays (les Pays-Bas par exemple) doivent pouvoir être réalisés par ORES ou un autre GRD belge. Les gains d'efficacité identifiés par les régulateurs sont très variables d'un pays à l'autre et sont spécifiques à chaque pays et à chaque GRD du pays. Dans chaque pays, des GRD sont jugés efficaces et d'autres ne le sont pas. La preuve en est aussi la variabilité des scores d'efficacité que l'on retrouve dans le graphique de la CWaPE, allant par exemple de 3,90% à -1,30% par an dans le second graphique de la CWaPE.

En outre, ces mesures sont totalement tributaires du contexte dans lequel les GRD opèrent dans les différents pays. En Italie par exemple, le facteur de 2,80% pour la distribution d'électricité porte sur la période 2012-2015 et est un facteur qui sert uniquement au transfert aux URD des gains de productivité réalisés dans les périodes réglementaires antérieures et non encore transférés aux clients, en fait, ne nécessitant pas de réductions en termes réels dans les coûts d'exploitation, en plus de ceux déjà réalisés par les entreprises jusqu'en 2010.

Par conséquent, il ne fait aucun doute que les GRD opèrent dans des conditions très différentes d'un pays à l'autre en raison notamment de différences de contexte de la taille des GRD, de qualité de services offerts différentes, de systèmes réglementaires, fiscaux et légaux spécifique à chaque pays. Cela rend dès lors impossible toute comparaison de la performance des GRD d'un pays.

ORES demande dès lors à la CWaPE de reconsidérer sa méthode de détermination du facteur X, d'établir celui-ci selon une méthode admise par les meilleures pratiques réglementaires, et de motiver régulièrement le choix de la méthode appliquée.

- **UVCW**

Outre ces deux éléments, les GRD se verront également soumis à des efforts de productivité, qui sont définis par le biais du facteur X. Ce facteur sera le même pour tous les GRD. La CWaPE ne tiendra donc pas compte des efforts d'économie qui auraient déjà été réalisés par certains GRD par le passé. Ce facteur de productivité est déterminé sur base d'un benchmark européen (selon la CWaPE, les méthodes de benchmark entre GRD seraient difficilement applicables en raison de dispositions légales). La CWaPE propose sur cette base un facteur X de 1,5 % par an, ce qui correspondrait au milieu de fourchette des facteurs X actuellement pratiqués par les autres pays européens. Toutefois, en se basant sur un tel benchmark, la CWaPE ne motive pas en quoi ce facteur prend en compte les réalités qui seraient spécifiques à notre pays. Il nous semble par ailleurs que ce facteur a été fixé à un niveau relativement élevé. Cela demandera un effort conséquent de la part des GRD pour maintenir ce cap. Et ce, dans une période où des efforts d'investissement dans le réseau sont tout particulièrement nécessaires pour assurer la transition énergétique.

Par ailleurs, nous demandons que des facteurs exogènes qui impactent les coûts des GRD de manière incertaine soient neutralisés dans le calcul du facteur de productivité (par ex., la répercussion de la taxe kilométrique par les entreprises sous-traitantes dans les marchés publics ou encore une éventuelle décision future des autorités qui accroîtraient les charges des GRD comme des obligations d'intervention chez l'utilisateur final dans le cadre de la conversion des réseaux de gaz pauvre au gaz riche).

- **INTER-REGIES ET AIESH**

Remarques générales :

La CWaPE propose l'imposition d'un facteur d'efficience ou de réduction des coûts contrôlables à hauteur de 1.5% par an sur base d'un exercice de benchmarking avec quelques pays de l'UE, dont la Pologne.

L'exercice de benchmarking de la CWaPE ne respecte absolument pas la ligne directrice fixée à l'article 4 §2 15° du Décret tarifaire qui impose e.a. que les techniques de comparaison doivent tenir compte de différences objectives existant entre GRD.

Par ailleurs, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD, et de la qualité des prestations, dans un pays donné.

En l'absence d'un facteur de productivité, la stabilisation des coûts contrôlables des GRD constitue déjà en soi un effort puisque certains coûts évoluent plus vite que l'indice santé.

En imposant aux GRD à la fois un revenu autorisé de départ « raboté » et un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables (soit près de 6% sur la période 2019-2023), tout se passe comme si la CWaPE imposait un double facteur X aux GRD.

L'application d'un facteur de productivité aussi élevé impactera négativement la qualité des réseaux à

moyen et long terme et se traduira inévitablement en des pertes nettes d'emplois à court et moyen terme.

L'application d'un facteur d'efficacité (facteur X) sans l'application simultanée d'un facteur incitant au maintien de la qualité (facteur Q) nous semble par ailleurs incohérente. Dès lors que la CWaPE propose pour la période tarifaire 2019-2023, l'application d'un facteur Q = 0, il serait plus cohérent de fixer le facteur X = 0.

La CWaPE a eu l'occasion depuis le décret électricité de 2008 de fixer des indicateurs de performance, qui aurait permis de fixer un facteur Q.

Enfin on peut également se poser la question de la pertinence d'utiliser un facteur de productivité identique à l'ensemble des GRD wallons.

Remarques détaillées en annexe :

La CWaPE propose d'imposer aux GRD un facteur d'efficacité ou de productivité de 1.5%/an sur les charges opérationnelles contrôlables pour la période régulatoire 2019-2023.

A l'annexe 1 de la PMT, la CWaPE explique qu'elle s'est basée sur un benchmark européen pour fixer le facteur X à 1.5%/an (voir graphique ci-dessous).

GRAPHIQUE 19 BENCHMARK EUROPEEN DES FACTEURS DE PRODUCTIVITE

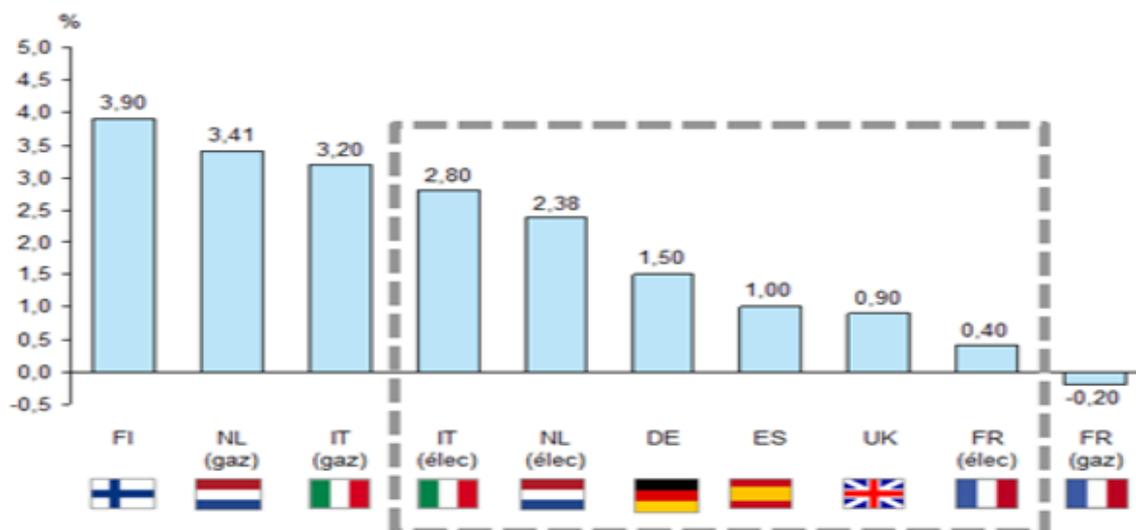
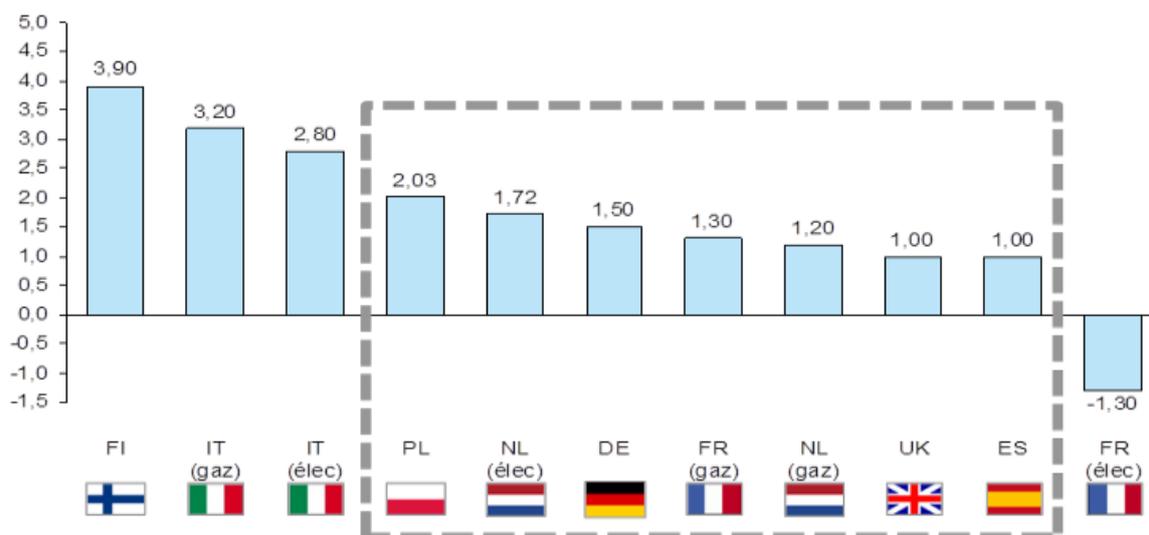


Figure 4 – Benchmark européen des facteurs de productivité

Le graphique ci-dessus avait fait l'objet de critiques de la part des GRD quant à la véracité et l'actualisation de certains chiffres. C'est la raison pour laquelle, la CWaPE a présenté un autre graphique lors de la présentation de son PMT en date du 31 mars 2017(voir ci-dessous).

GRAPHIQUE 20 BENCHMARK EUROPEEN DES FACTEURS DE PRODUCTIVITE (VERSION INITIALE)



Nous avons plusieurs remarques fondamentales à formuler par rapport au facteur d'efficacité de 1.5%/an:

- Il est assez étonnant de constater que les 2 graphiques avec des pays de référence différents donnent par hasard le même résultat (facteur X de 1.5%/an).
- Dans le premier graphique, la France (elec) est prise comme référence mais ne l'est plus dans le 2ème graphique. Il en va de même avec la Pologne, non présent dans le 1er graphique mais pris comme référence dans le 2ème graphique. Manipuler l'échantillon pour arriver à un résultat escompté nous paraît être une démarche peu scientifique et donc pas crédible.
- De façon plus fondamentale, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD dans un pays donné.
- La CWaPE aura la faculté de rejeter un certain nombre de coûts lors de l'approbation de l'enveloppe de coûts de départ (2009). Couplé au facteur de productivité, les GRD risquent d'être confrontés à un double facteur X.
- Les coûts opérationnels contrôlables seront indexés sur l'indice santé. Or, certains coûts opérationnels évoluent dans la réalité plus vite que l'indice santé. Maintenir l'évolution de l'ensemble des coûts opérationnels contrôlables à l'évolution de l'indice santé exigera d'ores et déjà des efforts de productivité.
- Imposer un facteur de productivité élevé et identique à l'ensemble des GRD wallons pénalisera les « bons élèves » qui ont déjà dans le passé mis en œuvre des mesures de réduction de coûts.
- La CWaPE entend également imposer un facteur de productivité sur les charges nettes des obligations de services publics imposées par le Gouvernement wallon. Les obligations de services publics sociales à charge des GRD ont pour objectif de lutter contre la précarité énergétique et sont monitorés régulièrement par la CWaPE. Nous déplorons le fait que la CWaPE souhaite imposer un facteur de productivité sur le coût des missions de services publics.

▪ **AIEG**

Le facteur X de 1,50/o par an, appliqué sur les coûts gérables durant la période régulatoire, semble difficilement supportable sans impact sur l'emploi et sur la qualité du service. D'autant plus, que ce taux ne prend pas en compte les efforts réalisés par le passé. Un bonus ne pourrait-il pas être pris en compte, par exemple facteur X', quand l'effort a déjà été consenti ?

- **REW**

L'art. 47 introduit un facteur d'efficacité appelé X.

La CWaPE propose l'imposition d'un facteur d'efficience ou de réduction des coûts contrôlables à hauteur de 1.5% par an sur base d'un exercice de benchmarking, e.a. avec la Pologne.

L'exercice de benchmarking de la CWaPE ne respecte absolument pas la ligne directrice fixée à l'article 4 §2 15° du Décret tarifaire qui impose e.a. que les techniques de comparaison doivent tenir compte de différences objectives existant entre GRD.

Par ailleurs, comparer des facteurs de productivité entre pays n'a pas de sens si ce facteur de productivité ne porte pas sur la même base de coûts et si l'on ne tient pas compte de l'efficacité de départ des GRD, et de la qualité des prestations, dans un pays donné.

En l'absence d'un facteur de productivité, la stabilisation des coûts contrôlables des GRD constitue déjà en soi un effort puisque certains coûts évoluent plus vite que l'indice santé.

En imposant aux GRD à la fois un revenu autorisé de départ « raboté » et un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables (soit près de 6% sur la période 2019-2023), tout se passe comme si la CWaPE imposait un double facteur X aux GRD.

L'application d'un facteur de productivité aussi élevé impactera négativement la qualité des réseaux à moyen et long terme et se traduira inévitablement en des pertes nettes d'emplois à court et moyen terme. Dans sa méthodologie la CWaPE n'explique pas comment seront traités les inévitables indemnités de rupture à verser aux employés sacrifiés. Seront-ils considérés comme une charge non contrôlable car issues de la propre méthodologie tarifaire de la CWaPE ?

A défaut d'agir sur la masse salaire pour éviter un bain de sang sociale, le facteur X de 1.5 % ne pourra s'appliquer que sur le solde des autres coûts contrôlables ce qui par effet mécanique fait artificiellement peser un facteur X bien plus lourd à supporter.

L'application d'un facteur d'efficience (facteur X) sans l'application simultanée d'un facteur incitant au maintien de la qualité (facteur Q) est incohérente. Dès lors que la CWaPE propose pour la période tarifaire 2019-2023, l'application d'un facteur Q = 0, il serait cohérent de fixer le facteur X = 0. La CWaPE a eu l'occasion depuis le décret électricité de 2008 de fixer des indicateurs de performance, qui aurait permis de fixer un facteur Q.

Enfin on peut également se poser la question de la pertinence d'utiliser un facteur de productivité identique à l'ensemble des GRD wallons.

Nous rappelons que l'art. 41 § 2 ne prévoit pas, à ce stade, d'indexer l'enveloppe 2015 réelles. L'évolution de l'indice santé 12/2015 vs prévisions 12/2018 montre une augmentation de 4,78 pb. L'enveloppe de coûts sera dès lors sous-estimée ceci entraînant une double pénalisation pour les GRD's.

La CWaPE peut-elle justifier l'application d'un facteur d'efficacité sans mise en application concomitante d'un facteur d'incitation au maintien de la qualité ?

- **RESA**

Article 44 : Le facteur d'efficience (X) de 1,5% imposé par le régulateur et à appliquer chaque année à partir de 2020 nous paraît trop élevé. Ce pourcentage représente un effort cumulé de 5,87% en 2023. Il se traduit pour RESA (estimation préliminaire) à 1,7M€ ; soit plus ou moins l'équivalent du coût de 26 ETP/an. Ces économies ne pourront être réalisées qu'au travers de pertes d'emploi. Des efforts importants de réduction d'effectifs ont déjà été réalisés depuis 2010 (plans Zénith). Ce nouvel effort important arrive alors que nous sommes au début d'une transition énergétique qui va nécessiter la création de nouveaux métiers d'une façon qui ne pourra être totalement synchronisée avec l'extinction progressive d'autres métiers, historiques. Nous devons en effet ces prochaines années assurer la continuité et la fiabilité des réseaux existants tout en développant l'intelligence des réseaux de demain.

Le facteur X ne devrait être appliqué que sur les coûts sur lesquels le GRD a une réelle emprise et du potentiel de réductions de coûts.

- **EDORA**

Le chiffre de 1,5%, ainsi que le « benchmark », ne sont pas interprétables sans connaître le niveau de performance initial de chaque GRD « benchmarké » : plus le niveau initial d'efficacité d'un GR est bas, plus il est aisé d'avoir un taux de progression élevé. On peut à ce titre questionner la volonté de viser la moyenne d'un échantillon choisi arbitrairement. Comment l'échantillon a-t-il été choisi ? Pourquoi ne pas viser le haut de la fourchette ?

- **Position de la CWaPE**

Pour rappel, depuis la période régulatoire 2009-2012, qui préconisait un facteur d'amélioration de la productivité de 2,5 %, les gestionnaires de réseau de distribution bénéficient d'une certaine latence régulatoire. En effet, le gel des tarifs dans un premier temps (2013-2014), suivi de méthodologies tarifaires transitoires sans application de facteur de productivité/d'efficience (2015-2017), n'avaient pas pour vocation principale d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à maîtriser leurs coûts.

Dans les faits, durant cette période :

1. Tous les gestionnaires de réseau de distribution ont continuellement bénéficié de l'indexation de leurs coûts (sur base de l'IPC avec révision ex-post sur base des indices M et S), sans l'application d'un facteur d'efficience ;
2. Certains GRD ont effectivement réalisé des efforts importants d'efficacité/de productivité, se traduisant par une diminution notable de leurs coûts gérables ;

Par conséquent :

1. Le facteur d'efficience défini par le projet de nouvelle méthodologie tarifaire (soit 6 % sur la période régulatoire 2019-2023), doit s'étendre à la période 2013-2023, soit un gain d'efficacité/de productivité annuel de 0,6% dans l'absolu.
2. Dans cette optique, pour les GRD ayant réalisé des efforts importants par le passé, la CWaPE propose de revoir le revenu autorisé initial pour prendre en considération le plafond de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 (hors transport) indexée, approuvée par le

régulateur, après déduction du montant des adaptations du plafond des coûts gérables et des soldes régulateurs (voir ci-après l'adaptation apportée à l'article 39, § 2). En ce qui concerne les coûts contrôlables, l'enveloppe budgétaire initiale 2019 n'est pas une indexation de l'enveloppe réelle 2015. L'article 41, § 2 de la méthodologie tarifaire précise que l'enveloppe réelle 2015 est le point de départ, mais il est évident que les gestionnaires de réseau doivent faire évoluer cette enveloppe avec le transfert des coûts non gérables en coût contrôlable, avec les coûts dits de 'base' et de 'transformation', etc. comme stipulé dans les articles suivants. Ces évolutions doivent être raisonnables et justifiées, d'une part, et, le revenu total budgété de l'année 2019 ne peut dépasser un plafond (conformément à l'article 39, § 2).

Par ailleurs, pour déterminer le périmètre d'application du facteur d'efficience :

1. La CWaPE a décidé de se focaliser sur les charges opérationnelles nettes contrôlables et d'opter pour une régulation incitative forte en répercutant la totalité des pertes et/ou des gains à charge/au profit du GRD. Par définition, les charges opérationnelles nettes contrôlables constituent des coûts sur lesquels le GRD exerce une influence et qui par essence devraient faire l'objet d'une certaine maîtrise, et, *de facto*, d'un gain d'efficacité.
2. La CWaPE ne préconise par contre pas de facteur d'efficience pour les investissements, les charges nettes non contrôlables et les charges nettes liées aux projets spécifiques. La CWaPE souhaite cependant, ne pas introduire de comportement opportuniste, et, éviter une dérive des coûts/des investissements et des délais dans certains projets peu aboutis. Par conséquent,
 - a. La CWaPE a également veillé à, d'une part, plafonner les charges nettes liées aux immobilisations, et ;
 - b. D'autre part, à déterminer de façon exhaustive les projets spécifiques bénéficiant d'un budget supplémentaire, pour lesquels des CAPEX et des OPEX non plafonnées, mais alignées au 'business case' positif du projet concerné, seront admises. La CWaPE souhaite, par ce fait, favoriser et financer au travers des tarifs la transition énergétique.
3. La CWaPE prendra en compte l'ajout de charges dites de « transformation » (hors 'business as usual') lors de la définition du revenu initial autorisé (pour autant que celles-ci, raisonnablement justifiées le cas échéant, soient dans les limites du plafond initial fixé par la CWaPE). Il est donc normal, dans le cadre de la prise en compte des coûts de transformation et de la transition énergétique (entre autres via les budgets spécifiques), que des coûts existants précédemment soient transformés et baissent.

D'un autre côté :

1. le facteur X combiné à l'inflation, constitue *in fine* une **augmentation** de 0,075 % des coûts contrôlables ;
2. Il est généralement admis que le potentiel d'efficience est plus élevé pendant les premières périodes de régulation incitative⁶³, ou après une longue période sans facteur d'efficience ;

⁶³ Institut Luxembourg de Régulation, Consultation publique concernant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires. Document de support. Page 11

3. La CWaPE constate que le taux d'efficacité retenu (qui ne s'applique qu'aux coûts contrôlables) correspond à la hausse du taux de productivité de l'économie belge dans son ensemble, tel qu'indiquée par le bureau fédéral du plan dans ses perspectives 2017-2022.

Tableau 15 *PERSPECTIVES ECONOMIQUES 2017-2022, VERSION PROVISOIRE, JUIN 2017 – BUREAU FEDERAL DU PLAN*

TABLEAU 1 - Principaux résultats des perspectives économiques 2017-2022

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Moyenne		
								2011-2016	2017-2022	2019-2022
Emploi chômage et productivité										
- Productivité horaire (branches d'activité marchande)	-0,4	0,2	0,4	0,7	0,6	0,6	0,7	0,2	0,5	0,65

Perspectives économiques 2017-2022, version provisoire, juin 2017 – Bureau Fédéral du Plan

En ce qui concerne les Obligations de Service Public (OSP), il est vrai que la CWaPE fait un rapport sur les coûts des OSP, en vérifie l'exactitude, et contrôle la bonne application de ceux-ci depuis des années, ce qui a conduit à certaines améliorations, tant des processus internes des gestionnaires de réseau de distribution que des coûts relatifs, ce qui est en soi une excellente chose. Néanmoins, la compétence tarifaire apporte une nouvelle dimension à cette mission de la CWaPE et permet d'y accoler un caractère incitatif global permettant d'aller vers une recherche constante d'efficacité.

Ensuite, la CWaPE renvoie aux réponses formulées au 'Titre II Revenu Autorisé – revenu autorisé initial et règles d'évolution', stipulant notamment que la CWaPE a constaté une augmentation globale des coûts des OSP entre 2011 et 2015.

Finalement, les Obligations de Service Public sont à considérer comme n'importe quelle autre activité habituelle et répétitive du gestionnaire de réseau de distribution, comme le précise l'article 1^{er}, 1^o, du décret tarifaire :

« Pour l'application du présent décret, l'on entend par :

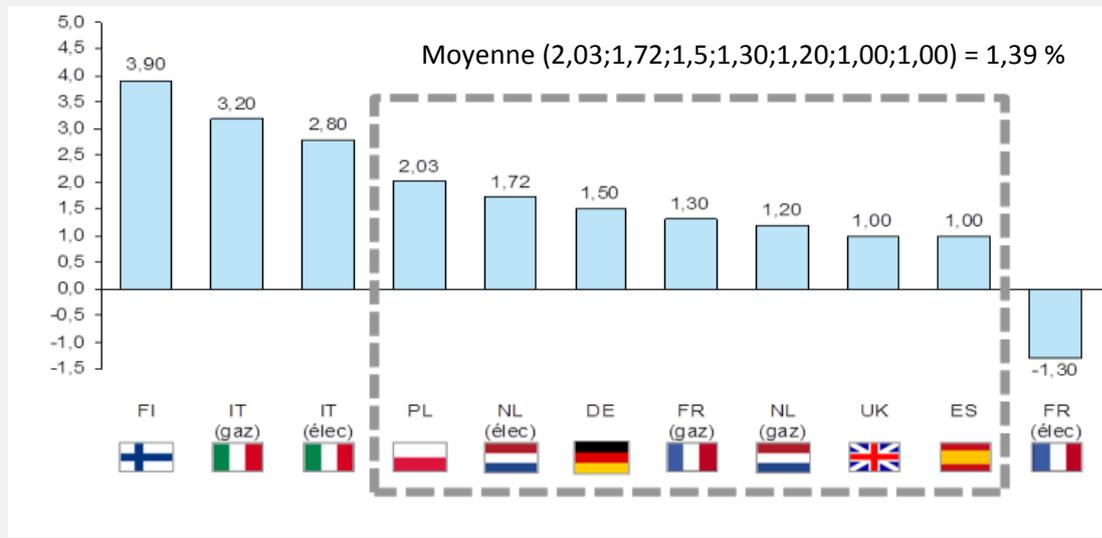
1^o activités régulées : les activités liées aux investissements et à la gestion des infrastructures des réseaux ainsi qu'aux obligations de service public... »

Par conséquent, au même titre que pour les charges contrôlables, le gestionnaire de réseau de distribution possède une expérience et un savoir-faire qui devraient lui permettre d'optimiser les coûts que génèrent de telles activités. Le facteur d'efficacité garde donc tout son sens pour les OSP. La CWaPE reconnaît toutefois que le GRD ne peut être entièrement tenu responsable des variables de globalisation des différentes catégories d'OSP. Par conséquent, la nouvelle méthodologie tarifaire prévoit de scinder les OSP en partie fixe et en partie variable. Les charges fixes constituent des coûts contrôlables. La partie variable est elle-même scindée pour définir l'effet quantité (dette/créance tarifaire) et l'effet coût (bonus/malus). Un contrôle, similaire à celui prévu à l'article 122, est mis en place pour définir les écarts, puisque dans le calcul des écarts, les variables réelles et les coûts unitaires réels sont utilisés.

Pour la fixation du taux d'efficacité, compte tenu de la complexité des méthodologies statistiques et du décret tarifaire, il semble difficile d'appliquer en Wallonie, dans des conditions satisfaisantes, des méthodes de benchmark de coût. C'est pourquoi la CWaPE propose de se baser sur les valeurs pratiquées dans d'autres pays européens pour proposer une valeur de facteur de productivité sectoriel.

L'analyse effectuée par la CWaPE a évolué au cours du temps et des groupes de travail, ce qui explique les différents graphiques présentés. Dans sa note relative au « Revenu autorisé » du 9 octobre 2015, l'échantillon retenu reprenait effectivement la Pologne, et présentait un taux d'efficacité de 1,39 % (comme très justement souligné par REW) ⁶⁴.

GRAPHIQUE 21 BENCHMARK EUROPEEN DES FACTEURS DE PRODUCTIVITE (VERSIO INITIALE)



Dans sa note du 16 novembre 2015, l'échantillon retenu a évolué et les chiffres ont été mis à jour suite aux diverses discussions et remarques reçues des GRD sur le document préparatoire du 9 octobre 2015, notamment au travers de la question⁶ de la CWaPE : « Quelle est votre appréciation de la valeur du paramètre X proposée par la CWaPE ? »

▪ AIEG

L'AIEG ne souhaite pas se prononcer sur la valeur proposée par la CWaPE.

L'AIEG attire l'attention sur le fait que des valeurs extrêmes ne devraient pas être prises en compte afin de ne pas influencer trop la médiane.

L'AIEG constate toutefois que les pays pris en compte pour déterminer le facteur X ne sont pas exclusivement ceux qui comme suggérés ont pris en compte un facteur X sectoriel unique.

▪ AIESH

Concernant les coûts de l'AIESH, le passé nous a appris que même un facteur X à 0% est intenable à terme sans dégrader le service aux URD, s'il doit se traduire exclusivement une réduction des coûts. La valeur du facteur X proposée par la Cwape est de toute évidence trop élevée. Il conviendrait de limiter l'exercice de comparaison aux pays voisins. **La présence de la Pologne dans l'échantillon semble difficilement justifiable.**

Nous avons cependant intégré que l'objectif de la Cwape n'est pas de réduire les coûts, mais bien de réduire les tarifs via une réduction du revenu. L'équation devient dès lors très simple : augmentation

⁶⁴ Ce tableau est également celui qui a été présenté erronément lors de la réunion de présentation de la méthodologie tarifaire du 31 mars 2017.

des coûts et diminution des revenus, ce sont les associés qui paient la différence via une réduction des dividendes ... L'appréciation du facteur X ne peut dès lors pas être dissociée du niveau de revenu qui sera autorisé, mais aussi de la base de coûts contrôlables concernés et du paramètre d'indexation retenu.

▪ ORES

La proposition de facteur X proposée par la CWaPE repose sur une comparaison de la Pologne, des Pays-Bas, de l'Allemagne, du Royaume-Uni et de l'Espagne. La CWaPE ne démontre pas que des gains comparables peuvent être atteints chez les GRD wallons.

ORES estime que la valeur du facteur X proposée par la CWaPE est clairement trop élevée pour les raisons suivantes :

- il convient de limiter la comparaison internationale à la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas, pays qui évoluent dans des conditions économiques « comparables » à la Belgique.
- Intégrer la Pologne dans l'échantillon de comparaison nous paraît être un choix arbitraire. Pour la Pologne, le facteur X qui y est imposé va de pair avec une prise en compte de l'inflation pour certaines années de 3,5% et 4%, de sorte que l'effet net est une hausse du revenu autorisé ;
- Il convient **de mettre à jour les chiffres** pour prendre en compte les dernières décisions des régulateurs et couvrir ainsi les périodes réglementaires en cours ;
- Le graphique doit être adapté pour tenir compte du facteur X qui va de pair avec l'indexation sur base de l'IPC. Il apparaît en effet que pour certains pays, notamment pour le Royaume-Uni et pour la France (gaz), plutôt que de reprendre le facteur X qui va de pair avec l'IPC, le graphique reprend la valeur du gain de productivité totale (TFP) non corrigée pour les coûts des facteurs de production propre au secteur. Or, lorsque l'indexation du price-cap/revenue-cap se fait sur base de l'IPC, il convient de corriger le gain de productivité (TFP) pour tenir compte du différentiel entre l'évolution des prix des facteurs de production propres aux activités régulées et celui de l'économie dans son ensemble (l'IPC)⁶⁵ ;
- En Flandre, sur base d'une méthodologie tarifaire comparable de revenue-cap, le régulateur a identifié des gains de productivité faibles ou négatifs pour la période 2015-2016.

▪ RESA

RESA estime que la valeur du paramètre X proposée par la CWaPE est trop élevée pour les raisons exposées ci-dessous.

Il ne nous semble pas correct d'établir des comparaisons européennes sur les facteurs X sans tenir compte des éléments suivants :

- la base de coûts sur laquelle ce facteur X va être appliqué (proportion des coûts soumis au facteur X sur les coûts totaux dans les pays soumis à comparaison) ;
- le taux d'inflation admis par le régulateur des pays soumis à comparaison.

⁶⁵ Voir par exemple Ofgem : $X = \Delta TFP - (\Delta IP - \Delta RPI)$

X= efficiency factor

ΔTFP = ongoing efficiency

$(\Delta IP - \Delta RPI)$ =RPE Real Price Effects

Ces deux paramètres vont influencer l'impact de l'application du facteur X sur les coûts du GRD. Certains des facteurs X européens mentionnés par la CWaPE dans sa note technique résultent de **périodes réglementaires anciennes et devraient être mis à jour**. Certaines valeurs sont par ailleurs extrêmes et devraient être retirées afin de déterminer la médiane ; d'autres valeurs comprennent également un effort de productivité individuel (Xi).

Nous sommes d'avis que le facteur X devrait être limité au taux d'indexation (plafond).

- **REW**

Les taux renseignés par la CWaPE semblent être liés au passé et pourraient dès lors fort bien être en lien étroit avec des prévisions de l'IPC lors de leurs fixation.

Quelle est la structure des divers revenus autorisés dans les pays présentés et sur quels coûts porte le facteur X. En effet, la CWaPE n'est pas sans savoir qu'il existe de grosses différences en matière d'activités déléguées par les différents pays aux GRD'S au travers de l'Europe (gestion des OSP p.ex.). L'analyse de la CWaPE ne semble pas le démontrer.

Le facteur X tient-il compte de ces distorsions entre les différentes législations nationales voir régionales ?

Les pays renseignés sont-ils au même niveau de maturité que ne l'est la libéralisation au niveau Belge. Présentent-ils la même structure de réseau.

La REW s'étonne de ne retrouver qu'un seul pays (NL) appliquant un facteur X sectoriel dans le panel présenté. Ceci est-il représentatif pour affirmer pouvoir appliquer une moyenne de facteur X Européen pour imposer un facteur X sectoriel aux GRDs Wallon ?

D'autre part, dans le corps du texte le facteur X allemand est de 1,25 % alors que dans la présentation graphique il est de 1,50 %. De plus et sans tenir compte de l'erreur de plume dont question ci-avant, **la moyenne du panel présenté est de 1,39 % soit déjà en deçà de la valeur retenue par la CWaPE**. D'une manière plus générale, la fixation d'un facteur X doit permettre la pérennité des activités des GRD.

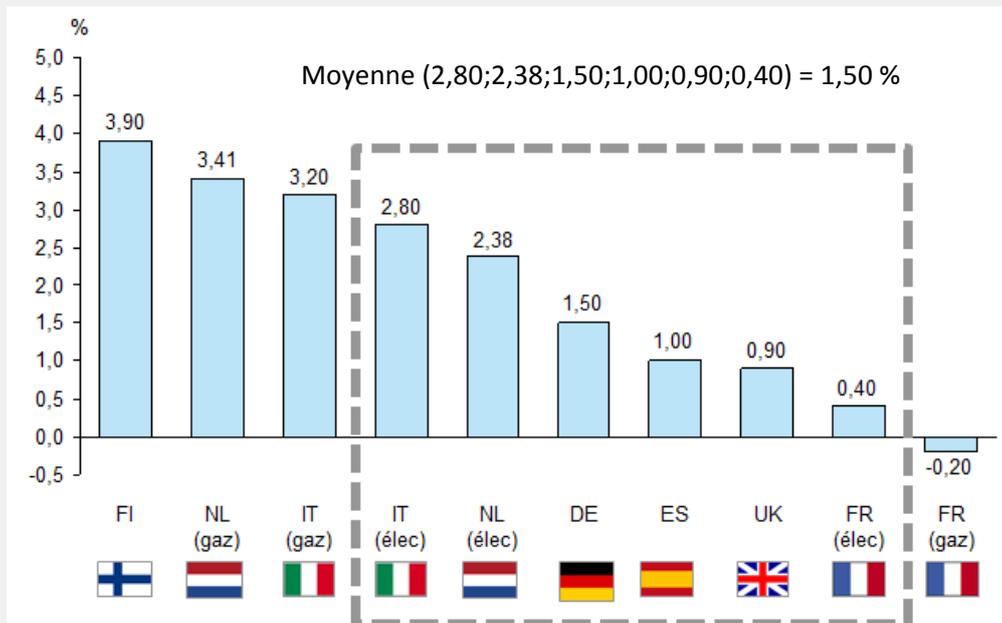
- **Position de la CWaPE**

Sur base de ces informations, la CWaPE a revu son analyse et mis à jour le graphique en tenant compte des dernières valeurs connues et en excluant la Pologne. La CWaPE souligne que l'objectif de cette exercice est de présenter un ordre de grandeur des facteurs d'amélioration de la productivité (paramètre X), mais **en aucun cas de réaliser un benchmark au regard de l'article 4, § 2, 15° du décret tarifaire**. Il n'est en effet pas question ici de comparer les coûts des gestionnaires de réseau de distribution entre eux.

Dans le même ordre de grandeur, la CWaPE note que Mr Grifnée lors de son audition du 12 juin 2017 indique : « Dernier élément : plan de performance optimum. ORES est une société qui s'est engagée – je pense que c'est une première pour un gestionnaire de réseau en Belgique – dans un plan d'économie de **10 %**. Nous nous sommes fixé 57 millions à 60 millions d'euros en cinq ans, pour diminuer la facture des Wallons et des Wallonnes.⁶⁶ », soit bien au-delà des 0,075 % d'augmentation préconisée par la CWaPE, ce qui conforte la conviction de la CWaPE que la valeur du facteur x proposée est prudente.

⁶⁶ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 15

GRAPHIQUE 22 BENCHMARK EUROPEEN DES FACTEURS DE PRODUCTIVITE (VERSIO INITIALE)



Concernant la valorisation du facteur qualité (Q), la CWaPE renvoie le lecteur à ses motivations reprises sous le 'Titre II. Le Revenu autorisé – Le facteur de qualité'.

En conclusion :

- 1) le graphique présenté lors de la réunion de présentation du 31 mars 2017 n'est pas le dernier graphique disponible et aurait dû correspondre au graphique repris dans l'annexe 1 du projet de méthodologie tarifaire ;
- 2) L'échantillon pris en considération par la CWaPE exclut effectivement la Pologne et tient compte des derniers chiffres disponibles lors des groupes de travail, d'où la variation des chiffres d'un graphique à l'autre ;
- 3) La CWaPE a opté, à l'instar du Luxembourg⁶⁷ pour un facteur d'efficience (et non plus un facteur de productivité sectorielle) qui regroupe le facteur d'efficacité individuelle et les gains de productivité sectorielle. Etant donné les dernières estimations du bureau fédéral du plan (hausse de productivité de l'ordre de 0,65 %), ce taux est raisonnable et réalisable par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution.
- 4) La CWaPE n'a pas utilisé de benchmark (qui serait difficile à appliquer en Wallonie dans le cadre des règles imposées par les décrets), ni, *a fortiori*, développé deux benchmarks.
- 5) La CWaPE a déterminé de façon empirique un taux dont la faisabilité reste dans des valeurs communément acceptées en Europe et est cohérent avec le taux de productivité sectoriel (0,65 %) et les taux précédemment utilisés en Belgique (2,5 %).
- 6) La CWaPE considère que l'application d'un facteur d'efficience est un incitant financier

⁶⁷ « Compte tenu que les modèles de comparaison des entreprises régulées pour déterminer les inefficiences au niveau de chaque entreprise régulée sont complexes et limitées dans leur application tout en nécessitant des ressources considérables au niveau des gestionnaires de réseau et du régulateur, le facteur d'efficience global, qui regroupe les objectifs de productivité sectorielle et d'efficience individuelle, avait été fixé par l'Institut à 1,5 % par an pour la période réglementaire actuelle. »

<https://assets.ilr.lu/energie/Consultations/20151104-m%C3%A9thode-tarifs-gaz/Consultation-publique-GAZ-Document-explicatif.pdf#search=efficience>

suffisant et prudent dans le cadre de l'actuel projet méthodologie tarifaire 2019-2023 et ne souhaite donc pas ajouter la charge d'éventuels mali résultant de facteurs de qualité non atteints.

2.1.7. Section 7 : Le facteur de qualité

▪ UVCW

Le projet de méthodologie tarifaire prévoit dans la formule de calcul du revenu autorisé un facteur de qualité afin que la maîtrise des charges nettes contrôlables ne se fasse pas au détriment de la qualité et de la fiabilité des réseaux de distribution et de la qualité des services rendus. Or, ce facteur de qualité est fixé à zéro pour la période régulatoire 2019-2023. Les GRD pourraient ainsi en arriver à ne pas effectuer la maintenance optimale du réseau, notamment si des facteurs exogènes venaient augmenter leurs coûts, pour atteindre le facteur de productivité fixé.

▪ FEBELIEC

Concernant le facteur de qualité Q, Febeliec réitère sa position qu'elle trouve absolument dommage que ce facteur soit mis à zéro pour la période 2019-2023, car c'est une chance manquée et cela retarde voire empêche toute amélioration de performance par les gestionnaires de réseau de 5 ans. En effet, en mettant ce facteur à zéro pour la période 2019-2023, une incitation à s'améliorer sur certains aspects est non seulement absente, mais, en outre, cela peut également avoir un effet pervers allant à l'encontre de la volonté de la CWaPE car toute amélioration qui serait réalisée dans la période 2019-2023 ne pourra plus être réalisée/valorisée durant la période tarifaire suivante, lorsque le facteur Q sera d'application avec une valeur non nulle.

▪ EDORA

Il est certainement pertinent de mettre en place des indicateurs de performance des réseaux, sans attendre 2023. Il semble en effet normal de vérifier dans quelle mesure le GRD remplit ses obligations en termes de (objectifs proposés par la CWaPE) :

- Fiabilité des réseaux (MTBF ?...)
- Délais de raccordement
- Données de comptage (quoi ? qualité ? délais d'accès ?)
- Intégration des productions décentralisées (quel indicateur ?)
- Satisfaction des clients finals (quel

Sachant par ailleurs que la plupart de ces objectifs constituent des obligations légales soumises à des délais légaux, on peut questionner la nécessité de récompenser l'atteinte de ces objectifs par un bonus financier. Quel 'malus' en cas de non atteinte des objectifs, pourtant fixés réglementairement? Par ailleurs, plusieurs questions se posent néanmoins :

- Comment chaque objectif sera objectivé quantitativement ? En d'autres mots, quels indicateurs de performance pour chaque objectif (KPI) ?
- A qui/quoi est destiné ce 'bonus' ? Comment contribuera-t-il à faire diminuer les tarifs pour les utilisateurs ?

▪ RESA

Article 34 : Il n'est pas précisé dans la méthodologie comment ce facteur va influencer le revenu autorisé : à la baisse ou à la hausse ? Comment sera-t-il calculé : un montant en valeur absolue, un pourcentage.

Nous pensons que ce facteur ne devrait pas pouvoir descendre en dessous de zéro. Un GRD qui doit améliorer la qualité de son réseau et/ou de son service a aussi besoin de moyens financiers pour y arriver. Le facteur X prévu par la CWaPE va déjà restreindre fortement les moyens financiers qui pourront être mis en œuvre pour veiller à l'amélioration de la qualité.

Article 35 : Les objectifs de performance seront fixés de manière individuelle mais quels seront les facteurs pris en compte pour différencier les GRD ?

La mesure de l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux tiendra-t-elle aussi compte des spécificités du réseau du GRD ?

▪ INTER-REGIES

Art. 35 §2 et Art.36 : Comme indiqué antérieurement, le projet de méthodologie tarifaire prévoit l'application d'un facteur de productivité mais pas l'application d'un facteur de qualité pour la période tarifaire 2009-2013. Il nous semble pas cohérent d'appliquer un facteur de productivité en l'absence d'un facteur de qualité. La CWaPE aurait pu largement anticiper la mise en place d'objectifs de performance dont le principe est prévu dans le Décret Electricité/gaz depuis 2008. Comment devons-nous interpréter le facteur Q ? S'agira-t-il toujours d'un bonus pour le GRD ou pourrait-il aussi être un malus pour les GRD ?

Art. 35 §3 : Les KPI relatifs à la disponibilité du réseau (interruption de fourniture), aux raccordements et aux données de comptage sont des KPI classiques. Nous avons des interrogations quant aux KPI relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux et à la satisfaction des clients finals. De quelle façon seront-ils calculés ?

▪ REW

Art. 34 : La définition du facteur de qualité Q, incitant financier reflétant le niveau de performance du GRD, ne précise pas si ce facteur est limité à une valeur positive ou nul ou si le cas échéant il pourrait adopter une valeur négative dans le but de pénaliser les GRDs peu performant. Auquel cas il pénaliserait encore davantage le GRD qui aurait des difficultés à atteindre le niveau de performance requis par la CWaPE.

Art. 36 : Le facteur Q de qualité est fixé pour la période régulatoire 2019-2023 à 0 (zéro) euro. Cette disposition est insoutenable compte tenu de l'introduction d'un facteur d'efficacité. La hauteur du facteur d'efficacité doit être revue à la baisse si le facteur Q de qualité est maintenu à 0 pour la période régulatoire.

Le maintien à zéro du facteur Q est en total contradiction avec une méthodologie revenu/price cap prônée par la CWaPE.

▪ Position de la CWaPE

Par les articles 34 à 36 du projet de texte de méthodologie tarifaire, la CWaPE définit et fixe la valeur du facteur de qualité (facteur Q), à savoir l'incitant financier reflétant le niveau de performance du gestionnaire de réseau de distribution. Ces dispositions s'inscrivent dans les principes tarifaires édictés à l'article 4, §2, 19° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 qui précisent que la méthodologie tarifaire peut inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer les objectifs de

performance.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre II « Revenu autorisé - Éléments constitutifs du revenu autorisé – le facteur de qualité », la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes.

Concernant les impacts éventuels de la maîtrise des charges nettes contrôlables sur la qualité et de la fiabilité des réseaux de distribution et de la qualité des services rendus, la CWaPE est consciente des risques potentiels pouvant résulter de l'application d'un facteur d'efficacité sur les investissements de réseau. Toutefois, il y a lieu de préciser d'une part, que le facteur d'efficacité ne s'applique que sur la partie contrôlable du revenu autorisé des gestionnaires de réseau et que les éléments de coûts exclusivement impactés par les facteurs exogènes sont qualifiés de non contrôlables par le projet de méthodologie tarifaire limitant le risque financier supporté par les gestionnaires de réseau de distribution. D'autre part, et contrairement aux autres charges nettes opérationnelles, les charges nettes liées aux immobilisations ne sont pas soumises au facteur d'efficacité. En outre, en matière de qualité et de fiabilité des réseaux, la CWaPE rappelle que les gestionnaires de réseau de distribution sont contraints au travers des dispositions décrétales visées aux articles 11 du décret électricité et 12 du décret gaz, de garantir l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Annuellement et en application de l'article 15 du décret électricité et de l'article 16 du décret gaz, les gestionnaires de réseau de distribution, en concertation avec la CWaPE, doivent établir un plan d'investissement ou d'adaptation en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de leur réseau. Si la CWaPE constate que le plan d'investissement ou d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle peut enjoindre celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Ainsi, au travers de ces dispositions décrétales, le législateur a souhaité responsabiliser les gestionnaires de réseau quant au maintien de qualité et de la fiabilité de leur réseau et ce, indépendamment du type de régulation tarifaire mis en œuvre.

Concernant **la mise en œuvre et le suivi des indicateurs de performance**, il y a lieu de préciser que les gestionnaires de réseau de distribution font déjà l'objet d'un suivi annuel par la CWaPE de la qualité de leurs prestations. Ainsi, en application des règlements techniques, les gestionnaires de réseau de distribution communiquent à la CWaPE, en même temps que leur plan d'investissement ou d'adaptation, un rapport au travers duquel ils décrivent la qualité de leurs prestations au cours de l'année calendrier écoulée. Ces rapports annuels sont établis conformément aux lignes directrices référencées CD-16b23-CWaPE-0004 (pour l'électricité) et CD-16b23-CWaPE-0005 (pour le gaz) ; lesquelles décrivent les différents indicateurs de performance devant être calculés et rapportés annuellement. Parmi ces indicateurs, il y a lieu de citer notamment les indicateurs standards de continuité de l'alimentation (AIT, AIF et AID), les indicateurs mesurant le respect des critères de qualité relatifs à la forme de l'onde de tension, les indicateurs mesurant la qualité des services fournis aux clients finals (demande de raccordement) et les indicateurs mesurant la performance dans le domaine de l'allocation. Si la CWaPE n'a pas attendu le transfert de compétence tarifaire pour la mise en œuvre et le suivi d'indicateurs de performance, elle est toutefois d'avis que toute incitation financière sur les performances des gestionnaires de réseau requiert préalablement un travail de concertation entre la CWaPE et les acteurs concernés afin, d'une part, de déterminer les règles de calcul des indicateurs (en ce compris les nouveaux) devant être appliquées de manière identique par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution et, d'autre part, de définir les critères de fixation des objectifs individuels.

Concernant **la valorisation du facteur qualité (Q)**, la CWaPE suit la position formulée par certains acteurs de marché quant à la nécessité de mettre en place dans une méthodologie de type *revenue cap* un incitant financier lié à la mesure de performance des gestionnaires de réseau de distribution ; raison pour laquelle la CWaPE a rajouté le facteur (Q) à la formule initiale du revenu autorisé tel qu'initialement communiquée dans son acte préparatoire. Toutefois, la CWaPE est d'avis que pour

constituer un réel facteur incitatif et responsabiliser les gestionnaires de réseau de distribution à respecter leurs objectifs individuels, la valorisation du facteur (Q) pourra être positive (bonus) ou négative (malus) selon les performances, mesurées individuellement, de chaque gestionnaire de réseau de distribution. Pour la période régulatoire 2019-2023, la mise en place et la définition de ces indicateurs, dans la mesure où certains ne sont pas encore définis, permettra à la CWaPE, de contrôler la qualité des prestations des gestionnaires de réseau de distribution et offrira un historique et une base suffisamment mature pour valoriser le facteur (Q) dans la prochaine période régulatoire 2024-2029

Sur la base des motivations exposées ci-avant, la CWaPE est d'avis de ne pas procéder à l'adaptation des articles 34 à 36 du projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023.

2.1.8. Section 8 : La quote-part des soldes régulatoires des années antérieures

▪ ORES

Article 52 – La quote-part des soldes régulatoires des années antérieures

L'article 52, §1er, prévoit que le budget du revenu-autorisé fixé ex-ante peut inclure la répercussion des soldes régulatoires 2008 à 2016. Les §2 et §3 prévoient plus précisément l'apuration des soldes 2008 à 2014. La CWaPE ne fait pas état des mécanismes d'apuration des soldes 2015 et 2016. La méthodologie tarifaire devrait être complétée sur ce point et prévoir un mécanisme général par défaut, à tout le moins dans souci un stabilité et de prévisibilité.

Comme nous l'avions déjà mentionné dans nos remarques du 10 janvier 2016 sur la note technique relative aux « soldes régulatoires », la règle de répartition dans le temps de la CWaPE nous semble satisfaisante comme règle de base mais nous suggérons, avec pour motif la stabilité tarifaire, qu'il puisse y être dérogé dans certains cas de figure particuliers et moyennant commun accord explicite et transparent des GRD et de la CWaPE.

▪ EDORA

EDORA soutient la proposition d'affecter progressivement les soldes régulatoires.

▪ REW

Contrairement à la proposition faite, nous estimons que « le revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire doit inclure une quote-part des soldes régulatoires des années précédentes ». Les GRDS ne peuvent se permettre de financer sur des périodes trop longues les soldes régulatoires. Ils doivent pouvoir récupérer ces soldes au fil de l'eau année par année.

▪ Position de la CWaPE

L'ensemble des remarques reçues ne concerne que les règles d'affectation des soldes des années 2015 à 2016. La CWaPE renvoie le lecteur à la section 2 de la partie 2.2 ci-après. Les décisions d'affectation des soldes prises par la CWaPE en concertation avec le gestionnaire de réseau concerné, tiennent compte, entre autres, de la nécessité d'apurer rapidement les soldes régulatoires.

Sur la base des motivations exposées ci-avant, la CWaPE est d'avis de ne pas procéder à l'adaptation de l'article 37 du projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023.

2.2. Les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé

2.2.1. Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété ex-ante

2.2.1.1. Le Business Plan

- **RESA**

Article 38 : L'établissement et la communication à la CWaPE d'un business plan détaillé pour la période 2019-2023 accompagné d'une note explicative reprenant les hypothèses, notamment en termes de maîtrise de coûts, ne nous semblent pas réalisables. Nous ne pouvons pas avoir connaissance au moment de l'établissement du revenu autorisé (2017) des pistes d'amélioration des charges contrôlables que nous allons pouvoir mettre en œuvre pour la période 2019 à 2023. Cette demande constitue une charge administrative très importante pour les GRD à lors que leur revenu 2020 à 2023 va de toute façon être plafonné. Cette demande est en contradiction avec l'approche « Revenue Cap » que la CWaPE a choisi d'appliquer au sein de sa méthodologie tarifaire et qui laisse la liberté d'actions du GRD au sein de son enveloppe de revenu. Le GRD ne devrait dès lors pas avoir à justifier sa préférence pour une mesure de maîtrise de coûts par rapport à une autre qui avait été prévue lors de la rédaction de son Business Plan ex-ante.

Quelle sera l'utilité pour le régulateur d'obtenir des prévisions sur la politique de financement et de distribution du résultat du GRD ? Ces données n'entrent pas en compte dans le calcul du revenu autorisé. Les tableaux du business plan qui y sont relatifs sont très détaillés.

- **INTER-REGIES**

Dans le cadre d'un modèle de régulation de type revenue cap, les GRD se voient octroyer une enveloppe budgétaire fermée pour accomplir leur missions et il revient aux GRD d'atteindre les objectifs éventuels de productivité imposés par le régulateur. Le cap est fixé et le GRD dispose de la marge de manœuvre nécessaire pour atteindre l'objectif.

Nous ne comprenons donc pas pourquoi la CWaPE, en passant d'un modèle cost-plus à un modèle revenue cap, impose aux GRD l'établissement d'un plan d'affaires très détaillé qui doit comporter les principaux inducteurs de coûts avec des explications et justifications détaillées des chiffres présentés. Ce n'est que lorsque le revenu autorisé de départ (2019) sera connu que les GRD se pencheront sur les actions à prendre pour atteindre l'objectif fixé par la CWaPE. Ces actions à prendre devront le cas échéant être validées par les organes décisionnels des GRD.

Des éléments d'information tels que la politique de financement et de distribution du résultat et les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables nous semblent aussi relever davantage des organes décisionnels des GRD.

Article 38 : La CWaPE propose une méthodologie tarifaire de type « revenue cap », à savoir un plafonnement des revenus intégrant un facteur de productivité. Dès lors que la CWaPE fixe un objectif à atteindre par les GRD, la CWaPE doit laisser une certaine marge de manœuvre à ces GRD et ne pas imposer l'établissement d'un plan d'affaires aussi détaillée et qui par ailleurs constitue une lourde charge administrative pour les GRD. La politique de distribution du résultat et les actions envisagées pour maîtriser les charges contrôlables sont, nous semble-t-il, de la compétence des organes de gestion des GRD.

Le plan d'affaire (sous forme simplifié) doit être tout au plus indicatif et ne pas être prétexte pour rejeter la proposition du revenu autorisé. Quid si CWaPE n'est pas d'accord avec certains éléments du plan d'affaire ?

- **REW**

Contrairement à la philosophie du modèle *revenue cap*, la CWaPE demande aux GRD's de réaliser un Business Plan ex-ante conformément à l'art. 38.

La CwaPE peut-elle justifier le maintien d'une méthode *revenue cap* sachant que le plan d'affaires demandé doit notamment comporter des explications et des justifications sur 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 ? D'autant plus qu'une part importante des coûts est in fine classifiée comme charges nettes contrôlables plafonnée sur leur réalité 2015.

- **Position de la CWaPE**

A travers le *Business Plan*, le gestionnaire de réseau de distribution présente à la CWaPE ses prévisions budgétaires pour les années 2019 à 2023 sur la base de sa stratégie opérationnelle, de ses hypothèses d'évolution des coûts contrôlables qui peuvent s'écarter des règles d'évolution des coûts contrôlables définies par la méthodologie tarifaire. Les données du *Business Plan* sont purement informatives, non engageantes et ne feront pas l'objet d'une approbation de la part du régulateur contrairement au revenu autorisé. Le *Business Plan* est un outil de gestion classique et généralisé pour une entreprise. Il est essentiel, si ce n'est pas encore le cas, que les gestionnaires de réseau de distribution disposent de tels outils afin d'établir une vision stratégique de leurs activités sur un horizon de 5 ans et des leviers de maîtrise de leurs coûts opérationnels contrôlables.

Concernant le niveau de détail et le format du *Business Plan*, la CWaPE n'impose pas l'utilisation du *template excel* élaboré par le régulateur. Les gestionnaires de réseau peuvent transmettre à la CWaPE un *Business Plan* selon leur format de reporting à condition qu'il contienne les informations requises par la CWaPE et listée dans l'annexe 1 du modèle de rapport revenu autorisé.

Il convient également de rappeler que le *Business Plan* n'est pas en contradiction avec une approche « *revenue cap* ». En effet, l'approche « *revenue cap* » laisse une grande liberté de gestion aux gestionnaires de réseau au cours de la période régulatoire mais ne dispense pas ces derniers d'informer le régulateur quant à sa gestion opérationnelle et maîtrise des coûts.

- **Adaptation apportée aux modèles de rapport**

L'utilisation du template excel Business Plan repris à l'annexe 1 du modèle de rapport revenu autorisé n'est plus rendue obligatoire. Les informations minimales à reprendre dans le Business Plan et dans la note accompagnatrice sont listées à l'annexe 1 du modèle de rapport revenu autorisé.

2.2.1.2. Le revenu autorisé initial (année 2019)

▪ FEBELIEC

Concernant les règles de détermination et d'évolution du revenu autorisé, Febeliec suit la logique d'une détermination d'un budget ex ante et d'un contrôle ex post.

▪ ORES

La détermination du revenu autorisé sur la base d'un scénario « business as usual » ne prend pas en compte les changements de périmètre du secteur.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit que les charges nettes opérationnelles sont budgétées à partir d'une situation historique « business as usual ». Il en ressort que le niveau de départ et la trajectoire des charges nettes opérationnelles seront établis de la manière suivante :

- ce sont les charges nettes opérationnelles récurrentes de 2015 et l'évolution annuelle de ces coûts entre 2016 et 2019 qui serviront à déterminer l'enveloppe de départ sur les coûts contrôlables. Le GRD devra aussi identifier les éléments qui au cours de la période 2016-2019 ont entraîné des variations à la hausse et à la baisse par rapport à l'année 2015 ;
- des business plan du futur sur cinq ans introduits par les GRD identifieront les économies potentielles de coûts que le GRD entend mettre en œuvre ;
- les charges nettes opérationnelles récurrentes évolueront ensuite en fonction de l'indice santé et, hormis sur les charges nettes liées aux immobilisations, d'un facteur X de 1,5% par an.

Concrètement, le système mis en place se base, *in fine*, sur les charges contrôlables de 2008, soit 11 années avant l'entrée en vigueur de la méthodologie tarifaire.

En effet, en vertu de l'article 41, §2, du Projet de Méthodologie Tarifaire, les charges nettes opérationnelles contrôlables, à l'exclusion des charges nettes liées aux immobilisations, sont déterminées sur la base des coûts gérables et des coûts des OSP rapportés par le GRD à travers le rapport tarifaire *ex-post* de l'année 2015 (soit les coûts des OSP réels récurrents de l'année 2015). Les coûts contrôlables budgétés de 2015 qui constituaient le plafond de coûts alors acceptés sont, dans les faits, les coûts contrôlables de 2012 indexés, ces derniers découlant du respect des budgets dont l'élaboration remonte à 2008.

Dans ces circonstances, la détermination du revenu autorisé sur la base d'un scénario « *business as usual* » appelle plusieurs remarques.

Tout d'abord, la réalité du secteur est que **les GRD ne peuvent plus opérer uniquement dans un scénario « business as usual » comme dans le passé**. Comme expliqué dans la section 1⁶⁸, les GRD opèrent dans un marché dont la structure change, notamment en raison de la transition énergétique et de la digitalisation de la société. Dans ce cadre, les GRD doivent investir dans des projets innovants afin de prendre en compte ces changements du périmètre du secteur.

Concrètement, ORES a déjà intégré les objectifs de la transition énergétique dans son Plan

⁶⁸ Section 1 des remarques écrites d'ORES dans le cadre de la consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

stratégique 2015-2020. Dans le cadre de ce plan, ORES a lancé différents programmes : 1) Atrias, 2) Cap Clients, 3) Smart metering & Smart Users, 4) Smart grid, 5) Domo. Elle a également lancé un département « Stratégie opérationnelle » pour assurer le pilotage des programmes axés sur l'adaptation à la transition énergétique et à l'évolution de marché. Dans le prolongement du Plan stratégique, ORES a lancé en 2015 le plan Optimum qui a pour but une amélioration de performance via une plus grande maîtrise des coûts et une plus grande création de valeur. Ce plan vise une recherche permanente d'efficacité, tant en investissement qu'en exploitation, en veillant au bon équilibre des efforts sur ces deux sources de dépenses.

Le projet de méthodologie décidé par la CWaPE postule clairement que ces nouvelles initiatives pourraient être considérées comme non récurrentes et dès lors soustraites de l'enveloppe de revenu autorisé, pénalisant ainsi tous les efforts pro-activement réalisés par ORES pour contribuer à l'évolution de l'entreprise (transition et digitalisation) au sein d'une enveloppe contrainte et fixée dans la stricte continuité du passé.

Ensuite, **la CWaPE limite fortement la prise en compte de nouveaux coûts**, puisque le revenu autorisé pour l'année 2019 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques et hors soldes réglementaires ne peut excéder l'enveloppe budgétaire 2017 approuvée le 15 décembre 2016 par la CWaPE indexée, hors adaptations du plafond des coûts gérables et hors acompte. Le budget 2017 est lui-même dans la continuité des coûts historiques indexés, comme expliqué ci-dessus.

Enfin, en vertu de l'article 14, §1^{er} du Projet de Méthodologie Tarifaire, **la CWaPE limite également les enveloppes budgétaires complémentaires à deux uniques projets spécifiques**, à savoir les compteurs communicants et promogaz. Il est dès lors impossible pour les GRD d'investir dans d'autres projets jusqu'en 2023. La décision de la CWaPE de limiter les budgets spécifiques au seul déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel implique que les GRD ne seront pas en mesure de mener à bien leurs missions légales et réglementaires, notamment celles rendues nécessaires par la transition énergétique et par la digitalisation de la société. En particulier, cela signifie qu'ORES devra considérer l'abandon ou la suspension de tout ou partie des projets mentionnés ci-dessus.

En outre, ces budgets spécifiques ne portent que sur des OPEX et pas sur des CAPEX alors que ces dernières constituent la majeure partie des coûts de ce type de projets. Cela signifie donc que (i) ces dépenses d'investissements devront être supportées par l'enveloppe d'investissement de départ « business as usual » du GRD et que (ii) les amortissements devront ensuite respecter un trajet d'évolution limité à l'indice santé. En d'autres termes, l'amortissement ne procurera pas aux GRD la capacité de financement requise pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de leurs missions. Avec de telles contraintes, un projet de l'importance du déploiement des compteurs intelligents n'est purement et simplement pas réalisable.

Par conséquent, le revenu autorisé tel que déterminé par le Projet de Méthodologie Tarifaire ne permet pas aux GRD d'investir dans la transition énergétique ni de répondre aux nouvelles contraintes environnementales.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le revenu autorisé initial et sa trajectoire afin qu'il reflète l'évolution réelle des coûts des GRD et des changements de périmètre anticipés d'ici 2019, pour la période réglementaire 2019-2023, voire même ultérieurement. Si la CWaPE ne procède pas de la sorte, le revenu autorisé permettra à peine aux GRD de faire face à ses missions de base, sans permettre le développement de son activité dans un contexte de transition énergétique et de digitalisation de la société.

Articles 14, § 1er, 39, § 2, et 41, § 2 – Le revenu autorisé ne peut pas être déterminé sur la base d'un scénario « business as usual »

Comme déjà indiqué dans la première partie, ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le revenu autorisé initial et sa trajectoire afin qu'il reflète l'évolution réelle des coûts des GRD et des changements de périmètre anticipés d'ici 2019, pour la période réglementaire 2019-2023, voire même ultérieurement.

▪ **RESA**

Article 41 à 43 et article 46 : l'établissement du budget de revenu autorisé initial 2019 sur base des coûts rapportés ex-post pour 2015 et plus particulièrement le passage de ces coûts 2015 à 2019 ne nous semblent pas clairement expliqués. En effet, l'article 42 précise que les charges nettes doivent être scindées en concertation avec La CWaPE, entre « récurrentes » et « non récurrentes ». Il indique ensuite que les charges nettes non récurrentes ne pourront faire partie des charges nettes 2019-2023. Mais qu'en est-il de charges nettes non récurrentes dont le GRD a connaissance pour 2019-2023 et qui ne figurent par conséquent pas dans la base de 2015 ?

Article 42, §1 : Notion de « récurrents » versus « non récurrents » :

Les frais de remplacement de toutes les bornes de rechargement CAB : non récurrent même si tous les 5-10 ans ?

Les frais de remplacement des piles des CAB : non récurrent même si tous les 5 ans '?

Les frais de rechargement des CAB : un nouveau contrat va être négocié avec Atos en 2018/2019. De nouveaux SLA vont être déterminés et des nouvelles associations (Atos et Bpost) sont évoquées. Le prix va certainement être revu pour plusieurs années. Comment seront traités ce type de modifications importantes en-cours de la période réglementaire ?

Comment seront traités l'apparition de nouvelles catégories de clients protégés ?

Comment vont être traités les coûts du projet PPP (prépaiement sous smart-meter) qui est prévu pour 2018 et 2019 : via le projet spécifique « Compteurs communicants » ?

Article 43: Cet article signifie-t-il que des coûts peuvent être ajoutés à la base des coûts récurrents 2015 afin de déterminer le revenu autorisé 2019 initial ?

▪ **INTER-REGIES**

Remarques générales :

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE repose sur le plafonnement des revenus avec la fixation d'un revenu autorisé de départ (2019) qui ne pourra pas dépasser le montant de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 indexé. Celle-ci est basée sur les coûts réels de l'année 2015 après élimination des charges non récurrentes. L'année 2015 était elle-même basée sur 2012 puisque la CREG avait imposé le gel des tarifs GRD en 2013-2014. Et on peut ainsi de suite remonter jusqu'en 2008.

Par ailleurs, la CWaPE pourra rejeter certains coûts sur base d'une série de critères qui nous semblent trop flous (comme par ex. l'intérêt général). Toute une série de coûts qualifiés de « non récurrents » par la CWaPE pourraient également être supprimés du revenu autorisé.

Les GRD risquent donc de se voir imposer un revenu autorisé de départ (2019), basé sur le passé et amputé d'une série de coûts, et donc largement insuffisant pour pouvoir mener à bien leurs nouvelles missions dans le cadre de la transition énergétique.

Remarques détaillées en annexe :

Article 39, §2 : Nous comprenons de la lecture combinée de l'art. 38 § 2 et art. 42 § 1 que le revenu autorisé de départ (2019) sera inférieur à l'enveloppe budgétaire de 2017 indexé, car les charges nettes non récurrentes en seront exclus.

Les GRD risquent donc de se voir imposer un revenu autorisé de départ (2019), basé sur le passé et amputé d'une série de coûts, et donc largement insuffisant pour pouvoir mener à bien leurs nouvelles missions dans le cadre de la transition énergétique.

▪ **UVCW**

Ce sont les charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2015, hors dépenses jugées non récurrentes par la CWaPE, qui constitueront le revenu autorisé de départ servant de référence au nouveau système mis en place. Les nouveaux coûts qui pourraient être ajoutés à cette base de départ semblent potentiellement très limités et ne permettront pas aux GRD de développer des initiatives permettant de mener à bien la transition énergétique. Ainsi, dans ces conditions, les GRD arriveront à peine à renouveler le réseau, sans pouvoir se permettre d'innover, puisque les coûts liés à celles-ci ne sont que très partiellement pris en compte, hors les budgets spécifiques.

▪ **REW**

A l'art. 9, les CNO sont définies comment étant les charges opérationnelles après déduction des produits exceptionnels à l'exception des **charges nettes opérationnelles relatives aux projets spécifiques (CPE)** et des charges nettes **d'utilisation du réseau de transport**.

Or, l'art 39 § 1^{er} et 2 déterminant le revenu autorisant le budgeté 2019, il est précisé que ce revenu autorisé est déterminé hors **CPE** et hors quote-part des soldes (SR). Il n'est plus précisé si les CNO doivent être prises en considération hors charges nettes d'utilisation du réseau de transport.

La CWaPE pourrait-elle clarifier ce point ?

L'art. 39 § 2 plafonne le revenu autorisé 2019 (hors Qn et SRn) au montant de l'enveloppe budgétaire 2017 indexée.

L'art. 41 § 2 stipule que les charges nettes contrôlables (CNC), à l'exclusion des charges nettes liées aux immobilisations (CNI) sont déterminées sur la base des coûts gérables et des coûts des obligations de service public (OSP) rapportés par le GRD à travers le rapport tarifaire ex-post de l'année 2015.

La CWaPE a omi l'indexation de cette enveloppe ex-post 2015. Nous demandons la correction de cette omission.

Dans le cadre de la maîtrise des coûts version méthodologie tarifaire 2017, le plafond des coûts gérables pour l'année 2017 était celui fixé pour l'année 2016 dans la proposition tarifaire 2015-2016 adaptée au coefficient prévisionnel d'inflation de l'année 2017.

Le plafond des coûts gérables 2017 était donc bien lié à la proposition tarifaire 2015-2016.

Or, dans le cadre de la maîtrise des coûts version méthodologie tarifaire 2015-2016, le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 (et donc après pure indexation 2016) correspondait au montant des coûts gérables réels de l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012 indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

Ce plafond lié aux coûts réels 2012 est basé sur une méthodologie tarifaire 2009-2012 dont l'enveloppe de coûts a été déterminée par les GRD's en 2008.

Nous constatons donc que la CWaPE limite l'enveloppe budgétaire des CNC 2019 et suivants à une enveloppe de coûts élaborée en 2008 et qui, hors indexation, n'aura donc plus jamais été revue depuis dix ans.

La CWaPE peut-elle justifier que le paysage dans lequel évoluent les GRD's à l'heure actuelle et surtout dans la future période réglementaire qui nous occupe est resté identique au paysage 2008 ?

Nous rappelons en outre qu'en séance de travail du 17/11/2015 portant sur le revenu autorisé, Monsieur Thoreau a expliqué que « *la CWaPE souhaite que le GRD fasse une proposition de revenu autorisé initial basées à la fois sur l'historique des coûts mais également sur le business plan à 5 ans. La CWaPE ne souhaite pas fixer purement et simplement le niveau de revenu autorisé initial sur la base des coûts historiques car le passé n'est pas forcément amené à évoluer* ». Force est de constater que le souhait de la CWaPE n'est plus d'actualité. La CWaPE peut-elle justifier ce changement de position?

Dans un souci de transparence et de non discrimination, nous demandons à la CWaPE de clarifier la classification des coûts en fonction de leur caractère récurrents ou non-récurrents.

Nous émettons cette même demande quant à la classification des coûts fixes vs coûts variables

▪ Position de la CWaPE

Concernant la détermination du **budget des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2019**, afin d'explicitier plus clairement dans la méthodologie tarifaire que les gestionnaires de réseau de distribution peuvent budgéter pour les années 2016 à 2019 des charges opérationnelles « autres » que les charges opérationnelles récurrentes, la CWaPE a modifié la terminologie prévue dans le projet de méthodologie tarifaire. Dorénavant, il est prévu que le gestionnaire de réseau de distribution établisse une classification des charges nettes réelles de l'année 2015 en deux catégories : « de base » et « de transformation » et budgète l'évolution de ces deux catégories de charges entre 2016 et 2019.

La CWaPE reste cohérente avec l'approche présentée lors du groupe de travail du 17/11/2015 puisque le revenu autorisé initial n'est pas fixé purement et simplement sur la base des coûts historiques mais se base sur les coûts historiques et leurs évolutions prévisionnelles au cours des années 2016 à 2019.

Les charges nettes opérationnelles « de transformation » correspondent à des charges liées à la transformation des métiers du gestionnaire de réseau de distribution dans le contexte de la transition énergétique ou à des charges qui ne rentraient jadis pas dans le cycle normal d'exploitation de ses activités régulées. La méthodologie tarifaire prévoit donc bien la possibilité pour les gestionnaires de réseau de distribution d'intégrer dans le revenu autorisé de l'année 2019, qui évoluera selon les paramètres définis dans la méthodologie, des charges liées au smart grid et à la digitalisation, raisonnablement justifiées le cas échéant, et ce malgré la fixation d'un montant maximal pour le revenu autorisé année 2019. En effet, la baisse attendue de certains éléments non-

contrôlables (voir ci-après la partie relative aux charges liées aux immobilisations) devrait dégager une marge pour une éventuelle augmentation du budget des charges contrôlables de l'année 2019.

Par ailleurs, si le gestionnaire de réseau de distribution a connaissance au moment de l'élaboration de la proposition de revenu autorisé, de charges ou produits contrôlables impactant une année particulière de la période régulatoire, la CWaPE suggère de lisser ces charges ou produits sur la période régulatoire et d'anticiper ce lissage lors de la détermination du budget des charges contrôlables de l'année 2019.

Concernant la digitalisation, la CWaPE attire l'attention des gestionnaires de réseau de distribution sur le fait que les décrets électricité et gaz ne prévoient pas de révolution d'ampleur, à marche forcée, en la matière. A cet égard, et sans préjudice de la liberté de gestion du gestionnaire de réseau de distribution en la matière, la CWaPE est d'avis que ne devrait être digitalisé que les processus pour lesquels cette digitalisation engendrerait une meilleure efficacité mesurée de manière tangible, ce qui plaide en faveur de l'intégration de telles charges, raisonnablement justifiées le cas échéant, dans le revenu autorisé plafonné.

Les charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2019 sont donc composées des quatre éléments suivants :

- Les charges nettes opérationnelles fixes relatives aux obligations de service public ;
- Les charges nettes opérationnelles variables relatives aux obligations de service public ;
- Les charges nettes liées aux immobilisations ;
- Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations.

Les principes de détermination du budget des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2019 sont les suivants :

- Le budget des charges nettes fixes relatives aux OSP est établi sur la base des coûts OSP réels fixes de l'année 2015 et des prévisions d'évolution de ces derniers au cours des années 2016 à 2019 ;
- Le budget des charges nettes variables relatives aux OSP est établi, pour chaque catégorie d'OSP, par multiplication de la charge nette unitaire 2019 et de la variable de globalisation. La charge nette unitaire 2019 est déterminée sur la base de la charge nette unitaire 2015 et des prévisions d'évolution de cette dernière au cours des années 2016 à 2019 ;
- Le budget des charges nettes liées aux immobilisations est établi à partir de la base d'actifs régulés prévisionnelle de l'année 2019 et des taux d'amortissement de la méthodologie tarifaire ;
- Le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations est établi sur la base des coûts réels 2015 répartis en deux catégories « de base » et « de transformation » et des prévisions d'évolution de chacune de ces deux catégories au cours des années 2016 à 2019.

Les charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année 2019 sont donc en partie basées sur les coûts gérables réels de l'année 2015 mais nullement sur la base des coûts de l'année 2008. En effet, ce n'est pas le plafond budgétaire des coûts gérables de l'année 2015 (lui-même établi sur la base des coûts réels de l'année 2012) qui est pris en considération mais bien les coûts gérables réels. Ces derniers peuvent être tout à fait différents du plafond budgétaire. Il n'est donc pas correct d'affirmer que les charges opérationnelles contrôlables de l'année 2019 sont établies sur la base des charges

gérables de l'année 2008.

Dans le projet de méthodologie tarifaire, **le montant maximum du revenu autorisé de l'année 2019** est fixé sur la base de l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 (hors transport) indexée approuvée par le régulateur après déduction du montant des adaptations du plafond des coûts gérables et des soldes régulateurs. Le montant des coûts gérables budgétés de l'année 2017 repris au sein de cette enveloppe budgétaire est, selon le gestionnaire de réseau de distribution concerné, soit inférieur ou soit égal au montant du plafond des coûts gérables de l'année 2017. Dans le cas où le budget des coûts gérables de l'année 2017 est égal au plafond des coûts gérables de l'année 2017, il est correct de dire que le montant maximum du revenu autorisé 2019 inclut le montant des coûts gérables réels de l'année 2012 indexés puisque ces derniers sont à la base du plafond des coûts gérables de l'année 2017. Par contre, il n'est pas correct de prétendre que le montant maximum du revenu autorisé de l'année est basé exclusivement sur les coûts réels de l'année 2012 puisque seuls les coûts gérables sont concernés. En effet, les autres éléments dont les coûts des obligations de service public composant l'enveloppe budgétaire 2017 ont été établis sur la base des informations à la disposition du GRD au moment de l'établissement de la proposition tarifaire 2017 en septembre 2016.

Certains GRD ont réalisé des réductions de coûts gérables entre 2012 et 2017 qui leur ont permis d'établir un budget de coûts gérables pour l'année 2017 inférieur au plafond des coûts gérables hors adaptations (qui correspondent aux coûts gérables réels 2012 indexés) comme indiqué ci-dessus. Il serait dès lors discriminatoire que le montant maximum du revenu autorisé de l'année 2019 tienne compte du budget des coûts gérables des gestionnaires de réseau concernés plutôt que, comme pour les gestionnaires de réseau dont le budget des coûts gérables est équivalent au plafond des coûts gérables de l'année 2017, du plafond des coûts gérables. L'article 39 du projet de méthodologie tarifaire a dès lors été adapté de façon à rétablir l'égalité de traitement entre les gestionnaires de réseau de distribution.

- **Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire**
- **Article 3 §3, 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 récurrentes⁶⁹ 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.**
- **Article 3 §3, 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.
- **Article 39 §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

⁶⁹ 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.

sur les soldes réglementaires et le cas échéant, l'ajout de la différence entre le montant du plafond des coûts gérables calculés conformément à la méthodologie tarifaire 2017 et le budget des coûts gérables approuvé si ce dernier est inférieur au plafond. 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.

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

$$CNC = [CNC_{autres} + CNF_{OSP} + CNV_{OSP} + CNI]$$

Avec :

- CNC_{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.

- **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.

- **Article 44 bis §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%.

2.2.1.3. Les charges liées aux immobilisations

▪ RESA

Article 39: Cette contrainte (plafond sur base de 2017) ne nous semble pas adéquate dans le cadre des amortissements et désaffectations. En effet, nous avons des projets informatiques importants qui vont être « live » en 2018 ou au cours de la période régulatoire 2019-2023 et dont l'amortissement va démarrer durant la période régulatoire (pour rappel, RESA n'amortit ses logiciels informatiques qu'au moment du lancement effectif de ces derniers et non pas au fil du développement de ces derniers). Le plafond sur base de la proposition tarifaire 2017 ne tiendra pas compte de ces amortissements. Nous pensons particulièrement à un projet significatif : ATRIAS. Nous avons réalisé une simulation en ANNEXE 1 (confidentielle). Pour les désaffectations, nous rencontrons le même problème avec le remplacement des compteurs à budget par des compteurs communicants car nous allons devoir désaffecter rapidement les anciens compteurs à budget. Ces désaffectations devraient faire partie intégrante des budgets spécifiques liés aux compteurs communicants. Nous avons réalisé la simulation en ANNEXE 2 (confidentielle).

Article 48 : Le plafonnement des charges d'amortissements et de désaffectations va générer des pertes importantes dans le chef du GRD qui doit se lancer dans des projets d'investissements importants en plus de son plan d'adaptation pluriannuel transmis à la CWaPE (Atrias, Smart Meters, Remplacement des CàB,...). L'indice santé ne reflétera en rien la possible évolution de ces charges dans le futur.

Le suivi du plan d'adaptation (hors projets IT) montre déjà un dépassement important par rapport au plafond (voir notre estimation en ANNEXE 3 confidentielle). Ce plafonnement exclut dès lors tout nouvel investissement informatique à partir de 2019. Voir aussi commentaires articles 27 et 39.

Nous pensons que les charges d'amortissements et de désaffectations devraient rester des coûts non contrôlables car ils dépendent des investissements pris en compte dans la RAB (avec les impacts de mises hors service liés à une décision de remplacement) dont la partie technique du réseau est issue des plans d'adaptation, et des taux mentionnés dans la méthodologie tarifaire.

Le plafonnement des charges d'amortissement des GRD risque d'être un frein à l'investissement et ne favorisera donc pas le développement optimal des infrastructures de réseaux et l'intégration des productions décentralisées (voir at. 4§ 2 5° c et d du Décret).

▪ ORES

Le paramètre d'indexation des charges nettes liées aux immobilisations est insuffisant pour rendre compte de l'évolution réelle de celles-ci.

Selon la formule de l'article 48, §2, du Projet de Méthodologie Tarifaire, les charges nettes liées aux

immobilisations des actifs régulés ne peuvent évoluer au cours des années 2020 à 2023 qu'à hauteur de l'indice santé.

En pratique, les GRD ne pourront pas maintenir le niveau d'investissements dans les réseaux qu'ORES juge nécessaire au maintien de la qualité des services et encore moins de réaliser les nouveaux investissements requis par la transition énergétique et la digitalisation de la société.

Le plafonnement des charges nettes liées aux immobilisations est en contradiction avec d'autres obligations légales parmi lesquelles l'Arrêté Royal de 2012 qui, pour des raisons de sécurité, impose une accélération du rythme de remplacement du matériel concerné et dont le coût sera supérieur aux actifs remplacés. Au-delà de cet aspect et des aspects qui sont évoqués ci-dessus au point 4.2 (augmentations des salaires et des prix des entrepreneurs supérieures à l'indice santé), il faut tenir compte du fait que l'évolution du prix des immobilisations et, par conséquent des amortissements, augmente plus rapidement que l'inflation et ce pour plusieurs raisons.

La première tient à la **maturité des immobilisations**. A fonctionnalité égale, les immobilisations de type « transports de fluide » (câbles, transformateur, compteur, etc.) sont à un haut taux de maturité technologique. Pour celles-là, toutes les sources possibles d'économie ont été utilisées et leur prix suit l'évolution du prix des matières premières et de la main d'œuvre. En outre, le secteur est profondément modifié par la transition énergétique, notamment en raison de la décentralisation de la production et de l'intermittence des sources d'énergie verte. La transition énergétique et la digitalisation de la société nécessitent dès lors d'investir dans des réseaux intelligents (d'où les projets « smart grid » et « smart meter »). Ces investissements présentent toutefois un taux de maturité technologique inférieur. La mise en place de ces technologies nécessite, d'une part, des investissements supérieurs à ceux requis pour le renouvellement des actifs existants, d'autre part, des coûts de maintenance (dont les licences et le keep-it running), d'infrastructures (dont la location et la maintenance des serveurs) et d'expertises conséquents.

La deuxième raison tient à la **durée de vie des nouveaux actifs**. Les compteurs qui permettent d'acquérir les données nécessaires à la compréhension des flux ont des cycles de vie beaucoup plus courts que les équipements « classiques ».

La troisième raison réside dans le fait que les réseaux des GRD sont constitués d'assets qui s'amortissent sur de très longues périodes (jusqu'à 50 ans pour certains assets). Cela implique qu'aujourd'hui la valeur des amortissements reflète des valeurs d'actifs qui datent parfois d'il y a 50 ans et **dont les valeurs sont automatiquement beaucoup moins élevées** que celles des actifs qui viennent en remplacement.

Il est donc illusoire de penser que la transition énergétique se fera dans les prochaines années dans un contexte de diminution des coûts d'investissement (et de moindres charges d'amortissement) par rapport au scénario « business as usual ». A cet égard, il est également important de souligner que la tendance historique d'évolution des amortissements démontre une croissance supérieure à celle décidée par la CWaPE. La transition énergétique et la digitalisation de la société impliquent que les GRD investissent massivement dans l'intelligence des infrastructures (déploiement de réseaux intelligents et de compteurs intelligents) et fassent évoluer toutes les applications des systèmes de gestion d'informations qui vont de pair avec cette intelligence.

ORES demande à la CWaPE de reconsidérer le Projet de Méthodologie Tarifaire pour approuver un trajet d'investissements qui prend en compte les plans d'investissements ainsi que les projets et les budgets spécifiques qu'elle doit soutenir pour la transition énergétique (compteurs communicants, promogaz, smart grid, etc.) et d'adopter un amortissement de départ et une trajectoire d'amortissement qui vont de pair avec ce trajet d'investissements.

Article 48 – L’amortissement des actifs régulés doit procurer une capacité d’autofinancement supplémentaire (article 4, § 2, 11°, du Décret Tarifaire)

Le Décret Tarifaire prévoit à l’article 4, § 2, 11°, que « l’amortissement de la valeur des actifs régulés procure au gestionnaire de réseau une capacité d’autofinancement supplémentaire pour faire face à l’ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ses missions ».

Comme constaté à la section 4.3 de la première partie, l’adaptation de la charge d’amortissement sur la base de l’indice santé a pour conséquence concrètement qu’ORES ne pourra pas réaliser les investissements de développement des infrastructures (réseaux et hors réseaux) nécessaires à la transition énergétique ; elle pourra tout au plus, dans un scénario « business as usual », procéder au renouvellement de l’infrastructure existante. A cet égard, il convient de souligner que l’évolution historique des amortissements dépasse la simple indexation prévue par la CWaPE. Pour le gaz en particulier, il faut tenir également du fait que les raccordements standards sont gratuits. L’augmentation annuelle du nombre de raccordements, dont l’accélération est recherchée via le projet promogaz, et les différentes extensions de réseau induisent une augmentation de l’amortissement supérieure à l’indexation.

La CWaPE doit approuver un trajet d’investissements qui va de pair avec les projets/budgets spécifiques qu’elle entend ou pas soutenir (compteur intelligent, promogaz, smart grid, etc.) et adopter un amortissement de départ et une trajectoire d’amortissement qui va de pair avec ce trajet d’investissements. La CWaPE ne peut pas vouloir d’un côté que la RAB évolue en fonction des investissements découlant du plan d’adaptation qu’elle aura approuvé mais d’un autre côté, imposer un niveau d’amortissements ne découlant pas des investissements cités ci-dessus mais de l’application d’un pourcentage d’indexation. Il s’agit là d’une contradiction totale de principes.

Si elle ne procède pas de la sorte, l’amortissement ne procurera pas aux GRD la capacité d’autofinancement supplémentaire pour faire face à l’ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ses missions, ce qui est contraire à l’article 4, 11°, du Décret Tarifaire.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire rend impossible le maintien d’une qualité de service identique à celle qui est fournie aujourd’hui.

Au regard de ce qui précède, ORES expose clairement qu’il ne lui sera pas possible, si le Projet de Méthodologie Tarifaire est adopté en l’état, d’exécuter ses missions légales et de maintenir la qualité du service, et ce en raison de la pression qui serait exercée sur ses coûts.

Pour preuve de cette impossibilité, ORES fait remarquer qu’en réalisant le plan d’adaptation approuvé par la CWaPE et en respectant la proposition tarifaire 2017 approuvée, les charges nettes liées aux immobilisations dépassent le plafond d’indexation fixé par la CWaPE à partir de 2019.

En outre, le Projet de Méthodologie Tarifaire prévoit un revenu calculé sur la base des coûts de 2015 avec un taux d’inflation trop bas pour couvrir l’augmentation des salaires et des rémunérations des fournisseurs, et avec un facteur d’efficacité substantiel de 1,5% par an en plus.

ORES demande donc à la CWaPE d’adapter le Projet de Méthodologie Tarifaire dans son intégralité afin de tenir compte de l’ensemble des remarques susmentionnées, et de prévoir une régulation tarifaire permettant, de façon prévisible, le financement de l’exercice des obligations légales et réglementaires des GRD sans atteinte à la qualité des services.

Enfin, en vertu de l’article 14, §1^{er} du Projet de Méthodologie Tarifaire, **la CWaPE limite également**

les enveloppes budgétaires complémentaires à deux uniques projets spécifiques, à savoir les compteurs communicants et promogaz. Il est dès lors impossible pour les GRD d'investir dans d'autres projets jusqu'en 2023. La décision de la CWaPE de limiter les budgets spécifiques au seul déploiement des compteurs communicants et à la promotion des réseaux de gaz naturel implique que les GRD ne seront pas en mesure de mener à bien leurs missions légales et réglementaires, notamment celles rendues nécessaires par la transition énergétique et par la digitalisation de la société. En particulier, cela signifie qu'ORES devra considérer l'abandon ou la suspension de tout ou partie des projets mentionnés ci-dessus.

En outre, ces budgets spécifiques ne portent que sur des OPEX et pas sur des CAPEX alors que ces dernières constituent la majeure partie des coûts de ce type de projets. Cela signifie donc que (i) ces dépenses d'investissements devront être supportées par l'enveloppe d'investissement de départ « business as usual » du GRD et que (ii) les amortissements devront ensuite respecter un trajet d'évolution limité à l'indice santé. En d'autres termes, l'amortissement ne procurera pas aux GRD la capacité de financement requise pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de leurs missions. Avec de telles contraintes, un projet de l'importance du déploiement des compteurs intelligents n'est purement et simplement pas réalisable.

Par conséquent, le revenu autorisé tel que déterminé par le Projet de Méthodologie Tarifaire ne permet pas aux GRD d'investir dans la transition énergétique ni de répondre aux nouvelles contraintes environnementales.

- **INTER-REGIES ET AIESH**

La méthodologie tarifaire de la CWaPE plafonne également les charges d'amortissements qui seront indexés sur l'indice santé.

Les GRD devront dans les années à venir procéder à des investissements importants pour intégrer une part accrue d'énergies renouvelables dans leur réseau et évoluer vers des réseaux intelligents. Les GRD devront également faire face à des investissements informatiques accrus liés à la gestion intelligente des réseaux et des données (big data).

Selon les estimations des GRD, les charges d'amortissement prévisionnelles pour 2019 (conformes au plan d'adaptation des GRD approuvés par la CWaPE elle-même) entraînent des charges d'amortissement qui génèrent un revenu autorisé supérieur au plafond.

Le plafonnement des charges d'amortissement des GRD est un frein à l'investissement et ne favorisera donc pas le développement optimal des infrastructures de réseaux et l'intégration des productions décentralisées, prévu à l'article. 4§ 2 5° c et d du Décret tarifaire.

Nous demandons donc à la CWaPE de revoir sa position sur ce point en supprimant le plafonnement des amortissements.

- **AIEG**

En ce qui concerne le plafonnement des amortissements, nous comprenons qu'un lien soit établi entre le plan d'adaptation, dont découlent le plan stratégique, et le budget du GRD.

- **REW**

La CWaPE considère dorénavant les charges nettes liées aux immobilisés (CNI) comme des CNCet non plus comme des coûts non gérables. Partant du constat que :

- La CWaPE maintient la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés (art. 4 § 1 Décret).
- Les investissements de réseau sont, sauf exceptions dûment justifiées, établis conformément aux derniers plans d'adaptation approuvés par la CWaPE (art. 25 § 2 et art. 26 § 2)
- Le montant annuel des amortissements est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle (art 27)
- Ce même art. 27 fixe exhaustivement les pourcentages d'amortissement
- Le taux de désaffectation annuel de la plus-value iRAB est fixé à 2 % (art 28)
- Que la réévaluation de la base d'actifs régulés est interdite (art 30)

Nous ne pouvons accepter la reclassification de ce type de charges et qui plus est leur plafonnement vu que la CWaPE dispose déjà de tous les outils pour contenir ce type de coûts.

Nous rappelons que les CNI sont la principale source de financement des GRD's et que nous sommes et serons encore plus tenus d'investir dans des équipements de nouvelle génération afin de répondre aux attentes de l'EU en matière de smart grid. Nous sommes convaincus que ces nouveaux équipements issus de nouvelles technologies apporteront un plus indéniable à la qualité ainsi qu'à la fiabilité des réseaux mais sommes également conscients que leur durée de vie sera restreinte par rapport à des équipements ancienne génération essentiellement manuels. Nous considérons donc que les CNI doivent restées hors plafond afin de garantir aux GRD's les moyens financiers dont ils auront grandement besoin.

La CWaPE peut-elle clairement se justifier face à ce changement d'approche ?

Dans le même ordre d'idée, nous demandons à la CWaPE une justification économique circonstanciée quant à la relation entre des charges de type CNI et l'application d'un taux d'évolution annuel lié à l'indice santé.

▪ **Position de la CWaPE**

A travers leurs réactions, certains gestionnaires de réseau de distribution remettent en cause le principe dit « TOTEX » qui consiste à appliquer une règle d'évolution (un « cap ») sur les charges opérationnelles contrôlables et sur les charges liées aux immobilisations. Ce principe s'inscrit dans l'objectif de maîtrise des coûts recherché par le régulateur afin de garantir une certaine stabilité tarifaire aux utilisateurs de réseau. Par ailleurs, le principe du TOTEX offre une plus grande liberté de gestion et d'arbitrage au gestionnaire de réseau de distribution entre la décision d'investir ou d'engager des coûts opérationnels pour mener à bien ses activités.

En effet, considérer les charges d'amortissement comme non-contrôlables et les charges opérationnelles comme contrôlables (comme c'est le cas dans les méthodologies tarifaires transitoires 2015-2016 et 2017) incite (dans la mesure de leur possibilité de financement) les gestionnaires de réseau à investir (voire surinvestir) afin de réduire leurs charges opérationnelles et augmenter leur marge bénéficiaire sans nécessairement rechercher l'optimum économique pour les utilisateurs de réseau. A titre d'exemple, les gestionnaires de réseau de distribution sont tentés d'acquérir à tort ou à raison des serveurs plutôt que de recourir à des services de cloud informatique, d'acheter des bâtiments plutôt que de louer des bureaux, d'acheter des moyens de communication propres plutôt que de faire appel à un opérateur dont c'est le métier premier.

L'approche TOTEX ambitionne de donner les bons incitants et octroie la liberté au gestionnaire de

réseau de compenser les variations des charges liées aux immobilisations par des variations des charges opérationnelles contrôlables puisque le cap est appliqué sur la somme de ces deux catégories. Cette logique s'inscrit en parfaite adéquation avec la logique du développement des réseaux intelligents (*smart grid*) qui cherche l'optimum entre des coûts opérationnels de monitoring, d'achat de flexibilité auprès des utilisateurs de réseau et des investissements de renforcement de réseau. Une méthodologie tarifaire sans TOTEX (comme c'est le cas actuellement en Région Wallonne) serait contraire à l'esprit du *smart grid* plébiscité par les gestionnaires de réseau de distribution.

Consciente que les projets liés à la transition énergétique impliquent des investissements réseau et informatiques conséquents et onéreux dont la durée de vie se situe entre 10 et 15 ans (constat issus des Business cases *smart meter* et *smart grid* reçus des gestionnaires de réseau de distribution), la CWaPE a modifié le taux d'amortissement des logiciels informatiques du projet de méthodologie tarifaire de façon à ce qu'il corresponde à la durée de vie des actifs. Le taux d'amortissement des logiciels informatiques dans le cadre de la méthodologie tarifaire est fixé à 10%.

A l'exception de RESA, les gestionnaires de réseau n'ont pas communiqué à la CWaPE suffisamment de données permettant d'objectiver/de démontrer le fait que les charges opérationnelles contrôlables des années 2019 à 2023 dépasseraient le niveau prévu par le projet de méthodologie tarifaire. Néanmoins, sur la base des données à sa disposition, la CWaPE a réalisé des simulations qui montrent que l'augmentation du taux d'amortissement des logiciels informatiques de 5% à 10% et l'évolution à la baisse de certains éléments non-contrôlables tels que la marge équitable, l'impôt des sociétés, le coût d'achat des pertes en réseau, entre 2017 et 2019, devraient permettre aux gestionnaires de réseau de distribution, tout en maintenant le revenu autorisé (hors projets spécifiques et hors soldes réglementaires) de l'année 2019 en dessous ou au niveau du montant maximal (ce qui garantit une certaine stabilité tarifaire pour les utilisateurs de réseau), d'intégrer dans les charges contrôlables des années 2019 à 2023, l'entièreté des charges d'amortissement et de désaffectations des investissements prévisionnels 2019-2023 (hors investissements relatifs aux déploiement des compteurs communicants et à la promotion du gaz naturel) « réseau » et « hors réseau » (dont les développements informatiques) tant que leur caractère raisonnable peut être justifiés le cas échéant.

Les *business cases* des gestionnaires de réseau dont la CWaPE a pris connaissance jusqu'à présent, concernant les projets de déploiement des compteurs communicants et les projets de promotion du gaz naturel, démontrent que les charges d'amortissement et de désaffectation des immobilisations corporelles et incorporelles liées à ces projets sont très significatives et ne peuvent être incluses intégralement dans les charges contrôlables au même titre que les autres charges liées aux immobilisations sans provoquer un dépassement structurel du niveau de ces dernières au-dessus du niveau autorisé. Par conséquent, le projet de méthodologie tarifaire a été adapté de façon à intégrer les charges additionnelles liées aux immobilisations corporelles et incorporelles des projets spécifiques au sein des charges nettes relatives aux projets spécifiques (CPS).

Enfin, conformément à l'avis qu'elle a rendu sur le projet de décret tarifaire, la CWaPE ne comprend pas en quoi les amortissements peuvent constituer une capacité d'autofinancement supplémentaire. La capacité d'autofinancement est liée au résultat généré par le gestionnaire de réseau, hors charges non décaissées. L'article 4, § 2, 11° déroge à la notion d'amortissement telle que définie par l'Avis CNC 2010/15 de la Commission des normes comptables qui précise que « Les amortissements ont donc pour objet de répartir dans le temps la prise en charge du coût des investissements dont la durée de vie est limitée ». En outre, si le but visé par cette disposition est de permettre au gestionnaire de réseau de distribution de procéder à une réévaluation ses actifs régulés, la CWaPE considère que cette disposition serait totalement déraisonnable, en ce sens qu'elle conduirait l'utilisateur de réseau à financer une seconde fois les actifs du réseau.

Concernant le nombre restreint de projets spécifiques faisant l'objet de budget complémentaire, la

CWaPE renvoie le lecteur à la section 3, de la partie 2.1 ci-avant du rapport de consultation qui traite de cette question.

Concernant le paramètre d'indexation des charges liées aux immobilisations, la CWaPE renvoie le lecteur la section 3, de la partie 2.1 ci-avant du rapport de consultation qui traite de cette question.

▪ **Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire**

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 de réseaux ») :	10 % (10 ans)

Actifs régulés Gaz

Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments administratifs :	2 % (50 ans)
Conduites :	
Cabines/stations :	2 % (50 ans)
Raccordements :	3 % (33 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission :	3 % (33 ans)

Fibres optiques :	10 % (10 ans)
Mobilier et outillage :	5 % (20 ans)
Matériel roulant :	10 % (10 ans)
CAB, commande à distance, équipement de dispatching :	20 % (5 ans)
Équipement labo :	10 % (10 ans)
Équipement administratif (logiciel et informatique en équipement de bureau) :	10 % (10 ans)
Compteurs télémesurés :	33 % (3 ans)
Compteurs à budget classiques (type payguard ») :	10 % (10 ans)
Compteurs communicants	10 % (10 ans)
Logiciels informatiques :	6,67% (15 ans) 10 % (10 ans)

- **Article 14 §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.
- **Article 14 §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 opérationnelle⁷⁰.
- **Article 15 § 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.
- **Article 15 § 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.

⁷⁰ Ne sont pas visés par le paragraphe 3, 3° les logiciels informatiques relatifs à l'intelligence des réseaux (Smart Grid).

- **Article 18 § 1er :** 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.
- **Article 41 § 1^{er} :** Les charges nettes opérationnelles contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$CNC = [CNC_{autres} + CNF_{OSP} + CNV_{OSP} + CNI]$$

Avec :

- CNC_{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).**

- **Article 48 § 1er.** 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 ».

2.2.1.4. Les charges nettes relatives aux obligations de service public

- **ORES**

Article 47 – Les charges nettes des obligations de service public ne peuvent pas être soumises à un facteur d'efficacité (article 4, § 2, 10°, du Décret Tarifaire)

Comme démontré à la section 2.1.2, les coûts des obligations de service public doivent être considérés comme des coûts non-contrôlables soumis à un contrôle de leur caractère raisonnable par la CWaPE. Par conséquent, les coûts des obligations de service public ne peuvent pas être soumis à un facteur d'efficacité.

En tout état de cause, la nature des OSP ne s'accommode pas avec l'application d'un facteur d'efficacité qui ne prend pas en compte la nature spécifique de ces obligations et les efforts déjà réalisés par chaque GRD.

Sur le fond, même si un facteur d'efficacité pouvait être appliqué, *quod non*, le facteur X prévu dans le Projet de Méthodologie Tarifaire poserait plusieurs problèmes.

Tout d'abord, la hauteur du facteur X (1,5% par an), sans tenir compte des efforts de maîtrise de coût déjà réalisés par ORES, va mettre à mal la réalisation des obligations légales et réglementaires imposées aux GRD.

Ensuite, en ce qui concerne ORES, la CWaPE exerce depuis des années un examen très approfondi des coûts d'OSP, examen assorti de contrôles sur place. Ces examens combinés avec la proactivité d'ORES en la matière ont permis de déboucher sur des mesures de rationalisation des coûts. Ainsi, ORES peut notamment citer les exemples ponctuels suivants :

- à l'issue du contrôle effectué par la CWaPE en 2011, une recommandation avait été faite à ORES concernant la prise en charge des dossiers de demande de pose de compteur à budget chez les clients non protégés à J+2 au lieu de J+10, ce qui a permis après plusieurs semaines/mois de limiter le nombre de passages sous fournisseur X ;
- à l'issue de ce même contrôle, ORES a reçu la recommandation de ne plus planifier les premières visites à J+7 jours ouvrables mais à J+3 jours ouvrables pour permettre une prise en charge plus rapide des demandes et donc une possibilité d'éviter certains passages sous fournisseur X. Cette recommandation a été mise en œuvre par ORES ;
- suite à une analyse des coûts imputés sur le processus MOZA et les résultats peu encourageants des visites administratives, ORES a imaginé un aménagement du processus – tout en respectant l'obligation imposée – portant sur une enquête téléphonique en remplacement de la visite administrative. L'évolution des coûts à charge des OSP démontre une baisse des coûts de moitié en quatre ans ;
- c'est à l'initiative d'ORES que l'abandon du fournisseur X dans le cadre des poses de compteurs à budget chez les clients non-protégés a été accepté par l'ensemble des acteurs du marché. En effet, c'est à nouveau en analysant ses coûts d'OSP qu'ORES a pointé l'opportunité – sans léser le client – de modifier le processus en le remplaçant par le versement d'une indemnité au fournisseur commercial en cas de dépassement des délais fixés. En 2010, lorsqu'ORES a défendu le dossier vis-à-vis du marché, le gain avait été chiffré à 1,2k€ ;
- étant donné l'imposition qui avait été faite à ORES de prendre en charge les demandes de poses de compteur à budget à J+2 au lieu de J+10, ORES s'est questionnée sur l'opportunité d'envoyer au client le courrier dit « B0 » au moment de la réception de la demande du fournisseur commercial. A la suite du test positif, l'envoi de ce courrier a été supprimé ;
- dans le même ordre d'idée, ORES a – sur la base d'une analyse du nombre élevé de retours de courriers recommandés non réclamés par les clients – décidé de remplacer les envois recommandés par des envois simples. Cela a permis, d'une part, une diminution des coûts

postaux et d'autre part, qu'un plus grand nombre de clients reçoivent ce courrier. In fine, l'envoi de courriers simples a amélioré le recouvrement des impayés ;

- récemment, la suppression des paiements en liquide pour le rechargement des compteurs à budget a permis de dégager des gains sur la relève de fond via Sécuritas.

Pour tous ces motifs, ORES propose de remplacer le facteur X sur les OSP par un mécanisme d'incitant positif de bonus en cas de bonnes prestations sur les OSP, à l'instar du système mis en place au Royaume-Uni.

Articles 45 et 114 – les variables de globalisation doivent être modifiées

ORES formule les remarques suivantes sur les variables de globalisation :

- « Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget » et « Charge nettes liées à la gestion des MOZA et EOC ».

La variable proposée par la CWaPE est le nombre de placements de compteurs à budget ou de demandes de MOZA/EOC traitées par le GRD.

Il convient de préciser que par « traitées » on entend le nombre de points régularisés et coupés au niveau du marché dans le cadre du processus de compteurs à budgets ou des processus MOZA/EOC. Il conviendrait également de tenir compte du nombre de demandes introduites car en prenant uniquement en compte le nombre de demandes traitées, la CWaPE ne tient pas compte du nombre et de la forte variabilité des demandes de placement par les fournisseurs qui ont un impact sur les coûts et les délais de poses de compteurs à budgets. En outre, la définition précise qui sera finalement retenue par la CWaPE devra figurer dans la décision de la CWaPE ; et

- « Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables ».

La variable proposée par la CWaPE est le nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt » traités par le GRD.

Etant donné que la principale charge variable que nous retrouverons dans cette rubrique est le paiement des primes, ORES souhaite que la variable soit remplacée par le nombre de primes payées.

ORES demande donc de prévoir comme variables de globalisation le nombre de demandes de placement de compteurs à budget ou de demandes de MOZA/EOC qui ont été introduites ainsi que le nombre de primes « qualiwatt » et « solwatt » qui ont été payées.

▪ RESA

Article 42, §3 : Pourquoi les charges nettes récurrentes relatives à l'OSP Entretien Eclairage public sont-elles considérées comme des charges fixes dans leur ensemble? En effet, RESA réalise des entretiens systématiques dont le coût peut varier d'une année sur l'autre en fonction du nombre de lampes.

Comment pourront être inclus dans le revenu autorisé le remplacement des lampes dont la fabrication

a été arrêtée par Philips si aucune dépense ne doit être prévue en 2019, par exemple, mais bien en 2020. Cette question vaut également pour d'autres événements générateurs de coûts connus au moment de la proposition tarifaire mais dont les coûts ne débutent pas en 2019 (pas dans le revenu autorisé initial).

Article 42, §5 : Dans les variables de globalisation, le concept de « clôture de processus » devrait être précisé. Est-ce que dans le cas d'un refus de prime, le dossier est bien considéré « traité » ?

Comment vont être traitées les réductions de valeur sur les créances du GRD envers sa clientèle propre ? Les dotations aux réductions de valeur sur créances dépendent des règles comptables mises en place chez le GRD mais aussi du vieillissement de la créance car les taux de provision peuvent être différents en fonction du dépassement d'échéance des factures. Ces dotations ne sont pas calculées directement sur le chiffre d'affaires généré sur la période mais bien sur base des créances issues de ce même chiffre d'affaires (catégorisé à juste titre non contrôlable). Il serait également problématique de faire évoluer des dotations/reprises aux réductions de valeur selon un paramètre d'indexation diminué d'un paramètre de productivité (X) identique à ceux applicables aux coûts de gestion du réseau contrôlables. Nous sommes d'avis que la nature de coûts des (dotations/reprises de) réductions de valeur devrait être traitée comme non contrôlable.

Nous nous interrogeons également sur le traitement des moins-values sur créances.

Article 45 : Les charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables utilisent comme variable le nombre de dossiers traités durant l'année. En cas d'arrêt de « Quali watt », nous devons continuer à gérer les primes des dossiers du passé. Comment cela sera-t-il pris en compte ?

- **REW**

La CWaPE considère les coûts relatifs à l'OSP éclairage public comme étant des charges fixes. Au vu des investissements à consentir en termes de remplacement des lampes/armatures mercure HP et sodium BP, la CWaPE peut-elle justifier sa position ?

La CWaPE traite en l'art. 42 § 3 les coûts OSP liés à l'éclairage public mais ne précise rien au niveau d'éventuels autres coûts fixes suite à la classification établie à l'art. 42 § 2. La CWaPE peut-elle clarifier ce point ?

Par l'art. 49 § 3, la CWaPE autorise, dans une certaine mesure, les GRD's à introduire en CNNC des indemnités de retard de placement de compteurs à budget que le GRD prévoit de verser aux fournisseurs.

A contrario, la CWaPE peut-elle nous indiquer la gratification prévue en cas de respect des délais imposés par l'AGW du 30 mars 2006 ?

- **AIEG**

En ce qui concerne le placement des compteurs à budget, un bonus ne pourrait-il pas être intégré lorsque le GRD respecte le délai de 40 jours prévu par le décret.

- **Position de la CWaPE**

Les adaptations des procédures citées par ORES suite aux contrôles du respect des obligations de

service public menés par la CWaPE ont certainement permis de limiter la hausse des coûts des obligations de service public ce qui démontre que des gains d'efficacité sur les coûts des obligations de service public sont possible. En parallèle, les données chiffrées dont la CWaPE dispose montre une augmentation globale des coûts des obligations de service public entre 2011 et 2015. A périmètre législatif constant, la CWaPE considère que les gestionnaires de réseau devraient être en mesure de continuer **d'améliorer l'efficacité des procédures OSP** tout comme celle des autres procédures (et renvoie le lecteur à la section 6, de la partie 2.1 ci-avant à ce sujet). Par ailleurs, la CWaPE considère qu'il n'y a pas lieu d'octroyer un avantage (bonus ou autre) aux gestionnaires de réseau qui respectent les délais légaux dans l'exercice de leur mission.

La CWaPE a tenu compte des remarques des gestionnaires de réseau de distribution concernant le fait que **certaines variables de globalisation** pouvaient être sujettes à interprétation. En particulier la notion de « processus clôturé » ne permettait pas une application généralisée et standardisée.

Les variables ont été adaptées comme suit :

- La variable « nombre de demandes de placement de compteurs à budget traitées » a été remplacée par la variable « nombre de demandes de placement de compteurs à budget introduites et validées par le gestionnaire de réseau de distribution ». Une demande de placement de compteur à budget 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.
- La variable « nombre de demandes de MOZA et EOC traitées » a été remplacée par la variable « nombre de demandes de MOZA et EOC introduits et validés par le GRD ». 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.
- La variable « nombre de dossiers qualiwatt et solwatt traités » a été remplacée par la variable « nombre de dossiers qualiwatt et solwatt introduits ». Par dossiers « qualiwatt » les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2). 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).

Les primes « qualiwatt » payées aux utilisateurs de réseau sont des charges non-contrôlables conformément à l'article 12, § 1^{er}, 12°, du projet de méthodologie tarifaire qui ne sont dès lors pas reprises dans les charges nettes variables liées à la promotion des énergies renouvelables. Ces dernières sont principalement constituées des charges liées à la gestion du guichet unique (main d'œuvre, système IT, etc) et sont donc directement fonction du nombre de dossiers introduits auprès du gestionnaire de réseau de distribution.

Bien que les **charges nettes relatives à l'entretien de l'éclairage public** puissent effectivement varier d'une année à l'autre en fonction notamment du nombre d'interventions d'entretien curatif ou préventif pratiquées, les données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution à la CWaPE en la matière, montre une relative stabilité de ces charges depuis 2013. De plus, la tendance observée actuellement, et confirmée par les gestionnaires de réseau de distribution lors des discussions d'adaptation de l'AGW du 6 novembre 2008 relatifs aux obligations de service public, imposées aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public, montre que les investissements dans des luminaires équipés de nouvelles technologies sont et seront de nature à diminuer les charges d'entretien de l'éclairage public. Diminution qui devrait être en tout ou en partie compensée par l'amortissement et les charges financières liées à ces investissements de façon à ce que globalement

le niveau des charges 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 et supportées par les tarifs de distribution reste stable au cours des prochaines années.

En outre, le programme de remplacement des armatures équipées de lampes mercure BP s'étant terminé entre 2011 et 2015, les charges d'amortissement et de financement de ce programme qui arriveront à leur terme fin 2024 au plus tard, seront reprises dans les charges nettes relatives à l'entretien de l'éclairage public des années 2019 à 2023. De façon similaire, les charges d'amortissement et de financement du programme de remplacement des armatures équipées de lampes mercure HP (dont le terme est prévu en 2018) seront reprises dans le revenu autorisé des années 2019 à 2023.

A l'exception des charges relatives à l'obligation de service public imposées aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public qui sont considérées comme des charges fixes en vertu de l'article 43, § 2, du projet de méthodologie tarifaire, il appartient au gestionnaire de réseau de distribution de classer les charges nettes relatives aux obligations de service public entre **la catégorie « fixe » et la catégorie « variable »** en concertation avec la CWaPE.

Concernant les dotations en réduction de valeur sur créances et les moins-values sur créances commerciales relatives à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, à niveau de clientèle constant, ces charges devraient en principe (sauf en cas de modification des règles d'évaluation du gestionnaire de réseau) rester stables. Néanmoins, ces charges étant fortement corrélées avec le chiffre d'affaires facturé à la clientèle propre du gestionnaire de réseau, elles devraient probablement être considérées comme des charges variables de façon à couvrir le risque d'une augmentation de ces charges liée à une augmentation de sa clientèle. A l'inverse, la suppression de la fourniture X prévue par l'avant-projet d'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 de 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, devrait entraîner une diminution des dotations en réduction de valeur et des moins-values sur créances commerciales compensée par le versement d'indemnités (charges non-contrôlables) par les gestionnaires de réseau aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.

▪ **Adaptations apportées aux articles du projet de méthodologie tarifaire**

- **Article 43 §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
<i>Charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget</i>	<i>Nombre de compteurs à budget pour lequel un rechargement a été opéré au cours de l'année 2015</i>
<i>Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget</i>	<i>Nombre de demandes de placement de compteurs à</i>

	<i>budget introduites et validées⁷¹ par le gestionnaire de réseau au cours de l'année 2015</i>
<i>Charges nettes liées à la gestion de la clientèle</i>	<i>Moyenne annuelle⁷² du nombre de clients que le gestionnaire de réseau a fourni en électricité ou en gaz au cours de l'année 2015</i>
<i>Charges nettes liées à la gestion des MOZA et EOC</i>	<i>Nombre de demandes de MOZA et EOC introduites et validées⁷³ par le gestionnaire de réseau au cours de l'année 2015</i>
<i>Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables</i>	<i>Nombre de dossiers « qualiwatt⁷⁴ » et « solwatt⁷⁵ » introduits auprès du gestionnaire de réseau au cours de l'année 2015</i>

- **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
<i>Charges nettes liées au rechargement des compteurs à budget</i>	<i>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</i>
<i>Charges nettes liées à la gestion des compteurs à budget</i>	<i>Nombre prévisionnel de demandes de placement de compteurs à budget que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N</i>
<i>Charges nettes liées à la gestion de la clientèle</i>	<i>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</i>
<i>Charges nettes liées à la gestion des MOZA et EOC</i>	<i>Nombre prévisionnel de demandes de MOZA et EOC que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N</i>

⁷¹ Une demande de placement de CàB 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.

⁷² La moyenne annuelle se calcule en divisant la somme du nombre de clients alimentés au dernier jour de chaque mois par douze.

⁷³ 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.

⁷⁴ Par dossiers « qualiwatt » sont visés les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2).

⁷⁵ 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).

Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	Nombre prévisionnel de dossiers « qualiwatt ⁷⁶ » et « solwatt ⁷⁷ » que le gestionnaire de réseau prévoit de recevoir au cours de l'année N
--	---

- **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 » ⁷⁸ et « solwatt ⁷⁹ » 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 :

⁷⁶ Par dossiers « qualiwatt » sont visés les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2).

⁷⁷ 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).

⁷⁸ Par dossiers « qualiwatt » sont visés les nouveaux dossiers et demande de modification technique (formulaire Q1) et les demandes de modification administrative (formulaire Q2).

⁷⁹ 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).

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

2.2.2. Section 2 : Révisions du revenu autorisé

2.2.2.1. Révision annuelle

▪ ORES

Articles 53 et 122 – La révision annuelle

Le processus de révision annuelle du revenu autorisé décrit à l'article 53 n'est prévu que pour les années 2020 à 2023 et ne précise pas de quels soldes régulateurs du passé il s'agit. Les soldes 2015 et 2016 sont-ils ici concernés ?

Par ailleurs, dans la note technique sur le Revenu autorisé du 9 octobre 2015, la CWaPE avait défini de manière très précise quels étaient les soldes à répercuter, dans les tarifs de quelles années ainsi que le timing à suivre. Dans le présent projet, il est prévu que cela soit concomitant avec la procédure de contrôle des écarts entre budget et réalité reprise à l'article 122. Sous quelle forme ORES doit elle transmettre sa demande de révision de tarifs pour soldes régulateurs ? Quels soldes de quelles années devront-ils être répercutés sur quelles années ?

Aucun alinéa de l'article 122, ne prévoit en outre de procédure à suivre en cas d'approbation de la demande de révision de tarifs pour soldes régulateurs.

▪ Position de la CWaPE

Concernant l'intégration des soldes régulateurs des années antérieures prévue à l'article 53 du projet de méthodologie tarifaire, il s'agit des soldes régulateurs postérieurs à 2014 puisque les soldes régulateurs des années 2008 à 2014 seront traités, sous réserve de leur approbation future, *ex ante* via l'acompte aux revenus autorisés des années 2019 à 2022. L'affectation des soldes des années 2015 à 2023 est fixée individuellement pour chaque gestionnaire de réseau sur base de sa situation propre. La méthodologie tarifaire ne prévoit dès lors pas de règle générale d'affectation. Le tableau ci-dessous synthétise l'ensemble des possibilités d'affectation des soldes régulateurs des années 2015 à 2021 dans les revenus autorisés des années 2019 à 2023. La CWaPE insiste sur le fait qu'il s'agit de possibilités et non de règles et que l'affectation des soldes régulateurs se fera en concertation entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

	RA2019	RA2020	RA2021	RA2022	RA2023
SR2008-2014	V	V	V	V	
SR2015	V	V	V	V	V
SR2016	V	V	V	V	V
SR2017		V	V	V	V
SR2018		V	V	V	V
SR2019			V	V	V
SR2020				V	V
SR2021					V

La demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs fait partie du modèle de rapport *ex post*. Ce dernier prévoit au tableau 3.2 que le gestionnaire de réseau propose une affectation du solde régulateur de l'année et en déduit un nouveau tarif pour les soldes régulateurs. L'article 122 du projet de méthodologie tarifaire a été complété afin d'indiquer qu'en cas d'approbation de la

demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs le 15 décembre de l'année N+1 au plus tard, ce dernier entrera en vigueur en principe au 1^{er} janvier de l'année N+2.

▪ **Adaptations des articles de la méthodologie tarifaire :**

- **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.

2.2.2.2. Révision ponctuelle

▪ RESA

Article 54 : Nous ne pensons pas que l'application d'un seuil soit pertinente pour la révision du revenu autorisé en cas de nouveaux services ou de nouvelles OSP. Toutes nouvelles obligations pour le GRD devraient pouvoir être couvertes tarifairement.

Dans quelle mesure les conséquences de l'arrêt de production d'un élément technique par un fournisseur constitue-t-il un évènement exceptionnel au sens de l'article 54, §1,3°.

▪ ORES

Article 54 – La révision ex post avec seuil de 5% crée une absence de prévisibilité de la méthodologie et n'est pas conforme à l'article 15, § 1er, 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire, en ce que la révision des tarifs pour cause de modification des impôts ou obligations de service public, de nouveaux services ou de circonstances exceptionnelles, ne peut être demandée que par le GRD et n'est pas soumise à une condition de dépassement d'un seuil de 5%.

Deux enseignements peuvent être tirés de l'article 15, § 1^{er}, 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire

- seul le GRD peut (demander de) modifier les tarifs. Le Décret Tarifaire ne permet pas à la CWaPE de modifier d'initiative les tarifs en cours de période régulatoire ; et
- les coûts résultants de toute modification des OSP doivent être répercutés dans les tarifs.

L'impossibilité pour le Régulateur de modifier les tarifs approuvés se comprend à la lecture de l'article 4, § 1er, du Décret Tarifaire, selon lequel la compétence tarifaire doit s'exercer de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé et permettant au marché financier de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur du GRD.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire stipule qu'à la demande du GRD ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé *ex-ante* et les tarifs qui en découlent pourraient être révisés notamment en cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants ainsi qu'en cas de circonstances exceptionnelles.

Cette disposition doit être mise en conformité avec l'article 15, §§ 2 à 4, du Décret Tarifaire qui dispose que, à son initiative, le GRD peut introduire une demande d'adaptation du revenu autorisé. Cette disposition ne prévoit pas que la demande de révision se fait à l'initiative de la CWaPE.

Le seuil de 5% du revenu autorisé pour réviser les tarifs n'est pas conforme au Décret Tarifaire.

En vertu de l'article 54 du Projet de Méthodologie Tarifaire, les coûts résultant de la modification des

OSP ou de tout autre impôt, taxe, contribution ou surcharge imposée au GRD ne pourront justifier une révision du revenu autorisé que dans la mesure où elles impactent le revenu autorisé annuel à hauteur de 5 %.

Cette disposition n'est pas conforme à l'article 15, § 1er, 1°, § 2 et § 3, du Décret Tarifaire qui prévoit que les coûts résultants de toute modification des OSP doivent être répercutés dans les tarifs.

En outre, sur le plan de la régulation tarifaire, il n'est pas correct que les GRD doivent supporter des coûts liés à des éléments hors de leur champ d'influence tels que les coûts de transport, les modifications des OSP imposées aux GRD, des nouveaux services ou adaptations de services existants (telle que par exemple la mise en conformité du réseau pour la conversion du gaz pauvre vers le gaz riche), ainsi que des effets de prix de marché de l'énergie dans la gestion des OSP et des pertes.

D'un point de vue économique, ORES estime le seuil de 5 % du revenu autorisé annuel n'est économiquement pas viable. **[Confidentiel]**. Cela représente pas loin de 50 % de la rémunération des fonds propres qui sera accordée dans le futur à ORES, et ce sans tenir compte des pressions sur les coûts qu'impose le Projet de Méthodologie Tarifaire.

Dans le Décret Tarifaire, le seuil de 5% du produit annuel de l'année précédente ne concerne que l'actif ou le passif régulateur cumulé (article 15, § 1^{er}, 2°). Ce seuil de 5% a pour seul effet de déterminer ce qu'est un solde régulateur « important » permettant à la CWaPE de demander une révision des tarifs en vertu de l'article 55 du Projet de Méthodologie Tarifaire et de l'article 15, § 5, du Décret Tarifaire. Ce seuil ne peut pas être légalement prévu à l'article 54 du Projet de Méthodologie Tarifaire.

L'article 54 du Projet de Méthodologie Tarifaire doit être amendé pour supprimer la modification des tarifs à l'initiative de la CWaPE ainsi que le seuil de 5% du revenu autorisé.

- **RESA**

Article 55 : Une revue de l'enveloppe de revenu autorisé endéans la période régulatoire à l'initiative du régulateur ne nous semble pas en ligne avec l'approche « Revenue Cap » de la méthodologie tarifaire. Nous comprenons par ailleurs qu'un tarif pourrait être revu.

- **INTER-REGIE**

Article 54. § 1^{er} : Le seuil fixé à 5% du revenu autorisé annuel pour réviser le revenu autorisé est un seuil trop élevé. Si le Gouvernement wallon impose en cours de période régulatoire une nouvelle obligation de service public, les GRD doivent pouvoir revoir à la hausse leur revenu autorisé.

Article 55. : L'interprétation de cet article n'est pas claire.

- **AIEG**

Lorsque la sécurité d'approvisionnement peut être mise en cause ou qu'une raison externe non prévisible et non imputable au GRD nécessite des investissements supplémentaires, il devrait être possible d'intégrer un dépassement supérieur à 5% du plafond autorisé après concertation entre le GRD et la CWaPE.

- **REW**

L'article 15 du Décret du 19/01/2017 prévoit un mécanisme de révision du revenu autorisé. Il nous semble que la CWaPE ne répond pas exhaustivement aux attentes du législateur sur ce point.

D'autre part, le seuil de 5 % de l'entièreté du revenu autorisé nous paraît très élevé.

Ne pourrait-on pas imaginer l'application de ce seuil par élément constituant le revenu autorisé ?

- **Position de la CWaPE**

Un des objectifs de la CWaPE est la prévisibilité et la stabilité tarifaire. C'est dans ce cadre que la révision du revenu autorisé au cours de la période régulatoire doit s'envisager. En effet, des révisions trop fréquentes du revenu autorisé supprimeraient la visibilité des utilisateurs de réseau sur les tarifs de distribution des cinq prochaines années. Néanmoins la survenance d'événements exceptionnels imprévisibles au cours de la période régulatoire ou la modification des obligations légales imposées aux gestionnaires de réseau de distribution doivent pouvoir mener, lorsque l'impact financier est significatif pour le gestionnaire de réseau, à une révision du revenu autorisé, et des tarifs selon les cas, de façon à adapter le revenu du gestionnaire de réseau de distribution à ses missions et à ne pas créer de soldes régulatoires systématiques conséquents. Un équilibre doit être trouvé entre ces deux principes.

L'article 15 du décret prévoit explicitement qu'en cas de passage à de nouveaux services et/ou adaptation de services existants, en cas de circonstances exceptionnelles et en cas de modification des tarifs de transport, la demande de révision du revenu autorisé émane du GRD. Par contre cet article se limite à prévoir qu'en cas de modification de la cotisation fédérale, OSP, impôt, taxe ou surcharge ou lorsque le solde régulatoire dépasse 5% du chiffre d'affaires du gestionnaire de réseau de distribution, les tarifs peuvent être revus, sans indiquer que la demande provient exclusivement du gestionnaire de réseau de distribution. L'article 15 ne pourrait donc être interprété comme interdisant formellement à la CWaPE de demander une modification des tarifs ou du revenu autorisé dans ces hypothèses, ce que confirme d'ailleurs le § 5 de cette même disposition (voir ci-dessous). Notons en outre que, ainsi qu'il ressort de l'article 15 du décret et des travaux préparatoires y relatifs, la révision des tarifs en cours de période régulatoire n'est qu'une faculté pour la CWaPE et non une obligation. Même lorsque la demande émanera du gestionnaire de réseau, le pouvoir de décision final restera donc de la compétence de la CWaPE (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. 10).

L'article 54 du projet de méthodologie tarifaire a été adapté de façon à ce qu'en cas de modification des obligations de service public ou d'impôt et surcharge, le gestionnaire de réseau de distribution ou la CWaPE puisse demander une révision du revenu autorisé et des tarifs et qu'en cas de nouveaux services et/ou adaptation de services existants et en cas de circonstances exceptionnelles, seul le gestionnaire de réseau de distribution puisse demander une révision du revenu autorisé et des tarifs. La CWaPE attire toutefois l'attention des gestionnaires de réseau de distribution sur l'article 15, § 5, du décret tarifaire qui lui octroie, de manière générale, la possibilité de demander une modification des tarifs (et, par conséquent, le cas échéant, du revenu autorisé) lorsque ceux-ci

apparaissent disproportionnés ou discriminatoires⁸⁰. Cette possibilité, qui est traduite dans l'article 55 du projet de méthodologie tarifaire, vaut donc *a priori* également pour les hypothèses de passages à de nouveaux services et/ou adaptation de services existant ainsi qu'en cas de circonstances exceptionnelles.

L'article 15, § 3, du décret prévoit également qu'en cas de circonstances exceptionnelles, ces dernières doivent impacter significativement la situation financière du GRD conformément à des critères définis par la méthodologie tarifaire. Dans le projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE avait défini un seuil de 5% du revenu autorisé comme critère qui s'appliquait à toutes les hypothèses de révision (circonstances exceptionnelles, modification obligation de service public, nouveaux services).

L'article 54 a été modifié de façon à ce que le critère de l'impact significatif sur la situation financière du GRD s'applique uniquement en cas de circonstances exceptionnelles comme le prévoit le décret. La CWaPE a revu le seuil à 2% suite aux réactions reçues de la part des gestionnaires de réseau de distribution. Ce seuil correspond à la norme communément appliquée en audit pour définir le seuil de matérialité.

▪ **Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire**

- ***Article 54 § 1er*** : *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, 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.*

- ***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.*

⁸⁰ Cette disposition doit être interprétée conformément à l'article 37.10 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, qui est plus complet : « Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions, y compris les tarifs ou les méthodes visés au présent article, pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire. En cas de retard dans l'établissement des tarifs de transport et de distribution, les autorités de régulation sont habilitées à fixer ou approuver provisoirement des tarifs de transport et de distribution ou des méthodes de calcul et à arrêter des mesures compensatoires appropriées si les tarifs ou méthodes finaux de transport et de distribution s'écartent de ces tarifs ou méthodes provisoires ».

2.3. La procédure d’approbation

- **REW**

Nous nous permettons de constater que les GRDs disposent systématiquement de la moitié du temps imparti à la CWaPE pour traiter son dossier.

- **Position de la CWaPE**

Les délais tels que fixés à l’article 56 du projet de méthodologie tarifaire sont établis en conformité avec les dispositions décrétales en matière de procédure d’approbation du revenu autorisé. La CWaPE renvoie le lecteur au chapitre II des articles 9 et 10 du décret du 19 janvier 2017.

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

3.1. Les tarifs périodiques de distribution et les modèles de grilles tarifaires

3.1.1. Section 1 : Généralités

▪ FEBELIEC

Febeliec a toujours soutenu une stabilité et visibilité pluriannuelle pour les tarifs de réseau, afin que les entreprises et tous les autres consommateurs puissent faire leurs prévisions tarifaires et business plans en toute connaissance de cause.

▪ ORES

Article 58 – Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit contenir des règles d’allocation des coûts aux catégories d’URD (articles 3, § 1^{er}, 3°, et 4, § 2, 1°, du Décret Tarifaire)

En vertu de l’article 4, § 2,1° du Décret Tarifaire, la méthodologie tarifaire doit être exhaustive. Or, comme expliqué à la Section 5 de la première partie, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne prévoit pas de règles d’allocation des coûts aux catégories d’URD alors qu’il s’agit d’un des éléments imposé par l’article 3, §1^{er}, 3°, du Décret Tarifaire.

Contrairement à la disposition de l’article 3 du Décret Tarifaire, le projet de la CWaPE ne précise pas les catégories de charges devant être couvertes par les différents tarifs, ni les règles d’allocation des coûts aux catégories d’utilisateurs, ni encore les règles d’évolution des volumes. Elle laisse donc toutes les options ouvertes quant à la hauteur des tarifs pour les différentes catégories d’utilisateurs de réseau et l’équilibre entre terme fixe/capacitaire/proportion.

La décision de la CWaPE doit également clairement préciser les catégories de charges couvertes par les tarifs et leur définition. La répartition des charges entre termes fixes/capacitaires/proportionnels est une dimension essentielle de la méthodologie tarifaire, voire même de la politique énergétique wallonne, qui a été au centre des discussions au Parlement lors de l’adoption du Décret Tarifaire⁶³. Enfin, le projet de la CWaPE devrait prévoir que les grilles tarifaires peuvent être complétées par les TOC/Tarifs ID. Cette communication ainsi que les tables de conversion entre les tarifs actuels et le service catalogue ATRIAS/MIG6 nous semble essentielle pour la bonne information des fournisseurs. Par ailleurs, toutes les options de facturation disponibles actuellement ne se trouvent pas dans les nouvelles grilles tarifaires. Notamment en prélèvement électricité, par exemple, les tarifs suivants :

- T02 et T16 (50%)
- T15 (BT) et celui de la facturation de la pointe
- T33 et T39 avec exonération de la redevance de voirie pour les tarifs d’échange entre GRD

Les GRD doivent-ils considérer que ces options ne sont plus ouvertes ?

La méthodologie ne reprend pas explicitement la volonté de la CWaPE de supprimer les ristournes, volonté exprimée par la CWaPE lors de la présentation de la méthodologie le 31 mars 2017 (voir présentation, slide 54). ORES pratique les ristournes suivantes :

- Prélèvement Distribution et Transport : Prix plafond ;
- Prélèvement Distribution et Transport E1 – Coefficient de dégressivité
- Exonération de la taxe de voirie pour les bâtiments publics
- Convention de facturation 75% pour le transit entre GRD

Si la volonté de la CWaPE est de supprimer ces ristournes, la méthodologie tarifaire pourrait-elle prévoir explicitement cet aspect ?

En conséquence, la CWaPE doit compléter son Projet de Méthodologie Tarifaire avec des règles d'allocation des coûts aux catégories d'URD. Elle doit préciser les éléments pouvant figurer dans les grilles tarifaires et la suppression ou le maintien de certains tarifs ainsi que du principe de ristourne.

Article 61 – Il faut préciser le délai d'implémentation des tarifs par les fournisseurs

Le projet de la CWaPE stipule que l'entrée en vigueur des tarifs périodiques doit tenir compte d'un délai d'implémentation raisonnable pour les fournisseurs. La décision de la CWaPE devrait préciser ce qu'elle estime comme étant un délai raisonnable. En outre, ORES souligne qu'un change request devra être introduit en ATRIAS dans le mesure où les modifications nécessitent un développement non prévu initialement. Il convient donc également de tenir compte d'un délai raisonnable d'implémentation pour les GRD

- **EDORA**

Le secteur salue la volonté de la CWaPE d'améliorer la lisibilité des tarifs, de viser à la simplification des grilles tarifaires et le projet d'harmonisation (péréquation) de certains éléments.

En termes d'objectifs liés à la structure des tarifs périodiques, la CWaPE précise les objectifs suivants :

- Stabilité tarifaire
- Réflectivité des coûts par niveau de tension/groupe de client
- Simplification/transparence des grilles tarifaires
- Et introduction d'un tarif pour les soldes régulateurs

Il n'apparaît pas clairement si ces objectifs se surimposent aux objectifs décrets ou aux objectifs stratégiques de la CWaPE, ni si les objectifs d'intégration des productions décentralisées ou de promotion de la gestion de la demande sont aussi (ou pas) pris en compte (et comment).

Il n'est cependant pas possible, sans disposer de chiffres, d'évaluer l'intérêt / l'utilité de la structure tarifaire proposée pour les tarifs périodiques. Serait-il possible de disposer d'éléments qualitatifs, voire de ratios ?

Dans le cadre de l'évolution de la gestion des réseaux électriques vers une plus grande intégration des productions variables et décentralisées, l'enjeu principal est de mobiliser la flexibilité du système, sous toutes ses formes : au niveau de la production, de la consommation, et pour faire le lien entre les deux, du stockage.

Cette flexibilité répond aux signaux implicites et explicites.

Pour viser à un fonctionnement dynamique et le plus proche possible de l'état du marché, ce signal devrait au maximum être laissé au marché via la partie commodité de la facture (Dynamic pricing explicite).

Par ailleurs, afin d'améliorer l'efficacité du réseau de distribution, en ce compris dans le cadre d'une gestion des congestions locales, les GRD doivent se procurer cette flexibilité auprès des utilisateurs raccordés en distribution, en jouant tant sur la demande, que la production et le stockage. Ce 'sourcing' de flexibilité doit se faire, à terme, sur un marché (cela nécessitera la définition sur le marché de la flex de produits spécifiques pour les besoins locaux). En attendant la disponibilité de tels produits, le GRD doit se « sourcer » selon des règles transparentes, non discriminatoires, et 'market based'. C'est précisément ce que prévoit le projet de modification de la Directive Electricité prévue dans le Clean Energy Package, en son article 32.

La question de l'intégration (ou non) de signaux temporels dans les tarifs (implicite) est par ailleurs complexe. Idéalement, les signaux tarifaires devraient pouvoir refléter l'état du réseau, à tout moment (par exemple 'critical peak pricing'). Cette instantanéité n'est malheureusement pas encore matériellement possible (nécessite notamment compteurs intelligents/communicants).

Pour le surplus, les périodes de stress sur les réseaux ne sont pas nécessairement identiques aux périodes de stress ou abondance sur le marché de gros de la commodité. Comment les signaux économiques pour l'utilisation efficace des réseaux sont-ils rendus compatibles avec les signaux visant à inciter les consommateurs à consommer intelligemment lorsque les prix sur le marché de gros sont bas et inversement ?

Quelle que soit la finesse/le caractère pointu du signal tarifaire réseau qui serait mis en place aujourd'hui il restera donc, dans l'état actuel des choses, un signal 'statique' (blocs tarifaires), fixé ex-ante. Il ne parviendra, au mieux, qu'à capter une infime partie de la réponse. Au pire il pourrait mener à des comportements contre productifs (par exemple inciter à consommer à un mauvais moment).

Etant donné, cependant, l'importance respective du signal tarifaire au regard de la partie marché de la facture, il faudrait, idéalement, que le signal tarifaire incite, améliore la participation/réponse marché (effet levier), ou à tout le moins, à ce que celui-ci « n'empêche pas » la participation au marché en réponse à un pricing dynamique (ou une participation explicite via un intermédiaire). On pourrait à ce titre questionner l'utilité de maintenir le signal « jour-nuit » historique.

Il faudrait en résumé :

- **que les composantes 'réseau' et 'surcharges' de la facture ne puissent pas nuire au fonctionnement efficace du marché résultant de la dynamique offre/demande ;**
- **Envisager de supprimer les signaux tarifaires historiques qui pourraient entraver/donner un contre-signal temporel (exemple jour-nuit) – en étant particulièrement attentifs aux effets collatéraux de toute modification (comme déplacement de pics de consommations à des moments inadéquats, ou hausse de prix exagérée pour certains consommateurs) ;**
- **Inviter les GRD à se procurer la flexibilité nécessaire à la gestion des congestions locales via des mécanismes de marché via des procédures transparentes et non discriminatoires**

EDORA se réjouit de la volonté du projet de méthodologie de procéder à une simplification et plus grande uniformité des structures tarifaires. EDORA regrette cependant que la péréquation ne soit à ce stade envisagée que pour l'application des tarifs de transport (2019), et à terme pour les tarifs non périodiques (objectif 2023). Ne serait-ce pas possible de prévoir une péréquation progressive de l'ensemble des tarifs ?

Par ailleurs, les grilles tarifaires proposées contiennent toutes, dans leur partie basse, un cadre permettant aux GRD de préciser les « Modalités d'application et de facturation ».

Dans ce cadre, nous insistons tout particulièrement sur une uniformité totale dans les modalités d'application entre les GRD des grilles tarifaires, en adoptant un modèle de grille unique sans

interprétation possible ou en respectant le principe d'un *netcode* distinct par tarif.

▪ **Position de la CWaPE**

En ce qui concerne les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs de réseau, celles-ci sont actuellement définies à travers les dispositions suivantes du projet de méthodologie :

- l'article 59, 1°, qui précise que « les tarifs sont établis en veillant à assurer une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution ». Cette stabilité s'entend au niveau du coût global que représente la distribution d'énergie pour un utilisateur de réseau, mais s'entend aussi au niveau de l'équilibre des termes capacitaire/fixe/proportionnel qui composent ce coût global.
- les articles 65, §§ 2 et 3, et 81, §§ 2 et 3, qui prévoient des règles plus précises d'allocation des coûts en ce qui concerne les charges nettes liées aux obligations de service public imposées au gestionnaires de réseau de distribution.

L'article 59 de la méthodologie renvoie en outre à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire qui prévoit que les tarifs (et, par conséquent, l'allocation des coûts en amont) doivent réaliser au mieux les équilibres suivants :

« a) ils sont transparents, non discriminatoires et proportionnés;

b) ils reflètent la structure des coûts de réseaux et traduisent une allocation équitable et transparente des services offerts par le réseau à l'ensemble des utilisateurs de réseaux tenant compte des évolutions technologiques telles que le stockage et du développement de la production décentralisée;

c) ils favorisent le développement et un dimensionnement optimal des infrastructures de réseaux et incitent à l'utilisation optimale de leurs capacités par leurs utilisateurs;

d) ils favorisent la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ainsi que l'efficacité énergétique et promeuvent la gestion active de la demande ».

A la demande des gestionnaires de réseaux de distribution, la CWaPE apporte une précision supplémentaire quant à la manière dont le revenu autorisé doit être imputé aux différents niveaux de tension (pour l'électricité) ou catégories tarifaires (pour le gaz). Il s'agit de l'application du principe général de « réflectivité des coûts » (voir la modification de l'article 5, ci-dessous).

La CWaPE n'est toutefois pas en mesure de donner une suite favorable à la demande de certains GRD de prévoir de règles d'allocation des coûts plus précises encore dans la méthodologie. La ventilation du revenu autorisé ne s'opère en effet pas globalement, mais bien sur les éléments composant le revenu autorisé du GRD. L'imputation de ces éléments peut donc être réalisée directement, pour des éléments qui peuvent être identifiés comme imputables à un niveau de tension ou une catégorie tarifaire en particulier, ou indirectement, sur base de clés de répartitions, lorsqu'il s'agit de coûts plus généraux. Il est donc impossible pour la CWaPE d'être plus précise quant à la détermination de ces règles.

En ce qui concerne les catégories de charges devant être couvertes par les différents tarifs, l'article 59, 2°, de la méthodologie tarifaire précise que « *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* ».

Pour l'électricité, l'article 65, § 2 et § 3, identifie ensuite les charges qui sont couvertes par le tarif

pour les obligations de service public ainsi que les règles d'imputation de ces charges entre les différents niveaux de tension. L'article 66 identifie précisément les charges qui sont couvertes par le tarif pour les surcharges et l'article 67 précise, quant à lui, les charges couvertes par le tarif pour les soldes régulatoires. La lecture combinée des articles 59, 65, 66 et 67 donne donc les indications sur la manière dont les charges sont couvertes par les différents tarifs périodiques, le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution couvrant par déduction les charges n'étant pas déjà couvertes par les autres tarifs.

Pour le gaz ce sont les articles 81, 82 et 83 qui apportent ces précisions. La combinaison avec l'article 59 permet de déduire que les charges qui ne sont pas affectées au tarif pour les obligations de service public, au tarif pour les surcharges ou au tarif pour les soldes régulatoires et qui font partie du revenu autorisé du gestionnaire de réseau sont donc affectées au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

En ce qui concerne l'évolution des volumes de consommation, la CWaPE considère que ce sont les gestionnaires de réseau de distribution qui sont les plus à même de constater l'évolution de ces volumes sur leur propre réseau. Les hypothèses prises par les GRD quant à l'évolution future des volumes de consommation devront tenir compte des constatations observées sur les dernières réalités.

La CWaPE rappelle que, conformément aux directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE ainsi qu'au décret tarifaire, le régulateur fixe la méthodologie tarifaire et approuve, sur la base de celle-ci, les tarifs proposés par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce n'est donc pas à la CWaPE de définir un ensemble de règles strictes et contraignantes pour l'établissement des tarifs de distribution, mais bien aux GRD à formuler une proposition tarifaire cohérente et justifiée, sans quoi la CWaPE s'investirait de la compétence de fixer unilatéralement les tarifs.

Concernant le délai d'implémentation des nouveaux tarifs périodiques, la structure des grilles tarifaires est fixée définitivement en même temps que la version finale de la méthodologie tarifaire, c'est-à-dire en juillet 2017. La structure de ces nouvelles grilles tarifaires ne devra être appliquée qu'à partir du 1^{er} janvier 2019, ce qui laisse par conséquent un délai raisonnable d'implémentation de minimum 17 mois aux GRD et aux fournisseurs. Par ailleurs, le tarif prosumer entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020, ce qui laisse une année supplémentaire pour son implémentation dans les systèmes informatiques des acteurs concernés. Les montants associés aux différents tarifs seront, quant à eux, connus au plus tôt le 30 novembre 2018 (dans le cas où la proposition de revenu autorisé est approuvée pour le 31 mai 2018), ce qui laisse un délai d'un mois aux GRD et fournisseurs avant leur entrée en vigueur. Le travail d'implémentation des valeurs tarifaires est moins conséquent que celui lié à un changement de structure. Ici aussi, le délai semble suffisant et est plus important que par le passé (les tarifs étaient généralement approuvés dans la seconde moitié du mois de décembre).

Afin de donner une indication aux fournisseurs quant à l'évolution future des tarifs de distribution, la CWaPE propose de communiquer, au travers des décisions d'approbation des propositions de revenu autorisé des différents GRD, le montant agrégé du revenu autorisé approuvé de chaque année de la période régulatoire ainsi que le pourcentage d'évolution du revenu 2019 par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base pour le calcul des tarifs de l'année 2017. Cette indication devra toutefois être interprétée avec la plus grande précaution puisque la CWaPE n'aura encore aucune information quant à l'imputation de ce revenu autorisé aux différents niveaux de tension ou catégories tarifaires. Il est également important de préciser que le revenu autorisé est couvert à la fois par des tarifs périodiques et non-périodiques, et qu'au sein des tarifs périodiques, on distingue encore les tarifs pour le prélèvement de ceux liés à l'injection.

La CWaPE reconnaît l'existence de conventions de collaboration entre les gestionnaires de réseau de distribution et considère ces accords comme des éléments favorables au bon fonctionnement du marché. D'un point de vue tarifaire, ces conventions traitent notamment des modalités de facturation des coûts de réseau entre GRD en cas d'échange d'énergie entre réseaux de distribution,

ce qui est communément appelé le « transit ». Dans les faits, il appert que ce transit est facturé à hauteur de 75% des tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution, principe non contesté par la CWaPE dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2019-2023. L'article 60 est complété en ce sens.

Par ailleurs, les objectifs liés à la structure des tarifs sont propres à l'établissement de ceux-ci et leur principes pour la période 2019-2023, et ne viennent pas contredire les objectifs stratégiques de la CWaPE et ni les principes du décret.

Enfin, quant à l'introduction d'une forme de dynamisme dans les structures tarifaires et à la révision des plages horaires existantes, la CWaPE se proposera d'investiguer ces solutions, entre autres à la lumière des possibilités offertes par les premiers compteurs communicants lors de l'élaboration de la méthodologie applicable à partir de 2024.

Finalement, la CWaPE considère effectivement que le gestionnaire de réseau de distribution devrait logiquement se procurer la flexibilité nécessaire via des mécanismes de marché, mais cet élément ne sera pas plus développé et est hors contexte dans le cadre de la présente consultation.

▪ **Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire**

- **Article 5. §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.*
- **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.*

3.1.2. Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

3.1.2.1. Niveaux de tension

- RESA

Article 62 : comment traiter les exceptions du passé par rapport à ces définitions ?

Que deviennent les tarifs d'échange ?

- Position de la CWaPE

L'article 62 de la méthodologie tarifaire précise que 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. Force est de constater que dans la pratique, des URD, bien que raccordés à un niveau de tension, sont « tarifairement » assimilés à un autre niveau de tension. Ces exceptions ont été mises en place afin de ne pas impacter négativement des URD qui, suite à des modifications apportées par le GRD à son réseau postérieurement au raccordement de l'URD, se voyaient appliquer des tarifs de distribution différents que précédemment. Pour l'application des tarifs de réseau, ces URD restent donc assimilés au niveau de tension auquel ils ont été initialement raccordés.

- Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire

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 ;**
[...]

3.1.2.2. Tarifs de prélèvement

3.1.2.3. Termes capacitaire/fixe/proportionnel

- EDORA

Dans l'analyse de la proposition de grille tarifaire, on note l'introduction de termes fixe, capacitaire et volumétriques.

En l'état actuel (sans chiffres), il est impossible de juger de la pertinence de la proposition, et de son utilité en termes d'incitation à l'utilisation plus efficace du réseau. Quel sera en effet la hauteur respective des signaux capacitaires et volumétriques, et pour quel objectif ?

Le terme fixe n'a aucun intérêt en termes de signal pour l'utilisateur final.

Le terme capacitaire peut avoir pour effet de l'inciter à diminuer sa pointe de consommation, mais sans garantie que cela sera fait aux moments opportuns, ni que cela visera à diminuer sa

consommation totale. Cela risque de surcroît de priver le réseau, le cas échéant, de la possibilité d'utiliser des pointes de consommation utiles (en cas de surcharge du réseau).

Il semble donc qu'en termes d'utilité pour inciter à l'utilisation efficace/intelligente des réseaux, il soit important de veiller au meilleur équilibre entre le signal capacitaire et volumétrique, et de s'assurer, en tout état de cause, d'un signal volumétrique suffisant. EDORA souhaite travailler avec l'ensemble des GRD, URDs, producteurs, fournisseurs, FSP à l'élaboration d'un tel modèle.

3.1.2.3.1. Terme capacitaire

- Ores

Article 64, § 2a) - Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution en électricité : le terme capacitaire doit être reconsidéré.

ORES avait souligné lors de la réunion du groupe de travail du 2 février 2017 que cette mesure allait générer une recette beaucoup moins prévisible pour les GRD qu'auparavant. Pour calculer le tarif, ORES devra se baser sur une puissance maximale mensuelle résultant de la moyenne des puissances maximales mensuelles mesurées historiquement. La nouvelle méthode de tarification a pour but d'inciter à une meilleure gestion (et donc une réduction) des pointes maximales mensuelles. Les pointes historiques risquent donc d'être surestimées. Il conviendra d'intégrer un facteur de correction pour tenir compte de cet effet sous peine de générer un actif régulateur important dans le chef du GRD. En outre, la CWaPE indique qu'il s'agit de la pointe maximale mesurée pendant les heures de pointes. La CWaPE peut-elle préciser ce qu'elle entend par les heures de pointes, s'agit-il des heures pleines ? ORES souligne également que l'impact de l'implémentation de ce tarif au niveau d'ATRIAS doit encore être étudié.

ORES rappelle qu'il est indispensable de préparer dès maintenant l'intégration de nouvelles charges électriques (véhicules électriques, pompes à chaleur, croissance du photovoltaïque) dans le réseau. Sans une approche tarifaire adéquate, l'arrivée de ces nouvelles charges électriques risque d'accroître sensiblement le gridfee du client final. ORES est convaincue que cette augmentation n'est pas inéluctable et a présenté à la CWaPE, en date du 14 février 2017, une vision tarifaire à long terme en la matière. ORES soutient une évolution fondamentale des tarifs vers des tarifs incitatifs et reflétant les coûts engendrés chez le GRD. La proposition d'ORES prévoit, pour la période 2019-2023, un terme fixe accru pour l'ensemble de la clientèle basse tension, terme fixe permettant de faire contribuer déjà partiellement les prosumers. L'approche présente le gros avantage d'être non discriminatoire et compatible avec l'étape ultérieure de la vision exprimée, vision également compatible avec la transition vers un compteur intelligent. ORES a compris que la CWaPE n'est pas favorable à la vision présentée par ORES dans sa phase 2019-2023. Celle-ci est pourtant toujours possible dans le cadre du présent projet qui ne définit en rien ce que sont les équilibres entre les termes fixes/capacitaires/proportionnels des tarifs.

le Projet de Méthodologie Tarifaire devrait préciser les catégories de charges qui peuvent être reprises sous les termes fixes/capacitaires/proportionnels. ORES demande aussi à la CWaPE de reconsidérer son projet de tarif capacitaire.

- UVCW

Le projet de méthodologie tarifaire introduit un tarif capacitaire. Cette évolution est indispensable au financement soutenable et équitable des réseaux de distribution par l'ensemble des utilisateurs. Ce

terme capacitaire s'applique :

- aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée et qui sont raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT ou T-BT. Dans ce cas, le tarif est applicable à la puissance maximale mesurée mensuellement pendant les heures de pointe ;
- aux prosumers dont la puissance de raccordement est inférieure ou égale à 10 kVA. Dans ce cas, le tarif est applicable à la puissance nette développable de l'installation.

Nous attirons l'attention de la CWaPE sur le fait que sur une bonne partie du territoire wallon (notamment sur le réseau d'Ores), l'éclairage public est raccordé au niveau T-BT. Généralement, dans la situation actuelle, sa consommation ne fait pas l'objet d'une mesure de la pointe quart-horaire mais est facturée forfaitairement sur base des puissances installées et du nombre d'heures de fonctionnement.

L'éclairage public constitue un service à la collectivité dont le coût est supporté par les villes et communes. ***L'Union des Villes et Communes de Wallonie s'oppose à toute augmentation de son coût et demande dès lors à la CWaPE de vérifier que la présente mesure n'impactera pas le coût de l'éclairage public à charge des villes et communes.***

▪ **FEBELIEC**

Concernant les tarifs de prélèvement, Febeliec constate que la CWaPE propose un terme capacitaire pour T-MT, MT ou T-BT qui est applicable à la puissance maximale, mesurée mensuellement⁸¹ pendant les heures de pointe. Ceci nécessite selon Febeliec un compteur AMR qui peut faire la distinction entre la pointe à différents moments (heures), ce qui n'est pas possible avec un MMR. De plus, Febeliec se demande pourquoi cette approche n'est pas appliquée pour les utilisateurs de réseau raccordé en BT (bien que cela nécessite la disposition d'un compteur intelligent) et quelle approche sera donc appliquée pour ces utilisateurs. De plus, pour une question de réfectivité de coûts, les utilisateurs de réseau T-MT, MT et T-BT devraient avoir un terme proportionnel qui tient compte du fait qu'une partie des coûts de réseau pour leur niveau de tension est déjà répercutée dans le terme capacitaire. Il faudrait ainsi prévoir la possibilité de limiter le tarif de prélèvement pour des utilisateurs ayant de fortes pointes de puissance mais très peu de consommation.

Febeliec demande aussi que la CWaPE précise ce qu'elle entend par « heures de pointe » et si elle voit ceci comme une période statique (de x à y heures chaque journée, avec ou sans différenciation entre jours ouvrable et jours non-ouvrables ?) ou bien une période variable (en fonction de la pointe synchrone du système (du gestionnaire de réseau?) ou de la pointe asynchrone du consommateur) et avec une péréquation ou non sur toute la zone d'un gestionnaire de réseau/la Région Wallonne ou différencié selon les conditions du réseau. Il est important de donner une définition claire aux différents concepts utilisés.

Concernant l'application d'une tarification sur base de pointes mensuelles en termes de capacité, Febeliec demande à la CWaPE de mettre en place un mécanisme similaire à celui appliqué par Elia sur le réseau de transport et transport local avec l'application de la 11^{ième} pointe mensuelle au lieu de la première pointe comme porteur tarifaire. Ceci permet entre autres à des consommateurs avec une production locale (qui peut observer des problèmes et donc mener à une pointe ponctuelle au moment d'un déclenchement pour raison technique) ou des pointes de consommation très peu fréquentes (par exemple lié à des tests) de soulager l'impact d'un tel tarif, sans que ceci n'influence pour autant fortement le dimensionnement du réseau ni l'effet sur les autres consommateurs. Concernant le tarif prosumer, Febeliec renvoie à ses commentaires ci-dessus à ce sujet.

⁸¹ Febeliec considère ceci comme une nouvelle pointe applicable comme base tarifaire par mois et non seulement un point de mesure par mois pour application d'un tarif annuel

- **RESA**

Article 64 §2 : le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs qui sont raccordés aux niveaux T_MT, MT et T-BT. Or, nous avons des points (73 points) dont nous mesurons la pointe en BT et dont nous facturons la puissance sur base des règles définies actuellement. Le tarif 940 a, par ailleurs, expressément été prévu pour facturer ces points. Sur base de cet article, le tarif ne s'appliquera pas à ces points. Lier "Mesure de la puissance" et niveau de tension, a-t-il un sens ?

Article 64 : pour le terme capacitaire,

On ne parle plus de puissance souscrite (moyenne sur 12 mois) mais de la puissance maximale mesurée mensuellement pendant les heures de pointe.

- S'agit-il d'heures de pointe ou d'heures pleines ?
- Cette mesure a un impact sur ATRIAS. Voir ANNEXE 4 confidentielle.
- Il n'y a plus de prix plafond qui permet de limiter cette partie du montant facturé lorsque la consommation est faible pour une puissance importante. Cette suppression va avoir des impacts importants sur certains URD.
- Cette mesure va générer une variabilité du revenu mensuel mais aussi d'une année à l'autre en fonction de la consommation de client. La prédictibilité des données dans le cadre des propositions tarifaires sera aussi fortement affectée.
- Idem pour article 131 (transport).

Nous pensons que la tarification devrait évoluer vers une tarification qui pousse le client à optimiser sa consommation, ce qui signifie augmenter le ratio entre l'énergie prélevée et la puissance maximale, tout en minimisant le risque au niveau de la facturation. Le régime « ex-ante » est une solution. Il s'agit pour le client, avec évidemment son fournisseur, de souscrire à une puissance en début d'année. Cette puissance, tant qu'elle n'est pas dépassée, fait l'objet d'une facturation au tarif de base. Si toutefois le client venait à dépasser ponctuellement cette souscription, la puissance prélevée au-delà de la souscription serait facturée à un tarif supérieur. Le foisonnement en MT (de l'ordre de 0,8 aujourd'hui) devrait permettre cette tolérance au niveau du réseau pour autant que les dépassements restent peu fréquents. Du côté du client, cela permet l'un ou l'autre aléa technique au niveau de l'installation de gestion de la charge. Par contre, si les dépassements deviennent fréquents, le poids dans la facture (tarif de puissance complémentaire) nécessitera une adaptation de la puissance souscrite pour l'année suivante. Ce mécanisme de souscription annuelle permet au GRD d'avoir une estimation des charges dans son réseau. Du côté du client, cela lui permet d'envisager des investissements dans la gestion de l'énergie en vue d'optimiser sa consommation et ainsi sa facture avec un risque financier minimisé. Il est évident que ce régime est plus lourd à gérer pour l'ensemble des acteurs mais entraîne, de la part du client et de son fournisseur, une grande responsabilisation par rapport à sa manière de consommer.

Avantages :

- Pour le client :
 - Il peut optimiser sa facture en calculant au mieux la souscription par rapport à sa consommation/ses pointes mensuelles ;
 - Il peut aussi envisager de gérer sa consommation (courbe de charge) et améliorer l'optimum, sans être pénalisé au moindre raté du système de gestion ;
- Pour le GRD :
 - Le revenu est plus stable car couvert en partie par une souscription connue ex-ante ;
- Global :
 - Il incite chaque client à une optimisation du rapport énergie/puissance.

Inconvénients :

- Le client ou son fournisseur doit définir la souscription annuelle. Une erreur de souscription conduira à une facture non optimale. Il faut un accord Fournisseur/client sur la souscription pour éviter les litiges ultérieurs.
- Cette donnée devra être introduite dans l'informatique (ATRIAS).
- Pour pallier en partie l'inconvénient de la souscription annuelle, on pourrait introduire une formule qui détermine la souscription sur base des puissances maximales des 12 derniers mois. Cette valeur serait appliquée à défaut de souscription du client ou de son fournisseur. Si le client souhaite déterminer son optimum, c'est cette valeur qui sera utilisée.

▪ EDORA

Pour les utilisateurs de réseau avec mesure de pointe, le terme capacitaire sera appliqué ex-post en fonction de la pointe mensuelle de puissance mesurée pendant les heures de pointe.

Est-il prévu de mettre ne place un régime d'exception en cas de circonstances exceptionnelles ? En effet, les utilisateurs, tout comme les GRD, peuvent subir des situations qui sortent de leur contrôle, et justifieraient un régime d'exception, telles que :

- Des incidents ou maintenances sur l'une ou l'autre partie du réseau, qui aurait des répercussions sur un point d'accès ;
- Des augmentations de la demande (ou diminutions de l'injection) suite à l'activation de services auxiliaires ;
- De la gestion de congestion (ou un délestage...);
- ...

Une autre piste serait de ne pas prendre LA pointe mensuelle unique, mais une moyenne des x pointes mensuelles, ou prendre la x^e pointe par exemple.

▪ INTER-REGIES

Comme déjà indiqué à plusieurs reprises, les tarifs GRD doivent progressivement évoluer vers des termes fixes et capacitaires plus importants. Cela répond d'ailleurs à l'art. 4 § 2 5° b et c du Décret tarifaire qui stipule que les tarifs doivent refléter la structure des coûts de réseau et favoriser le développement optimal des infrastructures de réseau.

A ce stade, il n'est pas encore clair quelle sera la répartition admise par la CWaPE dans les tarifs entre les termes fixes, proportionnels et capacitaires pour les différents niveaux de tension.

▪ REW

Article 64 : L'article 64 §2 a) limite le terme capacitaire aux seuls utilisateurs de réseaux raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT ou T-BT. Cette disposition est contraire aux dispositions du décret plus spécifiquement à l'art 4 §2 5° a) qui imposent que les tarifs soient transparents, non discriminatoires et proportionnés.

La CWaPE ne pourrait prétendre les en exclure sous le prétexte qu'une mesure de la pointe est nécessaire alors qu'elle introduit au travers du seul projet spécifique le compteur communicant pour lesquels la mesure de pointe fait partie des spécifications minimum recommandé au travers de la norme DLMS-cosem.



▪ Position de la CWaPE

En réponse à la demande des GRD de pouvoir conserver un terme capacitaire pour les URD raccordés au réseau de distribution basse tension, pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée, la CWaPE apporte une réponse favorable et modifie l'article 64 en ce sens. La possibilité d'appliquer le terme capacitaire aux URD de la basse tension est toutefois limitée aux raccordements supérieurs à 56kVA. Cette précaution est prise car la CWaPE n'envisage pas pour l'instant d'appliquer un terme capacitaire à des URD résidentiels. Le déploiement des compteurs intelligents au cours de la période régulatoire 2019-2023 pourrait toutefois conduire à cette situation puisque ces compteurs permettent une mesure de la pointe. La CWaPE considère que le terme ne pourra être appliqué aux URD résidentiels que lorsque ces utilisateurs du réseau seront capables de mesurer leur puissance de prélèvement de manière fine et d'agir en fonction sans intervention physique du gestionnaire de réseau. Il ne semble donc pas opportun pour le régulateur d'en prévoir l'application avant une forte présence de compteurs communicants sur le réseau.

Les acteurs de marché ont communiqué leurs craintes quant à la mise en place d'un tarif capacitaire qui soit basé uniquement sur la pointe mesurée durant le mois de facturation. Cette proposition de la CWaPE avait pour objectif d'inciter les URD à réduire leur pointe de puissance, mais a pour inconvénient d'apporter potentiellement plus de variabilité dans les factures des URD, et par conséquent, dans les recettes des GRD. Afin d'atténuer cet effet, la CWaPE propose de combiner un terme capacitaire basé sur la pointe historique (analogue à ce qui est réalisé dans les périodes réglementaires précédentes) et un terme capacitaire basé sur la pointe du mois de facturation. Les proportions à respecter entre ces deux tarifs sont de l'ordre de 75% pour la pointe historique et 25% pour la pointe du mois.

Les GRD ont fait part de leur souhait de voir évoluer les tarifs pour le prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution vers plus de capacitaire. La CWaPE peut répondre favorablement à cette demande mais restreint toutefois sa mise en œuvre aux niveaux de tension T-MT et MT. La CWaPE veillera également, lors de son contrôle en vue de l'approbation des propositions tarifaires des GRD, à ce que l'évolution des proportions entre terme capacitaire, terme fixe et terme proportionnel soit raisonnable.

La CWaPE est favorable à la demande de FEBELIEC de prendre en compte pour la facturation du terme de puissance la 11^{ème} plus haute pointe mesurée durant le mois, au lieu de la pointe maximale. Cette mesure est conforme à la pratique d'ELIA et comporte divers avantages comme l'effacement des premières pointes de puissance qui peuvent être dues, chez les URD avec des productions locales, à des problèmes techniques provoquant le déclenchement de ces productions (ayant pour conséquence immédiate une hausse importante des prélèvements sur le réseau). Cette mesure permet également d'éviter la facturation d'éventuelles erreurs de comptage et réduit, pour les URD qui réalisent ponctuellement de fortes pointes de puissance, l'impact du terme capacitaire. Cette mesure doit être analysée au regard de la suppression des prix plafond décrite plus loin dans ce document. La sélection de la 11^{ème} plus haute pointe de puissance du mois pour la facturation n'est toutefois possible que pour les URD ayant une courbe de charge mesurée (compteur AMR). Pour les URD ayant une courbe de charge calculée (compteur MMR), c'est donc la pointe maximale mesurée durant le mois qui sera utilisée, comme précédemment.

Que la courbe de charge de l'URD soit mesurée ou calculée, seules les pointes de puissance réalisées durant les heures de pointe sont prises en compte pour la détermination de la pointe de puissance à facturer. Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit définir, dans les modalités d'application et de facturation de sa grille tarifaire, les heures de pointes qui sont en vigueur sur la zone géographique qu'il dessert. Ces modalités sont soumises à l'approbation de la CWaPE au même titre que les tarifs périodiques à proprement parler. Les heures de pointes, utilisées pour la facturation des pointes de puissance, peuvent différer des heures pleines utilisées pour la

facturation du terme proportionnel (tarif d'utilisation du réseau de distribution). La cohérence dans la définition de ces plages horaires sera analysée par la CWaPE qui pourra, le cas échéant, demander au GRD de modifier les plages horaires proposées.

En ce qui concerne la prise en compte des alimentations de secours, la CWaPE complète l'article 64 en précisant que le terme capacitaire ne s'applique pas à ces alimentations.

- **Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire**

Article 64, §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 :

- 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. Le tarif pour la pointe historique vaut pour 75% du terme capacitaire a).***
- 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).***

Pour les utilisateurs de réseaux avec une courbe de charge mesurée, la pointe de puissance à facturer est égale à la 11^{ème} plus haute pointe de puissance mesurée pendant les heures de pointe du mois. Pour les utilisateurs de réseaux avec une courbe de charge calculée, la pointe de puissance à facturer est égale à la pointe de puissance maximale mesurée pendant les heures de pointe du mois.

Les gestionnaires de réseau de distribution définissent et publient les heures de pointe applicables sur leur zone géographique en fonction de la fréquence du relevé de compteur de l'utilisateur de réseau dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires. Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours.

[...]

3.1.2.3.2. Terme fixe

- **ORES**

Article 64, §3 – Le terme fixe du tarif pour l'utilisation du réseau en électricité doit dépendre du type de compteur.

En électricité, selon les tarifs tels qu'ils sont constitués actuellement, seul le tarif mesure et comptage est exprimé sous la forme d'un terme fixe en EUR/an. Il s'agit cependant d'un terme fixe qui varie en fonction du type de compteur et non pas en fonction du niveau de tension. Les URD appartenant au même niveau de tension ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur (AMR/MMR/YMR). ORES propose de restaurer la dimension type de compteur pour le

terme fixe dans les grilles tarifaires proposées par la CWaPE.

Comme souligné ci-dessus, le Projet de Méthodologie Tarifaire devrait en outre préciser les catégories de charges qui peuvent être reprises sous les termes fixes/capacitaires/proportionnels.

▪ Position de la CWaPE

Dans un souci de simplification et d'amélioration de la lisibilité des grilles tarifaires, la CWaPE souhaite qu'il n'y ait plus qu'un seul terme fixe par niveau de tension, et ce quel que soit le type de compteur installé chez l'URD. Pour l'électricité, ce terme fixe remplace donc l'ancien tarif pour l'activité de mesure et comptage. A défaut de pouvoir avoir un impact avéré sur un comportement plus vertueux de l'URD basse tension, la CWaPE prône une stabilité du terme fixe et son maintien dans les proportions actuelles, c'est-à-dire pour la grande majorité des cas, le montant du tarif pour l'activité de mesure et comptage associé à un compteur de type YMR. Les coûts associés à l'activité de relève et comptage qui ne seraient pas couverts par le terme fixe peuvent être couverts par le terme capacitaire ou le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

2.3.2.1.1. Terme proportionnel

▪ ORES

Article 64, §4 – Le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau en électricité

A nouveau, la remarque formulée ci-dessus est également d'application : la méthodologie tarifaire devrait préciser les catégories de charges qui peuvent être reprises sous les termes fixes/capacitaires/proportionnels. Le terme proportionnel couvre-t-il les tarifs actuels qui correspondent aux pertes en réseau, gestion système ainsi que la surcharge pour les pensions complémentaires non capitalisées ? Peut-il couvrir d'autres aspects ? Actuellement ces tarifs ne sont pas différenciés en fonction des périodes tarifaires. Est-ce bien l'intention de la CWaPE d'introduire cette différenciation ? Cette différenciation est-elle obligatoire, sur quelle base doit-elle être réalisée ? ORES n'applique pas de tarif proportionnel au groupe de clients TransMT. Sur base du projet de la CWaPE, ORES peut-elle appliquer un tarif nul comme c'est le cas actuellement ? La décision de la CWaPE devrait préciser ces différents aspects.

ORES demande également que, pour assurer la transparence de la facture et si la CWaPE maintient sa position selon laquelle ces charges sont non-contrôlables dans le chef des GRD, que la surcharge pour les pensions complémentaires capitalisées soit reprise séparément des autres tarifs.

En conséquence, la CWaPE doit compléter son Projet de Méthodologie Tarifaire sur le terme proportionnel.

▪ Position de la CWaPE

En réponse aux remarques formulées par divers acteurs de marché, et afin de conserver une

continuité par rapport aux pratiques actuelles, la CWaPE prévoit désormais la possibilité, pour chaque niveau de tension, d'avoir un terme proportionnel pour les URD avec mesure de pointe et un terme proportionnel pour les URD sans mesure de pointe.

La CWaPE reprend ci-dessous les réponses aux questions très précises posées par ORES :

- Le terme proportionnel couvre-t-il les tarifs actuels qui correspondent aux pertes en réseau, gestion système ainsi que la surcharge pour les pensions complémentaires non capitalisées ?
 - Position de la CWaPE : oui, l'objectif de la CWaPE est de réduire le nombre de tarifs afin de simplifier les grilles tarifaires. Ces différents tarifs proportionnels sont donc regroupés en un seul.
- Peut-il couvrir d'autres aspects ?
 - Position de la CWaPE : oui, par exemple les charges liées à l'activité de mesure et comptage qui ne seraient pas couvertes par le terme fixe.
- Actuellement ces tarifs ne sont pas différenciés en fonction des périodes tarifaires. Est-ce bien l'intention de la CWaPE d'introduire cette différenciation? Cette différenciation est-elle obligatoire, sur quelle base doit-elle être réalisée ?
 - Position de la CWaPE : la création de cette différenciation en fonction des périodes tarifaires est la conséquence directe du regroupement des tarifs proportionnels en un seul tarif, ce dernier devant être différencié en fonction des périodes tarifaires de manière à inciter les URD à consommer en dehors des heures pendant lesquelles le réseau est fortement sollicité. Augmenter le poids du tarif proportionnel qui est différencié en fonction des périodes tarifaires aura pour effet de renforcer l'incitant pour les URD à adapter leur comportement de consommation en fonction des signaux prix donnés.
- ORES n'applique pas de tarif proportionnel au groupe de clients TransMT. Sur base du projet de la CWaPE, ORES peut-elle appliquer un tarif nul comme c'est le cas actuellement ?
 - Position de la CWaPE : oui

▪ Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire

Article 64, §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.*

3.1.2.4. Les tarifs relatifs aux Obligations de Service Public

- **ORES**

Article 65, §1^{er} – Le tarif pour les OSP

ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait qu'imputer les frais d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique aux niveaux de tension en amont de la basse tension constitue une rupture par rapport à la pratique du passé où tous les coûts d'OSP étaient imputés à la basse tension. Cela va avoir pour effet d'augmenter les tarifs de ces groupes de clients. Comme pour les autres coûts, la méthodologie tarifaire doit préciser les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau (conformément à ce que prévoit l'article 3, §1^{er}, 3°, du Décret Tarifaire). En bonne gouvernance, cette décision ne peut pas être laissée aux GRD

- **UVCW**

Le projet de méthodologie tarifaire prévoit que pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, le tarif OSP couvre les charges nettes liées à l'obligation de service public imposée aux GRD en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public.

Comme évoqué ci-dessus, une très grande partie de l'éclairage public en Wallonie est raccordée au réseau T-BT. Si l'application de l'OSP éclairage public au tarif T-BT constitue une nouveauté apportée par le projet de méthodologie tarifaire, elle va impacter à la hausse le coût de l'éclairage public, ce à quoi l'UVCW s'oppose. Cette question a été soulevée par l'UVCW lors de l'audition publique du 4 mai 2017 et la réponse apportée par la CWaPE est que cette mesure existe déjà aujourd'hui. **L'Union des Villes et Communes de Wallonie demande dès lors à la CWaPE de vérifier que le projet de méthodologie tarifaire n'aura pas d'impact sur le coût de l'éclairage public.**

- **Position de la CWaPE**

Le tarif pour les obligations de service public s'applique à l'ensemble des utilisateurs de réseau de distribution. Il n'y a pas d'exception prévue lorsque l'EAN de prélèvement est relatif à de l'éclairage public. L'article 65, §§2 et 3 précise les charges qui sont couvertes par les différents niveaux de tension. Ces précisions ont été formalisées par la CWaPE dans le texte de la méthodologie tarifaire 2019-2023 mais ne sont que le reflet de pratiques déjà observées lors des périodes réglementaires précédentes, à l'exception des secteurs d'ORES Assets qui ont des « tarifs des obligations de service public » nuls pour les niveaux de tension autres que la basse tension.

Concernant l'impact sur le coût de l'éclairage public, la CWaPE ne peut aujourd'hui apporter une réponse à cette question, en ce sens que les tarifs applicables ne seront connus que fin 2018.

3.1.2.5. Les tarifs relatifs aux surcharges

▪ Position de la CWaPE

Le tarif pour les surcharges s'applique également à l'ensemble des utilisateurs de réseau de distribution. Les exonérations relatives au paiement de la redevance de voirie sont prévues par l'article 20 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et l'article 20 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ainsi que par l'arrêté du Gouvernement wallon du 28 novembre 2002 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau électrique et par l'arrêté du Gouvernement wallon du 15 juillet 2010 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau gazier. La méthodologie tarifaire de la CWaPE n'entrave en rien la bonne application de ces dispositions légales. Par ailleurs, les modèles de rapport relatifs aux propositions tarifaires des gestionnaires de réseau ont été adaptés afin de déduire ces montants exonérés des recettes attendues.

3.1.2.6. Autres remarques portant sur les grilles tarifaires de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution

▪ Position de la CWaPE

Les grilles tarifaires prévoient la possibilité pour les GRD de mentionner les codes EDIEL relatifs à chaque tarif. Certains codes sont déjà renseignés à titre informatif sur la base des grilles tarifaires applicables à l'année 2017, mais ceux-ci peuvent être modifiés. Les grilles tarifaires ont été adaptées de manière à laisser la possibilité pour les GRD d'ajouter un « code tarif » au-dessus de chaque colonne.

La CWaPE souhaite mettre fin aux « prix plafond », également appelés « prix max », pratiqués par certains GRD, aussi bien dans les grilles tarifaires relatives au prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution que dans les grilles tarifaires relatives à la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Ces « prix plafond » permettraient aux URD avec de fortes pointes de puissance de ne pas payer le tarif capacitaire en cas de faible consommation. En effet, ce prix plafond, exprimé en €/kWh, et appliqué aux kWh consommés durant des heures pleines, est facturé en lieu et place du tarif capacitaire s'il apparaît que ce dernier, multiplié par la pointe de puissance mesurée sur le réseau au cours des 12 derniers mois, génère un coût supérieur au prix plafond. Cette mesure était donc particulièrement avantageuse pour les entreprises qui font de fortes pointes de puissance de manière ponctuelle mais qui, sur base mensuelle, consomment peu de kWh. Toutefois, ces entreprises, si elles réalisent leur pointe de puissance pendant les heures où le réseau est déjà fortement sollicité par les autres URD du prélèvement, nécessitent que le réseau de distribution soit dimensionné pour permettre ces pointes de puissance. Il paraît donc juste que les coûts du surdimensionnement du réseau pour la réalisation de ces quelques pointes soit à charge des URD qui les occasionnent.

L'impact de la suppression des « prix plafond » doit être analysé au regard des autres mesures prises par la CWaPE pour faire évoluer l'application du terme capacitaire, à savoir :

- Incitation des GRD à définir des heures de pointes pendant lesquelles les pointes de puissance seront prises en considération pour la facturation. Cela signifie donc que les pointes de puissance réalisées en dehors des heures de pointe ne seront pas facturées.
- Création de deux termes capacitaires : un terme pour la pointe historique et un terme pour

la pointe du mois. Cette modification réduit l'impact de la pointe historique et un URD qui a un profil de consommation saisonnier pourra ainsi voir les coûts liés à la distribution de son énergie diminuer les mois où les pointes de puissance sont plus faibles.

- Alignement sur la pratique d'ELIA et prise en considération, pour la facturation du terme de puissance, de la 11^{ème} plus haute pointe du mois. Précédemment, c'est la pointe maximale réalisée sur le mois qui était prise en considération.

A l'heure actuelle, les différents secteurs d'ORES Assets appliquent aux URD avec mesure de pointe un coefficient de dégressivité. Ce coefficient est établi selon la formule $E1=0,1+(796,5/(885+PMax))$ où PMax est la pointe de puissance maximale mesurée au cours des 12 derniers mois. Ce coefficient E1 est lui-même multiplié par la pointe de puissance mesurée au cours des douze derniers mois et ce résultat sert de base pour l'application du tarif capacitaire. Le tableau ci-dessous, extrait des propositions tarifaires 2017 des secteurs électricité d'ORES Assets, donne la valeur du coefficient de dégressivité pour des clients-type :

	E1	E2	E3	E4	E5	E6
kWh total	30.000	50.000	160.000	1.250.000	2.000.000	10.000.000
kW pointe mensuelle	30	50	100	500	500	2.500
Utilisation totale	1.000	1.000	1.600	2.500	4.000	4.000
Coefficient de dégressivité	0,9705	0,9519	0,9086	0,6751	0,6751	0,3353

Les chiffres ci-dessus montrent que ce coefficient de dégressivité offre une réduction considérable aux URD avec les pointes de puissance les plus importantes, et ce, quelle que soit leur utilisation du réseau.

A défaut de justification de ce coefficient de dégressivité quant à la réflectivité des coûts ou de tout autre critère valable, la CWaPE est *a priori* opposée au maintien de la dégressivité, auquel cas, ce coefficient sera supprimé des grilles tarifaires. Néanmoins, sur base d'une analyse d'impact, la CWaPE tolère une période transitoire pendant laquelle le coefficient de dégressivité peut être maintenu à condition que sa valeur augmente progressivement de manière à tendre vers l'unité à l'horizon 2024. Si le GRD souhaite maintenir un coefficient de dégressivité, il devra en faire mention dans les modalités d'application et de facturation de ses grilles tarifaires en reprenant la formule applicable ainsi que les valeurs des paramètres de cette formule. Le GRD devra également tenir compte de ce coefficient de dégressivité lorsqu'il renseignera les données relatives aux pointes de puissance dans sa proposition tarifaire (TAB3.1).

Certains acteurs de marché ont marqué leur opinion favorable quant à la tendance souhaitée par la CWaPE de voir évoluer les tarifs de distribution vers une plus grande harmonisation, voire dans certains cas, une réelle péréquation. Cette dernière est actuellement prévue pour les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport et, de manière plus progressive, pour les tarifs non-périodiques. D'aucun voudrait voir cette péréquation appliquée plus largement et se demande encore pourquoi la Wallonie compte actuellement 13 grilles tarifaires différentes. La CWaPE est d'avis que tant qu'il existe différents gestionnaires de réseau de distribution, le maintien de tarifs distincts constitue un incitant pour ces derniers à mieux performer. Pour plus de détails quant à la position de la CWaPE à ce sujet, le lecteur peut consulter le document intitulé « Etude sur la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire », référencé CD-16j19-CWaPE-0016 et publié sur le site web de la CWaPE.

2.3.2.2. Tarif Prosumers

▪ RESA

L'adaptation des grilles tarifaires et plus particulièrement des tarifs prosumer devra s'opérer dans le futur CMS. Le tarif prosumer basé sur la puissance nette développable est une nouvelle caractéristique en Wallonie. Il y a donc un risque d'une importante modification par rapport à la conception actuelle du CMS. Cette mesure a un impact sur ATRIAS. Voir ANNEXE 4 confidentielle1.

Dans la méthodologie tarifaire, il est prévu que le prosumer pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements bruts peut opter pour une tarification basée sur cette mesure. Il s'agit dès lors d'un incitant pour les prosumers à demander le placement d'un compteur ;soit intelligent ;soit à tout le moins à double flux. Le GRD risque donc de se voir confronter à une demande accrue de placement de compteurs de ce type dès 2018 (les prosumers voudront se préparer avant 2019 !). Comment réagir pour les GRD à cette demande ? En acceptant de placer des compteurs double flux non communicants ; ce qui est contraire aux stratégies de déploiement des compteurs communicants sur lesquelles les GRD travaillent (Pour rappel : RESA 2020) ? En instaurant des règles de priorités ? Et comment gérer même ce potentiel volume de demande, d'autant plus important si le SM peut être demandé gratuitement pour raison de non-discrimination, en sus des remplacements de CAB (qui seront prioritaires vu l'échéance 2023 de Talexus) dès le début du déploiement (prévu pour RESA début 2020) et pendant toute sa durée ? Il semble qu'en Flandre, ce point a fait l'objet d'une analyse juridique qui tendrait à dire qu'on ne peut pas générer un tel problème. Une solution consiste à introduire un pallier dans l'introduction du tarif capacitaire. Il conviendra aussi de bien intégrer cet impact dans les budgets des projets spécifiques.

- Quelle est la répartition à opérer au niveau allocation des coûts entre le terme capacitaire, fixe et proportionnel pour les URDs TMT, MT et TBT ?
- Ne faut-il plus distinguer la location de compteurs par type de relevé : YMR, AMR et MMR ?
- Nous sommes également favorables à l'introduction d'un terme fixe et/ou capacitaire pour la BT afin de couvrir les coûts fixes de gestion du réseau malgré la baisse des volumes. Ce terme capacitaire et/ou fixe pour tous permettrait également de résoudre la problématique « prosumer ».

▪ APERe

Comme exprimé fin 2016 dans son avis remis au Parlement wallon, l'APERe apprécie particulièrement que la contribution du prosumer (dont la puissance est inférieure à 10 kVA) soit fonction uniquement des prélèvements d'électricité.

L'APERe reconnaît que le prosumer est un utilisateur du réseau et qu'il est dès lors normal, dans le cadre de la mécanique actuelle de financement des coûts des réseaux de distribution et de transport, qu'il contribue à ces coûts par rapport à la sécurité d'approvisionnement permanent que le réseau lui procure et en fonction de ses prélèvements réels (la nuit, par exemple ou lorsqu'un trop faible ensoleillement ne lui permette pas de satisfaire ses besoins).

En effet, il est imaginable que les coûts de ces réseaux soient directement financés par l'impôt et pas spécialement liés aux volumes d'énergie utilisés par l'utilisateur final.

De plus, les tarifs réseaux comprennent actuellement d'autres coûts : contribution au développement du renouvelable, contribution à la sécurité sociale, tarif social, réserve stratégique, OSP, redevance voirie, ... Ces coûts pourraient ne pas figurer dans la facture énergétique, mais être collectés

autrement (via l'impôt des personnes physiques et morales par exemple).

Le choix d'une **contribution fonction du prélèvement** peut inciter le prosumer à adopter des (nouveaux) comportements vertueux envers la collectivité :

- Réduire ses prélèvements d'électricité, càd déplacer ses consommations en fonction de sa production photovoltaïque (en orange sur le graphique ci-dessous)
- Réduire ses consommations (nocturnes et hivernales)

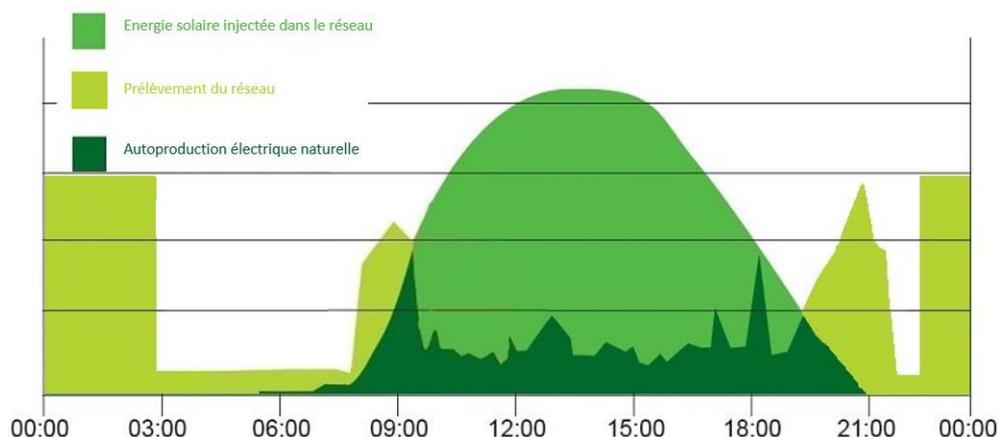


Figure 1: **Consommations électriques importantes** (machine à laver, lave-vaisselle et production d'eau chaude) durant la nuit pour bénéficier d'un tarif plus avantageux.

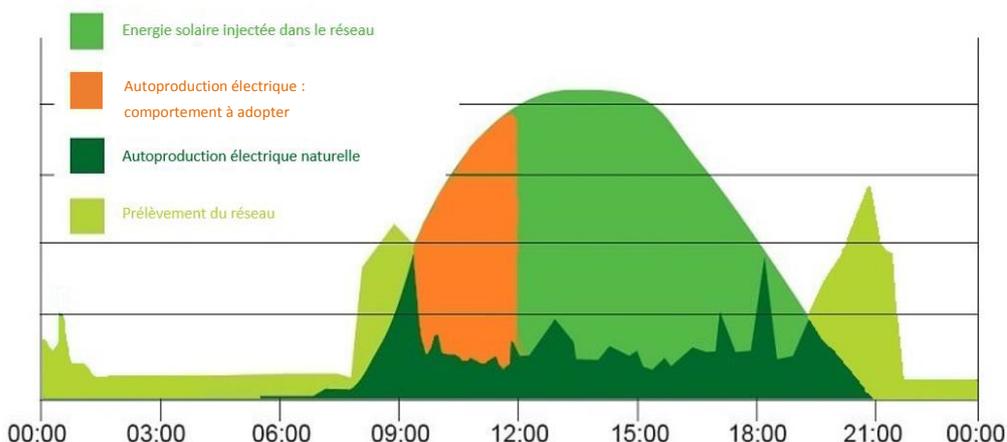


Figure 2: **Déplacer des consommations** en phase avec la production photovoltaïque (augmenter l'autoproduction).

En déplaçant ses consommations importantes, en phase avec sa production photovoltaïque, le prosumer répond aux objectifs fixés par ce projet de tarification:

- Augmenter la capacité d'accueil de puissance photovoltaïque du réseau électrique et donc augmenter les productions décentralisées renouvelables, sans intervenir sur l'infrastructure du réseau
- Diminuer les pertes en ligne du réseau et donc limiter les frais du GRD
- Renforcer la sécurité d'approvisionnement (en effectuant une grande partie de la gestion de l'énergie au point le plus proche de la production)

Pour permettre au prosumer de maîtriser sa contribution financière (un des objectifs de la tarification) en optant pour une tarification base de ses prélèvements bruts mesurés, le prosumer doit être en possession d'un compteur réseau.

De cette manière, il est possible d'encourager les prosumers à adopter ce modèle de tarification en d'adapter leur comportement pour augmenter leur autoproduction et avoir la maîtrise des coûts.

L'APERe considère comme indispensable le fait que la disponibilité du compteur mesurant les prélèvements bruts soit assurée pour offrir aux prosumers une réelle alternative au tarif capacitaire et une maîtrise des coûts.

→ **L'APERe demande que l'implémentation du tarif capacitaire (et son alternative basée sur le prélèvement brut) se fasse aux moments et endroits où ces compteurs sont disponibles, pas avant.**

De plus, si la tarification a pour objectif la « promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables », son principe devrait encourager les prosumers à tenter de maximiser leur autoproduction en optant donc pour une tarification en fonction des prélèvements bruts (au lieu de la tarification capacitaire forfaitaire).

C'est pourquoi, la tarification devrait prévoir de plafonner la tarification « réelle » mesurée sur le prélèvement brut, au tarif capacitaire. De cette manière, le prosumer ne prendrait pas le risque d'opter pour un tarif d'utilisation réseau supérieur et serait davantage motivé à modifier ses habitudes de consommation.

L'APERe souhaite que la tarification sur base des prélèvements bruts réels soit plafonnée à la tarification capacitaire forfaitaire.

En fonction de la puissance de l'installation, de sa production et de son profil de consommation, la proposition de tarification ne semble pas toujours suffisante, d'un point de vue financier, pour stimuler le prosumer à un changement de comportement. Cette proposition de tarification serait d'autant plus avantageuse que le ratio consommation/production photovoltaïque est faible.

Par ailleurs, il ressort de notre analyse que le prosumer qui a dimensionné son installation photovoltaïque au plus juste par rapport à ses besoins annuels n'aurait pas d'intérêt économique de passer à un tarif lié à son prélèvement brut (et donc d'opter pour un nouveau comportement plus vertueux), au contraire, cela lui engendrerait des coûts supplémentaires (sans compter l'installation nécessaire du compteur).

Le prosumer trouve une opportunité financière s'il réalise globalement des économies d'énergie, mais à ce stade, une économie de près de 40% s'avèrerait nécessaire pour que le prosumer actuel trouve un intérêt économique. Cet effort nous semble trop important pour pouvoir être encouragé chez l'ensemble des prosumers... même s'il est clairement souhaitable de l'atteindre.

→ **La différence entre contribution capacitaire et le tarif de prélèvement devrait rendre le passage au tarif de prélèvement plus rapidement intéressant d'un point de vue économique, ce qui peut induire durablement davantage d'économies et du déplacement de charge.**

- **ORES**

Article 64, §2b – L'entrée en vigueur du tarif prosumer doit être reportée jusqu'au déploiement des compteurs intelligents.

La tarification du prosumer risque d'inciter fortement celui-ci à demander le placement d'un compteur à double sens. Ce sera principalement le cas des URD pour lesquels la consommation est supérieure ou largement supérieure à la production. Ceux-ci ont en effet une forte probabilité d'auto-consommer davantage que les 37% mentionnés à l'article 64.

ORES s'attend donc à devoir gérer un nombre important de demandes dès l'entrée en vigueur du tarif prosumer, voire préalablement à celle-ci.

Afin de permettre aux prosumers d'exercer leur droit d'être tarifés sur base de leur autoconsommation réelle, il est indispensable de faire le parallèle entre le timing du déploiement des compteurs communicants et l'entrée en vigueur du tarif prosumer. De plus, cela réduira d'autant le coût du déploiement des compteurs communicants chez les prosumers. Dans le cas présent, le compteur électronique non-smart (qui ne peut de toute manière pas être disponible dans les volumes et délais requis) risque de n'être utilisé que quelques années. ORES demande dès lors une discussion avec la CWaPE sur le report de l'entrée en vigueur de ce tarif.

En outre, ORES souligne qu'il n'est pas clair à ses yeux si la notion de « Puissance nette développable de l'installation exprimée en kWe » fait référence à la puissance de l'installation PV ou à la puissance de l'onduleur PV64. La phrase « *Un prosumer, pour autant qu'il dispose d'un compteur 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* » permet à un client disposant d'un compteur double sens d'être facturé néanmoins sur base du forfait. Cette possibilité risque de complexifier fortement la gestion marché si l'on autorise le changement de régime à tout moment. ORES demande à ce qu'il soit précisé que, dès l'instant où un client demande un compteur double sens, c'est le prélèvement réel - et non plus le forfait - qui lui est facturé. Il pourrait par exemple être envisagé de renverser le raisonnement : le prélèvement réel est facturé par défaut. En l'absence de mesure du prélèvement réel, un prélèvement forfaitaire est calculé.

ORES demande à la CWaPE de reporter l'entrée en vigueur du tarif prosumer et de supprimer la possibilité de changement de régime et toute possibilité d'appliquer un tarif forfaitaire en cas de nouvelle demande de placement d'un compteur double sens.

▪ **EDORA**

La méthodologie prévoit l'introduction d'un tarif de prélèvement capacitaire pour les prosumers qui serait fonction de la puissance nette développable de l'installation, et paramétré sur base d'une autoconsommation forfaitaire de 37% et d'une production annuelle de 950kWh par kWe.

Le prosumer qui disposerait d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau pourrait quant à lui faire le choix d'une tarification sur base des prélèvements bruts mesurés (auquel cas le tarif capacitaire ne s'appliquerait évidemment pas).

Pour les prosumers avec tarif capacitaire forfaitaire, le tarif de prélèvement pour les prosumers est constitué en sus des termes fixes, proportionnel, OSP, surcharges, tarif pour soldes régulatoires, et de l'ensemble des toutes les composantes (utilisation du réseau, OSP, surcharge) du tarif périodique pour la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, en proportion de l'énergie active nette prélevée, compte tenu de la compensation (compteur qui tourne à l'envers).

Pour les autres, l'ensemble des charges réseau sera facturé en proportion du prélèvement brut mesuré.

Il convient toutefois d'être attentif au fait qu'un prosumer peut par exemple injecter sur une phase et consommer sur les deux autres. Comment définit-on la notion d'autoconsommation dans ce cas ?

Perte d'opportunité

EDORA regrette l'introduction (par défaut) d'un tarif prosumer sur base de la puissance nette développable. En effet, ce signal n'est d'aucune utilité en termes d'optimisation de l'utilisation du réseau, et ne permet pas au prosumer de valoriser [son injection, sa production ou sa flexibilité] sur le marché. En termes de signal, le prosumer ne sera aucunement incité à maximiser son autoproduction (instantanée). On pourrait par ailleurs assister à des velléités de sous dimensionnement des onduleurs de manière à minimiser le montant du tarif capacitaire, ou à l'extrême, à des velléités de déconnection du réseau.

=>EDORA insiste donc fortement pour que la généralisation de systèmes de mesure double flux ou intelligents soient mis en place, prioritairement auprès des prosumers, afin d'optimiser la gestion du système électrique et de permettre la valorisation de la production et de la flexibilité des prosumers. Cette installation pourrait, à certaines conditions (coûts) être rendue obligatoire pour nouvelles installations photovoltaïques.

Cohérence à Long Terme

Le mécanisme de compensation (compteur qui tourne à l'envers – compensation des charges réseau et de l'électricité sur base annuelle) n'incite pas à optimiser son autoconsommation sur période courte, ni à valoriser sa production/consommation/flexibilité. L'introduction d'un tarif capacitaire forfaitaire est d'autant plus questionnable qu'il ne permet pas d'améliorer le 'signal'. Seul une tarification sur base des prélèvements bruts mesurés permettrait d'améliorer partiellement ce signal.

Dans la perspective d'une augmentation du besoin de flexibilité du système électrique et de ses utilisateurs, et d'un meilleur contrôle (voire baisse) de la composante tarifaire de distribution, le mécanisme de compensation devra à terme être supprimé pour les futures installations. Cette suppression doit évidemment tenir compte de la dynamique actuelle du marché du PV résidentiel et veiller à calibrer les montants de primes en conséquence. Une programmation en bonne et due forme afin d'impliquer et de prévenir les acteurs du marché est nécessaire. Nous invitons le régulateur et/ou le gouvernement à instruire ce phasing-out et à l'envisager au plus tôt pour une entrée en vigueur lors de la période tarifaire qui suit la période concernée par la présente méthodologie. Le design et la mise en œuvre du tarif prosumer devrait alors tenir compte de cette perspective.

Modalités du tarif 'prosumer'

Si le principe de l'application d'un tarif capacitaire forfaitaire se confirme pour les prosumers, EDORA souhaiterait obtenir les clarifications suivantes :

- Comment s'applique-t-il à des installations renouvelables ou de cogénération de qualité fonctionnant sur base d'autres technologies ?
- Comment sont justifiés les paramètres forfaitaires utilisés (37% d'autoconsommation et 950h)?
- Ces paramètres ne devraient- ils pas être affinés en fonction de la taille de l'installation ?

Par ailleurs, ces tarifs ne seront à notre compréhension pas harmonisés à l'échelle de la Région, ce qui pourrait faire apparaître de fortes disparités entre zones de GRD. EDORA regrette qu'il ne soit pas possible de s'assurer de cette harmonisation afin d'éviter les distorsions de marché entre zones.

▪ UVCW

Concernant le tarif prosumer, qui répond à une demande formulée par le Conseil d'administration de

l'Union des Villes et Communes de Wallonie dans son avis du 17 novembre 2015, nous attirons l'attention de la CWaPE sur le fait que ce tarif pourrait poser problème dans certains cas où l'installation a été réalisée par un tiers-investisseur dans la mesure où, dans ces cas spécifiques, l'auto-consommation pourrait être dissuadée. **Le cas de la formule « Publisolar », à laquelle ont souscrit différentes communes, a été transmis à la CWaPE le 4 mai 2017 pour étude d'impact de ce tarif capacitaire.**

- **FEBELIEC**

Febeliec prend note du mécanisme proposé par la CWaPE concernant une contribution équitable des prosumers (production <10kVA), mais demande toutefois d'avancer sur le déploiement de compteurs communicants/intelligents qui permettrait d'appliquer une meilleure tarification.

- **FEBEG**

La FEBEG comprend et respecte la volonté du législateur de faire contribuer l'ensemble des utilisateurs de réseau « afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs ». La FEBEG regrette cependant la fixation d'une telle contribution sur base de la puissance nette développable.

Pour la FEBEG, la formalisation de cette contribution sous cette forme de type capacitaire engendre deux conséquences négatives majeures :

- **Une perte d'opportunités**

Sous la forme proposée, cette contribution au réseau :

- Ne permet pas au prosumer de valoriser son injection, son prélèvement et sa flexibilité au juste coût au sein du système énergétique ;
- N'incite pas à la maximisation par le prosumer de son autoproduction.

Pour la FEBEG, la contribution proposée ne reconnaît donc pas la valeur que représente le PROSUMER que celui-ci pourrait mettre à disposition du système électrique dans son ensemble. L'introduction d'une contribution au réseau sur base de la puissance nette développable, manque l'opportunité d'intégrer pleinement le PROSUMER dans la transition énergétique, et de faire bénéficier la collectivité des services que celui-ci pourrait mettre à disposition de la gestion du système électrique globale.

- **Impacts pour le fournisseur**

L'introduction de cette contribution engendre des impacts importants pour le fournisseur, qui dans le cadre de l'actuel modèle de fourniture assure, pour le compte des GR, la facturation et la perception de l'ensemble des tarifs de réseau, tout en assurant la totalité du risque financier de ces composantes en cas de défaut de paiement du consommateur.

L'introduction de ce tarif PROSUMER :

- Augmente donc directement le risque financier pris en charge par le fournisseur pour le compte des GR, qui sera amené à facturer ce tarif de réseau, sans pouvoir, le cas échéant facturer aucune consommation « commodity ».
- Maintient la non-reconnaissance des impacts du PROSUMER sur le coût de sourcing de ce segment pour le fournisseur, qui prend en charge les différences de valorisation entre le moment où l'énergie est sourcée et le moment où cette énergie est réellement affectée

(injectée au client en cas de production intermittente défavorable ou déversée sur un marché d'échange en cas de production intermittente favorable) au/par le PROSUMER.

La FEBEG insiste dès lors fortement pour que la généralisation de systèmes de mesures double flux ou intelligents auprès des PROSUMERS puisse être mise en œuvre, ce qui permettrait :

- De répondre à la volonté du législateur de faire contribuer les PROSUMERS au coût du réseau, mais sur base de leurs prélèvements réels ;
- D'optimiser la gestion du système électrique via une reconnaissance de la valeur que représenter le PROSUMER pour la gestion du système
- De corriger les impacts négatifs du PROSUMER sur les activités de fourniture, via une facturation de la commodité sur base des prélèvements et injections réels.

A défaut d'une généralisation de ce type de compteurs auprès de ce segment de consommation spécifique, et dans l'attente d'une valorisation distincte des mesures d'injection et de prélèvement pour la commodité, la FEBEG demande une reconnaissance et une compensation pour le rôle du fournisseur dans la facturation, la perception et le risque de non-paiement de cette nouvelle obligation qui illustre à l'extrême la nécessité de revoir le modèle de fourniture actuel afin d'en assurer sa pérennité.

La FEBEG plaide également pour la mise sur pied d'une campagne de communication claire et transparente sur les futures modalités pratiques d'application de la contribution au réseau qui sera retenue. Une telle initiative serait de nature à favoriser la compréhension et l'acceptabilité de la mesure, et permettrait aux fournisseurs d'assurer dans les meilleures conditions leur rôle d'intermédiaire final.

▪ **DESimone**

L'application d'un tarif forfaitaire (déjà dénommé « taxe » dans la presse) permettra effectivement de corriger enfin l'anomalie des « prosumers » qui aujourd'hui utilisent le réseau de distribution sans le payer lorsqu'ils sont dans une situation de réinjection.

Cependant, la formule proposée, instaurant un forfait d'autoconsommation (37%), nous paraît en contradiction avec les objectifs poursuivis par votre projet, évoqués dans l'Abstract de celui-ci.

En effet, l'alternative que vous proposez aux prosumers BT consistant à s'équiper d'un compteur « intelligent » (au coût assez élevé) n'aura de sens que si le prosumer dont question auto-consomme plus de 37% de son énergie. Or pour ce faire, il sera impératif vu nos conditions climatiques que le client concerné s'équipe d'un système de stockage d'énergie.

Le retour sur investissement de ce système devra donc couvrir au minimum le montant forfaitaire prévu. Pour un ménage moyen (et pire pour une entreprise), ce montant représente en moyenne 400 €/année.

Sachant qu'à ce jour, une batterie coûte en moyenne sur le marché 6500 € pour 14 kWh de stockage, une telle installation deviendra rentable à partir de 16,25 ans. Ceci en supposant que l'auto-consommation arriverait à 90%. Or les batteries actuelles présentent une durée de vie de l'ordre de 15 à 20 ans.

Il nous semble donc évident que votre projet n'encouragera d'aucune manière la vente de systèmes de stockage dont tout le monde s'accorde pourtant à dire qu'il est indispensable pour assurer les objectifs à long terme visés.

D'autre part, ce même système entrainera un frein considérable à l'installation de nouveaux systèmes photovoltaïques. Mathématiquement, en taxant le KWe, le ROI actuel de ce genre d'installation va se dégrader d'au moins 50%.

Notre conclusion provisoire à ce stade est que cet Article 64 va :

- Frustrer les prosumers actuels, voyant brusquement leurs coûts augmenter considérablement sans alternative possible ;
- Décourager les consommateurs non encore équipés d'investir dans de la production renouvelable ;
- Provoquer une barrière à l'entrée fatale pour tout système de stockage d'énergie électrique.

Alternative suggérée :

Ne disposant pas de chiffres détaillés précis au niveau de l'ensemble des consommateurs (privés et PME) en BT, nous ne pouvons ici qu'évoquer un principe de fonctionnement. Il nous semblait cependant utile de vous en faire part car les ordres de grandeurs que nous avons estimés plaident en sa faveur.

Les principes seraient les suivants :

- Maintenir le principe du paiement des prosumers pour la réinjection ;
- Diminuer drastiquement le coût de distribution de tous les consommateurs, en calculant de telle sorte que le prosumer paie la même chose qu'aujourd'hui ;
- Instaurer une taxe non plus basée sur le type d'équipement mais sur le pic de consommation du ménage (principe comparable à celui appliqué pour les consommateurs HT industriels).

Les avantages que nous voyons à cette méthodologie sont les suivants :

- Meilleure satisfaction des prosumers actuels dont le coût n'évoluerait pas, toutes choses égales par ailleurs.
- Le coût de l'électricité diminuera pour les ménages modestes, de manière significative s'ils consomment de manière responsable !
- Seuls les consommateurs de forts pics (à priori au pouvoir d'achat élevé ou PME ou encore consommateurs « peu responsables ») seront pénalisés par la tarification « au pic »
- En fixant la pénalité sur le pic, on encourage fortement le développement d'installations PV ET de stockage, ce qui ne peut qu'aider à limiter les investissements futurs de développement du réseau de distribution.

L'inconvénient de cette solution consiste bien entendu à la nécessité d'avoir un compteur « intelligent » et surtout capable de mesurer les pics de puissance réellement consommés. Cet inconvénient sera nous semble t'il vite pallié si une tarification « hors prise en compte des pics » est conçue comme désavantageuse.

Nous sommes conscients que cette vision des choses impose une étude approfondie afin de déterminer précisément le coût de cette future taxe « pic ». A première vue, une taxe « pic » moyenne d'environ 400 € au niveau wallon, combinée à la baisse de tarif de distribution pour l'ensemble des consommateurs devrait permettre un équilibre budgétaire par rapport au projet actuel.

▪ **Confédération Construction Wallonne (Renewable Energy Platform)**

Concernant la redevance réseau (ou taxe prosumers), si les membres de la REP considèrent que celle-

ci a une justification dans l'absolu, elles rappellent tout d'abord que cette redevance aurait dû être pensée AVANT !

Une fois de plus, les prosumers Solwatt vont avoir le sentiment que l'on revient sur ce qui leur a été accordé. La conséquence c'est que les associations de défense de ces prosumers vont monter au créneau et leurs interpellations vont dégrader l'image du secteur.

En revanche, nous n'avons aucune remarque à formuler en ce qui concerne les prosumers Quali watt dont le calcul de la prime intègrera cette redevance réseau.

La seconde remarque sur le sujet concerne le montant de la redevance. La Cwape n'a avancé aucun montant mais des formules présentées dans la note, des estimations ont été réalisées qui vont de 60 à 112 € par kWc installés. C'est un montant que le secteur juge énorme.

Premier commentaire : C'est un montant que le secteur juge énorme.

En outre, la disparité entre les régions est incroyable. Il serait bon de lisser au maximum la redevance parce qu'à Tournai comme à Verviers, les installateurs proposent le même prix. Cela risque donc d'engendrer de fortes disparités à l'avenir entre régions dans le déploiement du photovoltaïque.

Le second commentaire concerne la réponse que le secteur risque d'apporter au montant de cette redevance.

Avec le développement des solutions de stockage résidentiel, l'investissement dans une batterie devient extrêmement pertinent pour un ménage.

Si les prix des batteries continuent de baisser et leur efficacité d'augmenter, il est à craindre qu'à terme il soit plus rentable pour un ménage de limiter son apport au réseau voire de s'en déconnecter (je vous renvoie pour cela à une étude de Damien Ernst de janvier 2015).

Il y a 130 000 prosumers en Wallonie. Quid si une partie importante d'entre eux quittent le réseau et ne contribuent plus à ses frais fixes (sans parler des nécessaires rénovations dudit réseau) ?

Aujourd'hui, cela semble parfaitement irréaliste mais la baisse du prix des batteries est linéaire. Quid dans 4, 5 ou 6 ans ? y a-t-il une réflexion à ce propos chez le régulateur ? Chez les GRD ?

En outre, ce tarif prosumer invite à une réflexion concernant la compensation. Il est nécessaire d'avoir un débat sur le sujet qui implique le secteur, les représentants de consommateurs.... Un débat qui ne génèrera pas de panique chez les prosumers et les candidats investisseurs.

Cela nous amène en effet à une dernière remarque sur ces démarches : elles insécurisent les investisseurs potentiels.

Depuis le 31 mars et les sorties de la presse de ce projet, les ventes de PV résidentielles ont connu un véritable coup de frein. En cause, l'incertitude. Cela a des conséquences très immédiates pour les entreprises (annulation de commandes, reports de rdv....).

Il faut absolument améliorer la communication dans un secteur aussi sensible et intégrer le secteur dans la communication.

Concrètement, aujourd'hui, lorsqu'un commercial visite un prospect, celui-ci sait qu'une redevance réseau devrait être implémentée en 2019 mais le commercial est dans l'incapacité de lui communiquer un montant.

L'incertitude étant l'ennemi de l'investisseur, celui-ci reporte bien souvent sa décision et le marché est gelé.

Enfin, le secteur se félicite du souci du régulateur de permettre que cette redevance réseau soit calculée au réel et pas seulement de manière forfaitaire.

Cela ne peut qu'encourager les comportements vertueux des prosumers qui chercheront à maximiser leur autoconsommation instantanée.

▪ **GROUPEMENT DES PETITS PRODUCTEURS D'ÉNERGIE VERTES (GPPEV ASBL)**

Le projet de tarification vise à remettre en cause le principe de la compensation en basse tension entre les prélèvements et les injections au réseau des petites installations d'autoproduction reconnues vertes d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA.

Ce principe est notamment rappelé dans votre communication du 3 avril 2014 (CD-14d03-CWAPE). Notre association considère que le principe de compensation vise toutes les composantes des coûts de tarification, y compris la composante d'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Notre association considère dès lors que le projet de tarif de prélèvement est contraire à la réglementation régionale en vigueur pour la dite compensation.

Notre ASBL conteste formellement le pourcentage arbitraire qui stipule que seulement 37% de l'énergie auto-produite est directement consommée (page 46 de votre document) et que, par conséquent, les 63% restant sont injectés et donc prélevés sur le réseau. Ceci signifie également que vous considérez que la totalité de la production est aujourd'hui compensée par un prosumer, ce qui n'est pas nécessairement le cas de celui qui produit plus qu'il ne consomme annuellement.

Par ailleurs, en page 49 de votre document, il y est indiqué que pour les installations de plus de 10 kVA, 78% de l'auto-production est consommée par son producteur ! Cette valeur nous paraît beaucoup plus réaliste et devrait être proposée également pour les prosumers.

Néanmoins, nous nous interrogeons sur le pourquoi de ces valeurs et comment les avez-vous obtenues?

Nous pensons qu'une étude sérieuse devrait être menée en vue d'évaluer ces pourcentages endifférenciant les types de (prosumerD (résidentiel, bureaux, PME, administration, ...), avec des relevés précis sur au moins trois années consécutives.

3) Dans la formule du calcul de l'indemnité forfaitaire, vous proposez de tenir compte d'une production de 950 kwh par an par kwe; il n'est pas pris en considération la production effective moyenne de chacune des installations alors que vous avez accès à ces valeurs sur base des déclarations vous permettant de valider la production pour l'octroi des certificats verts. Les périodes sont relativement longues que pour calculer un facteur de correction de la production par rapport au 950 kWh par kwe installé cela permettrait de tenir compte des paramètres spécifiques de chaque installation. En effet, certaines installations ont déjà près de dix ans de fonctionnement (avec une technologie dont on évaluait la production annuelle à 850 kwh par kWe en 2008-2009) avec la diminution de rendement qui accompagne ce vieillissement, d'autres ne sont pas orientées de façon optimale et d'autres encore subissent de l'ombrage à certaines périodes.

Ainsi, on peut relever dans le rapport annuel 2015 spécifique sur l'évolution du marché des certificats verts de la Cwape (page 45) que (La durée d'utilisation moyenne observée pour la filière photovoltaïque est compatible aux valeurs de référence de 900 h/an pour les installations < 10 kW D. Le niveau de 950 kWh par an par kWe n'est dès lors pas justifié.

Plutôt qu'un forfait identique pour tous les prosumers, notre association propose que les données

d'encodage de chaque installation individuelle soit prise en compte pour évaluer la production réelle de chaque installation.

Une nouvelle approche avec une tarification comme celle que vous proposez moyennant les modifications que nous avançons, pourrait être envisagée pour les nouvelles installations à venir; mais, pour les anciennes installations pour lesquelles les conditions étaient clairement précisées préalablement à la décision d'installation, à savoir <les compteurs tournant à l'envers) avec compensation, la modification des conditions ne peut être envisagée'.

▪ **PARTICULIER**

J'ai lu avec grand intérêt la proposition de tarification de la cwape et admire la volonté de transparence de ce projet de tarification. Je me permets de venir avec une idée de tarification pour les prosumers (art 64 2 b) de tarification en nature.

La proposition serait par exemple de présenter la tarification en kwh ponctionner par rapport au kwh consommé et non uniquement des euros par kwh consommé.

Les qualités économiques d'une telle idée sont assez évidentes. Pour simplifier, si nous demandons aux prosumers de compenser et les pertes énergétiques réseaux et l'énergie social en nature, par exemple 15 pourcents de leur productible, ceux-ci seraient un élément supplémentaire qui permettrait globalement de diminuer la facture énergétique de l'ensemble grâce à l'énergie verte. En effet, la ponction en euro valorise pour le prosumer le MWh a des coûts qui ne sont pas sa réalité économique.

Je prends souvent comme exemple une personne avec peu de revenu qui a hérité de la maison de ses parents disposant d'un gros système de production en panneau photovoltaïque. Comme il a peu de revenu, il ne sera pas capable d'assumer la charge qu'engendre son bien en terme d'utilisation de l'outil public le réseau, alors qu'en nature, cette personne pourra continuer à utiliser son bien sans devoir le démanteler.

Je suis impliqué dans les coopératives citoyennes éoliennes, et avoue qu'à terme une tarification en MWh par rapport au MWh transitant paraît plus facile pour l'entièreté de la chaîne car la non valorisation monétaire permet de créer le circuit du prosumer (même virtuelle) en se désolidarisant de la valeur économique comptable de l'énergie. Ceci me paraît important dès lors que le coût marginal du MWh supplémentaire est dans le cadre du renouvelable souvent très faible et très éloigné de la valeur monétaire de son équivalent pétrole.

De manière général, la projection comptable nous éloigne tellement de la réalité physique que celle-ci ne nous permet plus de voir certaine solution évidente.

▪ **PARTICULIER**

Nous prenons connaissance de votre **projet de méthodologie tarifaire** concernant l'application d'un **TARIF PROSUMER** à partir de mai 2019 .

Vous y mentionnez, selon **ALTERVIA**, diverses hypothèses , et notamment :

- fixation d'une auto-consommation en moyenne de l'ordre de 30 % de la production photovoltaïque

- la partie *non autoconsommée*, soit le solde tout théorique de 70 %, serait alors soumise à un tarif de "distribution"
- pour en estimer le coût, tout aussi théoriquement, la puissance en **KWc** de l'installation serait multipliée par "900 heures" de durée d'ensoleillement envisagée....., " pondérée" par les 70 % susmentionnés, pour en estimer la production non autoconsommée, *soit par exemple: installation de 4 KWc x 900 heures x 70 % = 2.520 KWH*, cette dernière valeur serait dès lors asservie au coût de distribution soit en l'occurrence 10 centimes/KWH, cad 252 € environ!

Ce projet de méthodologie tarifaire semble pécher par quelques imprécisions, et ouvre la voie à l'une ou l'autre remarque ainsi que vous nous y invitez, en l'occurrence :

- Recourir à une **puissance-crête** pour définir l'importance d'une production photovoltaïque n'apparaît **PAS** conforme à la réalité : une puissance installée de 4 KWc serait, dans votre hypothèse, susceptible de produire quelques 3600 KWH (4 KWc x 900 heures)

...Or, ainsi que vous n'êtes point sans l'ignorer, **divers facteurs influencent** grandement la production photovoltaïque pour une puissance-crête identique, à savoir : orientation des panneaux, inclinaison de ceux-ci, durée d'ensoleillement réel variables d'une année sur l'autre, vieillissement des cellules au fil du temps, salissures occasionnelles sur les dits panneaux

- Prenant par exemple notre cas, les 4 KWc n'ont pu délivrer respectivement que 3.277,3 KWH en période annuelle 2015-2016 et 3.078,4 KWH en période annuelle 2016-2017 (chute de quelques 6,5 % d'une année sur l'autre, compte tenu des intempéries locales au cours de la dernière période cad notamment couverture nuageuse plus abondante) versus les 3600 kwh tout à fait THEORIQUES invoqués dans votre document .., les besoins annuels en KWH étant par ailleurs pratiquement couverts dans l'exemple cité
- Une auto-consommation affichée et "théorique" de "30 %" laisse quelque peu perplexe compte tenu de l'ensemble des prélèvements effectués **tout au long de l'année**, lors de périodes horaires d'intensité variable et indéfinie : eau chaude produite à 60°C par la chaudière (brûleur & pompe ballon ecs), cuisinière, réfrigérateur A+, congélateur A+++ , TV, internet, lave-linge A, lave-vaisselle, broyeur pour compostage, séchoir A++, appareillage électro-ménager divers, éclairage LED, chaudière "très basse température" a/sonde extérieure et régulation dite "PI" & pompe chauffage avec variateur de vitesse, etc

On peut raisonnablement supposer que le pourcentage d'auto-consommation surpasserait actuellement l'hypothèse des "30 %"

- In fine, paradoxalement, on pourrait également faire observer que le recours systématique aux économies d'énergie, du fait de l'intégration successive d'appareillages plus performants et d'un comportement plus rationnel, conduirait à une moindre consommation, progressive, en KWH pour le logis, creusant par là-même un **écart** de plus en plus significatif avec la production photovoltaïque elle-même : d'où une part non autoconsommée croissante et, curieusement, "taxation" en hausse via le "coût de distribution", le surplus de KWH ainsi renvoyé sur le réseau étant de surcroît, quant à lui, une source de facturation par le GRD envers d'autres utilisateurs n'ayant pas pris le risque de l'investissement photovoltaïque

Le système prôné par le gouvernement a tout fait pour **inciter et enclencher** un

dispositif veillant à assurer une production d'électricité "non fossile" dans la droite ligne des engagements internationaux , et semble se résoudre , les années aidant , à imposer une contribution absente des débats et décisions premières.....! Où se niche dès lors la **logique** de tout ce processus vis-à-vis du *PROSUMER* ?

▪ **GREENWATCH et TPCV**

Ces acteurs n'ont transmis aucune remarque textuelle, uniquement des présentations sur diapositives lors de l'audition publique du 4 mai 2017. Leurs remarques et commentaires ne pouvant, pour des raisons pratiques, pas être reproduite dans le corps du texte, celles-ci peuvent être consultées à l'annexe 3.

▪ **Position de la CWaPE**

La CWaPE constate que certains acteurs de marché, favorables au développement des énergies renouvelables et à la connexion de productions décentralisées sur les réseaux de distribution, soutiennent la volonté de la CWaPE de faire contribuer les prosumers de manière équitable aux coûts du réseau. Ces réactions mettent en lumière la nécessité de faire évoluer la tarification vers une plus grande équité afin de pérenniser le développement d'installations de production chez les particuliers.

Ce besoin d'évolution est également porté par le monde politique et se matérialise dans les travaux parlementaires relatifs à l'article 4, § 2, 6°, du décret tarifaire où l'on peut lire que cette disposition vise la mise en place, par la CWaPE, d'une contribution des prosumers aux frais d'utilisation du réseau:

- « Afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs wallons et éviter de réduire l'assiette de répercussion des coûts des GRD, le principe d'une contribution de l'ensemble des utilisateurs du réseau est instauré. Ce principe et sa mise en œuvre par le régulateur s'apprécient au regard de la jurisprudence et de la politique tarifaire du régulateur » (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).
- « Pour ce qui est du tarif prosumers et du terme fixe dans les tarifs, le présent projet de décret prévoit une contribution équitable des utilisateurs du réseau. Il ne s'agit donc pas de mettre ne place une redevance ou une taxe particulière. D'ailleurs, en vertu de l'indépendance de la CWaPE garantie par l'Union européenne, ce n'est pas au Gouvernement de décider si une telle redevance devrait être mise en place. Mais le principe énoncé dans le texte du projet de décret permettra à la CWaPE de prendre des mesures pour assurer une participation de l'ensemble des utilisateurs aux frais d'utilisation du réseau – y compris les taxes, surcharges et autres frais régulés. Si la décision finale revient donc à la CWaPE, il est donc possible que cette dernière décide de faire contribuer les prosumers. M. le Ministre estime qu'une telle contribution ne freinerait pas le développement du photovoltaïque en Wallonie et ne constituerait pas retour sur les engagements du Gouvernement puisque la méthode de calcul des primes Qualiwatt tient déjà compte d'une telle contribution de la part des prosumers. De même, le rendement des installations bénéficiant du régime Solwatt ne sera pas remis en cause, même s'il sera légèrement moins élevé. Le taux interne de rentabilité (TRI) des installations calculé par la CWaPE – en tenant compte de l'application variable des certificats verts, des changements de taux de TVA, et cetera – peut être de 31%. À l'inverse, selon la CWaPE, seules 300 installations seraient concernées par un TRI inférieur à 7%.

Dans la mesure où 1 372 900 Wallons ne possèdent pas de panneaux photovoltaïques et ne peuvent en installer – étant locataires, habitant un immeuble ou possédant un logement mal orienté –, il serait injuste qu’eux seuls supportent les coûts du réseau. Une telle situation pourrait créer, en outre, une aversion pour les mesures d’aides du Gouvernement pour les installations photovoltaïques. L’instauration d’un terme fixe dans les tarifs d’électricité pourrait donc constituer un compromis intéressant, auquel l’ASBL TPCV, qui représente les propriétaires de panneaux photovoltaïques, ne s’est pas fondamentalement opposé. De même, cette idée a été soutenue par les GRD, car elle permettrait une intégration des prosumers et des microréseaux dans le réseau. Le présent projet de décret a donc été rédigé de manière à permettre à la CWaPE de prendre une décision allant dans le sens d’un tarif en partie capacitaire, conservant dès lors également une flexibilité liée à la consommation réelle » (Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d’électricité, rapport présenté au nom de la Commission des pouvoirs locaux, du logement et de l’énergie, exposé du Ministre Furlan, Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576-3, p. 4).

Pour rappel, cette volonté d’assurer une contribution équitable et transparente de l’ensemble des clients finals pour l’utilisation du réseau s’explique par le fait que l’on observe, depuis plusieurs années, une multiplication des consommateurs-producteurs (prosumers) qui bénéficient de la compensation (dont le compteur tourne à l’envers), ce qui entraîne une diminution des kWh contributifs aux coûts du réseau de distribution d’électricité. Cette diminution de la contribution n’étant pas accompagnée d’une diminution des coûts de réseau (le réseau n’étant pas moins sollicité pour autant), celle-ci conduit automatiquement à un renchérissement des tarifs de distribution pour les consommateurs ne possédant pas d’unité de production décentralisée.

A travers la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d’électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016, la CWaPE avait déjà souhaité instaurer une tarification équitable pour l’ensemble des consommateurs, en ce compris les prosumers, basée sur la quantité d’électricité réellement prélevée sur le réseau de distribution (soit, les prélèvements bruts), plutôt que sur la quantité d’électricité consommée telle que mesurée par le compteur (soit, les prélèvements nets, à savoir les prélèvements bruts diminués des kWh injectés sur le réseau). La CWaPE estimait en effet que des tarifs d’électricité basés sur les prélèvements bruts seraient plus équitables et conduiraient à une répartition plus juste des coûts du réseau. Il paraît effectivement plus logique d’appliquer le tarif de distribution à tous les kWh prélevés sur le réseau, et pas seulement à ceux mesurés par le compteur, de façon à retrouver une « base contributive » correspondant à l’ensemble des kWh réellement prélevés sur le réseau, même si une partie de ces kWh a été produite localement.

Cette tarification équitable avait toutefois été annulée par la Cour d’appel de Liège, dans un arrêt du 30 juin 2015 (R.G. n° 2014/RG/1419), au motif que celle-ci avait pour effet de limiter la compensation dont bénéficiaient les prosumers en vertu de dispositions spécifiques de nature réglementaire, à une compensation sur la seule composante électricité. Cet arrêt fait actuellement l’objet d’un pourvoi (introduit par la CWaPE), toujours pendant, devant la Cour de cassation.

Nonobstant cet arrêt de la Cour d’appel de Liège, la CWaPE prévoit à nouveau, dans la présente méthodologie tarifaire, un tarif spécifique visant à faire contribuer équitablement les prosumers aux coûts du réseau de distribution. Indépendamment des critiques émises, devant la Cour de cassation, à l’encontre de cet arrêt de la Cour d’appel de Liège, la CWaPE observe en effet que, depuis 2015, le contexte législatif a évolué et que l’obstacle juridique à l’application d’une tarification équitable aux prosumers, constaté par la Cour d’appel de Liège en 2015, a désormais disparu. Certes, l’application d’un tarif de distribution aux prosumers aura toujours inévitablement un impact sur l’ampleur de la compensation dont ceux-ci bénéficient en vertu de dispositions réglementaires wallonnes. Cet impact négatif n’est toutefois plus susceptible d’être remis en question au motif qu’il

violerait les dispositions réglementaires prévoyant la compensation puisqu'il découle désormais d'une disposition hiérarchiquement supérieure à ces dispositions réglementaires, à savoir l'article 4, § 2, 6°, du décret du 19 janvier 2017, qui consacre le principe d'une contribution équitable de l'ensemble des clients finals aux coûts du réseau.

C'est à l'article 64, § 2, b) de la méthodologie tarifaire que la CWaPE prévoit la fixation, par les gestionnaires de réseau de distribution, d'un tarif de prélèvement spécifique pour les prosumers. Il s'agit d'un tarif capacitaire variant en fonction de la puissance nette développable de leur installation de production. La puissance nette développable d'une installation est la valeur minimale entre, d'une part, la puissance totale des unités de production du prosumer et, d'autre part, la puissance de l'onduleur. Les unités de production sont dans la majeure partie des cas des panneaux photovoltaïques, mais d'autres technologies sont également concernées par la mesure, comme les micros éoliennes et les micros cogénérations. Ces deux dernières technologies représentent toutefois moins d'1% des installations de production des prosumers.

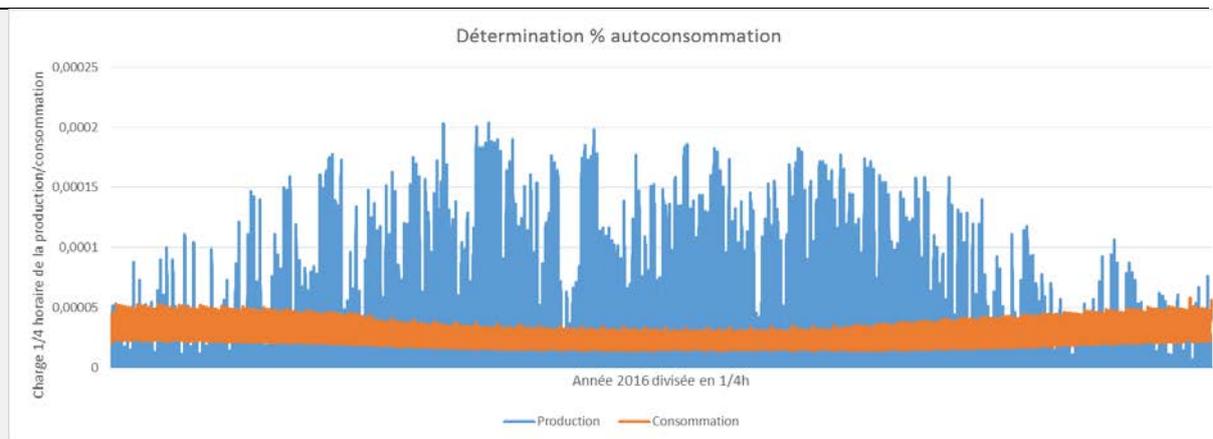
Afin de garantir que la contribution des prosumers aux frais d'utilisation du réseau soit équitable par rapport aux autres utilisateurs, l'article 64 impose aux gestionnaires de réseau d'établir le tarif capacitaire applicable aux prosumers de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du prosumer, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sur le réseau de basse tension étaient appliqués aux volumes prélevés du réseau correspondant aux volumes produits par l'installation de production et non autoconsommés simultanément par le prosumer. Bon nombre de prosumers n'étant pas encore équipés de compteurs permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (et par conséquent les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau), la CWaPE part en effet du principe que les installations de production sont calibrées pour couvrir les besoins du prosumer en consommation et que le prosumer prélève donc sur le réseau l'équivalent des volumes d'électricité qu'il produit mais qu'il n'autoconsomme pas simultanément. Pour les mêmes motifs liés à l'absence, la plupart du temps, de compteurs enregistrant séparément le prélèvement de l'injection sur le réseau, la CWaPE a en outre opté pour la fixation d'un pourcentage d'autoconsommation (sur base quart-horaire) forfaitaire de 37,76%, identique pour chaque prosumer, et d'une production forfaitaire annuelle de 910kWh par kWe installé.

Le pourcentage d'autoconsommation a été calculé par la CWaPE en croisant la courbe de production photovoltaïque mesurée sur le réseau de transport belge pour l'année 2016⁸² avec la courbe de charge synthétique d'un consommateur belge résidentiel. Pour établir ce profil type de consommation, la CWaPE a calculé une moyenne pondérée des profils S21⁸³ et S22⁸⁴. Les zones où ces deux courbes se superposent représentent statistiquement les périodes d'autoconsommation quart-horaire des prosumers. Ce calcul se base à nouveau sur l'hypothèse que, sur base annuelle, l'installation du prosumer produit exactement l'énergie qu'il consomme.

⁸² Données disponibles sur le site Internet du gestionnaire de réseau de transport ELIA.

⁸³ S21 : représente le profil de consommation des URD résidentiels prélevant de l'électricité sur le réseau de distribution et dont le rapport de consommation nuit/jour est inférieur à 1,3. Ce profil est établi par Synergrid. La CWaPE pondère ce profil avec le coefficient de 81,47% correspondant à la répartition observée sur le réseau d'ORES Assets.

⁸⁴ S22 : représente le profil de consommation des URD résidentiels prélevant de l'électricité sur le réseau de distribution et dont le rapport de consommation nuit/jour est supérieur ou égal à 1,3. Ce profil est établi par Synergrid. La CWaPE pondère ce profil avec le coefficient de 18,53% correspondant à la répartition observée sur le réseau d'ORES Assets.



La CWaPE a réalisé un calcul identique sur la base des données relatives aux années 2014 et 2015. Les pourcentages d'autoconsommation obtenus sont de 37,29% pour l'année 2014 et de 37,45% pour l'année 2015. Dans sa méthodologie tarifaire, la CWaPE retient la valeur la plus récente, c'est-à-dire celle de 37,76% relative à l'année 2016.

Dans son projet de méthodologie tarifaire, publié sur son site Internet en date du 31 mars 2017 et soumis à consultation, la CWaPE avait pris la valeur de 37% pour le paramètre d'autoconsommation forfaitaire. Cette valeur était basée sur une analyse de ORES Assets qui, en juin 2014, a présenté à la CWaPE les résultats de son étude visant à déterminer le pourcentage d'autoconsommation applicable aux prosumers. Cette étude se base sur quatre méthodes de calcul différentes :

- La première méthode, réalisée par EANDIS en 2012 sur base de 27 prosumers équipés de compteurs électroniques double flux, montre un résultat de 38,53% d'autoconsommation. Ce résultat est donc entièrement mesuré, la production des panneaux photovoltaïque étant mesurée.
- La seconde méthode repose sur les données mesurées pendant un an par ORES Assets sur un échantillon de 220 prosumer situé à Flobecq, tous équipés d'un compteur communicant mesurant séparément l'injection et le prélèvement. La production de chaque installation est également mesurée. Cette seconde méthode donne un pourcentage d'autoconsommation mesuré de 36,8%.
- La troisième méthode repose également sur des données mesurées par ORES Assets et se base sur 224 compteurs électroniques double flux installés lors de nouveaux raccordements de prosumer. Dans ce cas, il n'y a pas de données de production des installations, celles-ci sont estimées sur base des puissances installées et de l'hypothèse de 905h d'utilisation par an. L'autoconsommation déduite de ces données est établie à 37,8%.
- La quatrième et dernière méthode de calcul est cette fois théorique. Cette approche utilise les profils ¼ horaire moyens des années 2012 et 2013, à savoir le profil SPP pour la modélisation des volumes de production et le profil S21 ou S22 pour la modélisation des volumes de consommation. L'analyse de sensibilité se base sur une variation, entre 50% et 110%, du rapport entre le volume de production annuel et le volume de consommation annuel. L'analyse porte sur 85.000 prosumers pour lesquels l'EAV⁸⁵ compensé est connu, ainsi que la puissance de l'installation de production. La valeur médiane, représentant un rapport production/consommation de 70%, donne une estimation de l'autoconsommation entre 37% et 44%.

⁸⁵ «EAV»: Energy Annual Value, à savoir la valeur de la consommation annuelle mesurée par le compteur du gestionnaire de réseau de distribution tenant compte de la compensation

Synthèse des résultats :

Méthode 1	Méthode 2	Méthode 3	Méthode 4
EANDIS	Flobecq	Compteurs électroniques double flux	Approche théorique
38,53%	36,8%	37,6%	37% à 44%

La CWaPE est donc convaincue que la valeur forfaitaire de 37,76% inscrite dans la méthodologie tarifaire est représentative du comportement global de production et de consommation, et donc par conséquent d'autoconsommation, des prosumers photovoltaïques belges.

La production annuelle par kWe installé est fixée forfaitairement à 910kWh. Cette valeur est établie par la CWaPE en prenant la moyenne, pour les années 2019 à 2023, des projections annuelles de production des installations dont la puissance est inférieure à 10kVA. Ces projections sont elles-mêmes réalisées par la CWaPE et découlent d'une part, de la production moyenne constatée sur le parc Solwatt, constitué de plus de 121.000 installations (plus de 1.000.000 de déclarations de production prises en compte), au cours des cinq dernières années (2012 à 2016) et, d'autre part, d'un coefficient linéaire de perte de rendement de 0,41%⁸⁶ par an appliqué pour les années 2019 à 2023.

Les paramètres forfaitaires d'autoconsommation et de production ne sont pas différenciés en fonction de la technologie ou de la taille de l'installation car cela conduirait à la multiplication des valeurs possibles pour le tarif prosumer. Il en résulterait une complexification du modèle et par conséquent, une implémentation plus coûteuse aussi bien pour les systèmes informatiques des différents GRD et fournisseurs que pour la plateforme d'échange ATRIAS. Toute complexification a un coût, que la CWaPE ne juge pas opportun dans le cas présent de faire supporter à la collectivité, d'autant plus qu'une alternative tenant compte de la situation particulière de chaque prosumer est possible en optant pour une mesure des prélèvements bruts. Cette alternative est développée ci-dessous.

La CWaPE précise que la notion d'autoconsommation doit s'entendre sur l'ensemble des phases du raccordement. Si un prosumer possède un raccordement triphasé au réseau de distribution, les tarifs de réseau s'appliquent aux prélèvements bruts, déterminés par ¼ d'heure et totalisant les flux sur les trois phases.

Toujours dans un souci d'une contribution la plus équitable possible, afin de ne pas léser le prosumer dont le profil s'écarterait des paramètres forfaitaires proposés par la CWaPE (pourcentage d'autoconsommation de 37,76% et production de 910 kWh par kWe), il est toutefois, dans le même temps, prévu que les prosumers peuvent, pour autant qu'ils disposent d'un compteur réseau permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, ne pas être soumis à ce tarif de prélèvement capacitaire. Dans ce cas, la tarification de réseau (distribution et transport) du prosumer est identique à celle des autres utilisateurs de réseau (raccordés au même niveau de tension). Le prosumer dispose ainsi, le cas échéant, de la possibilité d'obtenir une tarification mieux calibrée par rapport à son niveau d'autoconsommation réel et à la production électrique réelle de son installation, en faisant installer un compteur réseau permettant d'enregistrer les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau. La CWaPE insiste sur le caractère volontaire de cette tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts. Ainsi, un prosumer déjà équipé d'un compteur mesurant séparément le prélèvement de l'injection se verra tout de même appliquer, par défaut, le tarif prosumer capacitaire, basé sur des paramètres établis

⁸⁶ Plusieurs études tendent à imputer une perte de rendement des modules de l'ordre de 8,2% après 20 ans, la CWaPE a linéarisé ce pourcentage.

de manière forfaitaire par la CWaPE. S'il souhaite basculer vers une tarification sur base de ses prélèvements bruts, il devra manifester ce souhait de manière explicite auprès de son gestionnaire de réseau de distribution. Il en serait de même pour un prosumer chez qui un compteur smart serait installé dans le cadre du plan de déploiement des compteurs communicants et qui ne manifesterait pas son désir de basculer vers une tarification sur base des prélèvements bruts. A cette fin, la CWaPE encourage vivement les gestionnaires de réseau de distribution à prévoir, dans les modalités d'application et de facturation de leurs tarifs périodiques pour le prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution, les modalités précises relatives à ce changement de tarif pour les prosumers. Ces modalités peuvent, par exemple, prévoir un formulaire type à compléter par l'URD afin d'officialiser sa demande. La CWaPE analysera et approuvera, en même temps que les grilles tarifaires, ces modalités.

Par ailleurs, la CWaPE n'envisage pas la mise en œuvre du tarif prosumer capacitaire sans que son alternative, c'est-à-dire la tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, ne soit possible pour l'ensemble des prosumers. Au vu des réactions des GRD ORES et RESA quant à la disponibilité des compteurs communicants (dits « smart »), la CWaPE reporte d'une année, c'est-à-dire en 2020, l'entrée en vigueur du tarif prosumer de manière à ce que l'ensemble des GRD puisse traiter les demandes de placement de ce type de compteur par les prosumers. Bien qu'il ne soit pas indispensable qu'un prosumer soit équipé d'un compteur communiquant pour bénéficier de la tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, le déploiement inéluctable de ce type de compteurs dans les années à venir rendrait absurde la pose d'un compteur double flux traditionnel chez un prosumer, qui de surcroît est une solution technique qui n'existe pas encore chez certains GRD. Le tarif lié à la demande d'un utilisateur de réseau de placer chez lui un compteur permettant de mesurer séparément le prélèvement et l'injection ne doit pas constituer un frein à la démarche initiée par ce dernier d'opter pour une tarification de réseau basée sur ses prélèvements bruts, laquelle a pour objectif d'inciter les prosumers à autoconsommer d'avantage. La CWaPE veillera donc, lors de l'approbation des tarifs non-périodiques, à ce que le montant associé à ce tarif soit raisonnable et représente tout au plus les coûts liés au caractère individuel de la demande en comparaison à un déploiement groupé par zone pour ce type de compteur intelligent.

Dans le même temps, dans un objectif d'incitation de l'ensemble des prosumers à élever leur pourcentage d'autoconsommation au-delà de 37,76 %, la CWaPE prévoit une garantie, pour les prosumers qui opteraient pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, de ne pas payer un montant plus élevé, globalement pour la distribution et le transport, que celui qu'ils paieraient en cas d'application du tarif capacitaire spécifique aux prosumers prévu à l'article 64, § 2, b), de la méthodologie, combiné aux tarifs de distribution et de transport basés sur leurs prélèvements nets. Cette garantie permettra ainsi d'encourager les prosumers à opter pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts (qui incitent à l'autoconsommation simultanée), en évitant à ceux-ci le risque de payer plus qu'avec le tarif capacitaire et les prélèvements nets, dans l'hypothèse où leur autoconsommation serait finalement inférieure à 37,76 %.

Concernant la répercussion, dans le tarif prosumer, des coûts relatifs aux obligations de service public ainsi que des différents impôts et surcharges (redevance de voirie, cotisation fédérale, impôt sur les sociétés, etc.), celle-ci ne constitue que la simple exécution de l'article 4, § 2, 6°, du décret tarifaire, qui prévoit que la contribution équitable de l'ensemble des clients finals porte aussi sur les taxes, surcharges et autres frais régulés supportés par les utilisateurs de réseau, parmi lesquels l'on retrouve effectivement notamment la redevance de voirie ou encore la cotisation fédérale. La CWaPE précise encore que la cotisation énergie et la redevance de raccordement ne font pas partie du calcul du tarif prosumer capacitaire, ces montants étant directement facturés par les fournisseurs à leurs propres clients.

Ces taxes, surcharges et autres frais régulés sont actuellement à charge des gestionnaires de réseau et ensuite répercutés sur les URD raccordés à leur réseau, proportionnellement à leur utilisation du

réseau. En ce qui concerne les prosumers, cette charge n'est toutefois pas proportionnelle à leur utilisation réelle du réseau mais est fonction de leurs prélèvements nets (prélèvement réels diminués des kWh injectés sur le réseau) qui sont les seuls à leur être facturés.

Ces taxes et surcharges ne sont donc pas, à l'heure actuelle, réparties de manière homogène sur l'ensemble des utilisateurs, en fonction de leur utilisation réelle du réseau, sans que cela ne se justifie réellement sur le plan de l'équité. Il convient dès lors, comme le prévoit le décret tarifaire, d'également répercuter celles-ci sur les prosumers, indépendamment du fait que ceux-ci se voient facturer ou non l'ensemble des kWh qu'ils prélèvent réellement sur le réseau, en veillant toutefois à ce qu'ils supportent une charge équivalente à celle qu'ils supporteraient si leurs prélèvements réels leurs étaient facturés.

Contrairement à ce qui a été soutenu par certains acteurs du marché lors de l'audition publique tenue le 4 mai 2017 au sujet du projet de méthodologie, l'article 16.8 de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE ne contient pas d'obligation pour la CWaPE de prévoir un tarif de prélèvement plus avantageux pour les prosumers. Pour rappel, cette disposition stipule que :

« Les États membres veillent à ce que les tarifs imputés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour le transport et la distribution de l'électricité provenant d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable tiennent compte des réductions de coût réalisables grâce au raccordement de l'installation au réseau. Ces réductions de coût peuvent découler de l'utilisation directe du réseau basse tension ».

Il ressort de cette disposition que ce sont les tarifs imputés pour le transport et la distribution de l'électricité « provenant d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable » qui sont visés par celle-ci, ce qui correspond à la notion de tarif d'injection à partir d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable. En revanche, l'article 16.8 précité ne concerne pas les tarifs de transport et de distribution d'électricité imputés aux propriétaires d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable pour leur prélèvement d'électricité sur le réseau (laquelle ne proviendra pas forcément d'installations utilisant des sources d'énergie renouvelable). Or, le tarif capacitaire prévu en l'espèce pour les prosumers constitue bien un tarif de prélèvement d'électricité et non un tarif d'injection. Il ne se justifierait donc pas de prendre en considération, spécifiquement dans la fixation de ce tarif, les éventuelles réductions de coûts réalisables grâce à l'injection d'électricité par les installations des prosumers. Ces réductions de coûts imputables à la présence de productions décentralisées sur le réseau de distribution sont par ailleurs difficilement identifiables et quantifiables. En effet, les potentielles réductions de coûts peuvent être générées d'une part, par la diminution des volumes de pertes en réseau et, d'autre part, par l'évitement de potentiels investissements dans les postes de transformation du réseau de transport vers le réseau de distribution. Dans ce second cas, il s'agit d'ailleurs plutôt de coûts évités que de réelles réductions de coûts. En ce qui concerne les pertes en réseau, le volume de ces dernières dépend de divers facteurs dont il est difficile d'isoler les effets individuels. La CWaPE considère par conséquent que les prosumers bénéficient, au même titre que les autres URD, des réductions de coûts liées à la présence d'installations de production décentralisée sur le réseau de distribution. Cette démarche est cohérente avec le principe de mutualisation des coûts de distribution, mutualisation qui s'applique par ailleurs lorsque la trop forte concentration de productions décentralisées sur le réseau de distribution nécessite des investissements qui n'auraient pas été nécessaires autrement.

La question de l'harmonisation du tarif prosumer entre les différents gestionnaires de réseaux de distribution actifs en Région wallonne est évoquée dans les remarques formulées par EDORA et fut également posée oralement lors de l'audition publique des acteurs de marché. Une proposition de *résolution visant à assurer l'équité entre les propriétaires de panneaux photovoltaïques et à poursuivre le développement de la filière photovoltaïque* a par ailleurs été déposée au Parlement

wallon. La CWaPE est d'avis que la péréquation du tarif prosumer ne sera possible que lorsque l'ensemble des tarifs de distribution sous-jacents seront eux-aussi péréquats. Le caractère équitable du tarif prosumer est considéré par la CWaPE entre un prosumer et un non-prosumer raccordés au réseau de distribution d'un même GRD (ou sur un même secteur tarifaire), pas entre deux prosumers raccordés à des réseaux de distribution différents. En matière de tarification incitative, un tarif péréquats rendrait l'incitant à basculer vers un tarif basé sur les prélèvements bruts caduque pour les GRD les plus chers et donnerait un mauvais signal pour les GRD les moins chers. La CWaPE s'interroge sur le fait qu'une péréquation du tarif prosumer ait pour conséquence de renforcer les différences tarifaires entre GRD puisque la contribution des prosumers serait différente de celle d'un non-prosumer. En outre, pour les GRD les plus chers, la péréquation du tarif prosumer réduirait l'incitant à autoconsommer d'avantage ce qui pourrait, à terme, conduire à un nécessaire renforcement du réseau de distribution. Ces investissements supplémentaires creuseraient encore plus l'écart, rendant les GRD les plus chers, encore plus chers.

La discrimination, qu'elle soit relative aux autres consommateurs ou aux autres producteurs, n'est pas avérée selon la CWaPE. En dehors des périodes d'autoconsommation, le prosumer prélève ou injecte de l'électricité sur le réseau de distribution. Dans 62,24% du temps, le prosumer est donc soit un consommateur « classique » qui prélève de l'énergie du réseau, soit un producteur dont la puissance de l'installation est inférieure à 10kVA. Lorsqu'il prélève de l'énergie, il paye donc les tarifs périodiques de prélèvement pour la distribution et le transport, lesquels sont identiques pour tous les URD de la basse tension raccordés à un même réseau de distribution.

Les producteurs d'électricité de plus de 10 kVA paient déjà aujourd'hui les tarifs du réseau pour une consommation sur un site, lorsque le cas échéant, celle-ci n'est pas simultanément produite sur ce site. Il semble logique que chacun des acteurs énergétiques contribue aux frais liés à l'utilisation du réseau au *pro rata* de l'usage qu'il en fait.

Vient ensuite la question de la discrimination entre prosumers. L'article 4, § 2, 16 °, du décret tarifaire permet à la CWaPE mais ne lui impose pas de fixer des critères pouvant mener à la fixation de tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution, applicables à des unités de production, différents en fonction de la technologie et la date de mise en service des unités de production. Or, rien ne justifie, au regard de l'exigence d'une contribution équitable aux coûts du réseau, d'établir une distinction entre les unités de production des prosumers, selon leur date de mise en service. A cela s'ajoute que cette disposition ne paraît pas s'appliquer au tarif prosumer, celui-ci n'étant pas un tarif applicable à une unité de production (un tarif d'injection, ou, à la limite, de prélèvement pour le fonctionnement de l'unité de production) mais un tarif applicable au prélèvement d'électricité par une personne qui est, par ailleurs, propriétaire d'une unité de production.

L'UVCW adresse une question relative à un cas très particulier d'installation photovoltaïque réalisée par un tiers investisseur, situation que l'on retrouve apparemment dans différentes communes wallonnes. Sur la base de l'offre de la société Publisolar adressée à la commune de Jalhay, transmise par email en date du 4 mai 2017 par l'UVCW, la CWaPE a adressé une réponse personnelle traitant des particularités propres du contrat soumis à l'analyse. La CWaPE n'entend pas rendre publique cette analyse, mais reste à l'entière disposition de tout acteur de marché qui souhaiterait porter à sa connaissance une situation particulière nécessitant une analyse de la part du régulateur.

La CWaPE acte la remarque de la FEBEG relative au modèle de marché mais considère toutefois cette dernière comme étant hors du contexte de la présente consultation.

La CWaPE prend également acte de la réaction de certains particuliers. Elle rappelle néanmoins que la facture d'électricité est utilisée pour financer le réseau de distribution et de transport ainsi que certaines politiques sociales, environnementales ou d'utilité publique comme le bon fonctionnement de marché de l'énergie ou l'éclairage public. La CWaPE rappelle également que la facture d'électricité est soumise à TVA. Ces mesures politiques ne se trouvent plus financées dans

le modèle tel que présenté.

En ce qui concerne la thématique du stockage d'électricité par les particuliers, la CWaPE considère que la tarification proposée permettra aux prosumers d'arbitrer un choix entre une utilisation complète du réseau et l'investissement dans une batterie domestique, sans pour autant se prononcer sur l'opportunité d'un tel choix.

Au travers des modifications apportées au projet de méthodologie tarifaire, reprises ci-dessous, la CWaPE a voulu, autant que possible, prendre en considération les remarques et suggestions formulées par les acteurs de marché.

▪ Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire

- **Article 3. §3. 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** »
- **Article 64. §2. Le terme capacitaire est applicable :**
 - a) [...]
 - 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

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.

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.

3.1.2.7. Tarifs pour soldes régulateurs

▪ FEBELIEC

Concernant le tarif pour soldes régulateurs, celui-ci peut avoir un signe positif ou négatif. Est-ce que la CWaPE envisage une solution pour le cas (hypothétique) où ce tarif avec un signe négatif pourrait mener à un remboursement en valeur absolue d'un gestionnaire de réseau vers des utilisateurs de réseau ?

▪ Position de la CWaPE

Cette hypothèse est hautement improbable, cependant la CWaPE veillera à ce que la quote-part des soldes régulateurs affectée à chaque année de la période régulatoire ne puisse pas amener à cette situation.

3.1.2.8. Tarifs de prélèvement pour les projets innovants

▪ RESA

Article 69 : Dans le cadre des projets innovants, une grille spécifique est prévue. S'agit-il d'une grille par projet ou d'une grille unique pour tous les projets ? S'il s'agit d'une grille unique, cela risque d'être compliqué à créer et à appliquer car chaque projet sera spécifique. Comme son application est soumise à l'approbation de la CWaPE, ne serait-il pas préférable que chaque projet dispose de sa grille spécifique qui sera établie lorsque le projet sera *live* ? Voir analyse ATRIAS en ANNEXE 4 confidentielle.

Articles 73 : Les tarifs capacitaires sont exprimés en EUR/kVA. Le contrôle du respect de ces puissances exprimées en kVA sera-t-il réalisé sur base d'une puissance réelle (kW-cos phi) ou d'un cos phi forfaitaire de 0,9 par exemple ?

Article 73 : la grille tarifaire « projet innovants » ne correspond actuellement pas aux attentes des partenaires des projets concernés ;

- Pour le *Cloud* : La demande d'exception porte sur la possibilité de valoriser instantanément, ou par l'intermédiaire d'une batterie, de la production d'énergie renouvelable qui serait mutualisée sur les entreprises participantes au 'Cloud'. L'exception porterait donc sur l'autorisation de transmettre des données compensées/valorisées avec le marché de l'énergie.
- Pour *Mery* : La demande d'exception porte sur la création d'un EAN de tête lié à la cabine centrale du micro-réseau, ainsi qu'un EAN pour une batterie, ce qui permettrait une optimisation des flux énergétiques (via un Energy Management System).

▪ ORES

Articles 69 à 73 – Les tarifs de prélèvements pour les projets innovants

Le Décret Tarifaire prévoit, en son article 21, que : « La CWaPE peut adopter, pour une durée limitée dans le temps, des règles de marché et des règles tarifaires spécifiques pour des zones géographiques ou électriques délimitées développées spécifiquement pour la réalisation de projets pilotes innovants et en particulier pour le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution. ».

Dans sa méthodologie tarifaire, la CWaPE donne une interprétation très restrictive de cet article qui pourrait uniquement déboucher sur des règles tarifaires spécifiques de prélèvement basées sur les concepts de capacité flexible et de capacité permanente. Cette interprétation restrictive appelle au minimum les commentaires suivants :

Premièrement, l'absence de justification suffisante de la CWaPE permettant de comprendre pourquoi une interprétation unique est donnée de cet article.

Deuxièmement, une absence de justification concernant la manière dont ces règles spécifiques permettent « le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution. »

Troisièmement, le fait que par cette interprétation la CWaPE détermine a priori le type de projets pilotes innovants qui pourraient être menés sur base de l'article 21, et disqualifie *de facto* des projets innovants actuels ou futurs qui répondraient aux critères de l'article 21 du décret mais pas à la proposition tarifaire de la CWaPE.

Selon ORES, l'interprétation donnée par la CWaPE de l'article 21 du décret n'est au mieux qu'une des interprétations possibles de ce décret et ne doit en rien préjuger des décisions que la CWaPE prendrait par rapport à des demandes d'application de l'article 21 pour des projets répondants aux critères de l'article 21.

A titre illustratif, ORES souhaite citer le projet pilote E Cloud soutenu par la Région wallonne dans le cadre du Plan Marshall qui répond aux critères de l'article 21 (et nécessite une application de celui-ci). Ce projet a pour objectif de tester, dans le cadre d'un projet pilote, une règle de marché spécifique, à savoir le calcul de l'autoconsommation de manière locale et agrégée entre plusieurs entreprises partenaires.

Concernant la pertinence d'une application éventuelle des notions de capacité permanente et de capacité flexible aux tarifs de prélèvement, il convient de souligner qu'étant donné que, à ce jour, aucun risque de congestion causé par des URD n'a été détecté, il n'y a donc aucun besoin en capacité flexible de prélèvement chez les URD, sur base de la notion existant actuellement. Financièrement parlant, ce besoin est également inexistant : d'une part tout consommateur à qui le GRD proposerait un tel tarif serait donc tenté de choisir le tarif le plus faible, c'est-à-dire 100% de capacité flexible, sachant que le risque de limitation de la capacité est nul. D'autre part, ORES ne dispose pas de budget complémentaire pour couvrir la perte de revenus liée à un tel tarif. En conclusion, le tarif proposé nous semble, complémentirement aux remarques de principe ci-dessous, inadéquat au niveau technique et financier. Dès lors, bien que l'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 prévoit les concepts de capacité permanente et de capacité flexible dans le cadre du raccordement d'unités de production et de leur injection sur le réseau, une application « pure et simple » de ces concepts au prélèvement ne nous semble pas pertinente. Enfin, le fait que la proposition de la CWaPE se limite à la moyenne tension ne tient pas compte du fait que les défis liés à l'électrification future du réseau se feront ressentir principalement en basse tension. Sans compteur intelligent ni tarif incitatif à rester dans une capacité pré-contractée, des surcoûts très importants à charge de la collectivité sont pressentis. Cet état de fait a déjà été présenté par ORES à la CWaPE. Les notions de capacité permanente et flexible telles qu'imaginées dans la proposition tarifaire de la CWaPE ne sont donc ni pertinentes ni applicables.

Pour ces motifs, il y a lieu pour la CWaPE de reconsidérer sa position sur les tarifs pour projets innovants.

▪ **FEBELIEC**

Concernant l'application de tarifs de prélèvement spécifiques pour des projets innovants, Febeliec s'interroge sur la nécessité de prévoir ceci dans cette méthodologie. Les tarifs réseaux doivent répondre aux critères de transparence, non-discrimination et réflectivité de coûts et ne devraient en principe pas être utilisés pour mener une politique de soutien de certains projets. En tout état de cause, il convient d'encadrer le système de manière stricte en limitant dans le nombre, l'ampleur et la durée, l'application de tels tarifs spécifiques.

▪ **FEBEG**

La proposition prévoit que toute grille tarifaire relative à un projet innovant doit être approuvée par la Cwape (art. 69).

Pour la FEBEG, il paraîtrait utile de préciser que toute dérogation aux principes généraux de la méthodologie tarifaire devrait être objectivée et justifiée. De même, il paraîtrait également utile de prévoir une évaluation des dérogations autorisées, en ce compris de l'impact tarifaire pour les différents intervenants, actifs ou non dans le projet.

Au niveau opérationnel, la FEBEG demande au régulateur de prendre en compte les conséquences d'adaptions systèmes IT et financières pour les fournisseurs de ces modalités tarifaires particulières.

▪ **EDORA**

La proposition de grille tarifaire applicable aux projets pilotes en vertu de l'article 21 du Décret ne comprend que la partie du tarif relative à l'utilisation du réseau. Vérification faite, il semble que le reste du tarif s'appliquerait cependant.

L'application de cette grille sera par ailleurs soumise à approbation de la CWaPE. Les recettes budgétées par l'application de cette grille n'entrent pas dans le calcul du revenu autorisé, par contre les recettes réelles seront prises en compte dans le calcul des soldes régulateurs.

EDORA est favorable, sur le principe, au développement des réseaux fermés professionnels, et de manière plus large, aux 'micro-grids'. Ceux-ci permettent en effet la mise en œuvre de solutions en efficacité énergétique, en renouvelable, en flexibilité de la demande, en moyens de stockage et toute forme d'intelligence en matière de gestion et consommation de l'énergie. Les microgrids sont, à ce titre, essentiels pour plus d'intelligence dans le système énergétique car ils peuvent être catalyseurs de la mise en œuvre de ces solutions. EDORA souhaite donc qu'un cadre juridique soit mis en place afin d'encadrer la dynamique de développement de ce type de projets. L'existence d'une grille tarifaire spécifique contribue à clarifier le cadre, même si elle reste limitée aux projets pilotes.

En termes tarifaires, il nous semble que sur le *long terme*, la tarification de ce type de projets doit viser à une juste répartition des coûts et bénéfices (social welfare), en ce compris, le cas échéant, un dédommagement de la collectivité pour les 'stranded costs' (charge de la preuve du côté de celui qui s'estime préjudicié).

Sur le **court terme** cependant, il semble indispensable, pour encourager le développement de ce

type de projets (source d'innovations), de veiller à ce que la tarification 2019-2023 soit clairement **incitative**.

Cela étant posé, plusieurs questions se posent à la lecture de la proposition :

- Qu'en est-il de l'application de l'ensemble des termes tarifaires (OSP, surcharges, ni refacturation des tarifs de transport) ? Quelle « cost réactivité » dans l'application des charges de transport à des projets dont l'objectif est de maximiser les productions et consommations locales ?
- La CWaPE pourrait-elle préciser d'emblée comment elle entend appliquer les critères du Décret pour pouvoir prétendre à l'application de cette grille tarifaire ? En effet, le Décret mentionne qu'il s'agit de projets « innovants pour le développement de solutions à la problématique de connexion des productions décentralisées », sans plus de précisions. Quels critères de qualité pour ce type de projets ?
- Par ailleurs, comment les montants du tarif seront-ils fixés ? Sera-ce un tarif identique pour tous les projets innovants, ou un tarif au cas par cas ? Qui fait la proposition tarifaire ?
- Quel caractère incitatif sera donné aux tarifs, ou, à défaut, comment la 'cost-réactivité' de ces montants sera-t-elle démontrée (quantification des coûts et bénéfices liés au dit projet innovant) ?
- Le tarif s'applique-t-il par 'utilisateur de réseau' ? Comment serait-il applicable à un projet de 'microgrid' dans ce cadre ?

▪ **Position de la CWaPE**

L'article 21 de décret du 19 janvier 2017 prévoit que la CWaPE peut adopter, pour une durée limitée dans le temps, des règles de marché et des règles tarifaires spécifiques pour des zones géographiques ou électriques délimitées développées spécifiquement pour la réalisation de projets pilotes innovants et en particulier pour le développement de solution à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution.

La grille tarifaire de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution applicable aux projets pilotes innovants, reprise à l'annexe 9 de la méthodologie tarifaire 2019-2023, constitue une proposition de grille tarifaire de distribution formulée par la CWaPE correspondant aux réflexions menées dans le cadre des cycles de rencontre de l'énergie. Cette proposition vise à tester cette proposition pour les acteurs qui le souhaiterait dans le cadre strict de l'application de l'article 21. A cette fin, la CWaPE s'est efforcée de simplifier au maximum la grille tarifaire, reprenant en un seul tarif les trois types de terme possibles : capacitaire, fixe et proportionnel. Les tarifs pour les obligations de service public, pour les surcharges et pour les soldes de régulateurs sont intégrés dans le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, sauf lorsque cela n'est pas pertinent comme par exemple pour les unités de stockage d'électricité.

Chaque porteur de projet pilote innovant répondant aux critères de l'article 21 du décret du 19 janvier 2017 peut s'adresser à la CWaPE afin de proposer une grille tarifaire applicable à son projet. Cette grille tarifaire peut être, par défaut, celle approuvée par la CWaPE lors de l'approbation des propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution, soit une autre grille ayant d'autres valeurs tarifaires, voire une toute autre structure que la grille proposée par la CWaPE. La CWaPE pourrait donc potentiellement approuver autant de grilles qu'il y a de projets innovants et ne cherche donc pas consacrer *a priori*, à travers la méthodologie tarifaire, une interprétation restrictive de l'article 21 du décret tarifaire.

La CWaPE n'a pas formulé de proposition quant à une grille tarifaire pour les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport mais invite tout porteur de projet pilote innovant à

lui soumettre une proposition en ce sens.

L'analyse de la demande d'application d'une grille tarifaire spécifique de distribution ou de transport, au sens de l'article 21 du décret du 19 janvier 2017, portera tout d'abord sur le caractère innovant du projet pilote et plus particulièrement sur les solutions qu'il apporte à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution. L'analyse de la CWaPE portera également sur la grille tarifaire proposée, sa nécessité et sa pertinence, sur ses impacts potentiels en matière de coûts pour le projet lui-même ainsi qu'en matière de recettes pour le GRD concerné. Ce dernier sera d'ailleurs associé à l'analyse afin d'identifier les impacts financiers et techniques sur son réseau de distribution. Par ailleurs, la CWaPE veillera à associer à la discussion l'ensemble des acteurs de marché concernés, à tout le moins les fournisseurs d'énergie. La décision de la CWaPE relative à la demande d'application d'une grille tarifaire spécifique sera dûment motivée et publiée sur le site Internet de la CWaPE.

3.1.2.9. Tarifs d'injection

▪ RESA

Articles 76 : Les tarifs capacitaires sont exprimés en EUR/kVA. Le contrôle du respect de ces puissances exprimées en kVA sera-t-il réalisé sur base d'une puissance réelle (kW-cos phi) ou d'un cos phi forfaitaire de 0,9 par exemple ?

Tarifs d'injection : voir analyse des impacts ATRIAS en ANNEXE 4 confidentielle. Serait-il possible de repreciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ? L'ajout d'un nouvel attribut dans le CMS entraine des conséquences non négligeables. Actuellement, au niveau de la production, nous transmettons vers le CMS :

- Installed Power (puissance de l'installation)
- Converter Power (puissance des onduleurs).

▪ ORES

Articles 74 à 77 et 85 à 89 – Tarifs d'injection en électricité et gaz

A nouveau, toute la charge du benchmarking (tarif électricité) est mise chez les GRD sans même spécifier la méthodologie de benchmarking et sans savoir comment celui-ci sera organisé (récolte des données, etc.) entre GRD.

ORES souligne en outre que les tarifs d'injection et les volumes concernés doivent être connus au moment de l'élaboration des enveloppes de revenus autorisés - et donc dans le courant du dernier trimestre 2017 si les GRD veulent pouvoir ventiler correctement celles-ci entre prélèvement et injection.

ORES souligne à ce sujet que malgré le travail en deux étapes (budgets des revenus autorisés pour le 1^{er} janvier et élaboration des tarifs une fois ces budgets approuvés), les tarifs non périodiques devront également être connus (et approuvés ?) au moment de l'établissement des enveloppes de revenu autorisés puisqu'ils influencent ces dernières. Alternativement, ces aspects doivent être reportés à une phase ultérieure de la procédure. La méthodologie de la CWaPE doit préciser la procédure à suivre en la matière.

La définition des tarifs d'injection en gaz fait appel à de nouvelles notions (par exemple, notion de rebours) qu'il conviendra de définir plus précisément.

La méthodologie de la CWaPE doit préciser la procédure à suivre en la matière.

▪ **FEBELIEC**

Febeliec soutient la continuation de tarifs d'injection, vu que les producteurs utilisent les réseaux et ne sauraient guère transporter leur énergie produite sans réseau. Ceci est donc une approche en ligne avec le critère de réflectivité de coûts. Febeliec oserait même demander un split 50/50 des coûts réseaux entre consommateurs et producteurs, car les consommateurs ainsi que les producteurs bénéficient autant de la disponibilité d'un réseau performant et fiable.

Febeliec trouve positif que la CWaPE a abandonné, pour les tarifs de prélèvement, l'idée de termes capacitaires distincts pour capacité permanente et capacité flexible, car une telle approche pourrait en effet, comme décrit par Febeliec à plusieurs reprises, mener à terme à un sous-investissement dans les réseaux avec les répercussions négatives qui en découleraient. A contrario, appliquer une approche de tarifs pour capacité permanente et pour capacité flexible pour des tarifs d'injection a, elle, réellement du sens, car, surtout dans le cadre de sources de production intermittentes, appliquer cette distinction peut mener à un moindre coût global, tant pour le gestionnaire de réseau et donc la collectivité que pour un producteur, qui pourra lui-même faire le *trade-off* entre la capacité permanente et flexible en fonction de la production attendue et la valeur de cette production. Febeliec comprend l'approche de la CWaPE de mettre le tarif pour la capacité d'injection flexible à zéro EUR/kVA pour la période 2019-2023, mais s'attend à que cette approche changera en fonction de l'état des réseaux dans les périodes suivantes, en fonction des besoins et d'une approche de maximisation du social *welfare* ainsi que la minimisation des coûts au niveau sociétal.

▪ **FEBEG**

La proposition de méthodologie tarifaire prévoit des tarifs d'injection uniformes pour l'ensemble de la Région, applicables aux unités de production dont la puissance est supérieure à 10kVA, quelle que soit la technologie et la date de mise en service.

Pour la FEBEG, dans un contexte de transition énergétique qui impose le développement massif d'installations de production renouvelable, l'application de tarifs d'injection représente un frein à la réalisation des objectifs, et introduit une distorsion de concurrence paradoxale des productions wallonnes par rapport aux productions des autres régions et pays, en dégradant de ce fait le *merit order* de nos installations au bénéfice d'installations « étrangères ». En outre, une telle surcharge représente une entrave supplémentaire à la nécessaire intégration progressive de la production renouvelable au marché.

La FEBEG est donc opposée à de tels tarifs.

Si toutefois de tels tarifs devaient être mis en place, il serait alors primordial qu'ils:

- Soient régis par le stricte et unique principe de « cost reflectivity » lié aux seuls coûts réseaux supplémentaires induits par l'injection de production renouvelable ;
- Ne créent pas un désavantage compétitif supplémentaire pour les productions wallonnes, belges, et renouvelables ;
- Soient établis sur base d'un benchmark dont la méthodologie devra être explicitée et concertée.

Sur base du dernier rapport sur les « *onrendabele top* » du VEA pour les projets 2017, la FEBEG constate l'application des tarifs d'injection suivants au niveau de la distribution dans les pays limitrophes :

Cat	VL (gemiddel de VEA)	BXL	NL	DE	FR	UK
>10 k W	LS: 5,81 €/MWh MS: 3,26 €/MWh	0	0	0	0	n.b.

Il est à souligner que l'application d'un tarif d'injection en Région flamande est actuellement remise en cause par le régulateur qui mène actuellement une réflexion sur sa suppression.

La FEBEG constate également que les tarifs d'injection capacitaires, tels que proposés par la Cwape, sont basés sur une estimation d'heures de production : éolien en T-MT, biomasse en MT et PV en T-BT et BT. La Cwape prend ainsi comme hypothèses (art. 77) :

- Eolien : 2.200 h/an et 0 % d'autoconsommation
- Biomasse : 6.800 h/an et 50% d'autoconsommation
- PV : 950 h/an pour du PV et 78% d'autoconsommation

Tout projet qui s'écarterait de ces hypothèses risquerait donc de payer davantage que ce que le benchmark conclue. Des tarifs d'injection capacitaires présentent dès lors un risque de désavantager certaines installations.

Nous constatons également que le projet stipule que les tarifs d'injection ne prévoient pas de différence en fonction de la technologie de production ou en fonction de la date de mise en service (art. 75). Pour la FEBEG, l'application de tarifs d'injection à des unités de production existantes qui n'y étaient pas soumis, revient à imposer une charge a posteriori alors que le business plan de ces installations n'en tenait pas compte et modifie donc les conditions d'investissements initiales.

▪ EDORA

La proposition de méthodologie tarifaire prévoit des **tarifs d'injection** uniformes pour l'ensemble de la Région, applicables aux unités de production dont la puissance est supérieure à 10kVA, quelle que soit la technologie et la date de mise en service. Ce tarif d'injection est composé du seul tarif pour l'utilisation du réseau, à l'exclusion de tous les autres. Il s'agit d'un tarif capacitaire comprenant une partie relative à la capacité « permanente » de raccordement, et une partie relative à la capacité « flexible », et d'un terme fixe. Le terme capacitaire pour la capacité flexible est fixé à zéro pour la période réglementaire 2019-2023.

EDORA s'oppose fermement (et depuis leur introduction dans les tarifs de transport en 2011) au principe des tarifs d'injection.

L'application de tarifs d'injection introduit en effet une **distorsion de concurrence entre les productions wallonnes par rapport aux productions des autres régions et pays**, dégradant de ce fait le *merit order* de nos installations au bénéfice d'installations « étrangères » dès lors que le terme G serait plus faible (voire nul) dans d'autres régions et pays.

L'argument selon lequel les producteurs « seraient de toute façon dédommagés puisque le tarif d'injection sera compris dans le calcul de niveau de soutien par certificats verts » est fallacieux, puisqu'il n'est pas dans l'intérêt des producteurs renouvelables que l'on renchérisse leurs coûts de

production, dès lors que ce n'est de surcroît pas au bénéfice du consommateur final (qui paiera de toute façon cesoutien).

En d'autres mots, pour les tarifs d'injection, il convient de vérifier :

- que ceux-ci ne créent pas un désavantage compétitif supplémentaire pour les productions wallonnes, belges, et renouvelables ;
- en quoi une telle application est susceptible de réduire le coût total de la facture du consommateur dès lors que ce coût sera répercuté sur le consommateur ;
- qu'il ne s'agit pas d'un effet cosmétique permettant de réduire le tarif apparent du GRD vis-à-vis du consommateur mais sans gain véritable pour ce dernier.

Afin de limiter tout risque de désavantage concurrentiel pour les installations de production situées en Wallonie, la méthodologie du benchmark sera essentielle. La méthodologie de la comparaison devra être explicitée et concertée. Il conviendrait ainsi de limiter les éventuels tarifs d'injection au montant le plus bas appliqué en Belgique ou dans les pays limitrophes. Rappelons également que la *Regulation 838/2010*, qui vise à favoriser le marché intérieur ('level playing field'), impose un **maximum de 0,5€/MWh** pour les tarifs de transport. Ce montant devrait servir de **plafond absolu** lors du benchmarking.

Description des tarifs d'injection appliqués à la distribution dans les pays et région limitrophes (source : FEBEG):

Cat	VL (gemiddelde VEA)	BXL	NL	DE	FR	UK
>10 kW	LS: 6,83 €/MWh MS: 3,26 €/MWh	0	0	0	0	n.b.

La VREG, dans son rapport de consultation du 17 janvier 2017 relatif à la consultation publique sur la modification de la structure tarifaire pour les tarifs de distribution 2017-2020⁴, reconnaît qu'il y a de « bonnes raisons » pour supprimer ou exonérer de ces tarifs, et affirme qu'elle va examiner les voies légales pour le faire.

A titre secondaire, EDORA constate que les tarifs d'injection capacitaires, tels que proposés par la Cwape, sont basés sur une estimation d'heures de production : éolien en T-MT, biomasse en MT et PV en T-BT et BT.

La Cwape prend ainsi comme hypothèses (art. 77) :

- Eolien : 2.200 h/an et 0 % d'autoconsommation
- Biomasse : 6.800 h/an et 50% d'autoconsommation
- PV : 950 h/an pour du PV et 78% d'autoconsommation

Tout projet qui s'écarterait de ces hypothèses risquerait donc de payer davantage que ce que le benchmark conclut. Des tarifs d'injection capacitaires présentent dès lors un risque de désavantager certaines installations.

Nous constatons également que le projet stipule que les tarifs d'injection ne prévoient pas de différence en fonction de la technologie de production ou en fonction de la date de mise en service (art. 75). Pour EDORA, l'application de tarifs d'injection à des unités de production existantes qui n'y étaient pas soumis, revient à imposer une charge a posteriori alors que le business plan de ces installations n'en tenaient pas compte et modifie donc les conditions d'investissements initiales. Ce

type de remise en cause accrédite la thèse selon laquelle le cadre wallon est par nature instable pour les investisseurs et la prime de risque est ainsi majorée, ce qui n'est pas du tout souhaitable. C'est une raison supplémentaire pour que tous les signaux économiques soient assortis de ou des objectifs poursuivis afin que, à tout le moins, chaque lien soit clair.

▪ Position de la CWaPE

L'article 76 de la méthodologie tarifaire reprend les définitions de la capacité permanente et de la capacité flexible telles que formulées par l'AGW du 10 novembre 2016. L'article 76 est légèrement modifié afin d'intégrer cette référence légale.

La CWaPE apporte des précisions complémentaires quant aux modalités de réalisation du « benchmarking » sur base duquel les gestionnaires de réseau de distribution doivent établir des tarifs pour l'injection d'électricité sur les réseaux de distribution en Région wallonne. Ces précisions sont intégrées dans l'article 77 de la méthodologie tarifaire.

Par ailleurs, la CWaPE précise que, puisque les tarifs pour l'injection d'électricité sur le réseau de distribution sont uniformisés sur le territoire de la Région wallonne, les GRD peuvent réaliser conjointement la comparaison prévue à l'article 77 de la méthodologie tarifaire.

L'article 4 de la méthodologie tarifaire décrit les deux phases successives qui composent la procédure d'approbation des tarifs périodiques et non-périodiques de distribution :

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

- la procédure d'approbation de la proposition de revenu autorisé ;
- la procédure d'approbation des propositions de tarifs périodiques et non périodiques

Ce n'est que lors de la seconde phase, c'est-à-dire au plus tôt pour le 1^{er} septembre 2018 (conformément à l'article 96 de la méthodologie tarifaire), que les gestionnaires de réseau de distribution doivent procéder à la ventilation du revenu autorisé entre le prélèvement et l'injection. Il est par ailleurs important de préciser que, compte tenu du fait que les tarifs pour l'injection d'électricité sur le réseau de distribution sont uniformisés sur le territoire de la Région wallonne, l'égalité parfaite entre les charges et les recettes liées à l'injection ne pourra jamais être atteinte pour chaque gestionnaire de réseau de distribution individuellement. La CWaPE a donc prévu, dans son modèle de rapport relatif aux propositions tarifaires, que les GRD déduisent les recettes issues des tarifs d'injection des charges devant être couvertes par les tarifs de prélèvement.

▪ Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire

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

¹⁴ et 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

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.

¹⁸⁻¹⁹ 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

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.*

[...]

3.1.3. Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz naturel

3.1.3.1. Catégories tarifaires

- **ORES**

Article 78 – Catégories tarifaires en gaz

L'article 78 semble indiquer un passage d'une catégorisation par groupe de clients (au sein desquels plusieurs tranches tarifaires et plusieurs types de compteur existent) à une catégorisation par groupe tarifaire. La catégorisation actuelle est la suivante :

	YMR	MMR	AMR
0 - 5.000	T1	T1	
5.001 - 150.000	T2	T2	
150.001 - 1.000.000	T3	T3	
1.000.000 - 10.000.000	T4	T4	T5 = T4o
> 10.000.000		T4	T6

La catégorisation décrite à l'article 78 de la méthodologie ne prévoit pas tous les cas de figure existants actuellement. Qu'en est-il par exemple d'un client T4 avec consommation > à 10 GWh/an avec appartenance au groupe de clients 3 comme possible actuellement ?

- **Position de la CWaPE**

L'article 78 décrit les catégories tarifaires telles qu'elles figurent dans les grilles tarifaires pour le prélèvement de gaz naturel sur le réseau de distribution. Ces catégories tarifaires sont inchangées par rapport à la période réglementaire précédente, à l'exception de la suppression de la catégorie T4o chez ORES qui devient (et remplace) la catégorie T5 et de l'ajout de la catégorie tarifaire CNG. Ces modifications avaient été préalablement discutées avec les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel.

La remarque d'ORES ci-dessus vise non pas les catégories tarifaires mais bien la notion de « groupe de client ». Cette notion n'intervient pas directement dans les grilles tarifaires, mais plutôt au niveau des modèles de rapport. En effet, à l'heure actuelle, c'est sur base de la découpe en groupes de clients qu'ORES ventile son revenu autorisé et estime les volumes de consommation. Toutefois, la découpe en « groupe de clients » est différente de la découpe en « catégories tarifaires », un groupe de client pouvant contenir plusieurs catégories tarifaires et une catégorie tarifaire pouvant se retrouver divisée entre plusieurs groupes de clients. L'incapacité d'ORES à identifier précisément les coûts imputés à chaque catégorie tarifaire pose question quant au caractère réfectif des tarifs pour le prélèvement de gaz naturel sur les réseaux de distribution. La CWaPE comprend évidemment que la construction des tarifs de distribution relatifs au gaz naturel est différente de celle appliquée pour l'électricité, mais demande toutefois à ce que la logique soit explicitée et documentée de manière claire et transparente, ce qui n'est pas le cas à l'heure actuelle.

La CWaPE autorisera les GRD à prendre quelques libertés dans le remplissage des modèles de rapport relatifs aux propositions tarifaires pour le gaz naturel, par exemple en autorisant les GRD à déduire l'imputation du revenu autorisé aux différentes catégories tarifaires sur base des recettes qui seront budgétées pour chacune de ces catégories ou en autorisant l'imputation du revenu autorisé uniquement sur la base de clés de répartitions, lesquelles devront être documentées et justifiées.

Sur la base des modèles de rapport, la CWaPE devra néanmoins obtenir une vue de la ventilation des différentes charges composant le revenu autorisé, et cela par catégorie tarifaire. Si des imputations semblent incohérentes, discriminatoires ou déraisonnables, la CWaPE pourra demander au GRD de les modifier, que ce processus ait été réalisé de manière induite ou déduite. Le modèle de rapport est construit de manière à faire apparaître les divergences entre revenu autorisé et recettes budgétées, cela par tarif et par catégorie tarifaire. Les divergences les plus importantes devront être justifiées par le gestionnaire de réseau.

3.1.3.2. Tarifs de prélèvement

- **RESA**

Article 80, §2 : RESA ne transmettait pas de Cap Max en gaz. Serait-il possible de préciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ?

- **ORES**

Article 80, §3 – Le terme fixe du tarif pour l'utilisation du réseau en gaz

En gaz, selon les tarifs tels qu'ils sont constitués actuellement, une partie du tarif d'acheminement pour toutes les tranches de consommation ainsi que le tarif mesure et comptage sont exprimés sous la forme d'un terme fixe en EUR/an.

Pour le tarif mesure et comptage, il s'agit cependant d'un terme fixe qui varie en fonction du type de compteur et non pas en fonction de la catégorie tarifaire. Les utilisateurs du réseau appartenant à la même catégorie tarifaire ne disposent actuellement pas tous du même type de compteur.

ORES propose de restaurer la dimension type de compteur pour le terme fixe dans les grilles tarifaires proposées par la CWaPE.

Article 80, §4 – Le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau en gaz

La CWaPE pourrait-elle confirmer que tous les tarifs existants et facturés actuellement mais non repris aux articles 80 à 82 de la présente méthodologie sont inclus, par déduction, dans le tarif pour utilisation du réseau de distribution (terme proportionnel) repris à l'article 80, §3, de la présente méthodologie ? ORES peut-il inclure d'autres éléments dans ce terme fixe ?

- **Position de la CWaPE**

Dans un souci de simplification et d'amélioration de la lisibilité des grilles tarifaires, la CWaPE souhaite qu'il n'y ait plus qu'un seul terme fixe par catégorie tarifaire, et ce quel que soit le type de compteur installé chez l'URD. La CWaPE souligne que les catégories tarifaires telles que définies dans la méthodologie tarifaire tiennent partiellement compte du type de compteur installé chez l'URD. Ainsi un URD avec un compteur télé-révélé se retrouvera affecté à la catégorie tarifaire T5 ou T6, les autres catégories tarifaires pouvant correspondre à des URD avec un compteur MMR ou YMR. La probabilité est toutefois faible de voir dans les catégories tarifaires T1 et T2 un URD avec un compteur MMR.

Pour le gaz, ce terme fixe remplace donc l'ancien tarif pour l'activité de mesure et comptage et l'ancien terme fixe. La CWaPE prône une stabilité du terme fixe et son maintien dans les proportions actuelles, la comparaison avec les périodes réglementaires précédentes devant être réalisée en additionnant le tarif pour l'activité de mesure et comptage et le terme fixe. Les coûts associés à l'activité de relève et comptage qui ne seraient pas couverts par le terme fixe peuvent être couverts par le terme capacitaire ou le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

La CWaPE soulève une incohérence dans une remarque formulée par ORES et suppose que le GRD parle du terme proportionnel repris à l'article 80, §4. La CWaPE confirme dès lors le raisonnement d'ORES, c'est-à-dire que les tarifs proportionnels qui figuraient précédemment dans les grilles tarifaires pour la distribution de gaz naturel et qui ne sont plus mentionnés dans les grilles tarifaires applicables à la période réglementaire 2019-2023 sont « inclus » dans le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.

En ce qui concerne le terme capacitaire, la CWaPE a analysé les pratiques de RESA et ORES et a noté des différences substantielles. La proposition formulée par la CWaPE dans son projet de méthodologie tarifaire ambitionnait de concilier au mieux les deux approches. Dans un souci de transparence et de compréhension des grilles tarifaires, la CWaPE souhaite, à terme, uniformiser les pratiques d'ORES et RESA quant à l'application et au calcul du terme capacitaire. Afin de ne pas provoquer chez certains URD un choc tarifaire inattendu et trop important, la CWaPE tolère une période transitoire pendant laquelle RESA peut continuer à déterminer, pour chaque URD appartenant à la catégorie tarifaire T6, une souscription corrigée (Sc) à laquelle s'applique le terme capacitaire. Cette période transitoire s'achèvera à la fin de la période réglementaire 2019-2023. La CWaPE invite toutefois les experts techniques de RESA à lui adresser les questions qu'ils auraient quant au calcul du terme capacitaire et son implémentation.

▪ Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire

Article 80. §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.*

▪ ORES

Article 84 – Le tarif CNG

La décision de la CWaPE doit préciser selon quelle méthodologie le calcul du tarif CNG uniforme doit être réalisé. A nouveau, le niveau de tarif doit être connu afin de déterminer le revenu autorisé qui sera affecté à ce tarif.

- **RESA**

Article 84 :

- Qui va déterminer ce tarif ? Comment y associer une partie des coûts OSP d'achat de gaz SER (article 81, §2) si ce tarif doit être uniforme pour toute la Wallonie ?
- Il n'a pas actuellement été prévu de dissocier ces types de clients (CNG) des autres clients dans ATRIAS → modification.

- **Position de la CWaPE**

Lors de l'approbation des tarifs de distribution applicables à l'année 2017, la CWaPE a autorisé les GRD de gaz naturel à appliquer le tarif T3 aux stations CNG, et ce, quelle que soit leur niveau de consommation annuel. Les GRD avaient fourni à la CWaPE une note expliquant la nécessité d'appliquer un tel tarif aux stations CNG au vu de l'avantage qui leur était offert sur les coûts de raccordement. La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit désormais une catégorie tarifaire spécifique pour les stations CNG. Le calibrage du tarif doit toutefois respecter la même logique que précédemment, c'est-à-dire prendre en compte l'avantage offert sur les tarifs non-périodiques. C'est en ce sens que la CWaPE apporte les précisions demandées à l'article 84 de la méthodologie tarifaire.

La CWaPE modifie également l'article 81 de manière à ne plus imputer de charges relatives aux OSP à la catégorie tarifaire CNG.

Par ailleurs, ce n'est que lors de la seconde phase, c'est-à-dire au plus tôt pour le 1^{er} septembre 2018 (conformément à l'article 96 de la méthodologie tarifaire), que les gestionnaires de réseau de distribution doivent procéder à la ventilation du revenu autorisé entre les différentes catégories tarifaires. Les tarifs applicables aux stations CNG étant uniformisés sur le territoire de la Région wallonne, l'égalité parfaite entre les charges et les recettes liées à cette catégorie tarifaire ne pourra jamais être atteinte pour chaque gestionnaire de réseau de distribution individuellement.

- **Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire**

Article 81. § 1er. *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 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.

3.1.3.3. Tarifs d'injection

- **RESA**

Articles 88 et 89 : Les notions de capacité de rebours et de volumes de rebours devraient être réexplicitées. Serait-il possible de préciser les définitions techniques avec nos experts techniques (gridfee et Atrias) ?

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE apporte ci-dessous quelques précisions quant à la définition de la « capacité de rebours » et du « volume de rebours » :

Capacité de rebours : capacité souscrite par l'URD 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.

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.

La CWaPE précise que les articles 86 à 89 de la méthodologie tarifaire ont été rédigés conformément au 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. L'article 85 précise quant à lui que **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 SER soient adoptées au moment de l'approbation des tarifs et qu'elles entrent en vigueur avant ou au cours de la période régulatoire.**

3.1.4. Section 4 : Modèles des grilles tarifaires

- **FEBEG**

La FEBEG se réjouit de la volonté du projet de procéder à une simplification et une plus grande uniformité des structures tarifaires. Dans ce cadre, nous insistons tout particulièrement sur une uniformité totale dans les modalités d'application entre les GRD des grilles tarifaires, en adoptant un modèle de grille unique sans interprétation possible ou encore en respectant le principe stricte d'un *netcode* distinct par tarif.

▪ Position de la CWaPE

L'article 58 de la méthodologie tarifaire prévoit que 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.

L'annexe 9 prévoit ensuite que La structure des grilles tarifaires de distribution est fixée pour la période réglementaire 2019-2023. Les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent ni ajouter ni supprimer des tarifs dans ces grilles.

Les gestionnaires de réseau de distribution doivent compléter les informations suivantes :

- Nom du gestionnaire de réseau de distribution
- Période de validité des tarifs
- Codes EDIEL : certains codes sont renseignés à titre informatif sur la base des grilles tarifaires applicables à l'année 2017
- Codes tarif : les codes tarifs peuvent être complétés dans les intitulés des colonnes
- Les valeurs tarifaires : les cases affichant un « v » doivent être complétées par les gestionnaires de réseau de distribution. Les cases pour lesquelles un tarif égal à zéro a déjà été complété ne peuvent pas être modifiées.
- Les modalités d'application et de facturation des tarifs : un espace de texte est prévu sous les grilles tarifaires. Chaque GRD peut y renseigner les informations nécessaires à la bonne application de ses tarifs de distribution.
 - Pour l'électricité, les gestionnaires de réseau de distribution indiquent au minimum les heures de pointe applicables.
 - Pour le prélèvement de gaz, les gestionnaires de réseau de distribution indiquent au minimum la méthode de détermination ex ante de la consommation annuelle des utilisateurs de réseau, les modalités de calcul de la capacité horaire maximale et les particularités relatives à la facturation des tarifs de distribution (best bill).

Les grilles tarifaires ont donc une structure figée et ne peuvent pas être modifiées par les GRD. Les codes EDIEL et les codes tarifs doivent être identiques pour tous les GRD. Lors de son contrôle en vue de l'approbation des propositions tarifaires des gestionnaires de réseaux de distribution, la CWaPE veillera à la plus grande homogénéité dans la rédaction des modalités d'application et de facturation des tarifs. Toutefois, force est de constater que des particularités persisteront encore pour certains GRD (par exemple : coefficient de dégressivité pour l'électricité et coefficient de saisonnalité pour le gaz).

3.1.4.1. Les tarifs non périodiques de distribution

- **RESA**

Malgré la remise de la proposition tarifaire en deux étapes (revenu autorisé et tarifs), le travail à réaliser sur les tarifs non périodiques devra être en amont de l'établissement des enveloppes de revenu autorisé car ils influencent ces dernières. Par ailleurs, le GRD devra également travailler sur les tarifs périodiques pour mesurer les impacts de la méthodologie sur les tarifs des URDs (simulations).

Article 93 : l'étude devrait être liée à l'affectation (injection et/ou prélèvement) plutôt que injection ou prélèvement.

- **EDORA**

Le secteur est particulièrement attentif à certains postes non périodiques dont les montants ne sont pas toujours compris, ne sont pas en ligne avec les prix des équipements et/ou du marché ou sujets à inflation injustifiée. Par ailleurs, des distorsions de concurrence existent entre GRDs, parfois pour des questions « historiques » non justifiables pour l'utilisateur de réseau. La volonté d'harmonisation des tarifs non périodiques à l'horizon 5 ans est à ce titre saluée sur le principe (il conviendra néanmoins d'assurer une harmonisation juste, c'est-à-dire au moindre coût).

Les postes sous la loupe concernent en particulier les postes relatifs aux études, raccordements, RTU, mise à disposition des données de comptage et coûts des compteurs.

Ces deux derniers points méritent une attention particulière dès lors que les investissements compteurs sont compris dans la RAB, et que les projets d'installation de nouveaux compteurs font partie des charges nettes opérationnelle spécifiques comprises dans le revenu autorisé. Il ne peut donc être question de faire payer ces compteurs plusieurs fois.

Dans le cadre des prestations diverses, la pratique de faire payer un URD pour l'obtention de ses propres données quart-horaires pose sérieusement question. Il y a double paiement de l'URD pour obtenir ses données :

- Tarif pour l'activité de mesure et de comptage (dans les tarifs périodiques)
- Mise à disposition des informations de comptage ou des impulsions (dans les tarifs non périodiques)

Cette pratique doit être strictement contrôlée par le régulateur, voire prohibée.

Le processus de concertation en cours avec certains GRD afin de faire part du feed-back des producteurs, et obtenir des éclaircissements pourrait utilement alimenter les réflexions dans le cadre de la proposition tarifaire.

- **Position de la CWaPE**

La procédure d'approbation des tarifs périodiques et non-périodiques de distribution en deux phases successives est définie à l'article 8 du décret tarifaire.

La proposition de reformulation de l'article 93 faite par RESA est rejetée car la conjonction « ou » est par défaut inclusive. Il est donc correct dans le cas présent de dire *injection ou prélèvement*, cela pouvant être traduit par « soit l'injection, soit le prélèvement, soit l'injection et le prélèvement ».

Afin de répondre à la question d'EDORA relative au double paiement potentiel des investissements

dans les nouveaux compteurs smart, la CWaPE confirme tout d'abord que ces compteurs ne seront pas payés deux fois par les URD et renvoie ensuite le lecteur vers le titre II où il pourra trouver une réponse plus complète quant au traitement qui est réservé aux investissements liés à des projets spécifiques, comme le projet de déploiement des compteurs communicants.

La CWaPE prend note de la question d'EDORA quant au tarif pour la mise à disposition des données de comptage quart-horaire et sera particulièrement attentive à cette problématique lors de l'approbation des tarifs non-périodiques de distribution des GRD.

3.2. La procédure d'approbation des tarifs périodiques et non périodiques de distribution

3.2.1. Section 1 : Généralités

- **FEBELIEC**

Febeliec réitère sa demande d'avancer tout le calendrier de cette procédure de par exemple six mois, de sorte que les tarifs de distribution soient connus en été 2018 pour application à partir du premier janvier 2019. Ceci permettrait aux utilisateurs de réseau de prendre acte des changements tarifaires, de pouvoir en tenir compte dans leurs exercices de budgétisation pour l'année 2019 et de pouvoir adapter et améliorer leur profil de prélèvement et/ou injection en fonction de ces tarifs, ce qui permettrait justement aux gestionnaires de réseau de bénéficier des effets positifs résultant de cette approche avec des tarifs capacitaires avec des signaux incitatives en matière d'utilisation rationnelle de réseau par les utilisateurs.

- **FEBEG**

La FEBEG salue l'amélioration générale de concertation, de transparence et de fixation des différentes étapes du processus d'approbation tarifaire. Les fournisseurs membres de la FEBEG rappellent cependant la nécessité de pouvoir disposer d'un délai d'implémentation suffisant pour l'intégration dans leurs systèmes des futurs tarifs. La FEBEG insiste pour que ces délais soient fixés en concertation et le plus en amont possible avec le régulateur, selon la nature des modifications finales.

Enfin, tout en comprenant les contraintes propres du régulateur sur la communication des tarifs finaux approuvés selon le timing approuvé légalement, la FEBEG estime que toute communication préalable des futurs tarifs, sous forme d'une « fourchette d'estimations » par exemple, serait de nature à favoriser le rôle informatif des fournisseurs envers les clients finaux et ainsi favoriser l'acceptation des changements éventuels.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE comprend la demande formulée par FEBELIEC. Toutefois, il lui est impossible d'y répondre favorablement. Tout d'abord, le planning d'approbation des propositions du revenu autorisé et des propositions tarifaires des GRD est conforme aux prescrits du décret tarifaire, repris aux articles 9 à 13. Ensuite, la CWaPE et les GRD doivent disposer du temps suffisant pour établir et analyser

l'ensemble des informations, lesquelles sont nombreuses puisque la période réglementaire porte sur 5 années. Force est cependant de constater, que les tarifs étant publiés pour 5 années, la demande de la FEBELIEC sera rencontrée pour les années consécutives à 2019. Pour le surplus, la CWaPE renvoie le lecteur vers les réponses apportées à la section « généralité » portant sur les tarifs de distribution.

3.2.1.1. Les tarifs provisoires

- **RESA**

Article 100: Sur quelles bases seront fixés les tarifs provisoires par la CWaPE?

- **Position de la CWaPE**

Le décret tarifaire ainsi que les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE habilite la CWaPE à fixer des tarifs provisoires en cas de retard dans l'établissement des tarifs de distribution, sans imposer que la méthodologie prévoie ex ante les modalités de cette fixation. Pour rappel, la méthodologie tarifaire vise essentiellement à encadrer la fixation des tarifs par les gestionnaires de réseau. La CWaPE n'estime donc pas opportun de déjà prévoir, dans la méthodologie tarifaire, les bases générales sur lesquelles elle fixera, le cas échéant, des tarifs provisoires, d'autant plus qu'elle n'a pas connaissance des circonstances propres des hypothèses qu'elle rencontrera (degré d'urgence, degré d'avancement des propositions tarifaires faites par le gestionnaire de réseau, éventuelles propositions de tarifs provisoires faites par les gestionnaires de réseau, etc.).

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

4.1. Le traitement des écarts entre budget et réalité

4.1.1. Section 1 : Les catégories d'écart

4.1.1.1. Les charges d'achat d'électricité

▪ FEBELIEC

Concernant l'article 107 sur les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques, Febeliec comprend l'application d'un prix maximum autorisé, mais veut interroger la CWaPE sur la nécessité de mettre en place un prix minimum. Febeliec se demande s'il ne serait pas plus logique et favorable de ne pas utiliser de prix minimum, mais d'utiliser le prix réel si celui-ci est inférieur au prix maximum autorisé pour la détermination de la dette tarifaire des gestionnaires de réseau envers les utilisateurs, et demande à la CWaPE d'envisager une telle approche.

La même logique devrait selon Febeliec également être appliquée aux charges d'achat d'électricité et de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre et les charges d'achat des certificats verts.

Febeliec s'interroge également sur les écarts relatifs tolérés dans l'établissement du prix maximum par rapport à la valeur de référence pour ces différentes charges et se demande s'ils ne sont pas excessifs (20% pour les charges d'achat d'électricité et de gaz et 10% pour les charges d'achat de certificats verts).

Pour les indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget, Febeliec renvoie à ses remarques ci-dessus à ce sujet.

▪ ORES

En matière d'achat d'électricité pour les pertes de réseau et les besoins propres, les paramètres de la décision de la CWaPE définissent un couloir de prix trop restrictif qui expose un GRD comme ORES - qui diversifie pourtant correctement ses offres d'achats sur base d'un indice de prix de marché identique à celui proposé par la CWaPE - à un malus.

Articles 107 à 110 et annexe 11 – achat d'énergie pour les pertes, les besoins propres et achat des CV

ORES adopte une approche d'opportunité pour ses achats : sur base d'un suivi du marché, ORES passe des ordres d'achat à des moments jugés favorables. Afin de lisser les risques, ORES répartit la fixation des prix d'une année sur 20 à 30 ordres d'achats. L'indice Endex est une référence adéquate qu'ORES utilise dans tous les marchés d'achat d'électricité. Il s'agit de l'indice Cal, année calendrier.

ORES est cependant d'avis que les formules proposées par la CWaPE sont trop restrictives pour les deux raisons suivantes :

- La CWaPE comparera les prix des achats à une moyenne *a posteriori* sur deux ans. ORES doit donc battre le marché et gérer le risque dans ce contexte pour éviter un malus ; et
- **[Confidentiel]**

ORES souligne finalement que le risque financier qui serait supporté par le GRD en cas de décision ultérieure de la CWAPE de permettre un processus de réconciliation des certificats verts devra être considéré comme non maîtrisable par le GRD, tant pour le rest-term que pour la réconciliation du fournisseur social et X.

- **RESA**

Article 108 : est-il normal que la référence pour le couloir de prix utilisé dans le cadre de l'achat des pertes en réseau et des achats d'énergie pour la clientèle propre soit totalement identique alors que les prix varient en fonction du volume des achats et que dès lors, le prix de l'énergie achetée pour les OSP est plus élevé que pour les pertes en réseau ?

- **REW**

Article 107 : Il convient que la CWAPE définisse ce qu'elle entend au §2 de l'article par Volume P réel. Nous disposons de deux volumes réels. Celui relatif au volume acheté sur le marché durant l'année et qui correspond au volume calculer ex ante et celui qui résulte de la différence entre l'infeed total et les ventes totales constatées sur l'année pris en dehors du processus de réconciliation.

- **Position de la CWaPE**

L'approche de la CWaPE est d'inciter le gestionnaire de réseau de distribution à acheter l'électricité et le gaz pour la compensation des pertes et pour la fourniture à sa clientèle propre, au prix du marché d'où l'instauration de couloirs de prix répondant à cet objectif. Par ailleurs, à titre secondaire l'approche proposée par Febeliec ne permet pas d'inciter le gestionnaire de réseau de distribution à être plus performant et à réduire ses coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes. En effet, s'il n'y a pas de prix minimum, cela signifie que le gestionnaire de réseau est « pénalisé » si son prix d'achat est supérieur au prix maximum mais qu'il ne bénéficie d'aucun gain si son prix est en-dessous du prix maximum puisque le solde régulateur est à charge de l'utilisateur de réseau.

Concernant les paramètres définissant le couloir de prix pour les achats d'électricité et de gaz, ils ont été revus par rapport aux données des derniers contrats d'achat conclus par les gestionnaires de réseau de distribution. Les paramètres pour l'achat d'électricité pour la compensation des pertes en réseau sont différents des paramètres pour l'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution.

Concernant les écarts tolérés par rapport au prix maximum, il est vrai que ces derniers sont relativement larges. L'objectif de ce couloir de prix étant d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acheter leur électricité ou gaz au prix du marché.

Concernant les charges et produits liés à un éventuel processus de réconciliation des certificats verts, ces derniers devraient être couverts soit par les factures émanant de FeReSO, soit à travers les charges d'achat des certificats verts. Ces deux éléments sont considérés comme non-contrôlables conformément à l'article 12, §1^{er}, 5° et 6°, du projet de méthodologie tarifaire.

La CWaPE n'est pas certaine de comprendre la nuance dans la question posée par la REW. Le volume réel pris en considération à l'article 107 correspond au volume facturé par le fournisseur pour les pertes en réseau qui, sauf disposition contractuelle différente entre la REW et son fournisseur de

pertes, devrait correspondre au volume d'allocation.

Adaptations des articles de la méthodologie tarifaire :

Modification de l'annexe 11 confidentielle

4.1.1.2. Les indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget

▪ **RESA**

Article 111 : Comment se calculera ce délai ? Le délai moyen de clôture d'un processus CAB (y compris les poses CAB, les coupures, les annulations envoyées par les fournisseurs, suspensions pour raisons médicales ou sociales prévues ...) n'est pas le même que le délai moyen de placement d'un CAB (uniquement les placements CAB}. Nous préconisons évidemment le calcul intégrant tous les types de clôtures. Quelques exemples qui illustrent les possibilités dans le cadre du processus CAB :

- Pose du compteur à budget à la première visite : par exemple 15 jours après la réception de la demande.
- Coupure du point d'accès lors de la seconde visite par absence du client : par exemple 45 jours après la réception de la demande.
- Annulation de la demande par le fournisseur, bien souvent à la suite des courriers envoyés et des rendez-vous pris : par exemple 50 jours après la réception de la demande.
- Annulation à la demande du GRD car la situation médicale ou sociale du client reconnue lors de notre visite ne permet pas le placement (cf. décret) : par exemple 30 jours après réception de la demande.

Compte tenu des différentes actions effectuées pour chaque type (envois de courriers, appel tel de rendez-vous, visites...), il serait logique de travailler sur un indicateur global pour ce processus, identique à tous les GRD car émanent d'Atrias, et prenant en compte toutes les fins possibles. Quel sera également le traitement des coûts liés aux activités effectuées destinées à sensibiliser les URD à être présents et de les sensibiliser au risque de coupure ?

▪ **Position de la CWaPE**

Le délai moyen pris en considération à l'article 111 est le délai moyen de placement des compteurs à budget uniquement. Ce délai ne tient pas compte des autres types de clôture d'une demande de placement de compteur à budget. L'objectif du plafonnement du montant des indemnités versées aux fournisseurs est d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à trouver une issue au processus de pose de compteurs à budget le plus rapidement possible afin de limiter l'endettement du client en défaut de paiement, et à tout le moins, endéans le délai réglementaire. La CWaPE estime que le délai de placement des compteurs à budget est un bon indicateur de performance pour jauger de l'efficacité du processus de pose de compteur à budget du gestionnaire de réseau de distribution.

4.1.2. Section 2 : Le financement des soldes régulatoires

- **RESA**

Article 120 : comment seront intégrées au revenu autorisé les charges de financement des soldes régulatoires ?

- **Position de la CWaPE**

Les charges de financement des soldes régulatoires ne sont pas traitées différemment des autres charges d'intérêt du gestionnaire de réseau de distribution. Elles sont couvertes par la marge équitable.

4.1.3. Section 3 : La procédure de contrôle des écarts et la révision du tarif pour les soldes régulatoires

- **RESA**

Article 122, §3 : 15 jours pour répondre aux questions nous semblent trop peu.

- **Position de la CWaPE**

Le planning proposé dans le projet de décret correspond à celui prévu par défaut dans le décret tarifaire et qui n'a pas été remis en cause par les GRD lors des discussions concernant le projet de décret.

La CWaPE comprend sur base de la remarque émise par RESA dans le cadre de la consultation sur le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 et de la remarque suivante formulée par ORES concernant la note sur les soldes régulatoires du 10 janvier : « *Le calendrier proposé est le calendrier « par défaut » repris dans le projet de décret tarifaire. Nous sommes d'avis que ce calendrier laisse parfois trop peu de temps au GRD pour exécuter son travail. Ainsi les GRD ne disposent que de deux semaines pour répondre aux questions complémentaires de la CWaPE. Aussi, après première décision de refus de la CWaPE du calcul des soldes, le GRD ne dispose que de deux semaines pour fournir une version adaptée de son rapport annuel. Nous proposons de revoir le calendrier avec la CWaPE : débiter le processus avant le 30 juin permettrait de rendre davantage compatible les différents calendriers et d'allonger certains délais très courts auxquels sont confrontés les GRD.* » que les GRD souhaiteraient disposer de plus de temps pour répondre aux questions complémentaires et élaborer le rapport ex-post adapté le cas échéant.

Afin de répondre à cette demande, la CWaPE a adapté le planning prévu à l'article 122 du projet de méthodologie tarifaire de façon à octroyer une semaine supplémentaire aux gestionnaires de réseau de distribution pour répondre aux questions complémentaires de la CWaPE et une semaine complémentaire pour déposer pour l'élaboration du rapport ex-post adapté.

▪ **Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire**

Article 122 § 1er 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 1er 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.

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

5.1. Les charges, les tarifs de refacturation et les modèles de grilles tarifaires

5.1.1. Section 1 : Les charges d'utilisation du réseau de transport

- ELIA

Elia s'interroge sur un élément relatif à la détermination des soldes ayant traits aux tarifs de transport et aux obligations de service public facturées par Elia aux GRD. A l'annexe 10 de la proposition de méthodologie tarifaire, relative aux modèles de grilles pour les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, nous notons avec satisfaction que les différents composants des tarifs de transport sont bien distingués et traduits dans des tarifs (exprimés en €/MWh) que les GRD devront refacturer eux-mêmes aux fournisseurs. Nous apprécions également qu'une distinction claire soit faite entre ces tarifs de transport (composant I. du tableau) et les différents tarifs pour obligations de service public et les surcharges (composant II. du tableau).

Elia note qu'il existe un composant III. portant sur le Tarif pour les soldes réglementaires de transport. Notre commentaire vise à savoir si ce tarif pour les soldes réglementaires de transport couvrira uniquement les écarts entre coûts supportés par les GRD relatifs à la seule composante I. portant sur les tarifs de transport proprement dits ou également sur la composante II. relative aux obligations de service public. Deux éléments nous incitent à croire que ce tarif pour les soldes réglementaires porte uniquement sur le premier volet (les tarifs de transport proprement dit).

D'une part, les Tarifs pour OSP (composante II.) sont généralement révisés chaque année sur base d'une proposition qu'Elia soumet à l'approbation de la CREG. Une fois que la CREG a approuvé ces adaptations, les GRD introduisent un dossier d'actualisation à la CWaPE menant à une révision des tarifs de refacturation de ces coûts d'OSP dans les 3 mois. Dès lors que ces tarifs de refacturation d'OSP sont révisés régulièrement, les soldes réglementaires relatifs à ces tarifs pourront également être pris en compte par les GRD dans l'actualisation de ceux-ci. Ainsi, un mécanisme existe par lequel les soldes réglementaires relatifs aux OSP seront corrigés d'année en année.

D'autre part, un mélange de soldes relatifs d'une part aux tarifs de transport proprement dits et aux tarifs OSP n'offrirait pas la transparence nécessaire vis-à-vis des utilisateurs de réseau et induirait en outre une forme de subsidiation croisée entre activité de transport régulée et coûts liés à des obligations de service public imposée au gestionnaire du réseau de transport (local). Nous supposons dès lors qu'il n'est pas envisagé que ce Tarif pour solde réglementaire intègre les soldes des Tarifs de transport et des Tarifs pour OSP.

Pour plus de clarté en cette matière, nous souhaiterions que la CWaPE puisse confirmer notre compréhension, le cas échéant en clarifiant le modèle de grille tarifaire afin d'éviter toute confusion éventuelle.

- Position de la CWaPE

Le tarif pour les soldes réglementaires de transport couvre les composantes I et II de la grille tarifaire, c'est-à-dire le solde global relatif au transport. Les articles 137 et 138 de la méthodologie tarifaire détaillent la manière dont le solde global relatif au transport doit être établi. Brièvement, ce solde est égal à la différence, sur base annuelle, entre les charges réelles et les produits réels relatifs au transport pour les GRD dans leur ensemble. Les charges réelles reprennent l'ensemble des montants facturés par ELIA aux GRD, y inclus les coûts générés, pour les GRD, par les tarifs OSP et surcharges

d'ELIA. Les recettes réelles reprennent l'ensemble des recettes issues des tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, y inclus les recettes générées par les tarifs OSP et surcharges des GRD.

5.1.2. Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

5.1.2.1. Péréquation tarifaire

▪ RESA

Article 127 : Cette péréquation ne devrait-elle pas être organisée par un organisme indépendant ? Comment sont déterminés les 250.000 € de frais administratifs ? et comment sont-ils répartis entre GRD ?

▪ ORES

Articles 126 à 133 et 141 – Le Décret Tarifaire ne contient pas de disposition permettant de mettre en œuvre la péréquation du transport proposée par la CWaPE.

Dans son étude CD-16j19-CWaPE-0016 sur 'la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire' du 26 octobre 2016, la CWaPE a proposé d'introduire une péréquation tarifaire du transport dans un délai de 5 ans. Pour ce faire, la CWaPE avait en outre attiré l'attention sur la nécessité d'adapter le cadre législatif (à savoir le Décret Tarifaire aujourd'hui), les dispositions du Décret Electricité ne permettant pas de mettre en œuvre la péréquation du transport proposée par la CWaPE. Concernant le transport, la CWaPE avait en outre souligné la nécessité de prendre des hypothèses prévisionnelles uniformes sur l'ensemble du territoire wallon : les taux de pertes en réseau, les volumes d'injections locales et le taux de foisonnement. Dans sa proposition, la CWaPE aurait été responsable, sur base des hypothèses communiquées par les acteurs de marché (GRD et ELIA), de convertir les tarifs ELIA en tarifs uniques applicables à l'ensemble des GRD wallons.

ORES avait émis pour principales remarques que :

- la péréquation des tarifs de transport constitue avant tout un choix politique sur lequel il ne lui appartient pas de se prononcer ;
- au-delà de l'adaptation du Décret Tarifaire suggérée par la CWaPE, une analyse juridique approfondie du Décret Tarifaire s'impose ;
- la préoccupation principale d'ORES reste que les tarifs de transport permettent de couvrir au plus juste les coûts supportés par ORES et que l'opération de cascade soit neutre et transparente au niveau des coûts des GRD. Sans aller jusqu'à la péréquation, ORES soutient tout effort d'harmonisation des tarifs entre les GRD ; et
- les soldes qui se créent individuellement au sein de chaque GRD doivent être répercutés le plus rapidement possible dans les tarifs et les soldes doivent être minimiser lors de l'élaboration de ces tarifs.

ORES s'étonne par conséquent de lire dans le Projet de Méthodologie Tarifaire que la responsabilité d'organiser l'ensemble des modalités de la péréquation des tarifs de transport incombe entièrement

aux GRD, dans un délai imparti extrêmement court et, à la connaissance d'ORES, en l'absence de toute modification du cadre législatif sollicitée par la CWaPE auprès des autorités compétentes.

En outre, l'article 141 du Projet de Méthodologie Tarifaire fait référence à des lignes directrices qui seront édictées par la CWaPE pour tout ce qui concerne le contenu de la proposition du solde régulateur global de transport, d'affectation et de révision du tarif pour les soldes régulateurs de transport.

ORES rappelle que les budgets liés au transport sont des budgets très importants.

ORES ne peut supporter aucun risque financier ou juridique lié à la cascade des coûts de transport.

Le Projet de Méthodologie Tarifaire doit organiser les modalités du mécanisme de péréquation : organisation des responsabilités entre GRD, calendriers réalistes pour les GRD, échanges d'informations entre GRD et ELIA et règles de calculs. Notamment, comme pour les autres tarifs et les autres coûts, les règles d'évolution des volumes et des répartitions des coûts entre groupes de clients doivent être reprises dans la méthodologie tarifaire afin de ne pas biaiser *ex-post* la répartition des soldes entre GRD.

En ce qui concerne les lignes directrices, ORES rappelle que la méthodologie tarifaire doit être exhaustive et transparente de manière à permettre aux GRD d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base. L'élaboration de simples lignes directrices tarifaires n'est pas conforme à ce principe.

▪ Inter-régies

Article 127. § 1er. : La CWaPE souhaite « péréquater » les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport alors qu'aucune volonté politique n'a été exprimée dans ce sens. Nous attirons l'attention de la CWaPE sur le fait qu'une telle péréquation ne devrait pénaliser aucun GRD en particulier. Si nous prenons par exemple le cas de l'AIESH : le poste refacturation du GRT est favorable par rapport aux autres GRD en raison des productions éoliennes qui viennent diminuer significativement les volumes entrant ainsi qu'en raison de meilleurs tarifs chez RTE.

Or, la présence de parcs éoliens (actuels et futurs) est la conséquence de la faible densité de population sur le territoire desservi par l'AIESH, alors que c'est en raison de la même faible densité de population que les coûts de GRD de l'AIESH sont parmi les plus élevés de la région Wallonne.

Dans ce cas, il nous semble que la péréquation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport risque d'être dommageable pour les utilisateurs de l'AIESH.

▪ FEBELIEC

Concernant la péréquation tarifaire, Febeliec soutient cette philosophie. Néanmoins, Febeliec se pose les questions suivantes :

- Pourquoi cette péréquation n'est prévue que pour la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ?
- Quel mécanisme sera mis en place pour obtenir cette péréquation et quel sera l'impact sur les gestionnaires de réseau, y compris les soldes régulateurs existants ?

5.1.2.2. Grille tarifaire

▪ FEBELIEC

Concernant les tarifs de refacturation de charges d'utilisation du réseau de transport, Febeliec constate que la CWaPE propose également un terme capacitaire pour T-MT, MT ou T-BT qui est applicable à la puissance maximale, mesurée mensuellement⁸⁹ pendant les heures de pointe. Ceci nécessite selon Febeliec un compteur AMR qui peut faire la distinction entre la pointe à différents moments (heures), ce qui n'est pas possible avec un MMR. De plus, Febeliec se demande pourquoi cette approche n'est pas appliquée pour les utilisateurs de réseau raccordé en BT (bien que cela nécessite la disposition d'un compteur intelligent) et quelle approche sera donc appliquée pour ces utilisateurs. De plus, pour une question de réfectivité de couts, les utilisateurs de réseau T-MT, MT et T-BT devraient avoir un terme proportionnel qui tient compte du fait qu'une partie des couts de réseau pour leur niveau de tension est déjà répercuté dans le terme capacitaire. Il faudrait ainsi envisager la possibilité de limiter le tarif de refacturation pour des utilisateurs ayant de fortes pointes de puissance mais très peu de consommation.

Concernant l'application d'une tarification sur base de pointes mensuelles en termes de capacité, Febeliec demande à la CWaPE de mettre en place un mécanisme similaire à celui appliqué par Elia sur le réseau de transport et transport local avec l'application de la 11^{ième} pointe mensuelle au lieu de la première pointe comme porteur tarifaire. Ceci permet entre autres à des consommateurs avec une production locale (qui peut observer des problèmes et donc mener à une pointe ponctuelle au moment d'un déclenchement pour raison technique) ou des pointes de consommation très peu fréquentes (par exemple lié à des tests) de soulager l'impact d'un tel tarif, sans que ceci n'influence pour autant fortement le dimensionnement du réseau ni l'effet sur les autres consommateurs.

▪ RESA

Article 133 : que fait-on des soldes de transport du passé ? Comment interviennent-ils dans cette péréquation ?

▪ Position de la CWaPE

Dans son étude sur la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire, référencée CD-16j19-CWaPE-0016, la CWaPE avait initialement proposé la constitution d'une structure unique, commune à tous les GRD wallons. Cette structure (existante, nouvelle, ou au sein d'un GRD) devait permettre de réconcilier les charges et les produits relatifs au transport. Afin de faciliter la mise en œuvre de cette péréquation, la CWaPE aurait souhaité que le décret permette la mise en place d'une telle structure, dotée ou non de la personnalité juridique.

A défaut d'une telle disposition décrétole, ou dans l'attente de la mise en place d'une structure commune, les gestionnaires de réseau de distribution devraient conclure une ou des conventions multipartites, permettant d'atteindre le même objectif. La structure faîtière (organisme indépendant) n'est donc pas indispensable pour assurer une péréquation des tarifs de transport, mais une telle structure pourrait apporter une simplification significative aux gestionnaires de réseau de distribution. En effet, sans structure faîtière, il revient à chaque GRD de conclure des

⁸⁹ Febeliec considère ceci comme une nouvelle pointe applicable comme base tarifaire par mois et non seulement un point de mesure par mois pour application d'un tarif annuel

accords multilatéraux avec les autres gestionnaires de réseau de distribution afin de réaliser de fixer les responsabilités de chacun et de définir les modalités pour l'exécution des transferts financiers inhérents aux péréquations voulues.

Le décret du 19 janvier 2017 permet à la CWaPE de fixer la méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs établis par les gestionnaires de réseau sur la base de cette méthodologie. L'article 37.1, a), de la directive 2009/72/CE distingue d'ailleurs bien les compétences d'approbation et de fixation des tarifs de distribution⁹⁰. La CWaPE examinera par conséquent la proposition de tarifs qui sera réalisée par les gestionnaires de réseau de distribution. La CWaPE est favorable à ce que les GRD lui remettent une proposition tarifaire commune. Il semble en effet irrationnel, dans le contexte d'une péréquation tarifaire, de demander aux GRD d'introduire treize dossiers identiques à la CWaPE et d'ensuite multiplier par ce même nombre les échanges et éventuelles demandes d'adaptation du dossier.

Les coûts inhérents à la péréquation des tarifs pour la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont principalement relatifs à la préparation de la proposition tarifaire et à la gestion des flux financiers entre GRD. La CWaPE estime que la charge de travail se limite à 1 ETP pour l'ensemble des GRD wallons et évalue donc le coût de la péréquation tarifaire à un maximum de 250.000€/an, ce montant incluant également des frais administratifs et informatiques relativement légers.

Le calendrier relatif à la péréquation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, défini à l'article 134 de la méthodologie tarifaire, prévoit l'introduction de la première proposition tarifaire au plus tard le 20 janvier 2019. La CWaPE ambitionne de publier, pour le 31 décembre 2017, les lignes directrices qui définiront le contenu minimum de la proposition de tarifs pour la refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport. Ces lignes directrices reprendront également les règles de détermination des tarifs. Les gestionnaires de réseau de distribution auront par conséquent plus de douze mois pour organiser cette péréquation tarifaire.

L'article 134 prévoit également que les GRD transmettent à la CWaPE, dans le courant du mois de novembre de l'année N-1, 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.). La CWaPE analysera et validera ces données, avec chaque GRD individuellement, avant de les transmettre, de manière agrégées, à l'ensemble des GRD pour la préparation de la proposition tarifaire. La CWaPE veillera par conséquent à ce que les hypothèses prises par les différents GRD soient cohérentes et ne provoquent pas de distorsion pour la répartition ex-post du solde régulateur.

La péréquation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport répond à une logique d'uniformité du tarif de transport d'ELIA, lequel est approuvé par la CREG. En effet, la composante I du tarif de transport, c'est-à-dire le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau, est identique sur le territoire de la Belgique. La composante II du tarif de transport, c'est-à-dire les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges, est identique sur le territoire de la Région wallonne.

Le raccordement du GRD AIESH au réseau de distribution français de RTE n'est pas selon la CWaPE un argument suffisant pour différencier les tarifs de transport entre ce GRD et les autres. En effet, ce raccordement au réseau de transport français, qui a été décidé historiquement en faisant très probablement appel au bon sens technico-économique, fait partie d'un service de transport qui est offert à tous les utilisateurs de Région wallonne pour lequel tant de choix technico-économiques ont été faits et le seront encore, choix qui sont répercutés de manière équitable via les tarifs de

⁹⁰ Voir l'étude de la CWaPE à propos de la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution wallons, référencée CD-14j24-CWaPE et publiée sur le site Internet de la CWaPE le 24.10.2014

refacturation des coûts de transport. En outre, force est de constater aujourd'hui que l'AIESH ne soumet pas deux tarifs de refacturation des coûts de transport pour son réseau, et intègre dans une même grille tarifaire tant les coûts de RTE que d'ELIA pour tous ses utilisateurs de réseau.

La présence de productions locales sur l'un ou l'autre réseau de distribution peut avoir des effets positifs et négatifs. Si les postes de transformation entre le réseau de transport et le réseau de distribution doivent être renforcés pour accueillir un producteur, les coûts de transport seront impactés à la hausse. A l'inverse, les volumes d'énergie produits viendront réduire la facture de transport pour les composantes proportionnelles. La mutualisation des impacts négatifs ou positifs liés à la présence de ces productions locales paraît légitime puisque la Wallonie a un objectif stratégique global de développement des énergies renouvelables.

Finalement, il ne semble pas y avoir de volonté de la part des instances fédérales ou régionales d'appliquer des surcharges différentes pour un utilisateur de réseau qui habite à Liège ou à Charleroi. La CWaPE ne considère dès lors pas discriminatoire de péréquater ces tarifs.

Ces réflexions peuvent évidemment s'appliquer aux tarifs de distribution. Pour plus de détail sur l'harmonisation des tarifs, la CWaPE renvoie le lecteur vers son étude sur *la possibilité d'harmoniser progressivement les tarifs de distribution et le coût des obligations de service public et les prélèvements publics régionaux en visant à rationaliser les coûts et à préserver les investissements sur l'ensemble du territoire*, référencée CD-16j19-CWaPE-0016, publiée sur le site Internet de la CWaPE.

Par analogie à la modification apportée à l'article 62, la CWaPE modifie l'article 129 de la méthodologie tarifaire de manière à prendre en considération les URD qui sont « tarifairement » assimilés à un autre niveau de tension que celui auquel ils sont physiquement raccordés. Ces exceptions ont été mises en place afin de ne pas impacter négativement des URD qui, suite à des modifications apportées par le GRD à son réseau postérieurement au raccordement de l'URD, se voyaient appliquer des tarifs de distribution plus élevés que précédemment. Pour l'application des tarifs de réseau, ces URD restent donc assimilés au niveau de tension auquel ils ont été initialement raccordés.

Par analogie à la modification apportée à l'article 64, la CWaPE modifie l'article 131 de la méthodologie tarifaire de manière à pouvoir conserver un terme capacitaire pour les URD raccordés au réseau de distribution basse tension, pour lesquels une mesure de la pointe est réalisée. La possibilité d'appliquer le terme capacitaire aux URD de la basse tension est toutefois limitée aux raccordements supérieurs à 56kVA. Cette précaution est prise car la CWaPE n'envisage pas pour l'instant d'appliquer un terme capacitaire à des URD résidentiels. Le déploiement des compteurs intelligents au cours de la période réglementaire 2019-2023 pourrait toutefois conduire à cette situation puisque ces compteurs permettent une mesure de la pointe. La CWaPE considère que le terme ne pourra être appliqué aux URD résidentiels que lorsque ces utilisateurs du réseau seront capables de mesurer leur puissance de prélèvement de manière fine et d'agir en fonction sans intervention physique du gestionnaire de réseau. Il ne semble donc pas opportun pour le régulateur d'en prévoir l'application avant une forte présence de compteurs communicants sur le réseau.

Par analogie à la modification apportée à l'article 64, la CWaPE modifie l'article 131 de la méthodologie tarifaire. Par cette modification, la CWaPE propose de combiner un terme capacitaire basé sur la pointe historique et un terme capacitaire basé sur la pointe du mois de facturation. Les proportions à respecter entre ces deux tarifs sont de l'ordre de 75% pour la pointe historique et 25% pour la pointe du mois.

La CWaPE est favorable à la demande de FEBELIEC de prendre en compte pour la facturation du terme de puissance la 11^{ème} plus haute pointe mesurée durant le mois, au lieu de la pointe maximale.

Cette mesure est conforme à la pratique d'ELIA et comporte divers avantages comme l'effacement des premières pointes de puissance qui peuvent être dues, chez les URD avec des productions locales, à des problèmes techniques provoquant le déclenchement de ces productions (ayant pour conséquence immédiate une hausse importante des prélèvements sur le réseau). Cette mesure permet également d'éviter la facturation d'éventuelles erreurs de comptage et réduit, pour les URD qui réalisent ponctuellement de fortes pointes de puissance, l'impact du terme capacitaire. Cette mesure doit être analysée au regard de la suppression des prix plafond. La sélection de la 11^{ème} plus haute pointe de puissance du mois pour la facturation n'est toutefois possible que pour les URD ayant une courbe de charge mesurée (compteur AMR). Pour les URD ayant une courbe de charge calculée (compteur MMR), c'est donc la pointe maximale mesurée durant le mois qui sera utilisée, comme précédemment.

Que la courbe de charge de l'URD soit mesurée ou calculée, seules les pointes de puissance réalisées durant les heures de pointe sont prises en compte pour la détermination de la pointe de puissance à facturer. Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit définir, dans les modalités d'application et de facturation de sa grille tarifaire, les heures de pointes qui sont en vigueur sur la zone géographique qu'il dessert. Les heures de pointe applicables pour les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport doivent être identiques aux heures de pointes applicables pour les tarifs périodiques de distribution.

En ce qui concerne la prise en compte des alimentations de secours, la CWaPE complète l'article 131 en précisant que le terme capacitaire ne s'applique pas à ces alimentations.

Par analogie à la modification apportée à l'article 64, §4, la CWaPE complète l'article 131, §4 de la méthodologie tarifaire et prévoit désormais la possibilité, pour chaque niveau de tension, d'avoir un terme proportionnel pour les URD avec mesure de pointe et un terme proportionnel pour les URD sans mesure de pointe.

▪ Adaptations des articles du projet de méthodologie tarifaire

Article 129. *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 ;*

[...]

Article 131, §2 : *Le terme capacitaire est applicable :*

- b) *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 :

- iii. *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. Le tarif pour la pointe historique vaut pour 75% du terme capacitaire a).*
- iv. *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).

Pour les utilisateurs de réseaux avec une courbe de charge mesurée, la pointe de puissance à facturer est égale à la 11^{ème} plus haute pointe de puissance mesurée pendant les heures de pointe du mois. Pour les utilisateurs de réseaux avec une courbe de charge calculée, la pointe de puissance à facturer est égale à la pointe de puissance maximale mesurée pendant les heures de pointe du mois.

Pour chaque gestionnaire de réseau de distribution (ou secteur tarifaire), les heures de pointe applicables pour les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont identiques aux heures de pointes applicables pour les tarifs périodiques de distribution.

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

[...]

§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 134.

[...]

§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 régulatoire, 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.*

§ 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.*

5.2. La procédure d'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

- **RESA**

Articles 134, §3 et 4 : Tous les GRDs ou une seule proposition de grille sur base des données agrégées ? Qui la détermine ? Il est indiqué au §4 « ...la CWaPE informe le gestionnaire de réseau... » et au §3 « ... les gestionnaires de réseau de distribution déposent... ».

- **Position de la CWaPE**

Voir modification de l'article 134 ci-dessus.

5.3. La procédure d'approbation du solde régulateur global de transport

- **RESA**

Article 141, § 3 : un seul calcul de solde pour tous les GRD ? Comment répercuter entre GRD une correction que la CWaPE aurait sur le solde global de transport ?

- **Position de la CWaPE**

L'article 133 de la méthodologie tarifaire stipule que le tarif pour les soldes régulateurs de transport 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.

L'article 67 stipule quant à lui que le tarif pour les soldes régulateurs, repris dans la grille tarifaire pour le prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution, permet d'apurer les soldes régulateurs de distribution **et de transport (jusqu'en 2018)** et dont l'affectation a fait l'objet de décision(s) de la CWaPE.

Le tarif pour les soldes régulateurs du transport, lequel sera péréquité à partir de l'année 2019, ne couvrira pas les soldes générés, avant l'année 2019, par les tarifs non-péréqués des GRD. La seule exception concerne les deux premiers mois de l'année 2019 pendant lesquels les tarifs de l'année 2018 seront encore applicables. En effet, l'expérience montre que la modification des tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport tend généralement à entrer en vigueur au 1^{er} mars, et ce pour des raisons purement pratiques de délais. La CWaPE ne juge pas opportun de calculer un solde régulateur pour les mois de janvier et février de l'année 2019. Ceux-ci seront intégrés dans le solde global de l'année 2019, lequel sera affecté, après approbation de la CWaPE, au tarif pour les soldes régulateurs du transport de l'année 2021.

Le solde global de transport est calculé pour l'ensemble des GRD. La répartition du solde global de transport entre les différents GRD fait l'objet d'accords multilatéraux entre les gestionnaires de réseau de distribution. La CWaPE suggère de définir, ex ante, des clés de répartition.

6. **TITRE VI. LES REGLES REGULATOIRES ET DE PUBLICITE**

6.1. Les règles régulateurs et l'absence de subsidiarité croisée

6.1.1. Section 1 : Les règles régulatrices

Pas de remarques reçues.

6.1.2. Section 2 : L'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée

▪ EDORA

La transition énergétique va de pair avec une transformation profonde du marché de l'énergie, et en particulier avec l'émergence de « nouveaux métiers » dans les domaines aussi variés que la flexibilité, le stockage, les services énergétiques, le développement des infrastructures pour les véhicules électriques, pour ne citer que les principaux. De nombreux acteurs du marché de l'énergie diversifient leurs activités dans ces nouvelles niches, et d'autres nouveaux acteurs apparaissent sur le marché.

Par ailleurs, les GRD eux aussi semblent vouloir participer comme opérateurs sur ces nouveaux métiers, que ce soit en élargissant leur métier propre de gestionnaire de réseau (activité régulée), ou par la création de filiales, liées plus ou moins intimement à leur activité régulée de base.

EDORA considère que l'ensemble de ces nouveaux métiers relèvent par définition du marché (principe de libéralisation, optimisation du surplus collectif), et pointe les risques de subsidiation croisée et de distorsion de marché lié à la participation d'un acteur régulé sur ces marchés.

La Commission Européenne aborde utilement ces questions dans sa proposition de 'RECAST' de la Directive Electricité, de manière très claire : les GRD **doivent** acheter ces nouveaux services et produits sur le marché (voir articles 32 et suivants, sur le « procurement » des services de flexibilité, mais également, sur le stockage, ou l'électromobilité).

EDORA sera donc particulièrement attentive au respect de ce principe et à ce que les risques de subsidiation croisée soient éliminés par la mise en place effective et rigoureuse de l'*unbundling* au minimum comptable, tel que prévu aux articles 146 à 148, et demande que les rapports sur ces thèmes soient obligatoirement rendus publics.

▪ FEBELIEC

Febeliec reste en faveur d'une application très stricte des règles concernant l'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée et se demande même pourquoi il faut accepter que les gestionnaires de réseau puissent développer des activités non-régulées. Dans la mesure où les gestionnaires de réseau démontrent la nécessité de développer des activités non-régulées et seraient autorisés par le régulateur d'en développer, il faudra mettre en place une séparation juridique claire entre ces activités et les activités régulées, de sorte que le régulateur puisse veiller qu'il n'y a guère lieu de subsidiation croisée, au détriment du marché libre.

▪ Position de la CWaPE

Au travers des articles 143 à 152, la CWaPE d'une part, spécifie les conditions d'application et d'évolution des règles régulatrices définies au travers de son projet de méthodologie tarifaire ainsi que des règles comptables au cours de la période régulatoire. D'autre part, elle rappelle le principe tarifaire visé par l'article 3, §2, 18° du décret tarifaire selon lequel la subsidiation croisée entre

activités régulées et non régulées est interdite et la nécessité de tenir une comptabilité séparée pour les activités de réseau de distribution et pour les autres activités. Finalement, la CWaPE spécifie les différents types de rapports des Commissaires requis dans le cadre du contrôle ex-post des rapports tarifaire.

A l'examen des commentaires reçus des acteurs de marché sur le titre VI « Les règles réglementaires et les rapports des commissaires, la CWaPE apporte les éléments de réponses et motivations suivantes :

Concernant **les activités non régulées exercées par les gestionnaires de réseau de distribution**, la CWaPE rappelle que les décrets électricité et gaz n'interdisent actuellement nullement aux gestionnaires de réseau de distribution d'exercer d'autres activités qualifiées de non régulées ayant trait aux secteurs de l'électricité et du gaz. Les dispositions décrétales vont même plus loin en autorisant les gestionnaires de réseau de distribution à exercer d'autres activités non directement liées au secteur électrique et gazier sous certaines conditions visées aux articles 8, §§2 et 2bis du décret électricité et article 7, §§ 3 et 4 du décret gaz. Toutefois, dans le cadre de la transition énergétique et des nouveaux services qui se profilent en matière d'intelligence de réseau, la CWaPE confirme sa position, exprimée à l'occasion de la réunion de clôture des rencontres de l'énergie, qui a été rédigée⁹¹ en ces termes : « *Le gestionnaire de réseau devient (encore plus) un gestionnaire de données, il doit être un vrai partenaire industriel, sans sortir de son périmètre régulé et il doit éviter de se positionner sur un marché non régulé, sous peine de décourager les initiatives* ». En effet, la présence d'un gestionnaire de réseau de distribution avec des revenus issus d'activités monopolistiques sur un segment de marché soumis à concurrence, aurait pour effet de décourager des candidats concurrents à se lancer dans cette activité non régulée, ce qui nuirait au bon fonctionnement de ce marché. A l'inverse, la CWaPE admet que certaines activités non régulées pourraient, éventuellement et à titre temporaire, être assumées par un gestionnaire de réseau de distribution dans le cas où un défaut d'initiative privée serait observée sur le marché⁹².

En outre, la CWaPE renvoie le lecteur à son avis publié fin mai 2017 sur **la simplification des structures des gestionnaires de réseau de distribution** référencé CD-17E24-CWaPE-1701 au travers duquel elle expose les différentes mesures de simplification des structures des gestionnaires de réseau de distribution envisageables pour atteindre les objectifs poursuivis par le Gouvernement wallon en matière d'une part, de clarification de leurs métiers et d'autre part, de simplification de contrôle. Au nombre de six, ces mesures sont explicitées ci-après :

- L'interdiction d'exercer, directement ou indirectement au travers de prises de participation, sur le territoire de la Région wallonne, d'autres activités/missions que celles de GRD (en ce compris les missions particulières qui seraient confiées par les actionnaires du GRD);
- L'interdiction de la présence, parmi les personnes morales détenant des parts représentatives du capital du GRD, de personnes morales actives directement ou indirectement sur le marché de l'énergie (production, fourniture, intermédiaire), hormis pour les communes et provinces qui produisent directement ou indirectement de l'énergie pour leur propres besoins ou dans le cadre de leurs activités de traitement et de valorisation des déchets ainsi que de gestion des eaux usées ;
- La modification de la définition de la notion d'administrateur indépendant de manière à ce que l'administrateur-personne morale ne puisse être considéré comme indépendant que si la personne physique qui représente cette personne morale répond également aux conditions d'indépendance fixée par le décret ;

⁹¹ Support de présentation de la Rencontre 3 (clôture) du 09.11.2016 – Vision à l'horizon 2030 et pistes en vue de l'établissement de la prochaine feuille de route de la CWaPE (horizon de 5 ans).

⁹² CEER, The future Role of DSos, 13 July 2015

- L'obligation de disposer de personnel propre ou, en cas de sous-traitance, de respecter les règles de passation des marchés publics ;
- La limitation de la possibilité de créer une filiale aux hypothèses où cela serait, pour plusieurs GRD, justifié par une économie d'échelle. La filiale devrait en outre avoir un actionnariat composé à 100% de GRD ;
- L'interdiction de GRD constitués sous forme de personne morale de droit privé (uniquement intercommunales ou régies communales).

Concernant l'**absence de subsidiation croisée**, la CWaPE veillera à garantir et vérifier la séparation comptable entre les activités régulées et non régulées des gestionnaire de réseau de distribution notamment au travers de missions spécifiques confiées aux Commissaires réviseurs de ces mêmes gestionnaires de réseau de distribution. Elle sera particulièrement attentive aux nouvelles dispositions décrétales qui seraient prises en cours de période régulatoire par le Gouvernement wallon en la matière faisant suite notamment aux recommandations de la Commission d'enquête Publifin.

7. TITRE VII. LES MODELES DE RAPPORT

7.1. Questions de principe concernant les modèles de rapport

▪ RESA

Les modèles de rapports sont complexes à analyser en détail sans y incorporer un jeu de données ; ce que nous n'avons pas matériellement le temps de faire endéans les délais du processus de concertation. Nous n'avons dès lors pas pu tester la pertinence de tous les tableaux, des liens réalisés entre les différents onglets du modèle ou des formules qui y ont été pré encodées. Nous nous réservons dès lors la possibilité d'informer ultérieurement la CWaPE de toute erreur ou incohérence que nous pourrions y déceler.

▪ INTER-REGIES

En ce qui concerne les modèles de rapport, la quantité d'informations demandées et le niveau de détail présentent une charge administrative excessive et coûteuse et est totalement disproportionnée par rapport à ce qui est d'application en Flandre.

▪ ORES

Comme l'indique la CWaPE dans son étude à propos de 'la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau wallons par la CWaPE, la méthode revenue-cap doit mener à des besoins d'informations moins importants, ce qui doit réduire les coûts administratifs pour le régulateur et les entreprises régulées. La pratique en Flandre va en tous cas dans ce sens. Or ORES constate qu'en termes de reporting, le projet de la CWaPE est encore bien plus lourd que le modèle appliqué aujourd'hui. La proposition de la CWaPE comprend un reporting très détaillé des coûts dont ORES comprend mal l'intérêt, voire même qui est contradictoire avec la philosophie d'une méthodologie de type revenue-cap. Dans un contexte de maîtrise des coûts et étant donné la méthodologie de type revenue-cap que la CWaPE souhaite introduire, c'est un modèle de rapport allégé qui se justifie. De manière générale, le modèle de rapport devrait prévoir le calcul d'une enveloppe globale autorisée (empilement de

RemCI/charges financières, amortissement, coûts contrôlables/non-contrôlables) et non pas considérer un plafonnement individuel de chaque composante et imposer aux GRD de détailler les coûts sous le plafond de chaque composante (RemCI/charges financières, amortissement, coûts contrôlables/non-contrôlables). Sauf pour les coûts où un solde régulateur doit être calculé, ce niveau de détail est en contradiction flagrante avec une méthodologie de type revenue-cap dont l'essence est le respect d'une enveloppe globale plafonnée, avec une liberté de manœuvre laissée aux GRD quant à l'affectation des coûts faite au sein de cette enveloppe. Outre l'aspect gestion/lourdeur administrative, les intentions de la CWaPE en termes de régulation et de contrôle/acceptation de ces coûts détaillés ne sont pas claires.

ORES comprend le besoin de la CWaPE de bénéficier d'un certain niveau de détail pour établir le revenu autorisé de départ. En revanche, ORES ne comprend pas le besoin, exprimé par la CWaPE au travers du modèle de rapport, qui consiste à tracer chaque coût avec un niveau de granularité maximal (exemple des frais d'impression qu'il faut pouvoir identifier au niveau des coûts OSP d'URE d'un secteur tarifaire spécifique). Dans chaque société, tous les coûts indirects et les frais généraux sont répartis par clé et fréquemment par cascade. Une clé est une question de convention et il n'y a pas de vérité absolue en la matière, tout est par essence discutable et répond à des logiques de gestion. Par contre, ces considérations n'ont aucune valeur ajoutée lorsqu'il s'agit de juger de la pertinence de la dépense, et encore moins lorsqu'il est question de revenue-cap.

Compte tenu de tout cela, ORES propose que le détail des coûts souhaité par la CWaPE soit renseigné avant toute répartition vers les différentes composantes et vers les différents secteurs tarifaires. Au travers d'une annexe ou d'un tableau spécifique, ORES s'engage évidemment à réconcilier le total détaillé des coûts avec les composantes par secteur mais sans tracer individuellement chaque coût. Tout ceci fait sens, d'autant plus dans un modèle revenue-cap qui considère presque exclusivement les activités prestées par les GRD comme étant des coûts contrôlables. A partir de ce constat, ORES ne perçoit pas du tout l'intérêt d'identifier un niveau de granularité maximal au niveau des composantes tarifaires par secteur.

La proposition d'ORES pourrait être schématisée comme ceci :

VISION COMPTABILITE GENERALE

ORES SCRL		
60 Approvisionnements et marchandises	X	
61 Services et biens divers	X	
610.....	X	
611.....	X	
612.....	X	
...	X	
72 Production immobilisées	X	
74 Autres produits d'exploitation	X	
...	X	
TOTAL FACTURE DE GESTION	X	

VISION COMPTABILITE ANALYTIQUE

ORES ASSETS NAMUR ELECTRICITE			
Facture de gestion		Ores Assets	Total
Opex C	X	Opex 61 X	X M€
		63 X	X M€
		64 X	X M€
		...	
Opex NC	X	Opex 61 X	X M€
		63 X	X M€
		64 X	X M€
		...	
OSP	X	OS 61 X	X M€
		63 X	X M€
		...	
Invest	X	Inves X	X M€
TOTAL	X	TOTAL X	X

ORES ASSETS HAINAUT ELECTRICITE			
Facture de gestion		Ores Assets	Total
Opex C	X M€	Opex C 61 X M€	X M€
		63 X M€	X M€
		64 X M€	X M€
		...	
Opex NC	X M€	Opex NC 61 X M€	X M€
		63 X M€	X M€
		64 X M€	X M€
		...	
OSP	X M€	OSP 61 X M€	X M€
		63 X M€	X M€
		...	
Invest	X M€	Invest X M€	X M€
TOTAL	X M€	TOTAL X M€	X M€

TOTAL DES SECTEURS ORES ASSETS		
Facture de gestion	Ores Assets	TOTAL
TOTAL	X	X M€

- investissements
+ REMCI
+ soldes du passé
+ ...



REVENU AUTORISE GLOBAL ORES	
Charges nettes contrôlables	
Charges nettes contrôlables hors OSP	
Charges nettes contrôlables OSP	
Charges et produits non-contrôlables	
Hors OSP	
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	
.....	
OSP	
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	
.....	
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	
Marge équitable	
Hors OSP	
OSP	
Quote-part des soldes réglementaires années précédentes	
TOTAL	

Le modèle de rapport est basé sur une vision de comptabilité générale (coût à l'origine). Comme nous l'avons souligné lors du GT du 2 février 2017, une telle vision ne peut être utilement fournie qu'au niveau d'ORES SCRL, les deux flux énergétiques confondus. Une découpe est ensuite opérée afin de faire apparaître pour chaque secteur et chaque flux énergétique les éléments dans une vision plus analytique utile à la détermination des soldes (coûts contrôlables, non-contrôlables, OSP, etc.).

▪ **Position de la CWaPE**

La CWaPE partage l'avis des gestionnaires de réseau de distribution quant au fait qu'une méthodologie tarifaire de type « revenue-cap » implique un reporting moins détaillé qu'une méthodologie tarifaire « cost-plus ». Cependant, comme le souligne ORES, la détermination du revenu autorisé initial (de l'année 2019) requiert une décomposition et une analyse pointue des charges et produits du gestionnaire de réseau de distribution. A partir de 2020, les informations demandées à travers les modèles de rapport « revenu autorisé » sont à un niveau très agrégé en ce qui concerne les charges nettes contrôlables.

La méthodologie tarifaire prévoit bien l'approbation d'un revenu autorisé global (par vecteur énergétique dans le cas d'un gestionnaire de réseau de distribution bi-énergie). Le montant maximal du revenu autorisé 2019 est également un plafond global appliqué sur l'ensemble du revenu autorisé et non élément par élément. La CWaPE ne peut répondre favorablement à la demande d'ORES de communiquer une partie des données de façon agrégée au niveau de ORES scrl (soit sans distinction entre l'électricité et le gaz) et une partie des données de façon agrégée par fluide énergétique sans porter atteinte au principe de non-subsidiation entre vecteurs énergétiques. Par ailleurs, c'est erronément qu'ORES prétend que la CWaPE demande de tracer chaque coût OSP au sein des secteurs tarifaires. En effet, les coûts contrôlables (dont les coûts OSP) et les charges nettes relatives aux projets spécifiques sont renseignés au niveau agrégé (par fluide) et non par secteur tarifaire. Seuls les coûts non contrôlables, la marge équitable et les soldes réglementaires sont renseignés au niveau du secteur tarifaire puisqu'il s'agit d'éléments intrinsèques au secteur. Comme expliqué ci-dessous, la multiplication du nombre de charges et produits non-contrôlables dans la méthodologie tarifaire a entraîné une multiplication des tableaux correspondants dans les modèles de rapport.

La comparaison avec les modèles de rapport élaborés par le régulateur flamand n'est pas pertinente dans le sens où, principalement à la demande des gestionnaires de réseau de distribution, le modèle revenue-cap « classique » appliqué en Flandre a été ajusté, en Région wallonne, pour tenir compte notamment des éléments suivants :

1. Le gestionnaire de réseau est immunisé contre l'effet volume des prestations des obligations de service public. Cette règle implique de classer les coûts des obligations de service public en deux catégories : fixe et variable afin de pouvoir déterminer un coût unitaire par prestation OSP. Par ailleurs, la fusion avec le reporting sur les coûts des obligations de service public, engendre moins de travail pour le gestionnaire de réseau de distribution, une meilleure cohérence des données et des synergies dans l'analyse de celles-ci pour les gestionnaires de réseau de distribution et la CWaPE.
2. Le gestionnaire de réseau est immunisé contre l'effet volume des achats d'électricité et de gaz pour la couverture des pertes en réseau et pour l'alimentation de sa clientèle propre. De plus, le gestionnaire de réseau peut dégager un bonus si son prix d'achat est inférieur au prix minimum fixé par la CWaPE ou inversement un malus. Cette règle implique de déterminer un coût d'achat unitaire d'électricité et de gaz.

3. Le gestionnaire de réseau est immunisé contre l'effet volume du nombre de certificats verts qu'il doit acquérir pour respecter les quotas. De plus, le gestionnaire de réseau peut dégager un bonus si son prix d'achat est inférieur au prix minimum fixé par la CWaPE ou inversement un malus. Cette règle implique de déterminer un coût d'achat unitaire des certificats verts.
4. Les charges liées aux immobilisations ne sont pas soumises au facteur d'efficacité ce qui implique un traitement différencié entre les charges liées aux immobilisations et les charges opérationnelles contrôlables.
5. Le nombre de charges/produits considérés comme non contrôlables dans la méthodologie tarifaire en Région wallonne est nettement plus élevé que le nombre de coûts considérés comme exogènes dans la méthodologie tarifaire du VREG. Les éléments non contrôlables nécessitant un suivi individualisé, cela implique un nombre plus important de tableaux dans les modèles de rapport.
6. L'instauration de projets spécifiques implique un reporting spécifique des charges et produits relatifs à ces projets.

Les modèles de rapport utilisés actuellement ont été élaborés en 2008 par la CREG. Ces modèles de rapport, d'une part, comportent certaines informations peu utilisées par la CWaPE pour mener à bien ses contrôles et, d'autre part, ne contiennent pas certaines informations considérées comme nécessaires par la CWaPE. Ce défaut a amené la CWaPE à poser de nombreuses questions complémentaires aux gestionnaires de réseau lors de l'analyse des rapports tarifaires *ex ante* et *ex post* au cours des années 2015 et 2016.

Lors de l'élaboration des nouveaux modèles de rapport, la CWaPE a particulièrement veillé à ce que les modèles de rapport comportent exclusivement les informations utiles aux contrôles *ex ante* et *ex post*. Ainsi, un certain nombre d'informations demandées en annexe des anciens modèles de rapport ont été supprimées. Par ailleurs, afin de simplifier et d'alléger le travail d'encodage par les gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE a automatisé un maximum des liens entre les tableaux. La CWaPE est bien consciente que l'implémentation/l'utilisation de nouveaux modèles de rapport peut engendrer des changements opérationnels dans le chef des gestionnaires de réseau de distribution mais cette transition va de pair avec l'adoption d'une nouvelle méthodologie tarifaire. Le régulateur se tient évidemment à la disposition des gestionnaires de réponse pour répondre à leurs questions et aider à compléter les nouveaux modèles de rapport le cas échéant.

7.2. Questions spécifiques concernant les modèles de rapport

- **RESA**

Tableaux Charges pensions non capitalisées : RESA est également concerné par ce type de charge via la reprise de la Ville de Liège en Electricité et en Gaz.

- **Position de la CWaPE**

Les tableaux relatifs aux charges de pension non capitalisées ont été adaptés afin de tenir compte de la remarque de RESA.

- **ORES**

ORES reprend ci-dessous et dans les tableaux qui figurent en Annexe 4 quelques remarques qui ont pour but d'illustrer les commentaires de principes formulés ci-dessus et de mettre également en évidence une série de points/questions pratiques relevés lors de l'analyse des modèles de rapport. Cette liste de points ne peut en aucun cas être considérée comme exhaustive : d'autres remarques sont susceptibles d'être formulées une fois que les modèles de rapports auront été remplis de manière exhaustive et ainsi que lorsque des réponses auront été formulées par la CWaPE aux remarques initiales faites par ORES.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE répond aux questions adressées par ORES à travers l'annexe 4 du document « Remarques écrites d'ORES à la consultation sur la décision de la CWaPE CD-17c31-CWaPE-0083 relative au projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 » au sein de l'annexe II du présent rapport de consultation.

- **ORES**

Données agrégées ou par secteur ?

Comment la CWaPE voit-elle pratiquement l'organisation des dossiers étant donné que certains tableaux sont agrégés et d'autres par secteur.

Des problèmes sont rencontrés à ce propos, (dans les MDR Ex Ante Revenu Autorisé, Ex Post et dans le Business Plan). ORES demande à la CWaPE de vérifier la cohérence et si nécessaire de préciser le traitement des données agrégées et des données par secteur au travers des différents modèles de rapport et annexes.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE réfère ORES aux instructions pour compléter les modèles de rapport (tableau B des modèles de rapport) dans lesquels sont précisés les numéros des tableaux qui seront complétés de façon individuelle (par secteur tarifaire). Pratiquement, concernant la proposition de revenu autorisé, ORES déposera 8 modèles de rapport pour l'électricité et 6 modèles de rapport pour le gaz. En électricité : un modèle de rapport par secteur tarifaire reprenant une partie des tableaux + un modèle de rapport agrégé pour l'ensemble des secteurs électricité reprenant l'ensemble des tableaux. En gaz : un modèle de rapport par secteur tarifaire reprenant une partie des tableaux + un modèle de rapport agrégé pour l'ensemble des secteurs gaz reprenant l'ensemble des tableaux. Au

sein du modèle de rapport agrégé, le tableau 10.1 présentera le revenu autorisé individuel par secteur pour chaque année de la période régulatoire.

- **ORES**

Problème de liens/formules au sein des MDR

Lors de l'analyse des modèles de rapport, des liens avec des fichiers inconnus ont été identifiés (par exemple, dans le Business Plan et dans le MDR Ex Post Gaz). Concernant les formules, des erreurs ont d'une part été identifiées, (par exemple dans le MDR Ex Post), ainsi que des formules manquantes (T10.1 du MDR Ex Ante et T3.1. MDR ExPost).

ORES demande à la CWaPE de vérifier la provenance des données et compléter/vérifier les formules au travers des différents modèles de rapport et annexes.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE a corrigé les erreurs identifiées par ORES ainsi que d'autres erreurs de formule identifiées lors des tests des modèles de rapport réalisés par la CWaPE. La CWaPE invite les gestionnaires de réseau à prendre contact avec la CWaPE s'ils identifient des erreurs de formule résiduelles dans les modèles de rapport.

- **ORES**

Illustrations de la lourdeur des reportings

Amortissements (Tableaux 6, 6.1, 6.2, 6.3 du MDR Ex Ante _revenu autorisé)

La valeur de la RAB 2020 à 2023 reprise dans ces tableaux évolue en fonctions d'investissements découlant du plan d'adaptation approuvé et des amortissements découlant de ces investissements.

Par contre, la CWaPE impose pour la détermination du revenu autorisé un niveau d'amortissements découlant l'application d'un pourcentage d'indexation. Comme déjà mentionné, il s'agit là d'une contradiction totale des principes.

Cela engendrerait en outre une difficulté pour concilier un revenu autorisé global et des chiffrages détaillés par catégories de coûts : les prévisions d'amortissements découlant de l'application du dernier Plan d'adaptation approuvé allant très certainement s'éloigner de la détermination du niveau d'amortissements autorisés en fonction des paramètres d'évolution. Les GRD seraient donc amenés à gérer deux versions d'amortissements en fonction des tableaux à remplir.

- **Position de la CWaPE**

Effectivement les charges d'amortissement budgétées servant à la détermination de l'actif régulé (et de la marge équitable) et les charges d'amortissement budgétées au sein du revenu autorisé des

années 2020 à 2023 sont différentes mais cela n'implique aucunement de tenir deux bases de données au sein des gestionnaires de réseau de distribution car il s'agit uniquement de données budgétaires. En effet, *ex post*, les charges d'amortissement réelles seront utilisées pour la détermination de l'actif régulé réel (sur lequel est calculé la marge équitable réelle) et pour la détermination de l'écart sur les charges liées aux immobilisations.

- **ORES**

Split des soldes du passé (Tableau 8 du MDR Ex Ante _revenu autorisé)

Il est demandé de spliter les soldes 2008 à 2016 entre solde de distribution/solde cotisation fédérale/solde transport hors cotisation fédérale. ORES ne dispose pas de ce split pour les soldes du passé. De plus, sauf erreur de la part d'ORES, ce split ne sera pas utilisé dans la détermination des tarifs 2019-2023.

- **Position de la CWaPE**

Pour les années 2008 à 2016, les données reprises dans les modèles de rapport *ex post* (tableau des soldes réglementaires) devraient permettre à ORES de distinguer les 3 types de soldes réglementaires. Cette répartition semble s'imposer au regard des évolutions attendues de la législation concernant cotisation fédérale.

- **ORES**

Chiffrage détaillé de postes bilantaires (Tableaux 9, 9.1, 9.2, 9.3 MDR Ex Ante _revenu autorisé)

Si l'évolution des immobilisations, et donc de la RAB, est nécessaire dans le processus de détermination du revenu autorisé, ORES ne comprend pas l'utilité de réaliser des projections très détaillées d'autres postes bilantaires (comme les créances, les provisions,) jusque 2023, étant donné que le BFR et les FP n'interviennent plus dans les calculs.

- **Position de la CWaPE**

Bien qu'elles n'entrent pas directement en ligne de compte pour le calcul du revenu autorisé, certaines évolutions bilanciels sont fortement corrélées avec les évolutions du compte de résultat. C'est le cas de l'évolution des créances commerciales avec les dotations en réduction de valeur/moins-values sur créances et de l'évolution des provisions avec les dotations/reprises de provision. Ces informations sont donc pertinentes pour permettre à la CWaPE de réaliser son contrôle adéquatement. Quant aux comptes de régularisation, la CWaPE doit pouvoir notamment vérifier la correcte comptabilisation des soldes réglementaires dans ces comptes.

- **ORES**

Présentation des données des 5 dernières réalités (exemple : Tableaux 1, 9 et 11 du MDR Ex Post)

La demande va nécessiter des modifications des systèmes informatiques de reporting ainsi qu'un retraitement manuel des données pour que celles-ci puissent être intégrées dans les nouveaux MDR. A titre d'exemples :

- des OSP vont devoir passer du statut non contrôlable à contrôlable (MDR ex Post 2016 à MDR Ex ante 2019-2023) ;
- les données des réalités 2015 à 2017 voire 2018 suivent une découpe Primaire/Secondaire qui est maintenant abandonnée dans les nouveaux MDR.

En outre, est-il bien nécessaire de fournir un historique de 5 années de réalité alors que dans les MDR Ex Post actuels seules deux années sont demandées ?

- **Position de la CWaPE**

L'objectif de la demande de disposer de 5 années d'historique est d'obtenir une meilleure vision de l'évolution des charges et produits du gestionnaire de réseau et de déterminer des moyennes afin de voir dans quelle mesure l'année N peut être considérée comme une année « normale » ou « anormale ». De plus, cela permet au terme de la période réglementaire (*ex post* 2023) d'avoir une vision complète des données des 5 années de la période réglementaire.

7.3. L'annexe 1 du rapport ex-ante « revenu autorisé » et l'annexe 8 du rapport ex-post

- **RESA**

Les modèles de rapport sont très volumineux et vont nécessiter une charge administrative très importante. Nous nous interrogeons notamment sur l'utilité du document « Business Plan » qui constitue ni plus, ni moins, un 2ème modèle de rapport à remplir ex-ante. Ce Business Plan reprend, entre autres, de nombreuses prévisions bilantaires qui sont complexes à réaliser et qui n'entreront pas en compte pour la détermination du revenu autorisé; d'où notre questionnement sur l'utilité d'un tel niveau de détails et de la charge administrative liée.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE se base sur l'approche Revenue Cap qui détermine ex-ante et plafonne le revenu autorisé 2019-2023. Cette approche laisse une liberté de gestion au GRD au sein de son enveloppe de revenu autorisé et devrait par conséquent limiter fortement les besoins en termes de reporting (à l'exception des coûts non contrôlables); c'est ce que nous avons pu constater en Flandre. Or nous constatons dans la méthodologie tarifaire, via par exemple, l'introduction d'un Business Plan pluriannuel détaillé, une charge administrative fortement accrue où doivent être détaillées notamment (dès la remise des propositions de revenu autorisé) toutes les pistes de maîtrises de coûts permettant d'atteindre les objectifs fixés par la CWaPE en termes d'amélioration de productivité. Ces deux approches nous semblent en contradiction voire irréalisables. Nous constatons également des demandes de prévisions détaillées en termes d'informations bilantaires, de moyens de financement s,... dans ce business plan.

Or ces informations, en dehors de la RAB, n'influence plus la détermination de la marge équitable (gearing figé) ou du revenu autorisé. Nous ne comprenons dès lors pas quelle est l'utilité de ces informations ex-ante qui sont par ailleurs fort complexes à budgéter.

- **ORES**

Chiffrage du Business Plan et rédaction de la note accompagnatrice (Annexe 1 au MDR Ex Ante _ revenu autorisé). L'idée qui transparait du business plan est de donner l'évolution de charges composant le revenu autorisé pour les années de 2019 à 2023 sur base notamment d'estimations et d'hypothèses faites par le GRD et de les comparer aux charges formellement reprises dans le MDR Ex Ante Revenu Autorisé, se basant sur les évolutions prévues par la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Cela revient à procéder à un chiffrage de différents éléments du revenu autorisé en suivant l'approche « cost + » en ce compris les estimations détaillées des bilans et de toutes les charges liées. Et ce en plus du chiffrage en suivant l'approche « revenue-cap » déjà effectué pour remplir le MDR Ex Ante.

Ce travail supplémentaire est excessivement lourd. Par exemple, cela nécessite un double chiffrage des charges financières : celui découlant d'hypothèses de financement retenues par les GRD afin de couvrir ses besoins de financement à chiffrer précisément également et celui découlant de l'application de la formule $WACC \times RAB$. Un autre exemple est la gestion de la présentation du portefeuille d'emprunts qui est très lourde vu le nombre d'emprunts du passé.

La rédaction de la note accompagnatrice est également une surcharge de travail importante qui in fine n'a que peu de valeur ajoutée pour la détermination du revenu autorisé qui servira effectivement de base aux tarifs.

Les difficultés pratiques sont également importantes (comme par exemple la gestion informatique de 2 bases de données pour chacun des secteurs : 1 pour chaque approche).

Mise à jour du Business Plan (Annexe 8 MDR Ex Post).

Lors du processus Ex Post, la CWaPE prévoit la « Mise à jour des données relatives aux coûts contrôlables du business plan 2019-2023 ». Qu'entend la CWaPE par cette mise à jour ? Les estimations budgétaires des coûts contrôlables sont censées évoluer selon l'indice santé et le facteur X. La méthodologie ne prévoit pas de ré-indexation, ni de révision ex post des contrôlables.

- **Position de la CWaPE**

La CWaPE renvoie le lecteur au titre II, 2.2, section 1 du rapport de consultation concernant l'utilité du Business Plan.

La CWaPE rappelle que le gestionnaire de réseau peut transmettre les informations requises à l'annexe 1 « contenu minimum Business Plan » au format dont il dispose. Aussi, la CWaPE ne voit pas d'inconvénient à ce qu'ORES Assets communique le Business Plan de l'ensemble de la société (électricité et gaz confondus). Suite aux réactions reçues, la CWaPE a supprimé les tableaux relatifs aux charges d'intérêt des modèles de rapport ex ante et ex post puisque les charges d'intérêt n'entrent pas en ligne de compte directement pour la détermination du revenu autorisé. L'évolution des charges d'intérêt a également été supprimée du Business Plan. Néanmoins la CWaPE demande au gestionnaire de réseau dans la note accompagnatrice au Business Plan de décrire sa politique de

financement et se réserve le droit de pouvoir demander à l'avenir cette information à toute fin utile.

Concernant l'annexe 8 du modèle de rapport ex post, l'objectif visé est, sur la base des données réelles de l'année précédente, de mettre à jour les projections d'évolution des charges nettes contrôlables pour les années restantes de la période réglementaire. Ces données sont également purement informatives.

8. TITRE VIII. AUTRES REMARQUES INHERENTES A LA METHODOLOGIE TARIFAIRE

8.1. Concernant le respect des dispositions décrétales

▪ INTER-REGIES

Le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 de la CWaPE a pour base légale le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017 (« Décret tarifaire »).

Ce décret fixe en son art. 4 § 2 une série de principes (lignes directrices) que la CWaPE doit respecter dans le cadre de l'élaboration de son projet de méthodologie tarifaire.

La Décision CD-17c31-CWaPE-0083 ne motive cependant pas dans quelle mesure les différents articles du projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation par la CWaPE répondent aux principes de l'art. 4 § 2 du Décret Tarifaire.

De ce fait, la décision relative au projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble insuffisamment motivée et complique la tâche du Parlement wallon fixé à l'art. 22 du Décret. Il conviendrait d'ajouter en annexe de la méthodologie tarifaire une grille de correspondance entre les articles de la méthodologie et les principes. Cette remarque vaut également pour les objectifs stratégiques fixés par la CWaPE.

▪ REW

Sur les principes de détermination des tarifs, REW comprend les motivations de la CWaPE qui souhaite garantir une certaine stabilité et visibilité tarifaire aux utilisateurs de réseau de distribution.

Nous partageons ce souhait mais pas les moyens pour y parvenir.

L'analyse des principes de détermination des tarifs et de la méthodologie tarifaire 2019-2023, nous conduisent à penser qu'elles se font aux préjudices de la viabilité à terme de l'activité de distribution d'énergie électrique et mettent en péril les missions assignées aux GRDs définies dans le décret du 11 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Cette nouvelle méthodologie ne répond pas aux prescrits des directives Européennes et ceux du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité.

▪ Position de la CWaPE

En ce qui concerne l'ensemble des remarques quant au respect des dispositions du décret tarifaire, auxquelles il n'aurait pas encore été répondu ci-dessus, la CWaPE renvoie à l'annexe I du présent rapport de consultation, dans laquelle elle justifie la conformité de la méthodologie aux exigences du décret tarifaire.

8.2. Concernant la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire

▪ UVCW

L'article 2, paragraphe 2 du décret tarifaire stipule « (...) La méthodologie tarifaire, reprenant les modèles de rapport, est adoptée par la CWaPE après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés et consultation publique ».

La consultation publique a démarré le 31 mars 2017, suite à l'approbation du projet de méthodologie tarifaire par la CWaPE et s'étend jusqu'au 19 mai 2017. Durant cette période, une réunion de concertation avec les GRD a été organisée le 2 mai 2017 et une audition publique permettant à l'ensemble des acteurs du marché de poser leurs questions et de présenter oralement leurs remarques a eu lieu le 4 mai 2017.

Selon nous une concertation implique des échanges qui ne peuvent se limiter à une réunion. Nous demandons dès lors comment l'article 2, paragraphe 2 du décret va être mis en œuvre au-delà du 19 mai 2017 pour organiser la poursuite de la concertation.

▪ RESA

L'article 2, § 2 et 3 du décret du 19 janvier 2017 prévoit que la méthodologie tarifaire est adoptée par la CWaPE après concertation avec les GRD ET consultation publique. Dans les « Modalités pratiques de participation à la consultation publique relative au projet de méthodologie tarifaire applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période 2019-2023 » publiées sur le site de la CWaPE, il n'est à aucun moment précisé que dans le cas du GRD la période de consultation est en réalité une période de concertation. Seule la réunion du 2 mai est appelée « réunion de concertation ». Dans le cas du GRD, toute la procédure est une procédure de concertation et les remarques transmises le 19 mai 2017 ne constituent pas une fin en soi de cette concertation.

▪ EDORA

Sans détails sur la mise en œuvre, et notamment les montants concernés par chaque poste tarifaire (ex. proportion entre terme Energie vs terme Capacité), il est difficile d'appréhender correctement les implications de tous ces changements. Il ne serait donc possible de se prononcer qu'en disposant des éléments quantitatifs.

Ce document constitue à ce stade notre participation constructive au processus de consultation dans lequel nous souhaitons nous inscrire. Il ne présume en rien de notre positionnement définitif sur les versions ultérieures de la proposition de méthodologie tarifaire ou sur les tarifs définitifs.

EDORA regrette, par ailleurs, de n'avoir qu'une possibilité unique d'être consulté, alors même que beaucoup de questions et d'incertitudes subsistent quant à cette proposition de méthodologie, qui ne contient de surcroît aucun élément quantitatif, et semble visiblement encore susceptible d'être modifiée.

EDORA demande à être consultée sur :

- Toute modification significative à la présente méthodologie, avant sa publication définitive ;

- Les propositions tarifaires des GRD, avant publication ;
- Toute modification qui serait envisagée en cours de période tarifaire.

▪ **INTER-REGIE**

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la prochaine période régulatoire (2019-2023), au stade actuel d'élaboration, est focalisé sur la réduction des coûts et la réduction de la rémunération des capitaux investis alors que les GRD doivent disposer des moyens financiers nécessaires pour intégrer les énergies renouvelables dans leurs réseaux, innover et maintenir un réseau de qualité pour les ménages et les entreprises.

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE n'est pas en adéquation avec les défis et le futur rôle que les GRD seront amenés à jouer dans la transition énergétique souhaitée par la Région wallonne.

Nous espérons dès lors que la CWaPE apportera les modifications nécessaires à son projet de méthodologie tarifaire afin de trouver un meilleur équilibre entre les objectifs de court terme (maîtrise des coûts) et les objectifs de long terme (qualité des réseaux, l'innovation). Il en va avant tout de l'intérêt des utilisateurs de réseaux.

Nous souhaitons également que la CWaPE poursuive, après la clôture de la consultation publique, la concertation avec les GRD.

▪ **Position de la CWaPE**

Le processus d'adoption de la présente méthodologie a débuté dès le second semestre 2015. En effet, dans l'attente de la fixation du nouveau cadre législatif applicable en matière tarifaire, la Commission wallonne pour l'Énergie (CWaPE) a eu la volonté d'entamer, à cette époque, les travaux préparatoires inhérents à l'adoption des principes tarifaires applicables pour la prochaine période régulatoire initialement fixée aux années 2018 à 2022, et ce dans un souci de transparence maximale et d'implication active de l'ensemble des gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne.

Ainsi, en date du 3 août 2015, la CWaPE publiait un acte préparatoire, approuvé par le Comité de direction du 15 juillet 2015, au travers duquel les grands principes envisagés pour sa future méthodologie tarifaire étaient explicités. Il est à noter que, dans cet acte préparatoire, la CWaPE annonçait notamment déjà envisager la mise en place d'un modèle « revenue cap », d'un facteur d'efficacité ou encore d'une rémunération des actifs régulés sur la base d'un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) conventionnel, afin de s'aligner sur des pratiques couramment répandues en Europe et d'inciter les GRD wallons à optimiser le financement de leurs actifs régulés.

Les gestionnaires de réseau de distribution ont été conviés à remettre, pour le 14 septembre 2015, leurs questions et commentaires à la CWaPE, lesquels ont fait l'objet d'une réunion explicative en date du 24 septembre 2015.

Entre les mois d'octobre 2015 et de février 2017, la CWaPE a organisé sept groupes de travail avec les gestionnaires de réseau sur les grandes thématiques de la méthodologie tarifaire, à savoir la typologie des coûts, le revenu autorisé, le marge bénéficiaire équitable, la structure tarifaire, les soldes régulatoires et les incitants à l'innovation. Ces groupes de travail se sont achevés en date du

2 février 2017, sur la thématique des modèles de rapport et de la structure tarifaire. Au cours de ces réunions, les gestionnaires de réseau de distribution ont eu l'occasion d'exposer leurs remarques et commentaires sur les propositions formulées par la CWaPE au travers de différentes notes techniques détaillées. L'ensemble des documents de travail et procès-verbaux de réunion dûment validés par les gestionnaires de réseau de distribution ont été publiés sur le site internet de la CWaPE à l'adresse <http://www.cwape.be/?dir=7.7.1>.

Le retard pris dans l'adoption du décret tarifaire, qui a finalement été adopté le 19 janvier 2017, et plus particulièrement les dispositions visées par les articles 3, § 3, et 9, § 1^{er}, de ce décret, ont conduit la CWaPE à reporter d'un an la prochaine période régulatoire de 5 ans (2019 à 2023).

Le 2 février 2017, lors de la dernière réunion de cette phase de pré-concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE a acté un accord formel des gestionnaires de réseau sur le planning d'adoption de la méthodologie, en ce compris les modalités de concertation. Ce planning était le suivant :

- 31 mars 2017 : publication du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 accompagné d'une séance d'information au cours de laquelle les principes de la méthodologie sont présentés et explicités ;
- 2 mai 2017 : organisation d'une réunion de concertation avec les gestionnaires de réseau ayant pour objectif de permettre aux représentants des gestionnaires de réseau de distribution de formuler oralement leur avis et commentaires sur le projet de méthodologie tarifaire. Celle-ci avait été initialement proposée pour le 15 mai 2017 mais a été avancée à la demande d'ORES et RESA qui estimaient que cette réunion intervenait trop tard et ne permettrait pas aux gestionnaires de réseau de distribution de poser à temps leurs questions et d'obtenir des éclaircissements éventuels sur certains points de la méthodologie ;
- 19 mai 2017 : fin de la période de consultation (comprise comme englobant la concertation) : remise des réactions écrites des gestionnaires de réseau pour cette date au plus tard ;
- Début juillet 2017 : adoption de la méthodologie tarifaire par la CWaPE.

Il a été convenu, lors de cette réunion, que le planning convenu remplaçait entièrement les dispositions de l'article 2, § 3, du décret tarifaire, tant pour la planification des réunions que pour les délais relatifs à l'échange des documents. La fixation de la date de réunion de concertation le 2 mai et de la date de remise des réactions écrites finales le 19 mai était en effet incompatible avec le délai prévu par défaut à l'article 2, § 3, 4^o, du décret tarifaire (voir, à cet égard, le procès-verbal de la réunion du 2 février 2017 publié sur le site internet de la CWaPE).

Le 31 mars 2017, la CWaPE a donc publié le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 accompagné d'un abstract et de différentes annexes, parmi lesquelles certaines apportaient des explications complémentaires. Le même jour, une séance d'information a été tenue, au cours de laquelle les principes de la méthodologie ont été présentés et explicités.

Le 2 mai 2017, la réunion de concertation a été tenue avec l'ensemble des gestionnaires de réseau. Au cours de cette réunion, ceux-ci ont, chacun, présenté différentes remarques concernant le projet de méthodologie tarifaire, étant entendu que celles-ci n'étaient que partielles et que l'ensemble des remarques seraient communiquées par écrit pour le 19 mai 2017. A l'issue de cette réunion, la CWaPE a établi un projet de procès-verbal reprenant les observations et demandes émises par les gestionnaires de réseau, leurs premiers points généraux de désaccord et critiques exprimés par

rapport au projet ainsi que les premières réponses apportées par la CWaPE. La CWaPE n'a, en revanche, pu acter aucun point d'accord sur le projet de méthodologie proposé, les gestionnaires de réseau s'étant uniquement concentrés sur les aspects problématiques pour eux du projet. Ce projet de procès-verbal a été communiqué aux gestionnaires de réseau de distribution pour approbation et a ensuite été publié sur le site de la CWaPE.

Le 19 mai 2017, la CWaPE a reçu les réactions écrites de l'ensemble des gestionnaires de réseau par courriel et par courrier recommandé. Celles-ci, ainsi que les remarques émises par les autres acteurs du marché dans le cadre de la consultation publique, ont été publiées sur le site de la CWaPE.

A travers le présent rapport de consultation, la CWaPE apporte une réponse à l'ensemble des très nombreuses remarques formulées lors de la concertation avec les gestionnaires de réseau et expose les motifs pour lesquels elle apporte ou non les modifications demandées.

Au vu de ces éléments, la CWaPE estime avoir fait preuve d'une grande transparence à l'égard des gestionnaires de réseau dans le cadre du processus d'élaboration de la méthodologie et d'avoir mis en place une concertation constructive avec eux, conforme au décret tarifaire.

La CWaPE note toutefois que, dans le cadre de la procédure de consultation, la remarque suivante a été formulée par l'Union des Villes et Communes de Wallonie (UVCW) :

« La consultation publique a démarré le 31 mars 2017, suite à l'approbation du projet de méthodologie tarifaire par la CWaPE et s'étend jusqu'au 19 mai 2017. Durant cette période, une réunion de concertation avec les GRD a été organisée le 2 mai 2017 et une audition publique permettant à l'ensemble des acteurs du marché de poser leurs questions et de présenter oralement leurs remarques a eu lieu le 4 mai 2017.

Selon nous une concertation implique des échanges qui ne peuvent se limiter à une réunion. Nous demandons dès lors comment l'article 2, paragraphe 2 du décret va être mis en œuvre au-delà du 19 mai 2017 pour organiser la poursuite de la concertation ».

A cet égard, la CWaPE renvoie à l'accord explicite, transparent et non-discriminatoire donné par les gestionnaires de réseau de distribution, le 2 février 2017, sur le planning d'adoption de la méthodologie, en ce compris la concertation (évoqué ci-dessus), lequel impliquait la tenue d'une seule réunion. Il convient en outre de rappeler que ce processus de concertation s'inscrit dans un contexte particulier où, avant l'adoption du nouveau décret tarifaire du 19 janvier 2017, de nombreux groupes de travail ont été tenus dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie et que, au cours de ceux-ci, les gestionnaires de réseau ont déjà eu l'occasion de prendre connaissance des principaux principes repris dans la méthodologie et d'échanger à de nombreuses reprises sur ceux-ci avec la CWaPE.

Au-delà du 19 mai 2017, en l'absence de changement radical apporté au projet de méthodologie nécessitant un nouvel avis des gestionnaires de réseau, rien n'imposait l'organisation par la CWaPE d'une nouvelle réunion de concertation.

La CWaPE n'était pas pour autant fermée à toute poursuite des discussions avec les gestionnaires de réseau après le 19 mai 2017. Ainsi, pour répondre favorablement à la demande d'ORES, exprimée lors de la réunion du 2 mai 2017, de pouvoir disposer de l'opportunité de discuter, avec la CWaPE, lors d'une seconde réunion de concertation postérieure au 19 mai 2017, des remarques émanant de l'ensemble des acteurs de marché, la CWaPE a tenté de tenir une réunion de concertation supplémentaire, en dehors du processus de concertation initialement convenu avec l'ensemble des gestionnaires de réseau. Elle a ainsi, par un courriel du 8 mai 2017, invité les gestionnaires de réseau

de distribution à communiquer leurs disponibilités en vue de l'organisation d'une réunion postérieure, dont le but était de parcourir les évolutions envisagées dans la méthodologie suite aux remarques reçues dans le cadre de la concertation et de la consultation publique (publiées sur le site de la CWaPE). Suite à cela, le 30 mai 2017, les gestionnaires de réseau ont reçu une convocation à une nouvelle réunion, qualifiée initialement « de concertation », le 13 juin 2017, concernant les propositions d'adaptation au projet de méthodologie 2019-2023.

Néanmoins, suite à une contestation fort tardive d'ORES (formulée par courriel le 12 juin 2017, en fin d'après-midi) relative aux modalités d'organisation de cette réunion de concertation, la CWaPE a finalement décidé de l'annuler, constatant notamment que, contrairement à ce qu'elle avait cru jusque-là, il n'y avait pas d'accord entre la CWaPE et l'ensemble des gestionnaires de réseau sur les modalités de dérogation au planning de concertation initialement convenu. D'un côté, ORES n'était pas d'accord avec les modalités proposées par la CWaPE (et dérogeant au décret tarifaire). De l'autre, la CWaPE ne pouvait accepter les nouvelles modalités proposées par ORES dans son courriel, celles-ci mettant en péril le respect du calendrier d'adoption de la méthodologie tarifaire initialement convenu avec les gestionnaires de réseau lors de la réunion du 2 février 2017. Celui-ci prévoyait, pour rappel, l'adoption de la méthodologie en juillet 2017 dans l'objectif de faire entrer en vigueur les nouveaux tarifs le 1^{er} janvier 2019, soit un an après la date initialement envisagée au début du processus d'adoption de la méthodologie. Or, la CWaPE n'était prête à accéder à la demande d'ORES de poursuivre la concertation que dans la mesure où cela ne remettait pas en question le planning initialement convenu dans son ensemble⁹³, sachant qu'une nouvelle procédure de concertation au sens du décret tarifaire ne lui paraissait, en toute hypothèse, pas réellement nécessaire. L'objectif n'était en effet pas de présenter un projet de méthodologie tarifaire entièrement nouveau et de reprendre un processus de concertation à zéro mais uniquement de déjà faire part aux gestionnaires de réseau d'un nombre limité d'adaptations envisagées par rapport au projet initial, parmi lesquelles une grande partie allaient dans le sens des demandes formulées dans leurs remarques écrites du 19 mai 2017, et d'obtenir leurs réactions quant à ces seules propositions d'adaptation.

A cela s'ajoutait le fait que les personnes envoyées à cette réunion par ORES avaient été présentées comme n'étant pas mandatées pour engager ORES lors de la réunion, ce qui signifiait que les arguments et positions prises par ces personnes n'auraient, de toute façon, pas pu être considérées comme reflétant la position d'ORES dans le cadre des échanges.

La réunion a néanmoins été remplacée par un groupe de travail informel, tenu le même jour sur le même sujet, au cours duquel et à la suite duquel les gestionnaires de réseau ont pu faire part de leurs observations sur les adaptations proposées⁹⁴. Ces observations ont été prises en compte dans le cadre des réflexions poursuivies par la CWaPE à la suite de cette réunion.

Tenant compte de ces éléments, la CWaPE a donc estimé qu'il ne se justifiait plus de revenir sur le processus de concertation tel qu'il s'était clôturé, selon le planning initialement convenu de commun accord avec les gestionnaires de réseau, le 19 mai 2017, celui-ci leur ayant déjà donné l'occasion de faire leurs remarques par rapport au projet de méthodologie tarifaire.

⁹³ Le planning initial tenait compte des contraintes matérielles de temps de la CWaPE suite au traitement des différentes remarques émises dans le cadre de la consultation publique et concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, ainsi que de l'objectif d'aboutir à une méthodologie tarifaire 2019-2023 approuvée pour juillet 2017 (ce qui permettait aux gestionnaires de réseau de distribution de pouvoir disposer d'une méthodologie approuvée avant le délai fixé par le décret tarifaire, élément qui avait fait l'objet d'un consensus entre tous lors de la réunion du 2 février 2017).

⁹⁴ Des remarques écrites ont été reçues de REW, RESA et ORES les 16 et 19 juin 2017.

Enfin, concernant la consultation publique, elle a bien eu lieu au sujet de la méthodologie. Celle-ci s'est tenue du 31 mars (jour de la publication, sur le site de la CWaPE, du projet de méthodologie tarifaire ainsi que des modèles de rapport y relatifs), au 19 mai 2017 (date limite pour la remise des remarques écrites). Une audition publique de l'ensemble des acteurs de marché ainsi qu'une réunion de concertation sur les tarifs d'injection ont en outre été organisées le 4 mai 2017 dans les locaux de la CWaPE. Les présentations effectuées lors de ces réunions et le procès-verbal de celles-ci ont été publiés sur le site de la CWaPE.

8.3. Concernant la motivation de la méthodologie tarifaire, les objectifs stratégiques et les principes du modèle tarifaire

▪ RESA ET INTER-REGIES

De ce fait, la décision relative au projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble insuffisamment motivée et complique la tâche du Parlement wallon fixé à l'art. 22 du Décret. Il conviendrait d'ajouter en annexe de la méthodologie tarifaire une grille de correspondance entre les articles de la méthodologie et les principes. Cette remarque vaut également pour les objectifs stratégiques fixés par la CWaPE.

Cette motivation est d'autant plus importante que le projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation **tient peu compte des remarques formulées par les GRD lors des groupes de travail organisés en 2015-2016** qui portait sur le projet de méthodologie tarifaire 2018-2022. Or, entre-temps, le décret Tarifaire a été publié.

La CWaPE doit non seulement motiver davantage les choix opérés dans son projet de méthodologie tarifaire mais elle doit également rigoureusement motiver pour quelles raisons elle prend ou non en compte les remarques formulées par les GRD.

▪ ORES

La CWaPE doit respecter l'obligation de motivation matérielle de ses décisions. Cette obligation de motivation trouve son fondement non seulement dans les textes légaux, mais aussi dans les principes généraux du droit administratif.

L'obligation de motivation des décisions du régulateur découle de l'article 37.16 de la directive 2009/72/CE et de l'article 41.16 de la directive 2009/73/CE, qui sont transposés à l'article 50 du Décret Electricité, lequel stipule que : « *La CWaPE motive et justifie pleinement ses décisions. Les modalités applicables pour ces motivations et justifications sont précisées dans le règlement d'ordre intérieur du comité de direction, eu égard notamment aux principes suivants :*

1° la motivation reprend l'ensemble des éléments sur lesquels est basée la décision ;

2° les entreprises d'électricité ont la possibilité, préalablement à la prise d'une décision les concernant, de faire valoir leurs commentaires ;

3° la suite donnée à ces commentaires est justifiée dans la décision finale ». (nous soulignons)

On notera que les travaux préparatoires du Décret Tarifaire rappellent que « *la CWaPE motive sa décision relative à la méthodologie tarifaire notamment au regard des principes énoncés [à l'article 4 du Décret Tarifaire]* ».

Dans le cadre de l'adoption des méthodologies tarifaires, l'obligation de motivation matérielle veut que la CWaPE justifie les choix sous-jacents de la méthodologie tarifaire et les raisons de la non-prise en compte des remarques émises par les GRD. Les documents soumis à la consultation doivent se fonder sur des analyses préliminaires qui sont elles-mêmes motivées et qui donnent un effet utile à la consultation. Ainsi, lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation doit reprendre tous les éléments qui justifient cette décision. Lorsque ces choix reposent sur une comparaison, la motivation doit comprendre toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison.

En l'espèce, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne respecte pas l'obligation de motivation matérielle incombant à la CWaPE à plusieurs égards.

Premièrement, **la CWaPE ne justifie pas** le Projet de Méthodologie Tarifaire au regard des principes énoncés dans le **Décret Tarifaire**.

Deuxièmement, **la CWaPE n'a pas répondu aux remarques** qui ont déjà été formulées par les GRD depuis le début de la procédure d'adoption des méthodologies tarifaires.

Pour rappel, la procédure d'adoption du Projet de Méthodologie Tarifaire a débuté en date du 3 août 2015, date à laquelle la CWaPE a publié un acte préparatoire des méthodologies envisagées à l'époque pour la période 2018-2022. Entre octobre 2015 et février 2016, la CWaPE a organisé 7 groupes de travail avec les GRD sur les grandes thématiques de la méthodologie tarifaire, à savoir la typologie des coûts, le revenu autorisé, la marge bénéficiaire équitable, la structure tarifaire, les soldes réglementaires et les incitants à l'innovation. Au sein de ces groupes de travail, de nombreuses remarques ont été émises par les GRD. Force est de constater que la CWaPE n'a pas pris en compte la grande majorité des remarques émises par les GRD dans son Projet de Méthodologie Tarifaire, et que la CWaPE ne fournit aucune motivation sur ces points dans son Projet.

Troisièmement, **la CWaPE a opéré des changements de position non motivés** dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, notamment sur la question importante des budgets pour les projets spécifiques innovants ou améliorant la transition énergétique.

Dans l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 (l'« **Acte Préparatoire** ») et dans sa note technique relative aux « budgets spécifiques » du 21 décembre 2015, la CWaPE a expliqué qu'elle souhaitait permettre aux GRD de participer ou d'entreprendre des projets couvrant différents types d'innovation, et ce tant avant que pendant la période réglementaire.

Dans ce sens, la CWaPE proposait de dégager des budgets spécifiques pour des projets « pilotes » ou de « mise en œuvre de solutions innovantes » en citant, par exemple, le déploiement de réseaux intelligents, la gestion active de la demande ou de l'insertion des énergies renouvelables décentralisées dans les réseaux, l'amélioration de l'équilibrage et de la commande des réseaux, l'amélioration des processus opérationnels des GRD (développements IT spécifiques, automatisation des processus) et en matière de modèle d'affaires innovant et de meilleure utilisation du réseau (accueil dans le réseau des injections bio méthane).

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, il n'est plus question de budgets pour ces différents types de projets innovants. L'article 14, § 1^{er}, du Projet de Méthodologie Tarifaire limite les budgets spécifiques à deux uniques projets : les compteurs communicants et la promotion des réseaux de gaz naturel (ou promogaz).

La CWaPE ne justifie ni son revirement de position ni la limitation du nombre de budgets spécifiques, au regard de son objectif d'inciter l'innovation et du principe selon lequel les tarifs doivent favoriser la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ainsi que l'efficacité énergétique et promouvoir la gestion active de la demande.

De même, les charges de pensions complémentaires non capitalisées sont passées, sans aucune justification, d'un régime de coûts contrôlables dans les actes préparatoires de 2015, à un régime de coûts non-contrôlables dans le Projet de Méthodologie Tarifaire.

En ce qui concerne le business case du projet promogaz, ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait que le dernier business case approuvé par la CWaPE reposait sur une valeur actualisée nette positive à 20 ans. Sans aucun motif, le Projet de Méthodologie Tarifaire revient sur l'accord précédemment donné par la CWaPE, et exige désormais que la VAN de ce projet soit positive sur 15 ans.

Quatrièmement, **la CWaPE ne justifie pas ses choix stratégiques en matière de régulation tarifaire**, notamment en ce qui concerne (i) le mode de régulation dit « TOTEX », (ii) l'utilisation de l'indice santé comme facteur d'indexation, (iii) la détermination du facteur d'efficacité X, (iv) la détermination du CMPC, l'abandon du principe d'embedded cost, l'alignement du facteur beta gaz sur celui de l'électricité, la suppression de la prime d'illiquidité, la suppression de la rémunération primaire/secondaire, et (v) le maintien de la qualité des services fournis.

En effet, la CWaPE introduit une régulation TOTEX où les charges nettes contrôlables comprennent à la fois des charges et produits opérationnels et des charges nettes liées aux immobilisations. Cette régulation TOTEX constitue un changement majeur pour les GRD. Jusqu'à présent, seules dépenses d'exploitation (« OPEX ») pouvaient être considérées comme des charges contrôlables (« gérables » selon les termes des méthodologies tarifaires transitoires de 2015 à 2017). Le passage vers une régulation TOTEX fait passer les dépenses d'investissement (« CAPEX ») d'un statut de charges non-contrôlables, répercutées dans les tarifs, à un statut de charges contrôlables qui ne seront supportées par les URD que dans les limites du plafond de charges fixé par la CWaPE.

La CWaPE ne justifie nullement ce changement majeur par rapport aux méthodologies tarifaires transitoires actuellement en vigueur.

La CWaPE ne répond pas davantage à la remarque des GRD, indiquant que l'indice santé ne peut pas être utilisé comme facteur d'indexation car il ne correspond pas à l'évolution réelle de la majorité des coûts et des charges nettes liées aux immobilisations supportées par les GRD. Comme expliqué au point 4.2 ci-dessous, le niveau trop bas du facteur d'indexation a pour conséquence de faire supporter aux GRD un facteur d'efficacité supplémentaire.

Ensuite, le Projet de Méthodologie Tarifaire ne présente pas de manière claire et précise le mode de détermination du facteur d'efficacité imposé aux GRD, appelé « facteur X ». Les documents mis à la disposition des GRD par la CWaPE et les données justifiant le choix de la CWaPE sont lacunaires, inexacts et ne citent pas leurs sources d'informations.

Il en va de même pour les décisions des paramètres du CMPC où, a contrario des pratiques des pays limitrophes, la CWaPE ne s'est pas fondée sur une analyse détaillée des différents paramètres et n'a

pas proposé, pour chacun d'entre eux, des fourchettes de valeurs sur lesquelles un jugement prudent est finalement opéré pour décider des valeurs finales. Pour le CMPC aussi, les informations mises à la disposition des GRD par la CWaPE et les données justifiant le choix de la CWaPE sont lacunaires, inexactes et en contradiction avec les actes préparatoires. En outre, le principe d'embedded cost est abandonné contrairement aux principes du Décret Tarifaire.

Enfin, ORES relève encore qu'il n'existe aucune motivation sur la possibilité de maintenir la qualité du service au regard des réductions de coûts énormes qu'impose le Projet de Méthodologie Tarifaire aux GRD. Il s'agit pourtant d'un risque que la CWaPE avait identifié dès le début de la procédure dans l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 : « *le principe du « revenue-cap » ne peut, en effet, pas conduire à une attitude de court terme au détriment du développement et de l'amélioration durable des réseaux* ».

La CWaPE n'apporte, dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, aucune justification sur la manière dont elle a pris en compte ce risque.

Dans son Projet, la CWaPE n'a donc pas respecté son obligation de fonder la méthodologie tarifaire sur des motifs explicites, exacts, pertinents et admissibles en fait comme en droit. Il appartient à la CWaPE de rectifier son approche et de motiver ses décisions adoptant les méthodologies tarifaires 2019-2023 au regard des choix qu'elle opère et de l'ensemble des remarques émises par les GRD.

▪ **UVCW**

Nous pouvons souscrire aux 6 objectifs stratégiques énoncés dans l'abstract du projet de méthodologie tarifaire dans la mesure où un juste équilibre est assuré entre ceux-ci.

Cependant, il apparaît à l'analyse que la méthodologie proposée ne permet pas, à différents égards, de rencontrer de manière équilibrée l'ensemble de ces objectifs stratégiques.

Par ailleurs, l'article 4, paragraphe 2 du décret tarifaire du 19 janvier 2017 énonce les principes que doit respecter la méthodologie tarifaire. Le projet de méthodologie tarifaire devrait davantage motiver la manière dont il intègre ces différents principes.

▪ **FEBEG**

La FEBEG accueille favorablement de très nombreux principes généraux appliqués au travers du projet de méthodologie tarifaire soumis à consultation :

- Objectif de stabilité et visibilité tarifaire: la FEBEG constate que de nombreuses mesures et propositions sont émises en vue d'éviter tout choc tarifaire pour les utilisateurs de réseau (tarifs inchangés aux tarifs approuvés fin 2018 au cours des années 2019-2023, intégration progressive des soldes régulateurs, fixation du revenu annuel autorisé pour 5 ans, ...).
- Objectif de maîtrise des coûts: la FEBEG constate que le présent projet a pour vocation de maîtriser les coûts de la distribution via un plafonnement d'une partie du revenu autorisé sur la période.
- Responsabilisation et politique incitative pour le GRD: pour la FEBEG de nombreuses mesures

proposées doivent mener à une plus grande responsabilisation financière dans l'exécution de certaines de ses missions (distinction entre charges contrôlables/non contrôlables, introduction d'un facteur d'efficience, mise en place progressive d'un mécanisme d'incitant sur base des KPI,...)

- Plus grande lisibilité de la structure tarifaire et uniformisation tarifs de transport et autres tarifs non périodiques : de telles mesures doivent, d'une part contribuer à une plus grande transparence et acceptabilité « coût » pour le consommateur, et d'autre part optimiser l'application opérationnelle des tarifs par les fournisseurs.

De manière générale, la FEBEG estime que ces différents éléments constituent une base positive en vue de procéder à une optimisation progressive de la fixation tarifaire et des évolutions futures que ceux-ci devraient encore connaître au regard de la transition en cours.

Cependant, en vue d'améliorer la lecture générale de la méthodologie, et assurer une plus grande sécurité juridique, la FEBEG estime que chaque mesure et proposition émises devraient faire l'objet d'une part, d'une clarification au niveau des objectifs recherchés et, d'autre part, le cas échéant, d'une motivation au regard de ces objectifs recherchés.

▪ **RESA**

Effets combinés des différents principes sur les moyens du GRD. Nous constatons que les effets tarifaires induits par la nouvelle méthodologie de la CWaPE sont cumulatifs, tendent vers une baisse des moyens du GRD et engendrent une pression considérable sur ses coûts de gestion alors qu'il entre dans une nouvelle ère de transition énergétique où des investissements importants devront être réalisés:

- Diminution significative de la marge équitable (18% estimé pour RESA). Après charges financières, il ne resterait qu'un taux de rémunération de 2,9% sur la RAB. L'article 4, §2, 8° du décret tarifaire du 19 janvier 2017 ne nous semble pas respecté. Ce dernier stipule que « *la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permet au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement de ses infrastructures* »;
- Application d'un facteur X de 1,5% (soit 1,7M€ estimés par an sur les coûts contrôlables de RESA) ;
- Non prise en compte de l'évolution réelle des charges opérationnelles du GRD (indice santé); d'où facteur X supplémentaire ;
- Plafonnement des amortissements qui a pour effet l'absence de garantie sur la récupération des investissements du passé et une forte limitation des nouveaux investissements incorporels, voire mêmes corporels prévus dans les plans d'adaptation;
- Exigences considérables en termes de reportings et de prévisions budgétaires alors que le système choisi est un « Revenue Cap » et, par conséquent, entraves à la liberté de manœuvre du GRD au sein de ce système (voir ci-dessous).

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE souhaite mettre en œuvre 6 objectifs stratégiques dont l'incitation aux projets innovants. Cet objectif aurait pu être rencontré en permettant aux GRD d'intégrer¹ dans leur proposition tarifaire des projets spécifiques innovants. Or, la CWaPE n'autorise qu'un seul et unique projet innovant : les compteurs communicants. Nous ne comprenons pas pourquoi cette liste des projets innovants n'intègre pas les projets afférant au Smartgrid. La méthodologie tarifaire serait ainsi plus en adéquation avec la stratégie de la CWaPE.

▪ RESA ET INTER-REGIES

A travers sa méthodologie tarifaire, la CWaPE vise plusieurs objectifs stratégiques mais le juste équilibre entre ces différents objectifs ne nous semble pas atteint.

En effet, la CWaPE semble se focaliser en priorité sur le 1er objectif stratégique, à savoir « maîtriser le revenu du GRD afin de limiter la contribution financière des URD ».

La CWaPE fixe en effet plusieurs contraintes en ce sens aux GRD : restrictions en matière de revenu autorisé de départ, plafonnement des charges d'amortissements, imposition d'un facteur de productivité de 1.5%/an sur les coûts contrôlables, limitation de l'indexation des coûts contrôlables à l'indice santé, faible rémunération des capitaux investis, etc.

Ce focus sur le 1er objectif stratégique risque de se faire au détriment du 2^e objectif stratégique poursuivi par la CWaPE, « l'amélioration (maintien) de la qualité des réseaux », ce d'autant plus que le modèle du « revenu cap » de la CWaPE n'intègre pas de « facteur qualité » pour la période tarifaire 2019-2023.

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE nous semble pas rencontrer l'objectif stratégique N°3, l'incitation à l'innovation alors que celle-ci est indispensable dans le cadre de la transition énergétique. Le projet de méthodologie tarifaire prévoit un budget spécifique pour les compteurs intelligents pour autant que le business case soit positif. La transition énergétique vers des réseaux intelligents ne se résume cependant pas aux seuls compteurs intelligents. Par ailleurs, le plafonnement des amortissements freine les GRD à investir dans la R&D.

Le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE ne rencontre absolument pas le 6^e objectif stratégique, à savoir « Rémunérer justement les capitaux investis ». Le pourcentage de rendement autorisé par la CWaPE de 3.573 % est insuffisant pour faire face à toutes ses obligations sur le long terme.

En résumé, nous sommes d'avis que le projet de méthodologie tarifaire de la CWaPE est une régulation incitative classique basée essentiellement sur la réduction des coûts alors qu'il y aurait lieu d'évoluer vers une méthodologie tarifaire plus adaptée à l'innovation, la qualité des services offerts et au rôle du GRD dans la transition énergétique, ce qui sous-tend également une rémunération équitable des capitaux investis. Une telle évolution est d'ailleurs clairement prônée par la Florence School of Regulation.

▪ REW

La méthodologie tarifaire 2019-2023 reflète peu ou prou les objectifs stratégiques développés en annexe I Chapitre 2 section 1 de son approche méthodologique. La CWaPE ne démontre et ne justifie en rien comment cette méthodologie répond à ces objectifs, notamment :

- Améliorer la qualité des réseaux ;
- Inciter à l'innovation ;
- Promouvoir les économies d'énergie et l'installation des productions décentralisées ;
- renouvelables et issues de cogénération de qualité ;
- Rémunérer justement les capitaux investis.

L'innovation se limite à un projet spécifique dont la mise en œuvre est subordonnée business case à rentabilité positive alors que les éléments pertinents de sa mise en œuvre ne sont pas encore connus du marché.

Cette nouvelle méthodologie introduit, que du contraire, des contraintes budgétaires insupportables pour la viabilité des réseaux. Elle s'écarte dès lors du prescrit du décret tarifaire qui vise une méthodologie price cap (art 4 §2 20°) et de sa propre approche méthodologique alors que la méthodologie tarifaire proposée tient pour l'essentiel à la maîtrise des dépenses des gestionnaires de réseaux contrôlée par le régulateur qui n'est autre qu'une méthode « Cost Plus » comme défini dans son approche méthodologique.

Elle multiplie le nombre de contraintes sans jamais offrir aux GRDs la moindre perspective de marge, résultant d'une gestion saine et proactive de ses activités, qui aurait été garanti si la méthodologie présentée avait été construite sur une **approche revenue cap**.

Nous comprenons le souhait de la CWAPE de pousser les GRDs à maîtriser ses coûts. Toutefois, Les GRDs assument une activité de type industrielle. Ils doivent donc disposer en tout temps des moyens permettant de garantir financièrement sa croissance et rémunérer ses actionnaires.

La CWAPE souhaite limiter l'évolution des paramètres financés à l'indice santé et exiger de surcroît un gain d'efficacité qui s'appliquerait aux coûts contrôlables sans tenir compte du caractère industriel de l'activité et des défis liés à la transition énergétique réclamé par l'Europe et les acteurs du marché.

Ainsi, introduire dans sa méthodologie tarifaire un **facteur X d'efficacité** et fixé dans le même temps le facteur Q de qualité à 0 euro est contraire à l'esprit du décret, contraire aux objectifs d'une méthodologie price ou revenue cap, et réduit à néant tout espoir, toute perspective de marge d'efficacité.

Dès lors, sans facteur de qualité associé, la facteur X d'efficacité proposé à 1.5 % est résolument trop important.

Cette transition énergétique va réclamer des efforts substantiels de la part des GRDs qui verront dans le même temps les moyens mis à sa disposition pour y parvenir diminuer.

La CWAPE assure bien entendu que ces moyens seront adaptés en fonction des quantités et des volumes constatés dans la réalité de l'activité. Mais cette position est contraire à la mutation du marché. En effet, si les GRDs s'inscrivent dans les perspectives 20/20/20 des directives Européennes qui veulent moins d'énergie consommée, plus d'efficacité énergétique, moins de gaz à effet de serre, s'il permettent aux URDs et aux acteurs du marchés d'optimiser l'utilisation des outils de production et les infrastructures de distribution, ils verront irrémédiablement les flux sur leurs réseaux globalement diminuer preuve de leur efficacité et de leur réponse positive aux souhaits de l'Europe, du marché et des citoyens.

Cet effet positif, pour l'économie, au sens large du terme, se fera nécessairement aux détriments du GRDs et donc à terme à la qualité de la distribution d'énergie en région wallonne.

Le dispositif choisi par la CWAPE mène inexorablement le système à sa faillite.

En effet, le pourcentage de rendement autorisé basé sur une formule du **coût moyen pondéré du capital (CMPC)** avec les paramètres proposés par la CWAPE engendre une perte structurelle qui mènera à terme à la faillite des GRD et entre temps n'assurera pas aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable contrairement aux prescrits du décret tarifaire du 19 janvier 2017. Nous plaiderons donc pour un retour à l'**Embedded Costs** qui garantira à tout le moins le respect de l'art 4 §2 12° du décret tarifaire du 19 janvier 2017.

La démarche de la CWAPE au travers de sa méthodologie tarifaire 2019-2023 est donc en ces sens antinomique. De plus, la CWAPE part de plusieurs postulats qui sont loin d'être vérifiés et justifiés par des éléments tangibles et argumentés. Il en est ainsi du choix de l'indice santé comme facteur d'indexation, du facteur d'efficacité fixé à 1.5 %, déjà évoqué, du ratio d'endettement fixé arbitrairement à 52.5 %, du taux d'intérêt sans risques (OLO à 10 ans) et de sa période de référence (2012-2016), le facteur Beta des fonds propres basé sur le beta de sociétés de transport cotées en Europe, le coût de la dette fixé à 2.59 %.

Elle ne prend pas en compte les particularités locales. Elle ne prend pas en compte les différences de structures financières issues des politiques antérieures qui favorisaient et encourageaient les intercommunales à toujours davantage d'autofinancement plutôt que le recours à l'emprunt et à l'endettement. La gestion saine des deniers publics est par la mise à mal. Il en est de même de l'art 4 §1 du décret du 19 janvier 2017 qui garantit le maintien de la cohérence des décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés.

L'actionnaire qui a privilégié l'autofinancement se voit ainsi spolié d'une partie substantielle de son indemnisation par la fixation arbitraire d'un ratio d'endettement qui ne correspond pas à sa propre structure financière.

De plus, elle introduit des distorsions dans le traitement des GRDs ce qui est contraire aux principes d'égalité de traitement en imposant à tous à ratio d'endettement qui ne correspond en rien à sa propre structure financière.

Les efforts de gestion saine des deniers publics sont anéantis aux profits d'une pernicieuse uniformité de traitement.

Ce qui est constaté au niveau de la structure de financement, l'est aussi au niveau du taux d'efficacité réclamé à l'avenir aux GRD. Ainsi, les GRD qui se sont montrés par le passé cigale plutôt que fournis subissent une nouvelle demande d'austérité alors qu'ils ont déjà prodigués les efforts demandés dans le passé. Ils se voient ainsi contraint à de nouveaux efforts alors que sa marge de manœuvre a déjà été fortement réduite.

La CWAPE introduit dans sa méthodologie tarifaire 2019-2023 le principe de **péréquation tarifaire pour les tarifs de transport** dès 2019, alors qu'elle s'était fixé un objectif à 5 ans précédemment (16i26 Présentation Harmonisation des tarifs). La CWAPE admet également *de facto* une charge administrative associée.

Pour en finir, le principe même de la maîtrise des coûts par le GRD sur base des données du passé privilégiée par la CWAPE, nous semblent en dehors de toutes réalités objectives.

Les GRD subissent depuis le début de la mise en œuvre de la libéralisation du marché de l'énergie l'évolution chaotique de la réglementation en matière tarifaire.

Aujourd'hui, la CWAPE affirme vouloir circonscrire le revenu autorisé annuel en 2019 à l'enveloppe budgétaire de l'année 2017 indexée. Dans le même temps, la CWAPE limite les charges nettes opérationnelles contrôlables à ceux du rapport tarifaire ex post de l'année 2015.

Pour rappel, ces derniers résultent d'une méthodologie tarifaire qui s'inscrivait très largement dans la continuité des méthodologies tarifaires issues des arrêtés royaux du 2 septembre 2008 qui avait servi de base pour l'approbation des tarifs de la période 2009-2012 prolongées en 2013 et 2014 par décision de la CREG du 12 mai 2012 et établi sur base de la réalité 2008 (CD 14h16 14 aout 2014).

En d'autres termes, le monde tarifaire des GRD s'est arrêté en 2008 et la réalité 2008 sert, en définitive, de base à l'élaboration des tarifs 2019-2023. La CWAPE nie l'évolution du marché depuis cette date. Elle ne peut affirmer comme notre métier, ses contraires et les missions qui y sont attachés n'ont pas grandement évolués depuis

Fixé les tarifs 2019-2013 sur base d'un Business as usual 2008, nous semble à tout le moins peu crédible.

▪ **EDORA**

EDORA avait déjà, lors des auditions parlementaires dans le cadre de l'adoption du Décret Tarifaire (octobre 2016), pointé que les objectifs définis par ce décret pour l'élaboration des méthodologies tarifaires étaient à la fois vastes, mais vagues, et risquaient, sans lignes directrices claires pour leur interprétation/mise en œuvre, à la limite de mener à des résultats antinomiques.

Sans viser à l'exhaustivité, citons que les « tarifs doivent réaliser les équilibres suivants » :

- Transparents, non discriminatoires et proportionnés
- Refléter la structure des coûts de réseau et traduire une allocation équitable et transparente des services offerts par les réseaux (...)
- Favoriser le développement et le dimensionnement optimal des infrastructures et inciter à l'utilisation optimale de leurs capacités
- Favoriser la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'URE, l'efficacité énergétique, et promouvoir la gestion active de la demande
- Veiller à la contribution transparente et équitable des clients finals...

A ces objectifs décrétaux s'ajoutent les objectifs stratégiques de la CWAPE, formulés comme suit :

- Maîtrise de coûts pour les utilisateurs de réseau
- Amélioration de la qualité des réseaux
- Incitation à l'innovation,
- Promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées ER et Cogen
- Encouragement au déploiement optimal du gaz naturel
- Rémunération juste des capitaux investis
- Et enfin, les objectifs de la CWAPE liés spécifiquement à la structure des tarifs périodiques :
- Stabilité tarifaire
- Réflectivité des coûts par niveau de tension/groupe de client
- Simplification/transparence des grilles tarifaires
- Et introduction d'un tarif pour les soldes régulateurs

Les objectifs affichés sont nombreux et mériteraient d'être clarifiés, car susceptibles de mener à des interprétations divergentes, voire pour certains difficilement compatibles (ex : vouloir refléter à la fois les coûts –lesquels ? et les services ; maîtriser des coûts tout en incitant à l'innovation; inciter au développement des réseaux et à l'utilisation optimale de leurs capacités...).

En particulier, l'objectif de la « réflectivité des coûts », exprimé comme tel, ne dit pas, si l'on vise à refléter les coûts moyens ou marginaux, s'il s'agit de court, moyen ou long terme.

En d'autres mots, ces objectifs mériteraient d'être clarifiés, et idéalement hiérarchisés, afin d'éclaircir, en cas de doute, le ou lesquels prévalent sur les autres. Pour le surplus, la réflectivité des coûts (et lesquels ?) est-elle un objectif en soi ou un moyen pour allouer efficacement les ressources notamment réseaux et réduire les coûts de transaction ou... ? Le but poursuivi doit être explicité et son atteinte monitorée.

L'objectif de 'cost reflectivité' est utilisé dans la proposition de méthodologie, dès lors qu'il s'agit de

justifier une exception à la règle de socialisation initiale ayant prévalu lors de la mise en place des tarifs réseau (principe du timbre poste). La cost réfectivité accrue pour certains usages ou utilisateurs du réseau pourrait s'envisager, dès lors qu'elle s'applique de la même manière pour tous les usages/utilisateurs de réseau, et qu'elle prend en compte l'ensemble des coûts et bénéfices de chaque utilisateur.

A titre d'exemple : comment les bénéfices inhérents (avoided costs) à la promotion décentralisée sur les réseaux de distribution sont-ils pris en compte (consommation locale, diminution des pertes réseau, fourniture de services de réglage de fréquence ou tension) ? En sus, il n'y a aucune raison pour faire supporter aux prosumers actifs en BT et MT via le mécanisme de cascade des coûts réseaux HT et THT Elia qui trouvent leur origine dans la présence de la production centralisée de forte puissance.

Pourquoi faire payer aveuglément les charges du réseau de transport Elia uniformément à l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution, de surcroît de manière assez peu transparente (€/kwh) ?

Pour conclure sur ce point, le principe de cost réfectivité accrue (voire de 'locational marginal pricing') peut être envisagé, dès lors qu'il s'applique à l'ensemble des utilisateurs du/des réseau(x) de manière transparente et non discriminatoire.

A la lecture de la proposition, il semble que ce sont surtout les objectifs de stabilité tarifaire pour les utilisateurs, et celui de la juste rémunération (concrètement, cela signifie ?) des gestionnaires de réseaux qui aient été visés (l'enveloppe – le 'quoi'), et la réflexion sur le 'comment' mise au second plan. En d'autres mots, comment, au vu de l'objectif de stabilité tarifaire, concevoir une méthodologie qui donne les signaux de nature à remplir les autres objectifs, en particulier ceux liés à l'efficacité énergétique, l'intégration des productions décentralisées, l'incitation à la gestion de la demande, pour ne citer que les principaux. Il n'est pas clair en quoi les différents termes de la proposition permettent d'atteindre ces objectifs, que ce soit dans la redéfinition du mode de rémunération des GRD ou dans celle de la grille tarifaire.

Cela l'est d'autant moins que certains éléments de la proposition ne peuvent être lus/interprétés sans avoir d'éléments quantitatifs pour les évaluer. Par exemple, le fait d'introduire un terme fixe ou un terme capacitaire dans les tarifs de prélèvement n'est pas en soi mauvais, mais la pertinence du signal dépendra de la proportion relative des montants fixes/capacitaires par rapport au signal proportionnel. Ce point sera détaillé plus loin.

Cette absence de motivation ne permet pas d'appréhender si la méthodologie tarifaire va améliorer l'efficacité et la qualité des réseaux tout en optimisant le surplus collectif et la répartition de ce dernier entre opérateurs (social welfare). De surcroît, cela amène à une absence de transparence alors même qu'il s'agit d'un aspect essentiel afin de redonner confiance à tous les utilisateurs du réseau, consommateur et/ou producteur.

Il est demandé à la CWaPE de clarifier ex-ante la hiérarchie des objectifs tarifaires (prévalence des uns sur les autres) et d'objectiver/motiver, ex ante, dans un tableau, en quoi les éléments de la méthodologie tarifaire proposée permettent d'y répondre, à la fois pour ce qui concerne les paramètres de détermination de la rémunération, et pour ce qui concerne les éléments de la structure tarifaire. Cela nécessite notamment, de donner des indications quantitatives sur les montants.

Il est également demandé de prévoir les modalités de suivi et de reporting des objectifs et indicateurs de performance, et d'en assurer la publication accessible à tous les opérateurs et UR

▪ ELIA

Le premier commentaire vise à apprécier dans quelle mesure la méthodologie tarifaire en projet se marie avec les modalités de collaboration entre le gestionnaire du réseau de transport (local) et les gestionnaires de réseau de distribution quant aux choix des investissements à réaliser dans les réseaux d'électricité. Pour rappel, pour satisfaire au mieux les utilisateurs de réseau, les **choix d'investissement** à effectuer dans les réseaux de transport, transport local ou de distribution doivent reposer sur le **principe de l'optimum technico-économique**. Ce principe requiert que l'on apprécie quelle est l'option technique qui offre une réponse adéquate pour répondre au besoin de la façon la plus économique possible pour la communauté. Ce principe peut induire le besoin de renforcer le réseau de transport, de transport local et/ou de distribution.

Vu d'Elia, une question légitime est dès lors de savoir si la méthodologie tarifaire mise en place au niveau de la distribution permet une pérennisation du recours à ce principe.

Si nous la comprenons bien, cette proposition de méthodologie tarifaire va permettre aux gestionnaires de réseau de distribution de connaître de façon anticipée une hauteur de référence pour les coûts d'investissement qu'ils pourront faire couvrir par les tarifs au cours de la période régulatoire à venir.

A l'exception d'une liste de coûts considérés comme non gérables (dont ne font pas partie les coûts correspondant aux investissements), cette méthodologie contient également une forme d'incitation à diminuer l'ensemble des (autres) coûts à couvrir par les tarifs. Le gestionnaire de réseau de distribution pourra en effet conserver l'effort d'efficacité qu'il a entrepris pour réduire l'ensemble de ses coûts.

La question qui résulte de cette synthèse rapide est dès lors la suivante : dans quelle mesure la méthodologie tarifaire développée permet d'assurer qu'un GRD sera en toute circonstance encouragé à assurer la mise en œuvre du principe de l'optimum technico-économique, même si celui-ci induit que le besoin en investissement est à réaliser dans son réseau et que ceci peut entraîner une augmentation des coûts liés aux investissements ?

Nous ne doutons évidemment pas du professionnalisme des gestionnaires de réseau de distribution et nous sommes convaincus qu'ils seront attentifs à faire en sorte que le coût sociétal du développement des réseaux soit le plus bas possible. La question que nous posons vise à apprécier en quoi la méthodologie tarifaire concourt au respect de ce principe, voire l'encourage, (ou non) et assure que les choix d'investissement pourront systématiquement être guidés par le respect du principe de l'optimum technico-économique, et ce dans l'intérêt de la collectivité.

▪ ORES

La manière dont un régulateur exerce sa compétence tarifaire dépend fortement du modèle de régulation en vigueur.

Dans le Projet de Méthodologie Tarifaire, la CWaPE souhaite changer de modèle de régulation et opter pour un régime « revenue-cap » pluriannuel afin de maîtriser les enveloppes budgétaires des GRD.

Lorsqu'il applique le modèle « revenue-cap », le régulateur fixe *ex ante* un plafond de coûts que les GRD peuvent récupérer auprès des URD par le biais de leurs tarifs. Comme l'indique la CWaPE, cette méthode « *garantit aux [GRD] un revenu autorisé connu à l'avance pour la durée de la période régulatoire* » (nous soulignons).

Selon cette méthode, le régulateur n'étudie les coûts du GRD qu'au début de la période régulatoire. Une formule d'évolution permet ensuite au régulateur de calculer le plafond de coûts de chaque année de la période. Tout écart positif entre le plafond de coûts et les coûts réels supportés par le GRD constitue un profit pour le GRD. Au contraire, tout écart négatif entraîne une perte pour le GRD. Le modèle « revenue-cap » a donc pour objectif d'inciter le GRD à opérer d'une manière plus efficiente en limitant ses coûts. En effet, toute économie de coûts en-dessous du plafond fixé améliore le résultat du GRD. Dans ce modèle, le contrôle *ex post* ne crée pas de solde tarifaire et n'impacte pas davantage le plafond de coûts. Il conduit seulement à constater dans quelle mesure le GRD est parvenu à améliorer son résultat d'exploitation en réalisant des gains d'efficience. Une indexation permet de calculer le plafond de coûts de chaque année de la période régulatoire. Si un potentiel de gains de productivité est identifié, on applique un facteur d'efficacité (le facteur X) qui oblige le GRD à réaliser ces gains année après année.

S'il appartient à une autorité de régulation comme la CWaPE de choisir le modèle régulatoire qui lui semble le plus adéquat, le régulateur doit toutefois veiller à ce que sa régulation tarifaire soit prévisible et transparente pour les GRD et les URD, et qu'elle garantisse aux GRD un niveau de revenu autorisé suffisant pour exécuter leurs missions légales et réglementaires (article 4, § 1er, alinéa 1er, et § 2, 2°, du Décret Tarifaire).

Pour être mise en place dans de bonnes conditions de prévisibilité et de viabilité pour les GRD, une régulation « revenue-cap » nécessite le respect de certaines conditions préalables, à savoir (i) une stabilisation de la structure des charges régulées et (ii) une appropriation par le régulateur du retour d'expérience sur les performances et les coûts des gestionnaires de réseau. Une fois ces conditions acquises, l'évolution des charges sur la période régulatoire retenue peut être correctement évaluée.

L'avantage de cette méthode est, selon la CWaPE, qu'elle permet de réduire les coûts administratifs étant donné que les « *besoins en contrôle pour le régulateur sont bien moins importants que dans la méthode « Cost+»* ». Cet avantage doit également bénéficier aux GRD.

Par contre, le danger de ce type de régulation est de conduire à une attitude de court terme au détriment de la qualité, la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau. Il s'agit d'ailleurs d'un risque dont la CWaPE est consciente depuis le début des réflexions sur la nouvelle méthodologie tarifaire. Ainsi, l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 confirme que « *le principe du « revenue-cap » ne peut, en effet, pas conduire à une attitude de court terme au détriment du développement et de l'amélioration durable des réseaux* ». En l'espèce, **les éléments essentiels du modèle tarifaire « revenue-cap » ne sont pas respectés par le Projet de Méthodologie Tarifaire** qui, contrairement aux intentions annoncées initialement par la CWaPE, adopte une approche injustifiée de réduction des tarifs à court terme au détriment des réseaux et des services.

Tout d'abord, ORES rappelle que la structure des charges des GRD est changeante comme démontré à la section 1 ci-dessus. Dans ce contexte, il convient que la CWaPE soit prudente dans l'évaluation des charges des GRD et des investissements requis pour que ceux-ci puissent répondre de manière optimale aux missions légales et réglementaires qui leur sont confiées.

Ensuite, lors de la fixation du revenu autorisé initial, la CWaPE souhaite disposer de « *business plan du futur sur cinq ans introduits par les GRD identifiant les économies potentielles de coûts que le GRD entend mettre en œuvre* ». ORES s'interroge sur l'usage qu'entend faire la CWaPE de ces informations. Tenir compte de ces économies de coûts dans la détermination du revenu-initial serait en contradiction totale avec le modèle « revenue-cap ».

En effet, ce qui distingue un modèle « revenue-cap » d'un modèle « cost+ » est le fait que le revenu autorisé est dissocié des coûts réels contrôlables pendant une certaine période de temps. Au début de la période régulatoire suivante, le régulateur réajuste les tarifs sur la base des coûts réels sous-jacents. C'est à ce moment que les économies de coûts de la première période régulatoire bénéficient aux URD. Le caractère incitatif du modèle réside justement dans le fait que les GRD peuvent garder une économie de coûts pendant une période plus ou moins longue de temps. Ce caractère incitatif est d'autant plus important que la période régulatoire est longue et que le GRD peut garder une part importante de l'économie de coûts.

Intégrer sur le revenu de départ autorisé une anticipation des réductions de coûts durant la période régulatoire aurait deux conséquences majeures : premièrement, d'imposer une contrainte supplémentaire d'économie de coûts aux GRD (en sus des autres contraintes déjà présentes) en imposant directement ces économies aux GRD et en empêchant leur prise en compte pour atteindre le facteur X, deuxièmement, de déséquilibrer le modèle en lui enlevant son caractère incitatif car le bénéfice des économies de coûts est répercuté entièrement aux URD et n'est pas partagé équitablement et symétriquement entre les URD et les actionnaires des GRD.

Enfin, le Projet de Méthodologie Tarifaire impose une charge administrative énorme sur le GRD, notamment en termes de reporting, alors que le modèle « revenue-cap » veut justement éviter cette lourdeur administrative.

Pour rappel, l'essence de la méthodologie « revenue-cap » est le respect par le GRD d'une enveloppe globale plafonnée, ce qui lui laisse une liberté de manœuvre quant à l'affectation des coûts faite au sein de cette enveloppe.

Le Projet de Méthodologie de la CWaPE comprend un reporting très détaillé des coûts, ce qui entraîne une surcharge de travail, et donc des coûts supplémentaires, tant pour les GRD que pour la CWaPE. Un tel niveau de détail ne peut s'envisager que pour les coûts où un solde régulatoire à l'égard des URD doit être calculé et non dans le cas où le solde profite au ou est supporté par le GRD. De manière générale, le modèle de rapport devrait prévoir le calcul d'une enveloppe globale autorisée (empilement de rémunération de capitaux investis (« RemCI »), charges financières, amortissements, coûts contrôlables et coûts non contrôlables) et non pas considérer un plafonnement individuel de chaque composante et imposer aux GRD de détailler les coûts sous le plafond de chaque composante (RemCI, charges financières, amortissements, coûts contrôlables et coûts non contrôlables).

Au regard de ce qui précède, ORES demande à la CWaPE de reconsidérer son Projet de Méthodologie Tarifaire dans son intégralité afin que celui-ci respecte les principes essentiels de prévisibilité et de viabilité du modèle « revenue-cap » tels que développés ci-dessus. Dans un contexte de maîtrise des coûts et étant donné la méthodologie de type revenue-cap que la CWaPE souhaite introduire, il faut également prévoir un modèle de rapport allégé.

- **EDORA**

Le modèle de rémunération proposé est présenté comme une évolution vers un modèle de type 'Revenue Cap'.

Nous comprenons, par rapport aux objectifs stratégiques de la CWaPE, que l'objectif de 'maîtrise des coûts' serait rencontré principalement par le fait que les charges opérationnelles seraient fixées ex ante sur base d'un montant prévisionnel de l'année précédente, et par le principe de plafonnement des charges nettes opérationnelles contrôlables entrant dans le calcul du revenu autorisé.

Le facteur d'amélioration de la qualité sera rencontré par la détermination de 'KPIs' lors de cette période régulatoire-ci, qui serviront à la mise en place d'un facteur de qualité Q, devant mener à une rémunération supplémentaire pour la prochaine période tarifaire.

Pour l'incitation à l'innovation, la CWaPE prévoit la possibilité d'intégrer des budgets spécifiques pour deux types de projets, à savoir les compteurs communicants et la promotion du gaz naturel.

La notion de justesse de la rémunération des capitaux serait atteint par la fixation d'un WACC 'raisonnable' et la fixation du 'gearing'.

Nous ne voyons pas clairement en quoi les éléments de ce modèle de rémunération permettront la « promotion des économies d'énergie ou des productions décentralisées », ni en quoi ils vont amener à une gestion plus efficace des réseaux, et à plus de flexibilité, au bénéfice des utilisateurs finals.

La notion d'innovation est également questionnée, dès lors qu'elle n'est possible que via l'introduction de deux types de projets spécifiques, dont les objectifs en termes d'innovation ne sont de surcroît pas définis.

C'est d'autant plus regrettable que les propositions législatives en discussion au niveau européen dans le cadre du 'Clean Energy Package', et plus particulièrement celles comprises dans la proposition de Directive sur le marché de l'électricité, prévoit spécifiquement, en son article 58 (f), que les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs doivent obtenir des incitants, à la fois sur le court et le long terme en vue d'augmenter l'efficacité, en particulier l'efficacité énergétique, la performance du système, et améliorer l'intégration du marché.

▪ **Position de la CWaPE**

Dans son acte préparatoire relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période 2018-2022 (CD-15g15-CWaPE), la CWaPE exposait les six objectifs stratégiques qu'elle souhaitait mettre en œuvre pour la période tarifaire visée par la présente méthodologie. Ainsi la CWaPE écrivait :

« Suite à l'évaluation du cadre de régulation actuel, et 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, la CWaPE s'est fixé des objectifs stratégiques pour la prochaine période réglementaire 2018-2022 :

- 1. *Maitrise des coûts pour les utilisateurs du réseau*

Assurer la distribution d'électricité et de gaz naturel, ainsi que toute autre obligation qui incombe aux gestionnaires de réseau de distribution, de la manière globalement la plus avantageuse par rapport aux coûts et inciter les gestionnaires de réseau à maitriser et à contrôler ces coûts.

- 2. Amélioration de la qualité des réseaux

Garantir le maintien et les extensions justifiées de réseaux sûrs, fiables et performants sur le long terme, tout en faisant face aux évolutions des marchés du gaz et de l'électricité.

- 3. Incitation à l'innovation

Permettre aux gestionnaires de réseau, nonobstant l'objectif de maîtrise des coûts visé au point 1, de participer à ou d'entreprendre des projets de recherche, de démonstration et d'innovation nécessaires à leur métier, en lien avec le cadre institutionnel en la matière, et ce, conformément aux objectifs régionaux de politique énergétique.

- 4. Promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables et issues de cogénération de qualité

Offrir un cadre favorable, concurrentiel et non-discriminatoire à l'intégration, dans les réseaux, d'unités décentralisées de production d'énergie issues de sources d'énergie renouvelable et de cogénération de qualité, dans le respect des objectifs régionaux.

- 5. Encouragement d'un déploiement optimal du gaz naturel

Dans un marché où le gaz naturel est en concurrence avec d'autres combustibles fossiles, tendre vers une utilisation optimale et efficiente des réseaux existants et futurs, permettant une répartition des coûts de distribution sur une base plus large d'utilisateurs et, ce faisant, permettant d'évoluer vers un tarif plus avantageux pour tous.

- 6. Rémunération juste des capitaux investis

Permettre aux gestionnaires de réseau de financer leurs activités régulées de manière stable, prévisible et efficiente, en tenant compte d'objectifs à long terme.

Sans préjudice des lignes directrices et des principes décrits par les dispositions décrétales du gouvernement wallon relatives à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité, ces objectifs sont le leitmotiv de la CWaPE pour l'instauration d'un nouveau cadre réglementaire.

Enfin, ces objectifs stratégiques se traduiront par des incitants tant dans la définition du revenu autorisé des GRD que dans les grilles tarifaires appliquées aux utilisateurs de réseau en vue d'associer ces derniers à ces objectifs stratégiques. »

Face au constat que ces objectifs n'étaient que partiellement remplis avec la méthodologie applicable pour les années 2015-2016, la CWaPE concluait dans cet acte préparatoire à la nécessité de faire évoluer la méthodologie tarifaire. De septembre 2015 à février 2017, la CWaPE a organisé plusieurs groupes de travail thématiques au cours desquels les principes envisagés pour la nouvelle méthodologie tarifaire furent motivés au travers des notes techniques au regard entre autres de ces objectifs stratégiques. Sur base des éléments avancés par les gestionnaires de réseau de distribution à l'occasion des groupes de travail thématique, mais aussi des enseignements tirés de l'analyse des rapports tarifaires annuels *ex post* de l'année 2015, les principes de la méthodologie tarifaire ont donc évolué jusqu'au projet de méthodologie déposé pour consultation publique le 31 mars 2017. Enfin, les réactions reçues durant la récente période de consultation publique et de concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution apportent un dernier éclairage entraînant certaines adaptations des choix méthodologiques de la CWaPE.

Après une telle maturation, et en réponse aux remarques formulées ci-avant, la CWaPE pense donc utile de motiver à nouveau⁹⁵ la présente méthodologie tarifaire entre autres au regard des objectifs stratégiques identifiés dans l'acte préparatoire de 2015 et dans le respect des dispositions légales encadrant la compétence tarifaire de la CWaPE.

Pour répondre au premier objectif de maîtrise des coûts de la distribution pour les utilisateurs du réseau, la CWaPE a choisi une méthodologie « revenue cap », ou « plafonnement de revenu », largement répandue en Europe, ce afin d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à maîtriser leurs coûts dans un contexte où l'assiette sur laquelle se répercute ces coûts se réduit progressivement. Ce revenu autorisé garantit au gestionnaire de réseau de distribution un budget afin de couvrir ses coûts, et à l'utilisateur du réseau une relative stabilité de ses tarifs de distribution. Cette méthodologie incite aussi le gestionnaire de réseau de distribution à réaliser des gains d'efficacité dans une enveloppe budgétaire préalablement approuvée, car, lorsque ceux-ci sont réalisés, ils permettent au gestionnaire de réseau de distribution d'augmenter sa marge bénéficiaire.

En outre, une partie importante de ce revenu autorisé est soumise à un facteur d'efficacité, pour tenir compte de l'amélioration naturellement admise des fonctionnements d'une société répétant une même activité sur un temps donné, lui-même corrigé par l'inflation pour tenir compte de l'évolution attendue des coûts par l'utilisateur de réseau. En effet, l'indexation du revenu autorisé doit se faire dans un objectif de maîtrise des coûts pour l'URD ce à quoi doit tendre l'évolution des charges du GRD, et non l'inverse.

Si le revenu autorisé est fixé pour la première année de la période régulatoire en continuité avec les enveloppes budgétaires passées, et donc ne diminue en rien les moyens du gestionnaire de réseau de distribution, les baisses imposées par le facteur d'efficacité sur une partie du revenu autorisé doivent être mises en perspectives avec l'octroi de budgets spécifiques complémentaires permettant au gestionnaire de réseau de distribution de couvrir une partie des coûts liés à la transition énergétique. La CWaPE ne peut donc être d'accord avec ORES lorsqu'il affirme que le projet de méthodologie tarifaire adopte une approche injustifiée de réduction des tarifs à court terme. Jamais la CWaPE n'a affirmé ou mis en avant une volonté de faire baisser les tarifs, mais plutôt de maîtriser les coûts pour l'utilisateur de réseau via une méthodologie incitative envers les gestionnaires de réseau. Cette maîtrise des coûts n'empêche en rien ceux-ci d'évoluer à la hausse lorsque cela se justifie, dans le respect des principes de la méthodologie.

Initialement, la CWaPE avait envisagé un plafonnement des charges contrôlables opérationnelles sans inclure les charges liées aux immobilisations (charges d'amortissement, de désaffectation, etc), justifiant ce choix en 2015 par la nécessité pour les gestionnaires de réseau de distribution d'investir dans leur réseau pour faire face à la transition énergétique. Néanmoins, pour permettre un développement optimal des réseaux intelligents, nécessitant dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution des arbitrages entre le choix d'investir dans le réseau et une gestion opérationnelle active des injections et des prélèvements, avec le cas échéant rémunération de la flexibilité, ainsi que pour tenir compte de différents constats dressés par la CWaPE lors des contrôles des rapports tarifaires ex post 2015 identifiant clairement qu'un incitant à l'investissement trop important existait, la CWaPE a opté pour une approche dite « TOTEX », où tant les charges contrôlables opérationnelles que les charges liées aux immobilisations sont plafonnées. Ce faisant, la CWaPE offre une grande liberté de gestion aux gestionnaires de réseau de distribution et donne les bons incitants quant au choix d'investir ou non dans un contexte de transition énergétique tel que nous

⁹⁵ L'annexe 1 du projet de méthodologie tarifaire motive en effet les choix méthodologiques de la CWaPE au regard de ses objectifs stratégiques.

le connaissons aujourd'hui. Par ailleurs, comme indiqué précédemment, cela renforce l'assurance pour l'utilisateur de réseau de voir les coûts de distribution dans leur ensemble évoluer de manière relativement stable et contrôlée.

Cette plus grande liberté de gestion, dont jouiront les gestionnaires de réseau de distribution, rencontre par ailleurs le troisième objectif lié aux incitants à l'innovation. En effet, la note technique encadrant les groupes de travail traitant de ces incitants à l'innovation proposait l'intégration de budgets spécifiques dans les tarifs de distribution sur base d'un dossier d'analyse par projet innovant démontrant la pertinence de celui-ci. Les charges liées à ces projets étant clairement identifiées comme complémentaires à une enveloppe de coûts relative à la « gestion quotidienne » (« business as usual »). Devant la difficulté d'identifier cette enveloppe dite « business as usual », mais aussi face au constat de la complexité qu'engendrait une telle approche, la CWaPE a dû revoir son approche et seuls les projets dont la rentabilité sur une période plus longue que la période tarifaire est démontrée et dont les contours sont aujourd'hui connus dans une certaine mesure ont fait l'objet de budgets spécifiques. Les autres initiatives innovantes des gestionnaires de réseau de distribution, dont la rentabilité n'est pas encore démontrée (par exemple le smart grid) ou avec un retour sur investissement plus court (par exemple la digitalisation) trouveront naturellement leur financement dans les charges contrôlables selon les priorités et les besoins propres à chaque gestionnaire de réseau. Enfin, face à ces investissements liés à la transition énergétique, la CWaPE rappelle que les charges liées aux immobilisations ne sont pas soumises à un facteur d'efficacité, reflétant ainsi en partie ces besoins. Il existe donc bien un cadre tarifaire permettant de financer l'innovation dans la méthodologie.

Concernant le deuxième objectif stratégique de la CWaPE relatif à la qualité des réseaux, celui-ci s'est traduit par l'intégration, dans la méthodologie tarifaire, d'un facteur de qualité ayant trait à une liste d'indicateurs de performance à mettre en œuvre. Dans ce rapport de consultation, la section relative à ce facteur de qualité explique l'approche choisie par la CWaPE afin de mettre en œuvre de manière complète ce facteur de qualité d'ici à la prochaine méthodologie tarifaire. Il est néanmoins important de noter que, au-delà des dispositions de la méthodologie tarifaire, la CWaPE est investie d'une mission générale de surveillance et de contrôle du fonctionnement du marché régional de l'électricité et du gaz et donc du respect des missions et obligations qui incombent aux gestionnaires de réseau de distribution, par et en vertu des décrets électricité et gaz. En outre, concernant la remarque soulevée par Elia, la CWaPE rappelle que les gestionnaires de réseau, tant de distribution que de transport local, ont l'obligation d'établir un plan d'adaptation du réseau, en concertation avec la CWaPE, du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables (décret électricité, Art 15). Lors de son examen, la CWaPE confronte les hypothèses des GRD et du GRTL.

L'objectif de promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables et issues de cogénération de qualité est lui rencontré par les dispositions de la méthodologie tarifaire relatives aux tarifs de distribution d'électricité basse tension. La CWaPE n'a pas souhaité apporter de changements majeurs dans la tarification des utilisateurs de réseau résidentiels et des petits professionnels, dans un objectif de stabilité tarifaire ; les tarifs proportionnels ainsi d'application continuent donc à inciter le client final à consommer moins. Néanmoins, conformément aux dispositions du décret tarifaire, la CWaPE a instauré une contribution équitable de tous les utilisateurs du réseau au coût de celui-ci, en ce compris les prosumers.

En effet, la CWaPE estime que, avec le système actuel de tarification du réseau, tout développement du secteur photovoltaïque impliquerait de façon automatique et permanente une augmentation des tarifs pour les utilisateurs du réseau qui ne possèdent pas de panneaux. Rappelant aussi que des

centaines de milliers de ménages, qu'ils soient locataires, propriétaires d'un appartement ou encore d'une maison ayant un toit mal orienté, ne pourront jamais bénéficier des avantages liés à une installation photovoltaïque, le fait que ces utilisateurs de réseau doivent supporter majoritairement les coûts du réseau rend socialement injuste la tarification actuelle. La CWaPE pense donc qu'une évolution du système actuel de tarification est nécessaire, tant pour un principe d'équité, que pour permettre la poursuite du développement du photovoltaïque ou autre unité de production inférieure au égale à 10 kVA en Wallonie. Par contre, pour le tarif d'injection, au-delà d'une logique de réflectivité des coûts engendrés par les unités de production décentralisée, la CWaPE souhaite garantir un *level playing field* équitable pour ces unités de production dans des marchés de la commodité interconnectés entre pays et donc aligner le tarif d'injection avec les régions et pays voisins.

La mise en œuvre d'un projet spécifique relatif à la promotion du gaz naturel, visant spécifiquement à rentabiliser l'infrastructure de réseau existante, en y raccordant le plus d'utilisateurs finals, ce qui aura pour effet, toute chose restant égale par ailleurs, de réduire les tarifs de distribution et donc rendre cette énergie de transition plus compétitive encore par rapport au mazout (ou charbon) pour le chauffage domestique, s'intègre dans le cinquième objectif stratégique de la CWaPE.

Finalement, la rémunération juste des capitaux investis reste un objectif important de la régulation tarifaire en Wallonie et ce, afin de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution de financer leurs activités régulées de manière stable, prévisible et efficiente, en tenant compte d'objectifs à long terme.

A l'occasion de l'instauration du cadre réglementaire pour la période 2019-2023, la CWaPE a souhaité revoir la formule et les paramètres liés à la rémunération des capitaux investis afin de définir une marge équitable qui corresponde au mieux à la rentabilité attendue par les investisseurs et créanciers dans les actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité, et ce en conformité avec l'Art. 4, §2, 8° du décret tarifaire.

La rémunération des entreprises régulées actives dans le secteur de la distribution d'énergie est soumise à deux contraintes, à savoir:

- D'une part une marge équitable suffisante, basée sur un taux de rendement défini par le régulateur, qui doit permettre à l'opérateur de réseau de générer suffisamment de bénéfice et de trésorerie pour continuer à investir dans ses actifs régulés et ce, en vue d'assurer l'efficacité et la fiabilité des réseaux, ;
- D'autre part, une marge équitable raisonnable puisque l'impact de celui-ci influe directement sur la facture de l'utilisateur de réseau.

Le but poursuivi par la CWaPE au travers de sa méthodologie tarifaire 2019-2023 est de déterminer une rémunération se rapportant aux actifs investis dans le réseau de distribution (actifs régulés), qualifiée de « juste » au regard des gestionnaires de réseau et des utilisateurs du réseau, au moyen de la formule du CMPC qui est largement répandue dans la régulation de la distribution d'énergie en Europe et dont les paramètres ont été définis comparablement aux pratiques observées dans les pays européens.

En conclusion, la mise en œuvre détaillée et concrète de ces objectifs stratégiques de la CWaPE, ainsi que des dispositions du décret, dans les principes de la méthodologie tarifaire a été motivé tout au long de ce rapport de consultation et de ses annexes, en complément des motivations apportées à l'annexe 1 du projet de méthodologie tarifaire. Cependant, la CWaPE souhaiterait encore apporter les motivations suivantes, au regard de remarques précises formulées par les acteurs, n'ayant pas trouvé echo ci-avant dans ce rapport de consultation.

- La structure tarifaire ne pourrait jamais à elle seule conduire à la faillite d'un gestionnaire de réseau de distribution. En effet, les principes de la méthodologie tarifaire prévoient que le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution est entièrement couvert, et donc garanti, soit par les tarifs (quelle qu'en soit la structure), soit par les soldes réglementaires.
- Il n'est pas opportun de hiérarchiser les objectifs en matière de détermination des tarifs, qui diffèrent des objectifs relatifs à la méthodologie tarifaire dans son ensemble, vu que, pour les objectifs décrets à tout le moins, la méthodologie se doit de réaliser au mieux un équilibre entre ceux-ci. Cependant, concernant la réflectivité des coûts, la CWaPE est d'avis que cet objectif n'a du sens, tant que les tarifs sont non discriminatoires, que s'il incite l'utilisateur du réseau par les tarifs à réduire les coûts reflétés. Ce en quoi par exemple, un tarifaire majoritairement capacitaire voire forfaitaire pour des clients en basse tension avec une mesure annuelle n'a actuellement que très peu d'intérêt.
- Le passage d'un modèle tarifaire « cost+ » vers un modèle tarifaire « revenue cap » implique une transition qui se traduit naturellement par un besoin d'information, et donc de reporting conséquent pour la première année de la période. En effet, la CWaPE s'accorde avec ORES sur le principe, qu'en régime et par la suite, ce fardeau administratif s'allègera considérablement.

8.4. Concernant les autres remarques

▪ EDORA

EDORA note l'introduction d'un tarif d'injection Gaz, qui semble conforme à la proposition de l'AGW OSP relatif à l'injection de biogaz.

D'une manière générale, EDORA s'interroge sur la politique 'gaz' wallonne relative à l'optimisation de l'utilisation des réseaux existants et à leur développement. La proposition de méthodologie ne détaille à notre sens d'autre élément de vision que celui inclus dans les « projets spécifiques », et visant à maximiser l'utilisation des réseaux existants. Cela signifie-t-il que les extensions de réseau gaz BP ne seront réalisées que si une rentabilité de court terme est « garantie » pour le GR ? Pourquoi traiter les extensions des réseaux gaz sur base de la rentabilité marginale de CT et avoir une approche différente pour les réseaux électriques ? Quelle est la vision LT de la Région wallonne et des GRD en matière de développement des réseaux gaz ? Est-il effectivement prévu, à terme, de diminuer nos émissions relatives (yc particules fines) au secteur du chauffage et réduire l'utilisation du mazout de chauffage (avec prise en compte des externalités yc sur la santé) ? Pourquoi ne pas publier périodiquement les plans de développement des réseaux gaz BP ?

▪ Position de la CWaPE

La CWaPE acte la remarque d'EDOREA mais considère toutefois cette dernière comme étant hors du contexte de la présente consultation.