



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

RAPPORT DE CONSULTATION

relatif à

*'la version du 28 novembre 2013
des projets de décisions de la CWaPE
fixant les méthodologies tarifaires transitoires
applicables aux gestionnaires de réseau de distribution
respectivement d'électricité et de gaz
pour la période 2015-2016'*

Le 6 février 2014

Rapport de consultation de la CWaPE relatif à la version du 28 novembre 2013 des projets de décisions fixant les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution respectivement d'électricité et de gaz pour la période 2015-2016

Préambule

En date du 29 novembre 2013, la Commission wallonne pour l'Energie a publié sur son site web ses projets de décisions du 28 novembre 2013 fixant les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution respectivement d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016. Ces projets de décisions ont été soumis à une consultation publique adressée à l'ensemble des acteurs du marché.

Cette consultation rentre dans le cadre de la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire applicable aux GRD électricité et gaz pour la période 2015-2016. Les remarques des acteurs du marché sur les projets de décisions devaient être transmises par email à l'adresse tarification@cwape.be pour le 3 janvier 2014 au plus tard.

L'ensemble des réactions reçues par la CWaPE sont reprises en **annexe** du présent rapport de consultation.

1. Objectif

Le présent rapport a un double objectif. Il vise d'une part, à résumer de manière complète et structurée les réactions de chaque intervenant par article des projets de décisions, et d'autre part, à argumenter la position de la CWaPE vis-à-vis de chacune des réactions et propositions formulées par les acteurs de marché.

2. Contexte

La consultation portait sur les projets de décisions de la CWaPE datés du 28 novembre 2013 fixant les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseaux de distribution respectivement d'électricité et de gaz pour la période 2015-2016.

3. Remarques et propositions formulées par les acteurs de marché concernant les projets de décisions et avis de la CWaPE accompagnés de leur argumentation

Afin de structurer les remarques transmises par les répondants le plus clairement possible, la CWaPE adopte la méthodologie suivante :

1. Identification de l'article faisant l'objet d'une réaction dans un encadré et retranscription du texte initial du projet de décision sous l'encadré en italique ;
2. Retranscription des commentaires formulés par chaque acteur de marché ;
3. Mention de l'avis et des argumentations de la CWaPE sur l'intégration ou le rejet des remarques et proposition ;
4. Conclusion résumant la décision retenue par la CWaPE sur l'article visé par la(es) réaction(s) et, le cas échéant, formulation des adaptations.

La CWaPE a reçu de nombreuses remarques relatives à ses projets de décisions fixant les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016.

Parmi toutes ces remarques, certaines ne portent pas directement sur les méthodologies tarifaires transitoires. La CWaPE souhaite adresser une réponse spécifique aux remarques qui sont en lien direct avec les méthodologies dont il est question. Les autres remarques, portant sur des thèmes plus généraux ou qui portent sur des aspects non-régis par les méthodologies applicables aux années 2015 et 2016, sont reprises à la fin du document.

De manière générale, la CWaPE tient à préciser que les dispositions contenues dans les méthodologies tarifaires transitoires ne sont, par définition, d'application que pour les années 2015 et 2016. La CWaPE ne peut en aucun cas modifier les dispositions contenues dans les méthodologies tarifaires passées, applicables aux années antérieures à 2015, ni même préjuger des dispositions qui feront partie des méthodologies tarifaires futures, fussent-elles rédigées par la CWaPE, en concertation avec les GRD. A cet égard, la CWaPE tient toutefois à rappeler son objectif de stabilité du cadre réglementaire. C'est bien au regard de cet objectif que sera établie la prochaine méthodologie tarifaire.

Considérations juridiques

En date du 16 janvier 2014, le Gouvernement a adopté, en première lecture, un projet de décret relatif aux dispositions tarifaires en matière de distribution de gaz et d'électricité.

Il s'agit d'un projet de texte contenant les dispositions minimales et transitoires pour que la CWaPE puisse exercer légalement la compétence tarifaire qui sera transférée aux régions au 1^{er} juillet 2014.

Ce texte habilite d'une part, la CWaPE à établir une « MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE » pour la période 2015-2016. D'autre part, il lui permet, à ce stade, d'exercer les compétences suivantes (article 6 de l'avant-projet du 16/01/2014):

- déterminer et affecter les soldes de la période tarifaire en cours depuis 2008 ainsi que pour les périodes tarifaires suivantes ;
- pour la période tarifaire en cours, modifier, remplacer ou abroger la méthodologie tarifaire ou les tarifs existants ;
- pour la période tarifaire suivante, prendre toutes les mesures nécessaires à l'adoption d'une méthodologie tarifaire et à l'approbation des tarifs.

Le Gouvernement a, par ailleurs, chargé le Ministre de l'énergie de requérir l'avis de la CWaPE sur ce projet de décret (CD-14a31-CWaPE-857).

A ce stade, la CWaPE ne peut préjuger de la version finale du texte de ce projet de décret. Dans ce contexte, elle précise que si des dispositions de la méthodologie à élaborer devaient être en contradiction avec le futur décret, les dispositions de ce dernier texte prévaudront.

1. ARTICLE 1, 42° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 1, 44° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

42° « facteur Bêta » : il s'agit de la covariance du rendement de la part du gestionnaire du réseau coté en bourse avec le rendement sur le marché, divisée par la variance de ce marché. Tant que le GRD n'est pas coté en bourse, le facteur Bêta est fixé comme le prévoit l'article 7, §§1 et 2 de la présente décision;

44° « facteur Bêta » : il s'agit de la covariance du rendement de la part du gestionnaire du réseau coté en bourse avec le rendement sur le marché, divisée par la variance de ce marché. Tant que le GRD n'est pas coté en bourse, le facteur Bêta est fixé comme le prévoit l'article 7, §§1 et 2 de la présente décision;

- **ORES** : Article 1, 42° : « facteur Bêta » : il s'agit de la covariance du rendement de la part du gestionnaire du réseau coté en bourse avec le rendement sur le marché, divisée par la variance de ce marché. Tant que le GRD n'est pas coté en bourse, le facteur Bêta est fixé comme le **prévoient les articles 6, § 2 et 7, §§1 et 2** de la présente décision;

La valeur du facteur Bêta est déterminée dans l'article 7 §§ 1er et 2. L'article 6 § 2 précisant la définition de ce Bêta ainsi que son « rôle » dans la formule du pourcentage de rendement, il est opportun d'ajouter la référence à ce paragraphe.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et modifie en ce sens l'article 1, 42° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité ainsi que l'article 1, 44° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz.

CONCLUSION :

L'article 1, 42° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité et l'article 1, 44° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz sont modifiés comme suit :

*« facteur Bêta » : il s'agit de la covariance du rendement de la part du gestionnaire du réseau coté en bourse avec le rendement sur le marché, divisée par la variance de ce marché. Tant que le GRD n'est pas coté en bourse, le facteur Bêta est fixé comme le **prévoient les articles 6, § 2 et 7, §§1 et 2** de la présente décision;*

2. ARTICLE 1, 54° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 1, 36° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

54° « Atrias » : société créée le 9 mai 2011 à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution dont la mission est le développement et l'optimisation des processus de marché libéralisé de l'énergie.

36° « Atrias » : société créée le 9 mai 2011 à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution dont la mission est le développement et l'optimisation des processus de marché libéralisé de l'énergie.

- **ORES** : « Atrias » : société créée le 9 mai 2011 à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution dont la mission est le développement et l'optimisation des processus de marché libéralisé de l'énergie **ainsi que le développement des logiciels informatiques qui supportent ces processus.**

Atrias étant principalement axé sur les systèmes informatiques qui supportent les processus de marché, il importe d'y faire référence dans la définition.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et modifie en ce sens l'article 1, 54° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité ainsi que l'article 1, 36° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz.

CONCLUSION :

L'article 1, 54° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité et l'article 1, 36° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz sont modifiés comme suit :

« Atrias » : société créée le 9 mai 2011 à l'initiative des gestionnaires de réseau de distribution dont la mission est le développement et l'optimisation des processus de marché libéralisé de l'énergie ainsi que le développement des logiciels informatiques qui supportent ces processus.

3. ARTICLE 1, 55° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 1, 55° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

- **ORES** : Proposition : insérer une nouvelle définition dans la méthodologie ;

Electricité :

55° « La valeur initiale de l'actif régulé » ou iRAB est la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2001 équivalant à la somme de la valeur nette comptable des immobilisations corporelles et de la Plus-value, telle que fixées au 31 décembre 2001.

Gaz :

55° « La valeur initiale de l'actif régulé » ou iRAB est la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2002 équivalant à la somme de la valeur nette comptable des immobilisations corporelles et de la Plus-value, telle que fixées au 31 décembre 2002.

Tout comme une définition de la plus-value iRAB a été reprise, il importe de disposer d'une définition de la valeur initiale de l'actif régulé (ou iRAB).

- **CWaPE** : Le terme « valeur initiale de l'actif régulé » n'est plus repris en tant que tel dans les méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz. Cette définition n'est donc plus nécessaire.

Ce point doit être mis en concordance avec le point 12 du présent rapport de consultation portant sur les articles 4, § 1er, alinéa 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz.

CONCLUSION :

Les définitions proposées pas ORES ne sont pas intégrées dans les méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz.

4. ARTICLE 1, 52° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ARTICLE 1, 54° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

52° « Logiciel informatique » : Les logiciels informatiques, dissociés du matériel, acquis ou créés pour la gestion des activités régulées. Le traitement comptable de ces logiciels informatiques doit être réalisé en conformité avec les recommandations de la Commission des Normes Comptables, notamment l'avis CNC 138-5.

54° « Logiciel informatique » : Les logiciels informatiques, dissociés du matériel, acquis ou créés pour la gestion des activités régulées. Le traitement comptable de ces logiciels informatiques doit être réalisé en conformité avec les recommandations de la Commission des Normes Comptables, notamment l'avis CNC 138-5.

- **ORES** : Article 1, 52° : « Logiciel informatique » : **Les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques tels qu'approuvés par le réviseur**, dissociées du matériel, acquis ou créés pour la gestion des activités régulées. Le traitement comptable de ces logiciels informatiques doit être réalisé en conformité avec les recommandations de la Commission des Normes Comptables, notamment l'avis CNC 138-5.

Dans l'avis CNC 138-5, la notion de logiciel informatique est définie de manière restrictive, ne visant que les logiciels d'application. Afin d'éviter de restreindre l'interprétation de ces termes, il est proposé d'adapter le contenu de la définition.

- **CWaPE** : Les logiciels informatiques visés à l'article 4, § 2 et définis à l'article 1, 52° (transitoire électricité)/54° (transitoire gaz), sont bien les logiciels informatiques d'application. Ces logiciels, lorsqu'ils sont portés à l'actif, sont comptabilisés en tant qu'immobilisations incorporelles. Selon les règles de l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008, ces logiciels étaient exclus de l'actif régulé. La CWaPE souhaite autoriser les GRD à prendre en compte ces investissements dans l'actif régulé, pour autant qu'ils soient réalisés après le 31/12/2013. Les logiciels informatiques d'application ne peuvent donc apparaître que dans l'actif régulé secondaire.

Les logiciels informatiques de système peuvent déjà être pris en compte dans l'actif régulé puisqu'ils sont assimilés aux équipements de bureau. Les logiciels informatiques de système apparaissent donc en tant qu'immobilisations corporelles dans l'actif régulé primaire et secondaire, en fonction de leur date d'acquisition.

CONCLUSION :

L'article 1, 52° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité et l'article 1, 54° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz restent inchangés.

5. ARTICLE 1, 53° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

53° « Prosumer » : se dit des clients finals simultanément consommateurs et producteurs d'énergie à partir d'une installation de production décentralisée d'une puissance maximale ≤ 10 kVA et qui bénéficient du mécanisme de compensation tel que visé à l'article 153 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011.

- **ORES** : Etant donné l'arrêt rendu par la Cour d'appel de Bruxelles sur le tarif prosumer appliqué en Flandre, il importe de rappeler la nécessité de revoir l'article 153 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011. Les prosumers doivent en effet être traités comme une catégorie distincte des autres utilisateurs de même puissance, soit inférieure ou égale à 10kv, et doivent être soumis aux mêmes règles que tout autre utilisateur en matière de contribution équitable aux coûts du réseau et à la rémunération des services dont ils bénéficient.

- **CWaPE** : Compte tenu de l'arrêt rendu par la Cour d'appel de Bruxelles le 27 novembre 2013, la CWaPE supprime le tarif prosumer visé à l'article 11, §1^{er} de la méthodologie tarifaire transitoire et renvoie le lecteur à la réponse formulée au point 19 du présent rapport de consultation. La définition du terme « prosumer » prévue à l'article 1, 53° n'étant dès lors plus utilisé dans la méthodologie, elle est supprimée.

CONCLUSION :

L'article 1^{er}, 53° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité est supprimé.

6. ARTICLES 2, § 1ER, ALINÉA 2, 4° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ELECTRICITE ET GAZ

4° les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) des rémunérations, des charges sociales y compris toutes les contributions prévues par la loi et de toutes les charges payées dans le cadre des fonds de pension et des assurances groupes depuis que l'intéressé est membre du personnel du GRD.

- **INTER-REGIE** : Dans son document de consultation du 29/11/2013, la CWaPE est d'avis que les cotisations de base ONSS APL et la cotisation de responsabilisation sont des coûts gérables, c'est-à-dire des coûts que les GRD sont en mesure de maîtriser.

Nous estimons que ces coûts ne peuvent pas être considérés comme des coûts gérables. Par ailleurs, cette mesure pénalise uniquement les GRD purs.

Les GRD purs n'ont aucune prise sur les charges de pension car celles-ci résultent d'une situation du passé. Les charges de pension des entreprises publiques ne peuvent donc pas être considérées comme des coûts gérables. Rappelons que les GRD purs (intercommunales), qui étaient toutes affiliées aux anciens pools 1 et 2 de l'ONSS APL ont été automatiquement affiliées au fonds solidarisé de pension (loi du 24 octobre 2011). Cette affiliation est irrévocable et l'intercommunale ne peut donc opter pour un autre régime, par exemple parce que celui-ci permettrait de mieux maîtriser les problématiques liés aux cotisations.

Par la mécanique actuelle des coûts gérables, leur évolution serait plafonnée à hauteur de l'index. Or les taux de cotisations ONSS APL sont fixés par la loi et sont en constante évolution¹. Les GRD purs n'ont pas de maîtrise ni sur les coûts de leur masse salariale statutaire nommée (base cotisable), ni sur les cotisations que l'ONSS APL leur impose. Il convient de noter que les GRD purs ont déjà maîtrisé leur masse salariale étant donné qu'ils ont dans leur ensemble stoppé les nominations depuis plusieurs années (pour Tecteo depuis 2001).

Les GRD purs ne peuvent également pas accepter que les coûts de la cotisation de responsabilisation, instaurée par la loi du 24 octobre 2011 (due pour la première fois en 2013, sur base des comptes 2012) puissent être considérés comme coûts gérables car ils n'ont aucune maîtrise sur ces coûts. Cette cotisation de responsabilisation doit couvrir le déficit entre les pensions payées par l'ONSS APL et les cotisations qu'elle reçoit.

Les GRD purs n'ont aucune maîtrise sur cette cotisation qui leur est facturée chaque année. Elle ne pourrait diminuer que via une hausse des cotisations de base de l'ONSS APL ; ce qui n'est pas souhaitable.

Dans son rapport de concertation du 10 octobre 2013 et dans les slides de présentation projetés lors de sa réunion de concertation du 15 octobre 2015, la CWaPE considérait la cotisation de responsabilisation comme coûts non gérables et, de ce fait, partageait notre position.

C'est avec étonnement que nous avons pris acte du changement d'avis de la CWaPE sur ce point, d'autant plus que la CWaPE ne motive nullement ce revirement de position.

Sur base de ces remarques et sur base de l'argumentaire de Maître Jean Bourtembourg qui vous a été préalablement transmis, ces coûts ne peuvent selon nous pas être considérés comme des coûts gérables.

En conclusion, les GRD purs demandent que la CWaPE maintienne sa position exprimée dans son rapport de concertation du 15 octobre 2013 sur la cotisation de responsabilisation

¹ Evolution cotisations de base (y compris cotisation personnelle de 7.5%)

- Ex-pool 1 (AIESH ex.) : 1997-2009: 27.5% / 2010: 30% / 2011: 32% /2012: 34% /2013: 36% / 2014: 38% / 2015: 40% / 2016: 41.5%.
- Ex-pool 2 (Tecteo) : 2011: 40% / 2012: 40.5% / 2013-2015: 41% / 2016: 41.5%.

(coûts non-gérables) et prévoit une adaptation du plafond des coûts gérables de l'année 2012 pour tenir compte des hausses de cotisations ONSS APL.

- **TECTEO** : Dans son document de consultation du 29/11/2013, la CWaPE est d'avis que les cotisations de base ONSS APL et la cotisation de responsabilisation sont des coûts gérables, c'est-à-dire des coûts que les GRD sont en mesure de maîtriser. Nous estimons que ces coûts ne peuvent pas être considérés comme des coûts gérables. Par ailleurs, cette mesure pénalise uniquement les GRD purs.

Tecteo et les autres GRD purs n'ont aucune prise sur les charges de pension car celles-ci résultent d'une situation du passé. Les charges de pension des entreprises publiques ne peuvent donc pas être considérées comme des coûts gérables. Rappelons que les GRD purs (intercommunales), qui étaient toutes affiliées aux anciens pools 1 et 2 de l'ONSS APL ont été automatiquement affiliées au fonds solidarisé de pension (loi du 24 octobre 2011). Cette affiliation est irrévocable et l'intercommunale ne peut donc opter pour un autre régime, par exemple parce que celui-ci permettrait de mieux maîtriser les problématiques liés aux cotisations.

Par la mécanique actuelle des coûts gérables, leur évolution serait plafonnée à hauteur de l'index. Or les taux de cotisations ONSS APL sont fixés par la loi et sont en constante évolution². Les GRD purs n'ont pas de maîtrise ni sur les coûts de leur masse salariale statutaire nommée (base cotisable), ni sur les cotisations que l'ONSS APL leur impose. Il convient de noter que TECTEO a déjà maîtrisé sa masse salariale (en nombre) étant donné que nous avons stoppé les nominations depuis plusieurs années.

TECTEO ne peut également pas accepter que les coûts de la cotisation de responsabilisation, instaurée par la loi du 24 octobre 2011 (due pour la première fois en 2013, sur base des comptes 2012) puissent être considérés comme coûts gérables car ils n'ont aucune maîtrise sur ces coûts. Cette cotisation de responsabilisation doit couvrir le déficit entre les pensions payées par l'ONSS APL et les cotisations qu'elle reçoit.

TECTEO n'a aucune maîtrise sur cette cotisation qui leur est facturée chaque année. Elle ne pourrait diminuer que via une hausse des cotisations de base de l'ONSS APL; ce qui n'est pas souhaitable.

Dans son rapport de concertation du 10 octobre 2013 et dans les slides de présentation projetés lors de sa réunion de concertation du 15 octobre 2015, la CWaPE considérait la cotisation de responsabilisation comme coûts non gérables et, de ce fait, partageait notre position.

C'est avec étonnement que nous avons pris acte du changement d'avis de la CWaPE sur ce point, d'autant plus que la CWaPE ne motive nullement ce revirement de position.

Sur base de ces remarques et sur base de l'argumentaire de Maître Jean Bourtembourg qui vous a été préalablement transmis, ces coûts ne peuvent selon nous pas être considérés comme des coûts gérables.

En conclusion, TECTEO demande que la CWaPE maintienne sa position exprimée dans son rapport de concertation du 15 octobre 2013 sur la cotisation de responsabilisation (coûts non-gérables) et prévoit une adaptation du plafond des coûts gérables de l'année 2012 pour tenir compte des hausses de cotisations ONSS APL.

- **UVCW** : Par l'établissement de sa méthodologie tarifaire, la CWaPE se donne notamment pour objectif de « *contenir l'enveloppe budgétaire tarifaire des gestionnaires de réseaux de distribution afin de limiter la contribution financière demandée aux utilisateurs de réseau* ».

² Evolution cotisations de base (y compris cotisation personnelle de 7.5%)

- Ex-pool 1 (AIESH ex.) : 1997-2009: 27.5% / 2010: 30% / 2011: 32% /2012: 34% /2013: 36% / 2014: 38% / 2015: 40% / 2016: 41.5%.
- Ex-pool 2 (Tecteo) : 2011: 40% / 2012: 40.5% / 2013-2015: 41% / 2016: 41.5%.

Nous regrettons dans ce cadre la vision extrêmement large donnée par la CWaPE à l'enveloppe « coûts gérables ». Ainsi, il ressort du projet de décision de la CWaPE fixant la méthodologie tarifaire que la cotisation de responsabilisation et les taux de cotisations ONSSAPL sont considérés comme des coûts gérables, c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau de distribution exerce un contrôle direct.

Or, l'on doit bien constater que les coûts des cotisations de base à payer à l'ONSSAPL en matière de pension sont en constante évolution et que les GRD n'ont aucune maîtrise sur ceux-ci. De la même manière, les GRD n'ont pas la possibilité de limiter le coût de la cotisation de responsabilisation qui leur est imposée depuis 2013 (facture 2013 relative à l'exercice 2012) étant donné que cette cotisation est établie sur la base d'un rapport entre la charge de pension de l'ONSSAPL envers le personnel pensionné statutaire des GRD et les cotisations de base acquittées chaque année par le GRD en vertu de la composition de son personnel. Le GRD n'a aucune prise sur la charge de pension, celle-ci résultant d'une situation du passé.

S'agissant de surcoûts générés par une réforme décidée au niveau fédéral fin 2011, surcoûts dont l'évolution n'est pas maîtrisable par les GRD, sinon à la marge, nous nous opposons à ce que ces coûts soient considérés comme des coûts gérables et demandons à ce qu'ils soient considérés comme constituant des coûts non-gérables.

- **CWaPE** : La loi du 24 octobre 2011³ relative au financement des pensions et instaurant le fond de solidarité de pension de l'ONSS APL est entrée en vigueur au 1er janvier 2012. La loi prévoit trois catégories de cotisations ONSS APL que sont : les cotisations de base, les cotisations de régularisation et les cotisations de responsabilisation.

De manière préalable, il y a lieu de revenir sur la notion de coût gérable et de contrôle direct invoqué à l'article 2, §3 de la méthodologie tarifaire. Comme l e précise l'avis juridique déposé par INTER-REGIE, « *un coût gérable est celui sur lequel le GRD a une maîtrise* ». La définition ne vise cependant pas la maîtrise totale mais le caractère direct du contrôle. 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. Les coûts de pension n'échappent pas à cette réalité.

Après analyse de la nature gérable ou non gérable des cotisations ONSSAPL, la CWaPE a arrêté les positions explicitées ci-après.

Pour les cotisations de base, le montant de celles-ci résulte de l'application combinée de deux facteurs : le taux de la cotisation de base et la rémunération soumise aux cotisations de pensions payées aux agents nommés à titre définitif. Si le taux de cotisation est unilatéralement fixé par l'autorité, le gestionnaire de réseau dispose cependant d'une

³ Loi du 24 octobre 2011 assurant un financement pérenne des pensions des membres du personnel nommé des administrations provinciales et locales et des zones de polices locales et modifiant la loi du 6 mai 2002, portant création du fond des pension de la police intégrée et portant des dispositions particulières en matière de sécurité sociale et contenant diverses dispositions modificatives, *M.B.*, 3 novembre 2011, p.65782.

certaine marge de manœuvre sur le montant de la masse salariale à travers sa politique de ressources humaines. Ce constat est avancé dans l'avis juridique remis par INTER-REGIE qui, en son point 8, précise que : « Elle (l'administration locale) n'a aucun moyen de limiter le paiement des cotisations de base sauf évidemment en ne nommant plus à titre définitif, ce qui aura pour effet d'augmenter les cotisations de responsabilisation ». Que cette affirmation soit posée de la sorte ou renversée dans un sens positif, ce qu'elle met en lumière est justement la marge de manœuvre dont dispose le gestionnaire de réseau : celui-ci a bien la possibilité de limiter le coût des cotisations de base par des décisions qui lui sont propres, en matière de recrutement, de remplacement ou de promotion. L'avis juridique, en son point 11 dernier alinéa, va d'ailleurs plus loin en évoquant l'intérêt économique pour le gestionnaire de réseau de distribution de ne plus procéder à des nominations à titre définitif : « il en résulterait une augmentation des coûts supportés par le gestionnaire de réseau puisque les cotisations de pension du régime commun sont bien supérieures à celles du régime des travailleurs salariés ». La CWaPE estime, dès lors, que les gestionnaires de réseau de distribution disposent d'une marge de manœuvre suffisamment large dans leurs décisions en matière de recrutement, remplacement et promotion pour assurer un contrôle direct de leur niveau des cotisations de base ONSSAPL. Par conséquent, la CWaPE considère ces dernières comme des coûts gérables.

A la demande de la révision du plafond des coûts gérables, la CWaPE répond par la négative et motive cette position en arguant que la variation du taux de cotisation est un élément inhérent aux charges de pension tant du secteur public que du secteur privé dont les gestionnaires de réseau de distribution ont raisonnablement la possibilité de tenir compte dans la maîtrise globale de leurs charges salariales. L'existence d'une variation du taux est, en outre, un élément qui est prévisible⁴ et dont le principe est préalablement connu des gestionnaires de réseau.

Pour les cotisations de régularisation, celles-ci sont dues lorsqu'une administration locale nomme à titre définitif un membre du personnel contractuel qui compte plus de cinq ans de services contractuels effectivement prestés chez cet employeur. La CWaPE rejoint l'argument évoquée au point 10 dernier alinéa de l'avis juridique remis par INTER-REGIE qui précise que : « on peut dire en principe que le gestionnaire de réseau de distribution n'est, en règle, pas tenu de nommer des agents à titre définitif et que s'il vient à le faire, il peut le faire dans un délai n'excédant pas cinq ans après l'engagement du travailleur contractuel ». La CWaPE considère que les gestionnaires de réseau peuvent assurer un contrôle direct de ces cotisations de régularisation et reprend ces dernières en coûts gérables. La loi du 24 octobre 2011 ne prenant ses effets qu'au 1^{er} janvier 2012, la contribution de régularisation s'appliquera au plus tôt pour les nominations à partir du 1^{er} janvier 2017 et sera dès lors inexistante dans le cadre de la période tarifaire transitoire 2015-2016.

Les cotisations de responsabilisation sont, quant à elles, appliquées aux employeurs responsabilisés qui sont déficitaires de solidarité en ce sens que les dépenses de pension supportées par le Fonds de pension solidarité de l'ONSSAPL excèdent les cotisations pensions payées au taux de base sur les traitements des agents nommés en activité. L'analyse du modèle démontre que si la responsabilisation est intégrée dans un modèle global qui comprend d'autres employeurs, elle est individuelle dans la mesure où elle est appliquée à chaque employeur en tenant compte de la masse salariale de ses agents nommés et de sa propre charge de pension. Si le fait générateur de ces cotisations (c'est-à-dire les actes de nomination), était gérable au moment de la prise de décision, la CWaPE est

⁴ Le taux de cotisation est fixé par la loi jusqu'en 2016 inclus. Après 2016, l'augmentation du taux de la cotisation pension de base sera de toute façon limitée à la hausse du coût du vieillissement.

d'avis que les conséquences supportées ultérieurement par le gestionnaire de réseau de distribution, du fait de l'entrée en vigueur et de l'application d'une nouvelle législation ayant pour objet la création de la cotisation de responsabilisation⁵, doivent être considérés comme non-gérables.

C'est donc bien au niveau des cotisations de responsabilisation que l'absence de maîtrise, conséquente aux décisions qui pourront être prises pour limiter les cotisations de base, pourra être reconnue. La CWaPE est d'avis de reprendre les cotisations de responsabilisation en coûts non-gérables.

CONCLUSION :

Ainsi qu'elle l'a motivé ci-dessus, la CWaPE estime que les coûts visés à l'article 2, § 1er, 4° visent, notamment, les cotisations de base et de régularisation ONSSAPL et que celles-ci sont, dès lors, considérées comme des coûts gérables et ce sans, révision du plafond des coûts gérables.

Par contre, les cotisations de responsabilisation sont, quant-à-elles, considérées comme des coûts non gérables. Les articles 2, §§ 1er et 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

Article 2, §1^{er}, 16° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité: « *Les coûts des cotisations de responsabilisation découlant de l'application de la loi du 24 octobre 2011⁶ (MB 03/11/2011) relative au financement des pensions et instaurant un fond de solidarité de pension de l'ONSS APL.* »

Article 2, §1^{er}, 15° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz: « *Les coûts des cotisations de responsabilisation découlant de l'application de la loi du 24 octobre 2011⁷ (MB 03/11/2011) relative au financement des pensions et instaurant un fond de solidarité de pension de l'ONSS APL.* »

Article 2, §2 de la méthodologie tarifaire transitoire électricité : « *Les coûts (et réduction de coûts) nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau sur lesquels le gestionnaire de réseau n'exerce pas de contrôle direct, appelés coûts non-gérables, sont ceux visés au §1er 1°, 2°, 5°, 6°, 7°, 8°, 9°, 10°, 12°, 13°, 14°, 15° et 16° du présent article. »*

Article 2, §2 de la méthodologie tarifaire transitoire gaz : « *Les coûts (et réduction de coûts) nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau sur lesquels le gestionnaire de réseau n'exerce pas de contrôle direct, appelés coûts non-gérables, sont ceux visés au §1er 1°, 2°, 5°, 6°, 7°, 8°, 9°, 10°, 12°, 13°, 14° et 15° du présent article. »*

⁵ Si la variation du taux de la cotisation de base est un élément variable par nature, la cotisation de responsabilisation constitue, quant à elle, une nouvelle mesure dans sa globalité.

⁶ Loi du 24 octobre 2011 assurant un financement pérenne des pensions des membres du personnel nommé des administrations provinciales et locales et des zones de polices locales et modifiant la loi du 6 mai 2002 portant création du fonds de pension de la police intégrée et portant des dispositions particulières en matière de sécurité sociale et contenant diverses dispositions modificatives, *M.B.*, 3 novembre 2011, p.65782.

⁷ Loi du 24 octobre 2011 assurant un financement pérenne des pensions des membres du personnel nommé des administrations provinciales et locales et des zones de polices locales et modifiant la loi du 6 mai 2002 portant création du fonds de pension de la police intégrée et portant des dispositions particulières en matière de sécurité sociale et contenant diverses dispositions modificatives, *M.B.*, 3 novembre 2011, p.65782.

7. ARTICLE 2, § 1ER, ALINÉA 2, 5°, A) DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

5° a) *les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par l'autorité de régulation compétente.*

- **ORES** : *les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture de gaz naturel dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par l'autorité de régulation compétente.*

Correction d'une erreur matérielle.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et corrige l'article 2, §1^{er}, alinéa 2, 5° en ce sens.

CONCLUSION :

L'article 2, §1^{er}, alinéa 2, 5° de la méthodologie tarifaire transitoire gaz est modifié comme suit :

5° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture de gaz naturel dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par l'autorité de régulation compétente.

8. ARTICLES 2, § 1ER, ALINÉA 2, 7° DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

7° la partie de la plus-value iRAB, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du gestionnaire de réseau. La CWaPE contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors service enregistrées. La méthode appliquée par le GRD en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du GRD concerné.

La plus-value iRAB est comptabilisée annuellement pour un montant égal à 2% de la valeur initiale de la plus-value durant la période régulatoire 2015-2016.

- **ORES** : La plus-value iRAB est **reprise et reportée dans les coûts à un taux de 2 % par an** durant la période régulatoire 2015-2016.

Quelle est la motivation de la modification de la formulation de cette phrase? Nous proposons de maintenir la formulation proposée dans le projet de méthodologie tarifaire transitoire soumis à avis par la CWaPE à Ores en mai 2013. Elle nous semble en effet plus précise et assure le maintien des décisions préalables du régulateur.

- **TECTEO** : Est-ce que « comptabilisée » signifie « prise en charge » ? La plus-value iRAB a en effet déjà été comptabilisée au bilan des GRD par le passé

- **CWaPE** : La CWaPE n'avait pas l'intention de modifier le sens de cette phrase. La manière dont la plus-value iRAB est reprise dans les coûts n'est pas modifiée par rapport aux projets de méthodologie tarifaire transitoire transmis aux GRD par la CWaPE le 28 mai 2013.

CONCLUSION :

Les articles 2, §1^{er}, alinéa 2, 7° des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

7° la partie de la plus-value iRAB, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du gestionnaire de réseau. La CWaPE contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors service enregistrées. La méthode appliquée par le GRD en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du GRD concerné.

*La plus-value iRAB est **reprise et reportée dans les coûts à un taux de 2 % par an** durant la période régulatoire 2015-2016.*

9. ARTICLES 3, § 1ER DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 3. § 1er. La marge équitable constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. La marge équitable est la somme de la marge équitable « primaire » et de la marge équitable « secondaire », lesquelles sont déterminées comme suit :

- la marge équitable primaire est fixée en appliquant le pourcentage de rendement « primaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne de l'actif régulé « primaire » visé à l'article 4, § 1er ;
 - la marge équitable secondaire est fixée en appliquant le pourcentage de rendement « secondaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne de l'actif régulé « secondaire » visé à l'article 4, § 2.
- **ORES** : La marge équitable constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. La marge équitable est la somme de la marge équitable « primaire » et de la marge équitable « secondaire », lesquelles sont déterminées comme suit :
- la marge équitable primaire est fixée **chaque année** en appliquant le pourcentage de rendement « primaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne **visée à l'article 5, §1^{er}** de l'actif régulé « primaire » visé à l'article 4, §1^{er} ;
 - la marge équitable secondaire est fixée **chaque année** en appliquant le pourcentage de rendement « secondaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne **visée à l'article 5, § 2** de l'actif régulé « secondaire » visé à l'article 4, § 2.

Il importe d'apporter deux précisions à la définition de la marge équitable, à savoir:

- reprendre la fixation annuelle de la marge équitable (sur base de prévisions pour la proposition tarifaire ou de paramètres réels pour le rapport annuel) ;
- renvoyer à l'article 5, § 1er et 2 pour la définition de la notion de « valeur moyenne »

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et modifie les articles 3, §1^{er} en ce sens.

CONCLUSION :

Les articles 3, §1^{er} des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

Art. 3. § 1er. La marge équitable constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. La marge équitable est la somme de la marge équitable « primaire » et de la marge équitable « secondaire », lesquelles sont déterminées comme suit :

- la marge équitable primaire est fixée **chaque année** en appliquant le pourcentage de rendement « primaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne **visée à l'article 5, §1^{er}** de l'actif régulé « primaire » visé à l'article 4, § 1er ;
- la marge équitable secondaire est fixée **chaque année** en appliquant le pourcentage de rendement « secondaire » visé à l'article 6 sur la valeur moyenne **visée à l'article 5, § 2** de l'actif régulé « secondaire » visé à l'article 4, § 2.

10. ARTICLES 3, §§ 3 à 6 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 3. Pour chaque année de la période régulatoire transitoire 2015-2016, le gestionnaire de réseau de distribution calcule également la valeur de la marge équitable selon les règles et paramètres repris aux articles 3 à 8 de l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008. Cette marge équitable est appelée « marge équitable AR 2008 »⁹ et est calculée ex ante dans la proposition tarifaire accompagnée du budget ainsi que ex post dans les rapports annuels relatifs aux années 2015 et 2016. Ex ante, le taux d'intérêt sans risque utilisé pour le calcul de la marge équitable « AR 2008 » est la valeur prévisionnelle du rendement des obligations OLO d'une durée de dix ans, respectivement pour l'année 2015 et l'année 2016, telle que publiée par le Bureau fédéral du Plan en mai 2013.

§ 4. Ex ante, la marge équitable retenue pour la détermination des tarifs est la valeur maximale entre d'une part, la somme des marges équitables primaire et secondaire calculées selon les articles 3 à 8 de la présente décision, et d'autre part, la « marge équitable AR 2008 » visée au §3 du présent article.

§ 5. Ex post, la marge équitable retenue pour le calcul des soldes est, pour chaque année, la valeur maximale entre d'une part, la somme des marges équitables primaire et secondaire calculées selon les articles 3 à 8 de la présente décision, et d'autre part, la « marge équitable AR 2008 » visée au §3 du présent article.

§ 6. Le solde relatif à la marge équitable, visé à l'article 15, § 1er, 2°, est calculé sur base des valeurs maximales de la marge équitable telles que définies aux §§ 4 et 5.

- **INTERMIXT** : Même si le principe ne nous en semble pas opportun (cfr. ci-avant), nous saluons dès lors la garantie apportée par l'application du calcul de la marge bénéficiaire selon les règles et paramètres repris dans les arrêtés royaux du 2 septembre 2008 si son résultat est supérieur au calcul de la marge bénéficiaire repris dans les projets de décisions en ce qu'elle aboutit de facto à opérer un contrôle ex-post également sur la rémunération des capitaux investis afférents à la RAB primaire.
- **INTER-REGIES** : Pour la période tarifaire transitoire (2015-2016), la méthodologie tarifaire octroie la garantie aux GRD d'intégrer dans leurs tarifs la différence éventuelle entre la marge équitable calculée selon la méthodologie tarifaire CWaPE et la méthodologie tarifaires des arrêtés de 2008. Même s'ils s'en réjouissent, les GRD purs font remarquer qu'il s'agit d'une garantie limitée à 2 ans. Or, les GRD ont besoin de disposer d'un cadre régulatoire stable et obtenir des garanties quant au maintien d'une rémunération équitable sur l'actif régulé primaire.
- **TECTEO** : Pour la période tarifaire transitoire (2015-2016), la méthodologie tarifaire octroie la garantie aux GRD d'intégrer dans leurs tarifs la différence éventuelle entre la marge équitable calculée selon la méthodologie tarifaire CWaPE et la méthodologie tarifaires des arrêtés de 2008. Même si nous nous en réjouissons, TECTEO fait remarquer qu'il s'agit d'une garantie limitée à 2 ans. Or, les GRD ont besoin de disposer d'un cadre régulatoire stable et obtenir des garanties quant au maintien d'une rémunération équitable sur l'actif régulé primaire.
- **UVCW** : Si nous saluons la garantie donnée par la CWaPE d'intégrer dans les tarifs la différence éventuelle entre la marge équitable déterminée selon la méthodologie tarifaire « CWaPE » (application d'un double actif régulé et d'un double pourcentage de rendement) et la marge équitable telle qu'elle aurait été déterminée par application de l'arrêté royal du 2 septembre 2008, nous regrettons toutefois que la CWaPE n'ait pris aucun engagement

⁸ Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel.

⁹ La valeur de la « marge équitable AR 2008 » ainsi obtenue est purement indicative et n'entraîne pas, ne fût-ce qu'implicitement, une acceptation par la CWaPE des soldes régulatoires des années antérieures.

quant au maintien d'une telle garantie pour l'avenir, au-delà de la période transitoire de 2015-2016.

En effet, l'argument selon lequel « *Au fur et à mesure de l'augmentation de l'actif régulé secondaire, cette différence entre la marge équitable « CWaPE » et la marge équitable « AR 2008 » devrait se réduire et s'annuler au bout de quelques années* » ne constitue selon nous pas un engagement suffisant.

Il nous paraît indispensable d'obtenir l'assurance que le maintien du niveau de rémunération de l'arrêté royal du 2 septembre 2008 sera permanent et non limité à la période transitoire 2015-2016.

- **CWaPE** : La CWaPE se réjouit de voir que cette mesure satisfait les différents acteurs de marché repris ci-dessus. En ce qui concerne l'engagement de la CWaPE sur le maintien de cette garantie au-delà de la période régulatoire 2015-2016, la CWaPE tient à préciser que les dispositions contenues dans les méthodologies tarifaires transitoires ne sont, par définition, d'application que pour les années 2015 et 2016. La CWaPE ne peut donc en aucun cas préjuger des dispositions qui feront partie des méthodologies tarifaires futures, fussent-elles rédigées par la CWaPE, en concertation avec les GRD. A cet égard, la CWaPE tient toutefois à rappeler son objectif de stabilité du cadre régulatoire. C'est bien au regard de cet objectif que sera établie la prochaine méthodologie tarifaire.

CONCLUSION :

Les articles 3, §§ 3 à 6 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

11. ARTICLES 4, § 1^{ER}, ALINEA 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 4. § 1er. La valeur initiale de l'actif régulé « primaire » est la valeur des immobilisations corporelles régulées à la date du 31/12/2013 telle que approuvée par l'autorité de régulation compétente.

- **ORES** : Nous avons compris des discussions préalables relatives à la détermination de la méthodologie tarifaire transitoire que, étant donné que la valeur des immobilisations corporelles régulées est approuvée, notamment par le réviseur dans le cadre de l'approbation des comptes annuels, il n'y aurait pas d'approbation explicite de cette valeur par un régulateur à la date du 31/12/2013. Un contrôle des processus d'investissement serait réalisé dans le cadre des rapports annuels ex post sur base de l'attestation à remettre à ce sujet par le réviseur.

Si un tel contrôle sur la valeur des immobilisations corporelles régulées devait toutefois être mis en place, afin de pouvoir le réaliser, Ores doit pouvoir connaître la teneur des contrôles: identification de l'autorité compétente, contenu, processus ainsi que timing.

- **CWaPE** : L'approbation de la valeur des immobilisations corporelles régulées du gestionnaire de réseau de distribution au 31 décembre 2013 ne fera pas l'objet d'un contrôle distinct mais sera un des éléments de contrôle effectué par la CWaPE dans le cadre de l'approbation de la proposition tarifaire ainsi que du rapport annuel relatif à l'année 2013. Le contrôle portera notamment et de manière non exhaustive sur les éléments suivants : la concordance entre la valeur de la RAB et le bilan annuel du gestionnaire de réseau, la concordance des investissements enregistrés avec les bilans annuels des réalisations transmis à la Direction technique de la CWaPE, la déduction des interventions tiers, des subsides et des mises hors service, l'application des taux d'amortissement autorisés, la communication de l'organisation des mesures de gestion internes relatives aux investissements ainsi que des règles d'activation.

CONCLUSION :

Les articles 4, §1^{er} des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité restent inchangés.

12. ARTICLES 4, § 1ER, ALINEA 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

La valeur de l'actif régulé « primaire » évolue chaque année à partir du 1er janvier 2014 par :

- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) mises hors service au cours de l'année concernée ;
 - la déduction de la partie de la plus-value iRAB afférente aux immobilisations corporelles relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée; Cette plus-value est déduite annuellement d'un montant égal à 2% de la valeur initiale de la plus-value au cours de la période réglementaire 2015-2016 ;
 - la déduction de la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée;
 - la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013);
 - la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013).
- **ORES** : La valeur de l'actif régulé « primaire » évolue chaque année à partir du 1er janvier 2014 par:
- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) mises hors service au cours de l'année concernée;
 - la déduction de la partie de la plus-value iRAB afférente aux immobilisations corporelles, **telle que reprises dans la valeur initiale de l'actif régulé**, et relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée; Cette plus-value est déduite **et reprise dans les coûts à un taux de 2 % l'an** au cours de la période réglementaire 2015-2016.;
 - la déduction de la partie de la plus-value historique afférente aux immobilisations corporelles relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée;
 - la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013) ;
 - la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées (antérieures au 31/12/2013).

Quelle est la motivation de la modification de la formulation de cette phrase?

Nous proposons de maintenir la formulation proposée dans le projet de méthodologie tarifaire transitoire soumis à avis par la CWaPE à Ores en mai 2013. Elle nous semble en effet plus précise et assure le maintien des décisions préalables du régulateur.

- **CWaPE** : La CWaPE ne souhaite plus utiliser la notion de « valeur initiale de l'actif régulé ». L'objectif poursuivi par cette suppression est de réduire l'ambiguïté qui découle de l'utilisation des nombreux termes relatifs à l'actif régulé. Le terme « valeur initiale » est particulièrement confus puisqu'il s'agit en réalité d'une valeur fixée au 31 décembre 2001 pour l'électricité et au 31 décembre 2002 pour le gaz. La notion de « plus-value iRAB » a, quant à elle, été conservée puisqu'elle impacte l'enveloppe budgétaire des GRD.

Les modifications apportées par la CWaPE n'impactent en rien le sens de cet article et ne changent pas les règles d'évolution de l'actif régulé par rapport à celles reprises dans les projets de méthodologie tarifaire transitoire transmis aux GRD par la CWaPE le 28 mai 2013.

L'article 4, § 1^{er} porte sur la valeur de l'actif régulé primaire, et non sur les éléments constituant l'ensemble des coûts. Dans ce paragraphe, la CWaPE souhaite donc uniquement

aborder l'impact qu'a la plus-value iRAB sur la valeur de l'actif régulé primaire. Le report de cette plus-value au taux de 2% par an dans les coûts du GRD est abordé à l'article 2, §1^{er}, alinéa 2, 7° et n'est nullement remis en cause.

CONCLUSION :

Les articles 4, § 1^{er}, alinéa 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

13. ARTICLES 4, § 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 2. La valeur initiale de l'actif régulé « secondaire » correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques, déduction faite des amortissements, des interventions clients et des subsides, comptabilisée au cours de l'année 2014 et approuvée par l'autorité de régulation compétente.

La valeur de l'actif régulé « secondaire » évolue chaque année à partir du 1er janvier 2015 par :

- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées, tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement, ainsi que des nouveaux logiciels informatiques, comptabilisée au cours de l'année concernée;
 - la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013) mis hors service au cours de l'année concernée ;
 - la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée;
 - la déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisées au cours de l'année concernée;
 - la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée.
- **ORES** : § 2 La valeur initiale de l'actif régulé « secondaire » correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques, déduction faite des amortissements, des interventions clients, des subsides, comptabilisée au cours de l'année 2014 **ainsi que du besoin en fonds de roulement à la date du 1er janvier 2014** et approuvée par l'autorité de régulation compétente.

La valeur de l'actif régulé « secondaire » évolue chaque année à partir du 1er janvier 2015 par:

- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées, tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement, ainsi que des nouveaux logiciels informatiques, comptabilisée au cours de l'année concernée;
- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013) mis hors service au cours de l'année concernée;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles régulées et des logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée;
- la déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisées au cours de l'année concernée;
- la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux immobilisations corporelles régulées et aux logiciels informatiques (acquis après le 31/12/2013), comptabilisés au cours de l'année concernée;
- **l'ajout de l'évolution du besoin en fonds de roulement par rapport à la dernière valeur prise en compte;**

Le projet de méthodologie transitoire n'autorise plus la prise en compte du fonds de roulement dans l'actif régulé. La CWaPE incite donc à le financer par de la dette.

Rappelons que le besoin en fonds de roulement se définit par la différence entre:

- Les actifs circulants non financiers (stocks et commandes en cours d'exécution (3)) + créances (40/41) + comptes de régularisation à l'actif (490/1) et
- Les dettes à un an au plus non financières (44/45/46/47/48) et comptes de régularisation au passif (492/3)

La marge de manœuvre pour influencer le fonds de roulement est limitée par:

- L'obligation de disposer de stock pour maintenir des coûts d'achat raisonnables et éviter les coûts liés aux ruptures de stock ;
- L'importance des créances commerciales liées aux règles de marché ;
- La présence des soldes réglementaires dans les comptes de régularisation ;
- Etc

La problématique est particulièrement sensible pour ce qui concerne l'actualisation des actifs/passifs réglementaires comptabilisés en compte de régularisation. Ceux-ci ne seront répercutés dans les tarifs en moyenne qu'après 5 ans.

La rémunération des capitaux investis est également impactée par ce retrait.

Pour toutes ces raisons, Ores propose de maintenir le besoin en fonds de roulement dans l'actif régulé et par conséquent comme base à la rémunération du capital.

- **INTERMIXT** : Nous regrettons toutefois l'exclusion du besoin en fonds de roulement de l'actif régulé (RAB). Elle impacte directement et fragilise davantage la structure financière des GRD. Un GRD respectant strictement la structure de rémunération optimale préconisée par le régulateur jusqu'ici (en d'autres mots, le ratio S, à savoir 33% de fonds propres dans la RAB) se voit à présent pénalisé par un taux moyen de rémunération moindre. Une partie plus importante des fonds propres apportés par les associés sera donc rémunérée à un taux de rémunération non optimal (soit le taux OLO + 70 points de base). Il importe de relever que la Belgique est l'un des pays en Europe où l'incitation à recourir à l'endettement externe est la plus importante. Comme le démontre l'étude OXERA d'octobre 2011 concernant « Cost of equity methodology for Belgian distribution networks », les autres autorités de contrôle en Europe préconisent, en général et selon les normes comptables locales, un niveau de capitaux propres correspondant à environ 40% à 45% de la RAB. Nous plaidons donc pour un relèvement du seuil d'application du taux de rendement optimal et dès lors du facteur S de manière à l'aligner, en tous cas progressivement, sur ces moyennes européennes.

- **CWaPE** : Le besoin en fond de roulement correspond à un besoin de financement de la société à court terme résultant du décalage des flux de trésorerie correspondant aux décaissements et aux encaissements liés à l'activité opérationnelle. Son financement peut être couvert par fonds propres ou par emprunt, selon sa meilleure appréciation.

Dans le cas d'un gestionnaire de réseau, la méthodologie tarifaire permet aux gestionnaires de réseau, en cas de recours à l'emprunt, d'intégrer les charges financières dans les tarifs. La CWaPE ne juge pas opportun que le GRD puisse bénéficier d'une rémunération calculée sur base de paramètres (taux OLO 10 ans) applicables à des investissements long terme pour financer, à court terme, son besoin en fond de roulement.

La modification de la définition de l'actif régulé, en retirant le besoin en fond de roulement, impacte le calcul du paramètre S. Cette modification pourrait désormais inciter les GRD à modifier leur structure financière en réduisant leur part de fonds propres afin de maximiser le pourcentage de rendement qui leur serait accordé. La CWaPE n'a pas souhaité remettre

en cause la valeur pivot de 33% fixée pour le paramètre S dans la formule de calcul des pourcentages de rendement. Ce dernier aspect sera examiné lors de la définition de la prochaine méthodologie tarifaire.

CONCLUSION :

Les articles 4, § 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

14. ARTICLES 4, § 3, DERNIÈRE PHRASE DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE
TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 3. Ex ante, dans la proposition tarifaire 2015-2016 accompagnée du budget, les investissements « réseau » visés au § 2 sont, sauf exceptions dûment justifiées, établis conformément à ceux repris pour les exercices 2015 et 2016 dans le plan d'adaptation 2014-2017 transmis à la CWaPE à la date du 2 mai 2013 et approuvé par cette dernière en 2013. Les investissements « hors réseau » visés au § 2 doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année de la période régulatoire.

- **ORES** : Quelles seront les modalités du contrôle sur ce budget des investissements « hors réseau » ? Ne serait-il pas opportun d'intégrer à l'avenir ces investissements dans le plan d'adaptation ?

- **CWaPE** : La CWaPE ne souhaite pas revoir, à ce stade, la portée des plans d'adaptation remis par les gestionnaires de réseau de distribution à la CWaPE. Ces plans reprennent les prévisions d'investissements de réseau à 4 ans, tant d'extension que de remplacement, et doivent être établis conformément à la décision de la CWaPE référencées CD-13j10 pour le réseau électricité et aux lignes directrices pour le réseau gazier. La CWaPE tient à souligner que certains gestionnaires de réseau dont Ores renseignent déjà spontanément dans leurs plans d'investissement gaz leurs prévisions d'investissements « hors réseau »

Ex ante, le contrôle des investissements hors réseau portera notamment, et de manière non exhaustive, sur la pertinence et la justification des évolutions ainsi que sur la gestion et les contrôles opérés sur ces types d'investissement.

CONCLUSION :

Les articles 4, §3 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

15. ARTICLES 4, § 5 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 5. Si les droits d'un gestionnaire de réseau de distribution sur des immobilisations corporelles régulées changent à la suite d'une transaction, la valeur de l'actif régulé telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution cédant est reprise, en distinguant la valeur d'acquisition historique approuvée par l'autorité de régulation compétente et la plus-value, comme la valeur de l'actif régulé chez la société cessionnaire. De même, la classification des actifs régulés (primaire ou secondaire) telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution cédant est reprise comme classification des actifs régulés chez la société cessionnaire.

- **ORES** : La proposition de la CWaPE implique que l'inscription de la RAB dans les comptes du cessionnaire distingue la plus-value de la valeur comptable.

Or, il n'est pas certain que le cessionnaire obtienne que l'amortissement de la plus-value de l'actif soit porté à charge des tarifs. En effet, la méthodologie tarifaire pose comme condition à cette prise en charge que l'amortissement de la plus-value de l'actif s'accompagne d'une intangibilité de la plus-value du passif, à savoir qu'elle reste dans les fonds propres et change simplement de rubrique. Cette intangibilité est impossible en l'espèce puisque, en cas de cession de réseau, la plus-value du passif reste dans le bilan de l'entité cédante. Dans ce cas, l'amortissement de la plus-value constituerait une charge pour le cessionnaire, non répercutée à travers les tarifs.

Compte tenu de l'ajout de ce paragraphe, seul l'apport de branche d'activité serait possible en cas de telle transaction.

- **CWaPE** : L'objectif visé par ce paragraphe est de s'assurer que suite à une transaction modifiant les droits d'un gestionnaire de réseau de distribution sur des éléments de l'actif régulé, le montant correspondant aux éléments acquis, repris dans l'actif régulé du GRD cessionnaire, soit identique à la valeur nette de ces mêmes éléments (plus-value iRAB incluse) observée dans le chef du GRD cédant au moment de la transaction.

Etant donné que l'enregistrement distinct des valeurs de l'actif régulé et de la plus-value iRAB ne peut être réalisé dans la plupart des transactions de cession d'actifs, la CWaPE lève donc cette obligation et accepte, sauf en cas d'apport de branche, que la valeur nette de la plus-value iRAB soit intégrée à la valeur nette de l'actif régulé. Ce montant total est alors repris dans l'actif régulé du GRD cessionnaire. Conformément à l'article 2, §1er, 2° de la méthodologie tarifaire transitoire, l'amortissement et la marge équitable relatifs à cet actif régulé font partie du revenu total du gestionnaire de réseau de distribution.

De plus, compte tenu de l'introduction des logiciels informatiques dans l'actif régulé des gestionnaires de réseau, la CWaPE souhaite appliquer cette règle à l'ensemble des actifs régulés, et pas uniquement aux immobilisations corporelles régulés.

Finalement, la CWaPE tient à rappeler que les dispositions prévues dans la méthodologie tarifaire encadrent la détermination des tarifs de distribution. En cas de disposition tarifaire divergeant du droit comptable, le gestionnaire de réseau se conforme à la méthodologie tarifaire, le cas échéant, de manière extra comptable.

CONCLUSION :

Les articles 4, § 5 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

*§ 5. Si les droits d'un gestionnaire de réseau de distribution sur des **immobilisations corporelles ou incorporelles faisant partie de l'actif régulé primaire ou secondaire** changent à la suite d'une transaction, les valeurs nettes de l'actif régulé et de la plus-value iRAB, telles qu'elles figurent au moment de la transaction dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution cédant, sont reprises comme une seule valeur dans l'actif régulé de la société cessionnaire. Par dérogation, en cas d'un apport de branche, ces deux valeurs (actif régulé et plus-value iRAB) sont enregistrées distinctement.*

De plus, la classification des actifs régulés (primaire ou secondaire) telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef du gestionnaire de réseau de distribution cédant est reprise comme classification des actifs régulés chez la société cessionnaire.

16. ARTICLES 5, 6, 7 ET 8 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ
ET GAZ

Art. 5. § 1er. Le pourcentage de rendement « primaire » est appliqué à la moyenne de la valeur de départ (1er janvier) et de la valeur finale (31 décembre) de l'actif régulé primaire tel que définies à l'article 4, § 1er.

§ 2. Le pourcentage de rendement « secondaire » est appliqué à la moyenne de la valeur de départ (1er janvier) et de la valeur finale (31 décembre) de l'actif régulé secondaire tel que définies à l'article 4, § 2.

Art. 6. § 1er. Le pourcentage de rendement est fonction, d'une part, du rapport mesuré entre les fonds propres et l'actif régulé total (primaire + secondaire) du gestionnaire du réseau, conformément au § 2.

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

§ 2. La formule applicable pour le calcul du pourcentage de rendement primaire et secondaire se présente comme suit :

- si $S = 33\%$ ou $S < 33\%$, le pourcentage de rendement est la somme de :

$$(a) 33\% \times (1 + \alpha) \times (\text{intérêt OLO } n + (Rp \times \text{'bêta'})) ;$$

- si $S > 33\%$, le pourcentage de rendement est la somme de :

$$(a) 33\% \times (1 + \alpha) \times (\text{intérêt OLO } n + (Rp \times \text{'bêta'}))$$

et

$$(b) (S - 33\%) \times (\text{intérêt OLO } n + 70 \text{ bp})$$

avec :

Staux primaire = valeur du paramètre S pour le calcul du taux de rendement primaire = rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année 2013 et la valeur moyenne de l'actif régulé de l'année 2013, plafonné à 100%;

Staux secondaire = valeur du paramètre S pour le calcul du taux de rendement secondaire = rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année concernée et la valeur moyenne de l'actif régulé primaire + secondaire de l'année concernée, plafonné à 100%;

Alpha = le facteur d'illiquidité dont la valeur est fixée à 1,2 pour la période régulatoire 2015-2016.

Conformément au Capital Asset Pricing Model :

Intérêt OLO n = un taux d'intérêt sans risque pour l'année n , calculé conformément aux articles 7, § 1er, 1° et 7, § 2, 1°;

Rp = la prime de risque du marché pour l'année d'exploitation concernée, telle que visée aux articles 7, § 1er, 2° et 7, § 2, 2°;

Bêta = le risque systématique associé au gestionnaire de réseau de distribution, tel que défini à l'article 1, 44° et visé aux articles 7, § 1er, 2° et 7, § 2, 2° de la présente décision.

Art. 7. § 1er. Les paramètres utilisés dans la formule du Capital Asset Pricing Model pour le calcul du pourcentage de rendement primaire, visés à l'article 6, § 2, sont les suivants :

1° Un taux d'intérêt sans risque déterminé comme le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d'une durée de dix ans, émises au cours de l'année 2013 par les autorités belges, publié par la Banque nationale de Belgique, plus particulièrement les données journalières sur le marché secondaire.

2° Une prime de risque du marché pondérée chaque année de la période régulatoire par un facteur Bêta. La prime de risque du marché est fixée à 3,50%.

Tant que les gestionnaires du réseau de distribution ne sont pas cotés en Bourse et pour la période régulatoire 2015-2016, le facteur Bêta est fixé à 0,65 (0,85 pour le gaz naturel).

§ 2. Les paramètres utilisés dans la formule du Capital Asset Pricing Model pour le calcul du pourcentage de rendement secondaire, visés à l'article 6, § 2, sont :

1° Un taux d'intérêt sans risque déterminé chaque année comme le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d'une durée de dix ans, émises au cours de l'année par les autorités belges publié par la Banque nationale de Belgique, plus particulièrement les données journalières sur le marché secondaire.

Le budget du gestionnaire de réseau pour les années 2015 et 2016 est établi sur la base de la valeur prévisionnelle du rendement des obligations OLO d'une durée de dix ans, respectivement pour l'année 2015 et l'année 2016, telle que publiée par le Bureau fédéral du Plan en mai 2013.

2° Une prime de risque du marché pondérée chaque année de la période régulatoire par un facteur Bêta. La prime de risque du marché est fixée à 3,50%.

Tant que les gestionnaires du réseau de distribution ne sont pas cotés en Bourse et pour la période régulatoire 2015-2016, le facteur Bêta est fixé à 0,65 (0,85 pour le gaz naturel).

§ 3. Pour la période régulatoire 2015-2016, une majoration de 100 points de base est ajoutée à la valeur du pourcentage de rendement secondaire.

Art. 8. A l'issue de chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution recalcule les paramètres du pourcentage de rendement secondaire selon les valeurs applicables à l'année concernée en fonction des dispositions des articles 6 et 7, y compris le calcul a posteriori de la structure financière (ratio S) sur la base du bilan définitif et non sur la base des bilans prévisionnels utilisés.

Le gestionnaire du réseau et la CWaPE tiennent compte de ces paramètres recalculés lors de la détermination de la différence entre la marge équitable réellement accordée au gestionnaire du réseau et la marge équitable estimée dans la proposition tarifaire, tel que visée au Chapitre IV, article 15, § 1er, 2°, de la présente décision.

Les paramètres du pourcentage de rendement primaire sont définis ex ante et ne sont pas recalculés ex post.

- **ORES** : La tarification doit reposer sur des faits avérés et non sur des hypothèses ou des prévisions. C'est tout le sens des exercices ex post qui sont réalisés par le régulateur afin de confronter les données budgétaires sur base desquelles les tarifs ont été arrêtés avec la réalité. Ces contrôles doivent porter sur tous les éléments composant les tarifs afin de prendre en compte les paramètres réels applicables, y compris ceux relatifs à la marge équitable. Considérer que la rémunération de la RAB primaire sera désormais définitivement fixée sur base d'hypothèses et de taux forwards sans plus aucun exercice de réconciliation avec la réalité effectivement constatée est contraire à ce principe essentiel. C'est pourquoi Ores souhaite que les articles concernés soient adaptés en conséquence en ce qui concerne la marge équitable primaire.

La redéfinition de l'actif régulé (RAB) et de la structure financière cible avec un ratio S optimal de 33% n'est pas sans conséquence. Comme nous l'avons déjà évoqué, la Belgique est l'un des pays d'Europe où l'incitation à recourir à l'endettement externe est la plus importante. Les autres autorités de contrôle en Europe préconisent, en général et selon les normes comptables locales, un niveau d'endettement inscrit dans un intervalle compris entre 55% à 60% de la RAB.

Dans le contexte financier actuel, Ores estime qu'un ratio S inférieur à 50% fait peser un risque financier sur le GRD et diminue sa flexibilité à réagir aux investissements ou adaptations urgentes.

Ores souhaiterait que, à tout le moins dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire post 2016, une discussion avec le régulateur porte sur une augmentation du ratio S pour le rendre plus conforme à ce qui est constaté ailleurs en Europe.

- **FEBELIEC** : Febeliec ne comprend pas pourquoi la marge équitable des gestionnaires de réseau doit être majorée de 100 points de base pour les investissements prestés en 2015-2016. Febeliec ne voit pas le risque additionnel qui justifierait une telle hausse et craint des hausses de tarifs sensibles à charge des utilisateurs du réseau. Febeliec insiste pour que la marge octroyée aux gestionnaires de réseau soit proportionnelle au rendement de marché d'une part, et au risque réel pris d'autre part.

Dans la formule applicable pour le calcul de pourcentage de rendement, un facteur alpha (facteur d'illiquidité) est appliqué de 1,2 pour la période régulatoire 2015-2016. Febeliec ne comprend pas pourquoi ce facteur d'illiquidité soit fixé à ce niveau-là et craint l'impact sur les tarifs pour les utilisateurs du réseau. Febeliec insiste pour que la marge octroyée aux gestionnaires de réseau soit proportionnelle au rendement de marché d'une part, et au risque réel pris d'autre part.

Dans cette même formule, et au cas où le facteur $s > 33\%$, le rendement sur les fonds propres est majoré de 70 points de base ; Febeliec ne comprend pas pourquoi cette hausse serait justifiée et craint l'impact sur les tarifs pour les utilisateurs du réseau. Febeliec insiste pour que la marge octroyée aux gestionnaires de réseau soit proportionnelle au rendement de marché d'une part, et au risque réel pris d'autre part.

- **INTERMIXT** : A l'analyse détaillée du projet de méthodologie tarifaire transitoire, nous pouvons regretter que le pourcentage de rendement applicable à l'actif régulé primaire, et plus particulièrement la valeur du taux OLO et celle du ratio S, soit fixé pour toute la période régulatoire sans possibilité de recalcul ex post. La fixation de la rémunération de la RAB primaire sur base de paramètres prévisionnels – et donc non fondés sur des réalités avérées – sans aucune confrontation ex-post avec l'évolution réelle des paramètres risque de conduire à une discrimination des actionnaires historiques de l'activité de distribution, en tous cas en l'absence de garantie de rendement telle que proposée par le projet de méthodologie et dont question ci-après. Quoi qu'il en soit, le principe selon lequel un élément tarifaire, en l'espèce le rendement sur RAB primaire, échapperait à tout exercice ex-post constitue un précédent, au plan des principes, difficilement acceptable. En effet, il pourrait être dommageable dans l'avenir pour les associés communaux d'accepter pour une période transitoire des principes qui pourraient se prolonger pour les périodes tarifaires suivantes. Par exemple, pour la période entre le 1er janvier 2013 et le 17 décembre 2013, le taux OLO s'élevait à 2,42%. Or, les attentes de marché concernant le niveau de taux moyen en 2015 et 2016 diffèrent de ce taux dont nous ne sommes pas les seuls à considérer qu'il est historiquement bas. A titre d'information, les taux forward des emprunts OLO 10 ans en 2015 et 2016 sont de respectivement 3,12% en 2015 et 3,56% en 2016 (avec toutes les réserves liées à l'utilisation d'un taux forward), ce qui situe les prévisions de réalité largement au-dessus des taux définitivement retenus par la CWaPE.

Nous souhaiterions par ailleurs évoquer la nécessité de prévoir, dans le cadre de la détermination de la méthodologie tarifaire définitive, une réflexion sur les paramètres du pourcentage de rendement pris en compte pour déterminer la rémunération des capitaux

investis. Qu'il s'agisse de la référence au taux OLO 20 ans et non au taux OLO 10 ans, la fixation de la prime de risque à une valeur supérieure à 3,5% ou encore l'augmentation du coefficient d'illiquidité, et sans préjudice de ce qui a été dit ci-avant à-propos du ratio S, il nous semble opportun de revoir les paramètres actuels pour tenir compte du contexte actuel des marchés.

- **INTER-REGIES** : Les GRD purs se réjouissent de la volonté de la CWaPE de promouvoir les nouveaux investissements nécessaires dans les smart grids mais regrettent que la CWaPE diminue de façon artificielle la rémunération sur l'actif régulé primaire en prenant comme référence l'OLO 2013, fixée ex ante à un niveau historiquement bas et sans révision ex post. Cette référence induit un rendement primaire très faible pour les années à venir (rendement sur fonds propres inférieur à 4% - à comparer avec rendement de 5% offert par Quali watt).

La révision ex post du pourcentage de rendement primaire est un principe qui doit absolument être maintenu pour les GRD purs. A défaut de révision ex post, nous proposerions d'introduire un plafond minimum pour le taux OLO afin de garantir un rendement minimum sur les montants investis.

En octroyant un rendement minoré sur les anciens investissements, la CWaPE défavorise les GRD et leurs communes/provinces actionnaires qui ont investi beaucoup dans le passé pour garantir des réseaux de qualité.

- **TECTEO** : TECTEO se réjouit de la volonté de la CWaPE de promouvoir les nouveaux investissements nécessaires dans les smart grids mais regrette que la CWaPE diminue de façon artificielle la rémunération sur l'actif régulé primaire en prenant comme référence l'OLO 2013, fixée ex ante à un niveau historiquement bas et sans révision ex post. Cette référence induit un rendement primaire très faible pour les années à venir (rendement sur fonds propres inférieur à 4% - à comparer avec rendement de 5% offert par Quali watt).

La révision ex post du pourcentage de rendement primaire est un principe qui doit absolument être maintenu pour TECTEO. A défaut de révision ex post, nous proposerions d'introduire un plafond minimum pour le taux OLO afin de garantir un rendement minimum sur les montants investis.

En octroyant un rendement minoré sur les anciens investissements, la CWaPE défavorise les GRD qui ont investis beaucoup dans le passé pour avoir des réseaux de qualité.

- **UVCW** : Les projets de méthodologies provisoires opèrent une distinction en termes de pourcentage de rémunération entre les investissements réalisés après le 1er janvier 2014 (actif régulé « secondaire ») et les investissements réalisés antérieurement (actif régulé « primaire »).

Nous constatons à regret que le taux d'intérêt sans risque applicable à l'actif régulé « primaire » sera figé à la valeur du taux moyen OLO de 2013, c'est-à-dire à un taux planché. Ce pourcentage de rendement défini *ex ante* ne serait pas recalculé *ex post* au cours de la période tarifaire.

Ces éléments nous apparaissent hautement problématiques au regard du principe de la rémunération équitable des capitaux investis.

Nous craignons en effet que cette structure tarifaire ne soit figée au-delà de la période transitoire, ce qui conduirait à une diminution de la rémunération annuelle brute d'année en

année, les amortissements des investissements du passé se poursuivant, alors que le taux de rémunération resterait figé à un niveau plancher.

Il nous paraît dès lors indispensable que le pourcentage de rendement primaire puisse être recalculé *ex post*.

- **CWaPE** : L'objectif poursuivi par la CWaPE est de garantir le développement des réseaux de distribution. Dans cette optique, la CWaPE souhaite, d'une part, garantir la rémunération relative aux investissements du passé et, d'autre part, stimuler les investissements futurs en leur octroyant un pourcentage de rendement supérieur.

Le calcul du pourcentage de rendement primaire se base sur des paramètres dont la valeur sera connue au moment de l'introduction de la proposition tarifaire. Contrairement aux remarques formulées ci-dessus, ce calcul ne se base donc pas sur des hypothèses ou des valeurs prévisionnelles. Chaque GRD connaîtra exactement le montant de sa marge équitable primaire avant le début de la période tarifaire. Le montant de la marge équitable primaire est donc connu et garanti pour les années 2015 et 2016.

Le choix de l'année 2013 comme référence pour la valeur du taux OLO 10 ans utilisé comme taux de rendement sans risque dans le calcul du pourcentage de rendement primaire se justifie par le fait qu'il s'agit de l'année la plus récente pour laquelle l'entièreté des données seront disponibles au moment de l'introduction de la proposition tarifaire. Le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires OLO d'une durée de dix ans, émises au cours de l'année 2013 par les autorités belges, est de 2,4335%. Pour un GRD dont le paramètre $S_{\text{taux primaire}}$ est égal à 33%, le taux de rendement des fonds propres est donc supérieur à 5%.

Le pourcentage de rendement secondaire se base, quant à lui, sur des taux OLO prévisionnels (taux forward) pour les années 2015 et 2016. Ces taux seront recalculés *ex post* sur base des valeurs réelles applicables à l'année concernée. Une majoration de 100 points de base est ajoutée à la valeur du pourcentage de rendement secondaire. Cette majoration a pour but de stimuler la réalisation de nouveaux investissements en leur octroyant un rendement supérieur.

Les valeurs des autres paramètres du modèle CAPM (alpha, beta et prime de risque du marché), ainsi que la formule définissant le calcul des pourcentages de rendement, n'ont pas été modifiées par rapport à l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008. Elles seront examinées par la CWaPE lors de la définition de la prochaine méthodologie tarifaire.

La modification de la définition de l'actif régulé intervenant dans le calcul du paramètre S pourrait désormais inciter les GRD à modifier leur structure financière en réduisant leur part de fonds propres afin de maximiser le pourcentage de rendement qui leur serait accordé. La CWaPE n'a pas souhaité remettre en cause la valeur pivot de 33% fixée pour le paramètre S dans la formule de calcul des pourcentages de rendement.

La marge équitable accordée au gestionnaire de réseau de distribution est la somme de la marge équitable primaire et de la marge équitable secondaire. La marge équitable **totale** constitue l'indemnisation du capital investi par le gestionnaire dans le réseau. Par ailleurs, la politique de rémunération des actionnaires est propre à chaque GRD et ne fait pas partie des décisions de la CWaPE fixant les méthodologies tarifaires.

Enfin, et comme déjà exprimé dans l'introduction du présent rapport de consultation, les décisions de la CWaPE fixant les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016 ne portent que sur ces deux années et ne peuvent pas empêcher que chaque disposition soit revue lors de la définition de la méthodologie tarifaire applicable à la prochaine période régulatoire.

CONCLUSION :

Les articles 5, 6, 7 et 8 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

17. ARTICLES 9 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Electricité :

Art. 9. § 1er. La structure tarifaire distingue les tarifs suivants :

1° Les tarifs non-périodiques de raccordement au réseau de distribution, visés à l'article 10 de la présente décision :

2° Les tarifs périodiques tels que visés à l'article 11 de la présente décision.

- 2°1. Les tarifs de l'utilisation du réseau;
- 2°2. Le tarif des obligations de service public;
- 2°3. Le tarif lié à l'utilisation du réseau de transport;

3° Les tarifs périodiques des services auxiliaires, visés à l'article 12 de la présente décision.

§ 2. En plus de ces tarifs, des surcharges visées à l'article 13 peuvent être appliquées.

Gaz :

Art. 9. § 1er. La structure tarifaire distingue les tarifs suivants :

1° Les tarifs non-périodiques de raccordement au réseau de distribution, visés à l'article 10 de la présente décision :

2° Les tarifs périodiques d'utilisation du réseau tels que visés aux articles 11 et 12 de la présente décision :

- 2°1. Les tarifs des services de base;
- 2°2. Les tarifs des obligations de service public;
- 2°3. Les tarifs des services complémentaires;
- 2°4. Les tarifs des services supplémentaires.

§ 2. En plus de ces tarifs, des surcharges visées à l'article 13 peuvent être appliquées.

- **ELIA** : Pour les surcharges et prélèvements visés à l'art 13, la décision prévoit que ces éléments s'ajoutent aux tarifs (art 9, §2) et sont effectifs à partir de l'entrée en vigueur de la réglementation qui en est à l'origine (art 14, §2). En outre, l'art 33, §3 énonce le principe que la CWaPE ne peut rejeter des coûts dont le montant a été imposé directement et intégralement par une autorité compétente. Elia souscrit à ces dispositions qui s'inscrivent totalement dans la logique et les principes de répartition des compétences entre les autorités fédérales et régionales.
- **FEBEG** : Idéalement, des adaptations à la structure tarifaire, faisant suite aux régionalisations, ne devraient être effectives qu'après l'implémentation MIG6.

La régionalisation des tarifs de distribution est l'occasion idéale de réexaminer, de simplifier et d'uniformiser la structure des coûts et les modalités d'application des tarifs de distribution, et ce à travers les différentes régions. La régionalisation ne peut favoriser une différenciation des méthodologies tarifaires (structure et modalités d'application).

- **UWE** : Pour l'UWE, l'harmonisation et la simplification des composantes facturées par le biais du système de cascade à travers les régions sont également indispensables. Aujourd'hui, une multitude de mesures d'exception sont prévues dans les modalités d'application, ce qui rend le système de plus en plus complexe et coûteux et augmente le risque d'erreur. L'UWE est d'avis que l'harmonisation des structures des coûts et la simplification de la tarification entraîneront des économies à la fois dans le chef des pouvoirs publics, des gestionnaires de réseau et des fournisseurs, ce qui profitera pleinement aux utilisateurs du réseau de distribution.

En ce qui concerne les entreprises, tarifs de distribution, surcharges, OSP et taxes ne doivent pas être répercutés de manière linéaire (au KWh), mais plutôt de manière distincte en fonction du profil de consommation ou de la tension au point de raccordement ou de l'intensité énergétique, tout en tenant compte des contraintes opérationnelles des gestionnaires de réseau et des fournisseurs. Une telle approche permet aux entreprises de bénéficier d'une tarification plus favorable afin de préserver leur compétitivité.

- **CWaPE** : Dans le cadre de la méthodologie tarifaire transitoire, la CWaPE ne modifie nullement la structure tarifaire actuelle. Pour le surplus, la CWaPE ne peut pas subordonner de manière directe la définition de la structure tarifaire à l'implémentation du MIG6.

La régionalisation des compétences implique une autonomie de chaque région dans l'exercice de sa compétence propre. Même si elle se montre attentive à une certaine cohérence entre les règles tarifaires afférentes aux différentes régions, la CWaPE ne pourrait toutefois s'engager à calquer sa compétence ou à imposer ses règles de détermination de la structure tarifaire aux autres régulateurs.

CONCLUSION :

Les articles 9 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

18. ARTICLES 10, § 3 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 3. Si le gestionnaire de réseau de distribution souhaite faire évoluer ses tarifs non-périodiques soit de manière globale et forfaitaire (inflation) soit de manière individuelle, il devra adresser une demande de modification dûment justifiée à la CWaPE. Cette demande sera introduite en même temps que la proposition tarifaire visée à l'article 17.

A défaut, les tarifs non-périodiques tels qu'approuvés par l'autorité de régulation compétente pour l'année 2012 s'appliquent pour la période réglementaire 2015 et 2016.

- **ORES** : Etant donné l'évolution des coûts entre 2012 et 2015, il importe que le GRD puisse au minimum revoir les tarifs non-périodiques pour tenir compte de l'inflation entre ces dates et, le cas échéant, proposer les adaptations requises pour se conformer à l'évolution du cadre normatif ou aux pratiques du marché.
- **UWE** : Dans le cas particulier des raccordements provisoires (cfr les chantiers de construction), une totale transparence est indispensable dans les tarifs applicables et dans l'élaboration des plans tarifaires.

- **CWaPE** : La méthodologie tarifaire de la CWaPE répond à la demande formulée par ORES puisqu'elle prévoit que les tarifs non-périodiques appliqués actuellement puissent être revus globalement (pour tenir compte de l'inflation notamment) ou de manière individuelle dans le cas où le tarif ne correspond plus à la réalité des coûts sous-jacents.

Par ailleurs, la transparence demandée par l'UWE est assurée via la publication sur le site du GRD de la liste complète des tarifs non-périodiques (raccordements et autres prestations diverses).

CONCLUSION :

Les articles 10, § 3 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

19. ARTICLE 11, § 1ER, 4° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ELECTRICITE

Art. 11. § 1er. Les tarifs de l'utilisation du réseau de distribution comprennent :

1° le tarif de base d'utilisation du réseau (tarif de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire);

2° le tarif pour la gestion du système;

3° le tarif rémunérant la mise à disposition des équipements de comptage ainsi que l'activité de mesure, relève et comptage ;

4° le tarif pour les installations de production décentralisées d'une puissance maximale inférieure ou égale à 10 kVA (tarif prosumer).

- **ORES** : Comme évoqué précédemment, la tarification doit être transparente, réellement solidaire et non discriminatoire. Les tarifs doivent respecter au mieux le principe d'imputation des coûts à la personne (et au comportement ou à la situation) qui occasionne ces coûts. La répartition des coûts ne peut être fondée que sur un juste équilibre entre les différentes personnes qui ont généré les coûts. Cela implique que la rémunération du GRD soit réalisée pour l'usage effectif du réseau. Le tarif prosumer doit donc porter sur l'injection et le prélèvement et non uniquement sur le prélèvement. Cela est d'autant plus nécessaire si l'on veut éviter toute critique quant au caractère discriminatoire du tarif prosumer, notamment par rapport à d'autres installations de production décentralisée tels que les parcs éoliens qui sont soumis, eux, au tarif d'injection.

L'instauration de ce tarif a en effet pour objectif de supprimer une discrimination entre les utilisateurs du réseau et non d'en créer une d'une autre nature. Les clients finals qui ne disposent pas d'installations de production décentralisée paient actuellement des tarifs de distribution en fonction de leur prélèvement d'électricité alors que les prosumers paient uniquement des tarifs de distribution sur leur prélèvement net. En outre, le coût général de distribution, qui devrait être supporté par les prosumers mais qui ne l'est pas, est reporté en majeure partie sur les autres utilisateurs du réseau de distribution. Il y a donc une différence de traitement non valablement justifiée qui crée une discrimination entre deux catégories d'utilisateurs. Il ne s'agit pas de supprimer les différentes catégories d'utilisateurs mais de s'assurer que toutes ces catégories soient traitées de manière équitable et non discriminatoire en ce qui concerne le paiement de l'utilisation du réseau sur base de l'usage effectif de celui-ci. Comme évoqué précédemment, il importera de vérifier que l'article 153 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 permet de distinguer les deux catégories d'utilisateurs.

Ores prend note de la possibilité de facturer forfaitairement le tarif prosumer. Ores attire l'attention sur l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 27 novembre 2013 et sur ses conséquences éventuelles sur la question.

- **UWE** : L'UWE estime qu'il convient d'instaurer une juste participation des prosumers aux frais des réseaux, ce qu'une contribution basée sur le volume de consommation ne permet pas.
- **INTER-REGIES** : Pour des raisons de solidarité et de non-discrimination, les GRD purs restent favorables à l'introduction d'un tarif prosumer. Ils se réjouissent que le principe d'un tarif prosumer soit prévu dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE. Les modalités de calcul de ce tarif prosumer doivent être étudiées pour tenir compte de l'arrêt « netvergoeding ».

- **TECTEO** : Pour des raisons de solidarité et de non-discrimination, TECTEO est favorable à l'introduction d'un tarif prosumer. Nous nous réjouissons dès lors que le principe d'un tarif prosumer soit prévu dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE. Les modalités de calcul de ce tarif prosumer doivent être étudiées pour tenir compte de l'arrêt « netvergoeding ».

FEBEG : La FEBEG est opposée à un tarif d'injection pour les producteurs étant donné qu'il peut entraîner des discriminations entre les producteurs, d'une part, et favoriser l'importation, d'autre part, étant donné que les pays voisins n'appliquent aucun tarif d'injection ou des tarifs moins élevés. Les coûts réseau effectifs pour l'injection et le prélèvement intermittents des utilisateurs finals qui disposent de leurs propres moyens de production (p.ex. PV) doivent également être imputés de manière adéquate afin d'éviter toute subvention croisée.

- **CWaPE** : Compte tenu de l'arrêt rendu par la Cour d'appel de Bruxelles le 27 novembre 2013, la CWaPE supprime le tarif prosumer visé à l'article 11, §1^{er} du projet de méthodologie tarifaire transitoire électricité.

Néanmoins, la CWaPE est favorable à la mise en œuvre d'une tarification équitable pour l'ensemble des consommateurs basée sur la quantité d'électricité **réellement prélevée** sur le réseau de distribution (soit les **prélèvements bruts**).

Pour les clients équipés de petites unités de production d'électricité verte (< 10 kW) qui bénéficient de la compensation, le compteur (qui dans ce cas tourne à l'envers) ne mesure pas la quantité d'électricité prélevée sur le réseau mais bien la différence entre les quantités prélevées sur le réseau et la quantité d'électricité injectée sur le réseau (soit les prélèvements nets).

Afin que chaque utilisateur du réseau contribue de façon équitable aux coûts du réseau, il conviendrait de placer un compteur mesurant séparément chaque flux d'énergie de façon à connaître effectivement le prélèvement brut qui pourra servir de base à la facturation des tarifs de distribution et surcharges collectées par le GRD.

Si toutefois un tel compteur n'est pas installé et si aucune des deux parties (GRD ou URD) ne souhaite placer un tel compteur, une estimation des prélèvements bruts pourra être réalisée par le GRD sur base des meilleures informations à sa disposition et de certaines hypothèses définies par la CWaPE.

La traduction de ce principe de tarification « équitable » pour les utilisateurs du réseau basse tension doit se faire premièrement dans les textes légaux (AGW OSP, AGW DPER et règlement technique) et ensuite dans la méthodologie tarifaire de la CWaPE.

CONCLUSION :

L'article 11, §1^{er}, 4° est supprimé et les articles 9 à 13 de la méthodologie tarifaire transitoire électricité sont adaptés de manière à ce que les tarifs définis dans ces articles soient fonction des prélèvements bruts (hors compensation). Si les modifications législatives requises n'étaient pas adoptées à la date d'approbation de la méthodologie tarifaire, le terme « prélèvement brut » devra être remplacé par « prélèvement net » et les tarifs visés aux articles 9 à 13 seront dès lors déterminés sur base des prélèvements nets.

La définition d'«énergie active brute prélevée » est ajoutée à la méthodologie au point 53° de l'article 1.

Article 1, 53° : « Energie active brute prélevée »: énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un URD disposant d'une installation de production décentralisée de moins de 10 kVA et bénéficiant de la compensation, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau. Si l'énergie brute prélevée n'est pas mesurée, elle peut être estimée par le GRD sur base des meilleures informations à sa disposition et des règles déterminées par la CWaPE.

Art. 9. § 1er. La structure tarifaire distingue les tarifs suivants :

1° Les tarifs non-périodiques de raccordement au réseau de distribution, visés à l'article 10 de la présente décision :

2° Les tarifs périodiques tels que visés à l'article 11 de la présente décision.

2°1. Les tarifs de l'utilisation du réseau;

2°2. Le tarif des obligations de service public;

2°3. Le tarif lié à l'utilisation du réseau de transport;

3° Les tarifs périodiques des services auxiliaires, visés à l'article 12 de la présente décision.

§ 2. En plus de ces tarifs, des surcharges visées à l'article 13 peuvent être appliquées.

§3. Pour les utilisateurs du réseau du groupe de clients BT, les tarifs visés au §1^{er}, 2° (à l'exception des tarifs pour l'activité de mesure, relève et comptage) et 3° ainsi que les tarifs visés au §2, sont fonction de l'énergie active brute prélevée de façon à inclure l'ensemble des kWh effectivement prélevés par les utilisateurs du réseau bénéficiant de la compensation.

Art. 11. § 1er. Les tarifs de l'utilisation du réseau de distribution comprennent :

1° le tarif de base d'utilisation du réseau (tarif de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire);

2° le tarif pour la gestion du système;

3° le tarif rémunérant la mise à disposition des équipements de comptage ainsi que l'activité de mesure, relève et comptage ;

Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement, les frais d'entretien, **à l'exclusion des frais et des**

amortissements liés à la de gestion du système et à l'activité de mesure et de comptage¹⁰.

Le tarif de base pour l'utilisation du réseau pour les groupes de clients TR HT, 26-1kV, en TR BT dépend partiellement de la puissance prélevée par l'utilisateur du réseau et partiellement de l'énergie active injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau dans le réseau de distribution et de la période tarifaire (heures normales/heures creuses).

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

Pour le tarif visé au § 1er, 1°, le gestionnaire du réseau de distribution prend les mesures nécessaires pour que la consommation d'électricité de tout client final raccordé au réseau de distribution qui dispose d'un compteur bi-horaire, soit enregistrée le week-end sur le compteur-nuit du compteur bi-horaire et par conséquent facturée conformément au tarif applicable à la période de nuit. Ni les gestionnaires de réseau de distribution ni les fournisseurs ne sont autorisés à répercuter les éventuels inconvénients liés à l'enregistrement sur le compteur de nuit de la consommation d'électricité pendant le week-end sur les clients finals du réseau basse tension disposant d'un compteur simple.

Le tarif visé au § 1er, 2°, rémunère la gestion du système, les amortissements et le financement de l'actif pour la gestion du système. Ce tarif est **fonction soit de l'énergie active injectée soit de l'énergie active brute prélevée par un utilisateur du réseau** sur le réseau de distribution.

Les coûts spécifiques de gestion du système engendrés pour l'accompagnement et le suivi des autoproducteurs, raccordés au réseau de distribution, sont facturés dans un tarif supplémentaire à ces utilisateurs du réseau.

Ce tarif est fonction de l'énergie brute limitée injectée ou prélevée sur une base quart-horaire par un utilisateur du réseau et du groupe de clients et est facturé par le gestionnaire du réseau au titulaire d'un contrat d'accès ou au gestionnaire du réseau de distribution.

Le tarif visé au § 1er, 3°, rémunère le service se rapportant à la mise à disposition des équipements de mesure de comptage ainsi que l'activité de mesure et de comptage, y compris la collecte et le transfert de données et informations relatives à un client éligible lorsque celui-ci change de fournisseur.

Le tarif se compose d'un terme fixe en fonction du type de compteur notamment AMR, MMR, YMR.

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

§ 3. Le tarif pour l'utilisation du réseau de transport rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport.

Pour le groupe de clients TRHT, 26-1 kV et TRBT, le tarif est fonction de la structure tarifaire du gestionnaire du réseau de transport ; pour le groupe de clients BT, le tarif est **fonction soit de l'énergie active injectée soit de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur du réseau** dans le

¹⁰ La modification apportée à ce paragraphe est expliquée au point 20 du présent rapport de consultation.

réseau de distribution et, le cas échéant, de la période tarifaire.

Art. 12. § 1er. Les tarifs des services auxiliaires comprennent :

- 1° le tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive;
- 2° le tarif de la compensation des pertes du réseau;
- 3° le tarif du non-respect d'un programme accepté.

§ 2. Le tarif visé au § 1er, 1°, rémunère le service de la puissance réactive.

Le tarif pour le droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive est fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau.

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

§ 3. Le tarif visé au § 1er, 2°, rémunère le service de la compensation des pertes du réseau. Ce tarif est fonction de l'énergie active injectée ou brute prélevée par un utilisateur du réseau. Ce tarif est scindé, le cas échéant, en périodes tarifaires.

Pour ce tarif, le gestionnaire du réseau de distribution prend les mesures nécessaires pour que la consommation d'électricité de tout client final raccordé au réseau de distribution qui dispose d'un compteur bi-horaire, soit enregistrée le week-end sur le compteur-nuit du compteur bi-horaire et par conséquent facturée conformément au tarif applicable à la période de nuit. Ni les gestionnaires de réseau de distribution ni les fournisseurs ne sont autorisés à répercuter les éventuels inconvénients liés à l'enregistrement sur le compteur de nuit de la consommation d'électricité pendant le week-end sur les clients finals du réseau basse tension disposant d'un compteur simple.

§ 4. Le tarif visé au § 1er, 3° est un tarif complémentaire pour non-respect d'un programme accepté d'injection ou de prélèvement. Ce tarif est fonction de la différence entre l'injection ou le prélèvement constatés et le programme accepté.

Ce tarif complémentaire rémunère les coûts des services auxiliaires nécessaires afin de garantir la capacité, la disponibilité et la stabilité du réseau. Il peut être appliqué aux utilisateurs du réseau pour lesquels la puissance mise à disposition dépasse 100 kVA.

Art. 13. § 1er. Les postes tarifaires liés aux impôts, prélèvements, surcharges, contributions et rétributions sont intégrés dans la facturation des tarifs. Ces postes ne constituent pas des tarifs au sens des articles 9 à 12 de la présente décision mais doivent être repris dans la facturation des utilisateurs du réseau; ils comportent, le cas échéant :

1° la cotisation fédérale ainsi que les surcharges ou prélèvements en vue du financement des obligations de service public imposées par les autorités fédérales et régionales aux gestionnaires de réseau de distribution et de transport;

2° les cotisations en vue de la couverture des coûts échoués;

3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées

ultérieurement par la CWaPE.

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

4° l'impôt sur les sociétés et les personnes morales;

5° les autres impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, prélèvements, surcharges, cotisations et rétributions dus par le gestionnaire du réseau de distribution concerné.

Les postes tarifaires repris en 1°, 2°,3°, 4° et 5° sont fonction soit de l'énergie active injectée soit de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur du réseau.

20. ARTICLE 11, § 1ER, ALINÉA 2 DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

§ 1er. (...)

Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, y compris les frais de gestion du système, les amortissements y compris les amortissements des compteurs, les frais de financement, les frais d'entretien.

▪ **ORES** : § 1er. (...)

Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement, les frais d'entretien, **à l'exclusion des** frais et des amortissements liés à la de gestion du système et à l'activité de mesure et de comptage dans la mesure où ces éléments font l'objet d'une composante tarifaire distincte.

Correction d'une erreur matérielle.

- **CWaPE** : Il s'agit effectivement d'une erreur dans la méthodologie gaz, ainsi que dans la méthodologie tarifaire transitoire électricité.

CONCLUSION :

Les articles 11, §1^{er} alinéa 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

Electricité :

*Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement, les frais d'entretien, **à l'exclusion des** frais et des amortissements liés à la de gestion du système et à l'activité de mesure et de comptage.*

Le tarif de base pour l'utilisation du réseau pour les groupes de clients TR HT, 26-1kV, en TR BT dépend partiellement de la puissance prélevée par l'utilisateur du réseau et partiellement de l'énergie active injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau dans le réseau de distribution et de la période tarifaire (heures normales/heures creuses).

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

Pour le tarif visé au § 1er, 1°, le gestionnaire du réseau de distribution prend les mesures nécessaires pour que la consommation d'électricité de tout client final raccordé au réseau de distribution qui dispose d'un compteur bi-horaire, soit enregistrée le week-end sur le compteur-nuit du compteur bi-horaire et par conséquent facturée conformément au tarif applicable à la période de nuit. Ni les gestionnaires de réseau de distribution ni les fournisseurs ne sont autorisés à répercuter les éventuels inconvénients liés à l'enregistrement sur le compteur de nuit de la consommation d'électricité pendant le week-end sur les clients finals du réseau basse tension disposant d'un compteur simple.

Gaz :

*Les tarifs visés au § 1er, 1°, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, les amortissements, les frais de financement, les frais d'entretien, **à l'exclusion des** frais et des amortissements liés à la de gestion du système et à l'activité de mesure et de comptage.*

Les tarifs pour l'activité d'acheminement sur le réseau comportent un terme fixe et un terme en fonction de l'énergie prélevée ou injectée. Pour les clients avec un compteur AMR en lecture continue, le tarif pour l'activité d'acheminement sur le réseau consiste en un terme en fonction de la capacité horaire prélevée, qui lorsque cela est possible diffère en fonction des saisons les plus représentatives pour le service concerné en vue d'optimiser l'efficacité des investissements et donc leur utilisation.

La proportion entre les différents termes tarifaires est déterminée par une politique basée sur la recherche de la plus grande efficacité possible en adoptant une stratégie d'optimisation à moyen terme des coûts et des services rendus par le réseau de distribution de gaz naturel. Pour chaque service, une proportion raisonnable est soumise à l'approbation préalable de la CWaPE.

21. ARTICLES 11, § 2 DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

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

- **FEBEG** : La FEBEG soutient le principe de base selon lequel les tarifs de distribution ne doivent intégrer que les coûts de distribution de l'électricité ou du gaz naturel. Toutefois, de nombreuses mesures sociales ainsi que la politique en matière d'électricité verte et d'utilisation rationnelle de l'énergie sont aujourd'hui financées par le biais de la facture d'électricité. Les fournisseurs estiment que ces composantes, facturées par le biais du système de cascade, surchargent inutilement la facture d'électricité et ont un impact négatif sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité des utilisateurs professionnels. La FEBEG préférerait que la politique sociale soit menée par le biais de moyens généraux et que la facture d'électricité et/ou de gaz naturel ne fasse pas office de feuille d'impôts supplémentaire. Le gaz doit en effet faire face à la concurrence des produits pétroliers soumis à des règles sociales moins strictes et donc à des coûts moins importants.
- **INTER-REGIES** : Les multiples OSP, imposées par la Région, ont augmenté de façon artificielle les tarifs des GRD alors que ceux-ci ont réalisé des efforts intenses pour diminuer leurs coûts opérationnels au profit des consommateurs. En période de gel tarifaire, les GRD doivent préfinancer les OSP (ex. : Quali watt en 2014).

Pour des raisons de transparence, les GRD purs sont partisans, comme l'a proposé la CWaPE dans une étude fin 2012, de financer les OSP en dehors des tarifs de distribution, via une surcharge régionale ou la redevance de raccordement alimentant le Fonds Energie.

A défaut de cette solution, les GRD purs sont favorables à ce que le tarif OSP soit présenté dans une grille tarifaire distincte du tarif de distribution.

- **TECTEO** : Les multiples OSP, imposées par la Région, ont augmenté de façon artificielle les tarifs des GRD alors que ceux-ci ont réalisé des efforts intenses pour diminuer leurs coûts opérationnels au profit des consommateurs. En période de gel tarifaire, les GRD doivent préfinancer les OSP (ex. : Quali watt en 2014).

Pour des raisons de transparence, TECTEO est partisan, comme l'a proposé la CWaPE dans une étude fin 2012, de financer les OSP en dehors des tarifs de distribution, via une surcharge régionale ou la redevance de raccordement alimentant le Fonds Energie.

A défaut de cette solution, TECTEO est favorable à ce que le tarif OSP soit présenté dans une grille tarifaire distincte du tarif de distribution.

- **UVCW** : Si nous saluons le fait que le coût des OSP ait été distingué des coûts nécessaires à l'exercice des tâches du GRD dans la définition du revenu total, nous insistons toutefois pour que le tarif OSP soit présenté dans une grille tarifaire distincte du tarif de distribution et apparaisse en tant que tel sur la facture, ce dans un souci de transparence à l'égard des consommateurs.
- **UWE** : Les OSP sociales et celles liées au soutien au PV résidentiel doivent être uniquement répercutées sur le consommateur résidentiel.

Les coûts de distribution sont importants en valeur absolue et ont fortement augmenté ces dernières années. Ces augmentations sont notamment dues au développement des OSP imposées aux GRD.

Il est souhaitable, pour l'avenir, d'identifier clairement ce qui dans le tarif relève de la distribution et ce qui relève des surcharges liées aux OSP.

- **CWaPE** : Tout d'abord, la CWaPE estime que la structure des grilles tarifaires actuelles permet d'identifier clairement le tarif OSP et les postes tarifaires relatifs aux surcharges, des autres composantes tarifaires et répond, par conséquent, au souci de transparence évoqué par les acteurs de marché. A ce stade de la réflexion, la CWaPE n'envisage pas d'introduire une troisième grille tarifaire.

Ensuite, les tarifs approuvés par la CWaPE devront respecter les grands principes fondamentaux que sont la réflectivité des coûts et la non-discrimination. Cette dernière impose un même tarif pour une même catégorie d'utilisateurs. Il n'y a donc pas de distinction de tarif possible entre les utilisateurs résidentiels et les utilisateurs professionnels basse tension, puisque ces deux types d'utilisateurs appartiennent au même groupe de clients. En effet, le règlement technique électricité (RTDE) définit les différentes catégories d'utilisateurs en fonction du niveau de tension de leur raccordement. La demande de l'UWE ne peut donc pas être reçue.

Enfin, la CWaPE estime que la répartition des coûts entre groupes de clients relève plus d'une décision politique que d'un choix du régulateur. De telles décisions requièrent, en effet, une légitimité démocratique et feront, dès lors, partie des aspects qui seront régis par les lignes de politique générale qui seront rédigées par le Gouvernement wallon.

CONCLUSION :

Les articles 11, §2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

22. ARTICLE 11, § 3 DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

§ 3. Le tarif pour l'utilisation du réseau de transport rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport. Pour le groupe de clients TRHT, 26-1 kV et TRBT, le tarif est fonction de la structure tarifaire du gestionnaire du réseau de transport, pour le groupe de clients BT, le tarif est fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par l'utilisateur du réseau dans le réseau de distribution et, le cas échéant, de la période tarifaire.

- **ELIA** : Elia note avec satisfaction que le texte confirme le système dit de la « cascade tarifaire » permettant, sur base des tarifs approuvés des GRD, de répercuter via les fournisseurs aux clients finaux, les coûts de l'utilisation des réseaux en amont (réseau de transport et de transport local). Ce système transparait notamment à l'art 11 §3 qui énonce que «le tarif est fonction de la structure tarifaire du GRT». Il permet de facturer les coûts pour l'utilisation des réseaux gérés par Elia, de manière la plus logique et efficace, à tous les clients raccordés aux réseaux de distribution.

- **CWaPE** : pas de remarque dans le cadre de la méthodologie tarifaire transitoire

CONCLUSION :

L'article 11, §3 de la méthodologie tarifaire transitoire électricité reste inchangé.

23. ARTICLE 13, § 1^{ER}, 3, A) DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE GAZ

3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CWaPE.

- **ORES** : 3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture **de gaz naturel** dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CWaPE.

Correction d'une erreur matérielle.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et corrige l'article 13, §1^{er}, 3, a) en ce sens.

CONCLUSION :

L'article 13, §1^{er}, 3, a) de la méthodologie tarifaire transitoire gaz est modifié comme suit :

*3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture **de gaz naturel** dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CWaPE.*

24. ARTICLES 13 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ELECTRICITE ET GAZ

§ 1er. Les postes tarifaires liés aux impôts, prélèvements, surcharges, contributions et rétributions sont intégrés dans la facturation des tarifs. Ces postes ne constituent pas des tarifs au sens des articles 9 à 12 de la présente décision mais doivent être repris dans la facturation des utilisateurs du réseau; ils comportent, le cas échéant : (...)

Les tarifs repris en 1°, 2° sont fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par l'utilisateur du réseau.

§ 2. La CWaPE contrôle si les coûts répercutés sur l'utilisateur du réseau par les gestionnaires du réseau de distribution destinés à couvrir les charges mentionnées au § 1er, 3° :

- sont réels;
- constituent une compensation pour les charges non capitalisées, étalée sur la période complète pendant laquelle les coûts ont été réalisés et permettant un lissage sur les exercices comptables consécutifs;
- n'occasionnent aucune discrimination entre gestionnaires du réseau de distribution.

En cas de non-respect des principes précités, la CWaPE prend les mesures adéquates en application de l'article 33.

- **FEBELIEC** : Febeliec s'oppose catégoriquement à ce que tous les éléments non liés à la gestion du réseau (impôts, prélèvements, surcharges, contributions, rétributions, ...) soient intégrés dans les tarifs. Ces postes sont la conséquence d'obligations de services publics imposés par les autorités ; ces mêmes autorités doivent décider de la façon dont ces OSP doivent être financés. Dans le même ordre d'idée, Febeliec s'oppose à ce que (dernière phrase du §1 de l'art. 13) ces différents postes soient répercutés à l'utilisateur de réseau, rien qu'en fonction de l'énergie active ou prélevée. Par ailleurs, dans le §2, Febeliec se pose des questions sur les mesures adéquates que la CWaPE pourrait prendre en application de l'article 33.

La même remarque vaut pour l'art. 32 §5 en ce qui concerne le niveau des coûts gérables dans l'année 2012.

- **TECTEO** : la cotisation fédérale ne fait plus partie des tarifs exprimés dans cet article ?

- **CWaPE** : La CWaPE renvoie à la réponse formulée au point 49.2. du présent rapport de consultation. Il n'appartient pas à la CWaPE de décider de quelle manière les surcharges et les obligations de service public sont financées. De façon similaire, la traduction des coûts du GRD en tarif proportionnel ou capacitaire relève des lignes de politique générale.

L'article 33 permet à la CWaPE d'exercer un contrôle sur la nature et le niveau des coûts du GRD que ce soit ex ante lors de l'approbation de la proposition tarifaire ou ex post lors du contrôle du rapport annuel et du calcul des soldes régulateurs.

Concernant la remarque de Tecteo, la cotisation fédérale a été ajoutée à la liste des postes tarifaires repris à l'article 13 pour plus de clarté.

CONCLUSION :

L'article 13 de la méthodologie tarifaire électricité est adapté comme suit :

***Art. 13. § 1er.** Les postes tarifaires liés aux impôts, prélèvements, surcharges, contributions et rétributions sont intégrés dans la facturation des tarifs. Ces postes ne constituent pas des tarifs au sens des articles 9 à 12 de la présente décision mais doivent être repris dans la facturation des utilisateurs du réseau; ils comportent, le cas échéant :*

*1° **la cotisation fédérale ainsi que** les surcharges ou prélèvements en vue du financement des obligations de service public imposées par les autorités fédérales et régionales aux gestionnaires de réseau de distribution et de transport;*

2° les cotisations en vue de la couverture des coûts échoués;

3° a) les charges des pensions non capitalisées versées aux membres du personnel ou ayants droit au prorata de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette fin par un gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999 pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CWaPE.

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

4° l'impôt sur les sociétés et les personnes morales;

5° les autres impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux, prélèvements, surcharges, cotisations et rétributions dus par le gestionnaire du réseau de distribution concerné.

Les postes tarifaires repris en 1°, 2°, 3°, 4° et 5° sont fonction de l'énergie active injectée ou brute prélevée par l'utilisateur du réseau.

25. ARTICLES 14, §2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ELECTRICITE ET GAZ

§ 2. Les surcharges visées à l'article 13 sont d'application à partir de l'entrée en vigueur de la réglementation qui en est à l'origine.

Dès que le gestionnaire du réseau a connaissance d'une nouvelle surcharge, il en informe la CWaPE par lettre recommandée.

- **ELIA** : Enfin, l'art 14 §2 énonce le principe d'application des surcharges dès leur entrée en vigueur. Le texte semble se limiter aux «nouvelles» surcharges. Il serait utile de compléter cette disposition en prévoyant également le cas de la révision/adaptation des surcharges fédérales et/ou régionales déjà existantes qui doivent pouvoir évoluer en tenant compte des contextes et réalités diverses.

- **CWaPE** : La CWaPE retient l'argument d'Elia et modifie la méthodologie tarifaire en ce sens.

CONCLUSION :

Les articles 14 §2 des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité sont modifiés comme suit :

§ 2. Les surcharges visées à l'article 13 sont d'application à partir de l'entrée en vigueur de la réglementation qui en est à l'origine.

*Dès que le gestionnaire du réseau a connaissance d'une nouvelle surcharge **ou de la révision d'une surcharge existante**, il en informe la CWaPE par lettre recommandée.*

26. ARTICLE 15, § 1ER, 2° DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ

2° Les soldes portant sur la marge équitable, les amortissements et les surcharges tels que visés à l'article §1er 2° et 3°, sont les différences entre les valeurs prévisionnelles reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et les valeurs réelles, supportées par le gestionnaire de réseau.

Ce solde annuel constitue soit une créance tarifaire (si budget < réalité), soit une dette tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

- **ORES** : 2° Les soldes portant sur la marge équitable, les amortissements et les surcharges tels que visés à l'article 2 §1er 2° et 3°, sont les différences entre les valeurs prévisionnelles reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et les valeurs réelles, supportées par le gestionnaire de réseau.

Ce solde annuel constitue soit une créance tarifaire (si budget < réalité), soit une dette tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

Correction d'une erreur matérielle.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et corrige l'article 15, § 1^{er}, 2° en ce sens.

CONCLUSION :

L'article 15, § 1^{er}, 2° de la méthodologie tarifaire transitoire électricité est modifié comme suit :

2° Les soldes portant sur la marge équitable, les amortissements et les surcharges tels que visés à l'article 2, §1er 2° et 3°, sont les différences entre les valeurs prévisionnelles reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et les valeurs réelles, supportées par le gestionnaire de réseau.

Ce solde annuel constitue soit une créance tarifaire (si budget < réalité), soit une dette tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

27. ARTICLES 15, § 1ER, 3° DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

3° Le solde portant sur les volumes de vente est la différence entre les volumes prévisionnels de vente, repris dans le budget approuvé du gestionnaire du réseau et les volumes réels de vente.

Ce solde annuel constitue soit une dette tarifaire (si budget < réalité), soit une créance tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

- **ORES** : Le solde portant sur les volumes de vente est **l'écart imputable** à la différence entre les volumes prévisionnels de vente, repris dans le budget approuvé du gestionnaire du réseau et les volumes réels de vente.

Ce solde annuel constitue soit une dette tarifaire (si budget < réalité), soit une créance tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

Le solde portant sur les volumes devant être mesuré en euros et non en kwh dans le cadre du solde entre coûts et recette, il importe d'en préciser la définition.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et modifie l'article 15, § 1^{er}, 3° en ce sens.

CONCLUSION :

Les articles 15, § 1^{er}, 3° des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

*3° Le solde portant sur les volumes de vente est **l'écart imputable** à la différence entre les volumes prévisionnels de vente, repris dans le budget approuvé du gestionnaire du réseau et les volumes réels de vente.*

Ce solde annuel constitue soit une dette tarifaire (si budget < réalité), soit une créance tarifaire (si budget > réalité) à l'égard des clients dans leur ensemble et est transféré aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire du réseau.

28. ARTICLES 17, § 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 17.

§ 2. Afin de permettre à la CWaPE de réaliser son contrôle ex ante sur les tarifs proposés, le gestionnaire du réseau transmet à la CWaPE l'ensemble des annexes mentionnées dans le modèle de rapport visé à l'article 26, §1er en même temps que la proposition tarifaire accompagnée du budget.

- **ORES** : le modèle de rapport n'est pas neutre pour la gestion des GRD, tant le modèle ex ante que le modèle ex post. En vue d'une saine régulation, il doit être établi, tout comme la méthodologie tarifaire l'est, **en étroite concertation** entre le régulateur et les entités régulées. En outre, sa version définitive doit être mise à disposition du GRD dans des délais qui permettent d'établir la proposition tarifaire, à savoir **au minimum six mois avant l'introduction de cette proposition**. Comme nous l'avons relevé dans notre réponse du 29 juillet 2013, la concertation relative aux modèles de rapports doit être réalisée dans des délais qui permettent d'une part de prendre le temps nécessaire à la concertation entre intervenants et d'autre part de pouvoir les appliquer au moment de l'établissement de la proposition tarifaire. ORES regrette que la concertation à ce sujet ait été annulée dans un premier temps, puis réactivée par la transmission d'un projet en date du 20 décembre 2013, les remarques devant être formulées au plus tard pour le 16 janvier 2014.

- **CWaPE** : La CWaPE est bien consciente de l'importance pour le GRD de disposer du modèle de rapport suffisamment tôt afin d'entamer le travail d'élaboration de la proposition tarifaire. La CWaPE doit, néanmoins, tenir compte des contraintes suivantes :

- La méthodologie tarifaire de la CWaPE ne pourra être officiellement approuvée qu'après le transfert de la compétence tarifaire (prévu le 1^{er} juillet 2014).
- Sur base de la procédure expliquée au point 29 du présent rapport de consultation, la CWaPE estime que la date du 14 août 2014 est la date limite à laquelle les propositions tarifaires des GRD doivent être introduites à la CWaPE afin que le régulateur dispose de suffisamment de temps pour les approuver et que de nouveaux tarifs de distribution entrent en vigueur au 1^{er} janvier 2015.

Si la CWaPE indique dans la méthodologie tarifaire adoptée début juillet que le modèle de rapport est disponible six mois avant l'introduction des propositions tarifaires, cela rend impossible l'introduction de la proposition tarifaire pour le 14 août. C'est pourquoi, la CWaPE ne souhaite pas indiquer ni de date ni de délai précis dans le texte de la méthodologie. Néanmoins, la CWaPE prévoit de publier dans le courant du mois de février la méthodologie tarifaire pro forma ainsi que les modèles de rapport permettant l'introduction de la proposition tarifaire. **Les GRD disposeront dès lors des six mois requis pour l'élaboration de la proposition tarifaire.**

CONCLUSION :

Les articles 17, § 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

29. ARTICLES 17, § 4 et § 6, ALINEA 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 4. Pendant une période de 105 jours calendrier après la réception de la proposition tarifaire, la CWaPE peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, par courriel, les informations demandées à la CWaPE dans les 10 jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

§ 6. Si la CWaPE refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE dans les dix jours calendrier suivant la réception de cette décision. Ces objections sont transmises à la CWaPE par lettre avec accusé de réception, ainsi que sous forme électronique.

- **ORES** : La volonté d'ORES est d'éviter tout malentendu par la formulation explicite des questions et des réponses afin de garantir la couverture exhaustive des demandes formulées par le régulateur. En outre, tant pour des questions d'organisation que d'équité, Ores souhaite maintenir un minimum de formalisme et une prévisibilité de la charge de travail.

Cela implique :

- de définir des dates clefs et de préciser la période de 105 jours qui, en l'état, ne permet pas une telle prévisibilité. Cela d'autant plus que près de deux-tiers de cette période coïncident avec la période des congés annuels. C'est pourquoi Ores propose à la CWaPE de remplacer la référence à cette période de 105 jours par un calendrier qui structurerait, comme cela a été le cas jusqu'ici, les échanges entre le régulateur et l'entité régulée de manière à permettre de tenir compte d'un partage équitable des temps de travail.
- de maintenir le même type de communication que pour le reste de la procédure d'examen du rapport annuel, à savoir la lettre avec accusé de réception.
- de définir une boîte mail fonctionnelle unique à laquelle tous les courriers électroniques relatifs aux tarifs soient transmis (qu'ils concernent la proposition tarifaire ou le contrôle semestriel ou annuel).

Ceci présente l'avantage de structurer les échanges en garantissant des dates clefs pour la fourniture des éléments nécessaires à l'instruction des dossiers de la part de chacune des parties, d'assurer les droits à la défense en cas de litige sur base d'éléments de preuve objectifs. Il n'est aucunement question de renoncer à la flexibilité, mais bien d'assurer un partage équitable et réaliste des périodes de travail en se prémunissant d'un usage discrétionnaire de part et d'autre de la notion de délai raisonnable.

*§ 6. Si la CWaPE refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE dans les **trente** jours calendrier suivant la réception de cette décision.*

L'examen du refus de la proposition tarifaire par la CWaPE et l'examen des objections sur ce refus n'est pas possible endéans un délai de dix jours calendrier. Ores souhaite revenir au délai de trente jours calendrier.

- **FEBEG** : Dans le passé, les nouveaux tarifs de distribution approuvés n'ont souvent été connus qu'à la veille de leur entrée en vigueur, voire même après celle-ci. La FEBEG propose de publier les nouveaux tarifs au minimum 1 mois avant leur entrée en vigueur.

La FEBEG demande également que le gestionnaire de réseau communique de manière automatisée et standardisée ces nouveaux tarifs approuvés aux détenteurs d'accès.

Lorsqu'une composante tarifaire est adaptée, ajoutée ou supprimée, les acteurs du marché doivent disposer en effet d'un temps suffisant, d'une part, pour intégrer correctement, et dans les délais, ces adaptations dans leurs systèmes (notamment facturation, adaptation des plans d'acompte) et, d'autre part, pour pouvoir informer le consommateur final.

- **INTER-REGIES** : Dans le chapitre concernant la procédure de soumission et d'approbation des tarifs – en comparaison avec la version du 28 mai 2013 – la CWaPE a rallongé les délais en sa faveur et raccourci les délais en défaveur des GRD.

Ainsi, à l'article 17, §4, les contraintes de délais ont été fortement simplifiées mais ne laissent que 10 jours ouvrables au GRD pour donner les informations complémentaires requises par la CWaPE. Or, ces demandes ne peuvent plus être planifiées à l'avance car la CWaPE peut demander à tout moment endéans les 105 jours des informations complémentaires à transmettre dans les 10 jours calendrier. Cette simplification induit donc une complexification dans le chef des GRD en termes de planification du travail de ses équipes.

Les GRD purs demandent de retenir des délais raisonnables tant pour les GRD que la CWaPE.

- **TECTEO** : Dans le chapitre concernant la procédure de soumission et d'approbation des tarifs – en comparaison avec la version du 28 mai 2013 – la CWaPE a rallongé les délais en sa faveur et raccourci les délais en défaveur des GRD.

Ainsi, à l'article 17, §4, les contraintes de délais ont été fortement simplifiées mais ne laissent que 10 jours calendrier au GRD pour donner les informations complémentaires requises par la CWaPE. Or, ces demandes ne peuvent plus être planifiées à l'avance car la CWaPE peut demander à tout moment endéans les 105 jours des informations complémentaires à transmettre dans les 10 jours calendrier. Cette simplification induit donc une complexification dans le chef des GRD en termes de planification du travail de ses équipes.

TECTEO demande de retenir des délais raisonnables et fixés tant pour les GRD que pour la CWaPE.

- **CWaPE** : Comme évoqué lors de la réunion de concertation du 15 octobre 2013 avec les GRD, l'objectif de la CWaPE à travers la modification de la procédure d'approbation de la proposition tarifaire est de permettre une plus grande flexibilité dans les échanges d'information entre la CWaPE et le GRD en prévoyant une période d'échange d'information qui remplace les échéances intermédiaires prévues par les arrêtés royaux de septembre 2008. Les dates d'échéance clés n'ont, quant à elles, pas été modifiées. La méthodologie prévoit, par ailleurs, que le GRD dispose de minimum 10 jours pour répondre à la demande de la CWaPE sauf si la demande mentionne un délai plus important.

Etant donné les réactions formulées par ORES, TECTEO et INTER-REGIES, la CWaPE est disposée à **réintroduire** dans la méthodologie tarifaire **des dates d'échéance intermédiaires** précises et à prévoir une répartition des périodes de travail entre le régulateur et le GRD. La CWaPE est également favorable à l'utilisation de la **lettre avec accusé de réception** comme moyen de communication entre le régulateur et le GRD. Enfin, **une adresse email unique**

(tarification@cwape.be) est à la disposition des GRD pour tous les courriers électroniques relatifs aux tarifs.

Par ailleurs, afin de tenir compte du souhait des fournisseurs de disposer d'un délai entre la décision tarifaire et son entrée en vigueur, la procédure prévoit un délai de minimum 15 jours entre la décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire (17/12/2014) et son entrée en vigueur (01/01/2015). Le cas échéant, un délai similaire est prévu entre la décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire 2015-2016 adaptée (16/02/2015) et son entrée en vigueur (01/03/2015).

En ce qui concerne le §6, la CWaPE est favorable à la proposition d'ORES.

CONCLUSION :

Les articles 17, §§ 1, 4, 5, et 6 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

*§ 1er. Le gestionnaire du réseau soumet à la CWaPE au plus tard **le 14 août 2014** à 17 heures, sa proposition tarifaire accompagnée du budget pour la période régulatoire 2015-2016 sous la forme du modèle de rapport visé à l'article 26, § 1^{er}.*

*§ 4. **Le 17 octobre 2014 au plus tard, la CWaPE confirme au gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, que le dossier est complet ou incomplet, et dans ce cas, elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir. Le 17 novembre 2014 au plus tard, le gestionnaire du réseau transmet ces informations à la CWaPE en trois exemplaires par lettre avec accusé de réception. Le gestionnaire de réseau transmet également une version électronique des réponses et des renseignements complémentaires à la CWaPE.***

*§ 5. **Le 17 décembre 2014 au plus tard, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget. Dans sa décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget, la CWaPE indique de manière motivée les points que le gestionnaire du réseau doit adapter pour obtenir une décision d'approbation de la CWaPE.***

*§ 6. **Si la CWaPE refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE dans les trente jours calendrier suivant la réception de cette décision. Ces objections sont transmises à la CWaPE par lettre avec accusé de réception, ainsi que sous forme électronique.***

*Le gestionnaire du réseau est entendu, à sa demande, dans les 20 jours après réception de la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget par la CWaPE. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau soumet, **pour le 16 janvier 2015 au plus tard**, à la CWaPE, par porteur avec accusé de réception, en trois exemplaires, sa proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget. Le gestionnaire du réseau remet aussi une copie électronique à la CWaPE, laquelle inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26, §1er de la présente décision, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur.*

Le 16 février 2015 au plus tard, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par voie électronique, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget.

30. ARTICLES 17, § 7 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 7. Si le gestionnaire du réseau ne respecte pas ses obligations dans les délais comme stipulés dans les §§ 1er à 6, ou si la CWaPE a pris la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget adapté, des tarifs provisoires déterminés par la CWaPE sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire du réseau ou de la CWaPE soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre la CWaPE et le gestionnaire du réseau sur les points litigieux.

Les tarifs provisoires sont déterminés sur base du revenu total visé à l'article 2, § 1er de la présente décision étant entendu que le revenu total est égal à la somme, d'une part, des éléments constitutifs approuvés par la CWaPE, et d'autre part, dans l'hypothèse où la CWaPE refuse en tout ou en partie des éléments constitutifs du revenu total, il est tenu compte des derniers éléments correspondants constitutifs du revenu total tels qu'ils ont été approuvés par l'autorité de régulation compétente pour déterminer les tarifs. Pour permettre à la CWaPE elle-même de déterminer ces tarifs, le gestionnaire de réseau reprendra clairement dans sa proposition tarifaire, comme dans sa proposition tarifaire adaptée, la mesure dans laquelle chaque élément du revenu total est déterminant pour chaque tarif. A défaut de le faire, la CWaPE imputera toutes les différences dans la détermination du tarif visé à l'article 11, § 1er, 2°.

- **ORES** : Nous souhaitons attirer l'attention de la CWaPE sur l'importance de pouvoir appliquer rapidement les tarifs définitifs. Les éléments contestés doivent, en outre, faire l'objet d'une motivation circonstanciée et objective, justifiant l'établissement de tarifs provisoires établis, d'une part à partir des éléments acceptés, et d'autre part, pour ce qui concerne les éléments non approuvés, à partir des éléments approuvés correspondant aux tarifs en vigueur au moment de l'introduction de la proposition tarifaire. L'application de tarifs provisoires devrait être évitée autant que possible, et si tel devait néanmoins être le cas, il convient impérativement d'éviter les situations où il y a clairement une disproportion entre les éléments sujets à polémique et l'impact en termes de soldes réglementaires générés par la non approbation des tarifs
- **FEBEG** : La FEBEG insiste fermement pour qu'une décision tarifaire, quelles qu'en soient les causes, en ce compris judiciaires, ne puisse jamais s'appliquer rétroactivement sur une période qui a déjà fait l'objet d'une facturation à la clientèle finale. C'est pourquoi les tarifs réseau peuvent uniquement avoir un effet sur les consommations futures et donc ne jamais être appliqués ou modifiés rétroactivement.

- **CWaPE** : La CWaPE entend les arguments des acteurs du marché en matière d'application de tarifs provisoires.

A ce sujet, la CWaPE précise que la méthodologie tarifaire prévoit en son article 17 l'application de tarifs provisoires dans deux situations :

- d'une part, si le gestionnaire de réseau ne respecte pas ses obligations dans les délais stipulés à l'article 17 relatif à l'introduction de la proposition tarifaire ;
- d'autre part, si la CWaPE prend une décision de refus de la proposition tarifaire introduite par le gestionnaire de réseau.

Dans le premier cas, la durée d'application des tarifs provisoires dépendra de plusieurs facteurs, notamment des délais pour l'introduction d'une proposition tarifaire complète et recevable par le gestionnaire de réseau de distribution auprès de la CWaPE.

Dans le second cas, la CWaPE justifiera et motivera pleinement sa décision de refus en vertu de l'application du principe de motivation imposé aux autorités de régulation et ce, en tenant compte des impacts financiers pour le gestionnaire de réseau de l'application de tarifs provisoires.

Les remarques relatives à la rétroactivité des tarifs sont abordées au point 31 du rapport de consultation.

CONCLUSION :

Les articles 17, §7 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

31. ARTICLES 20, § 5 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 5. Les tarifs approuvés par la CWaPE en vertu des § 3 ou § 4, sont valables pour la même période que les tarifs annulés par le juge compétent ou retirés par la CWaPE visés au § 1er. Si cette annulation ou ce retrait se rapporte uniquement à une partie de la durée de validité des tarifs visés au § 1er, les tarifs approuvés en vertu des § 3 ou § 4 sont valables pour la période à laquelle l'annulation ou le retrait se rapporte.

- **ORES** : Cette disposition nous semble contraire à l'article 12 bis, § 13 de la loi électricité et l'article 15/5 ter, § 13 de la loi gaz qui prévoient tous les deux que les tarifs appliqués ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif. La non rétroactivité des tarifs est un élément important pour le marché.

Si les tarifs du GRD devaient être annulés ou suspendus, il nous semblerait plus opportun de pouvoir appliquer les derniers tarifs approuvés. Par ailleurs, de nombreuses décisions de la juridiction compétente en matière administrative trouvant leur origine dans les formalités administratives ou le contexte entourant l'adoption des tarifs, il pourrait être intéressant d'accorder à la Cour d'appel les mêmes prérogatives que le Conseil d'Etat et donc pouvoir faire annuler la décision du régulateur tout en maintenant les tarifs.

- **FEBEG** : Dans le cas où des tarifs viendraient à être annulés par la Cour d'appel, ou toute autre juridiction que le décret tarifaire renseignera, ceux-ci sont supposés n'avoir jamais existé, s'agissant d'un contentieux objectif. Pour éviter la problématique rencontrée avec les tarifs annulés 2012-2015 d'Elia, il serait sans doute opportun, soit de prévoir la compétence du juge d'annulation de substitution ou d'aménagement des effets de l'annulation de l'acte, soit de prévoir l'application de tarifs provisoires ou provisionnels. En telle manière que ne se posent pas la question d'un remboursement éventuel de tarifs acquittés mais annulés et que le solde qui apparaîtra une fois de nouveaux tarifs approuvés soit, à la hausse ou à la baisse, reporté lors de l'année ou de la période tarifaire ultérieure.
- **UWE** : L'UWE des entreprises insiste sur nécessité (...) que toute application rétroactive des nouveaux tarifs soit évitée et qu'un délai suffisant et comparable aux délais en vigueur dans d'autres secteurs soit prévu entre la décision tarifaire et son entrée en application. Il paraît en effet fondamental que les utilisateurs des réseaux de distribution de gaz et d'électricité puissent bénéficier de la stabilité économique et de la sécurité juridique singulièrement à l'égard d'une composante du prix final qui est soumis à la régulation.

- **CWaPE** : Il n'appartient pas à la CWaPE de se prononcer sur la rétroactivité éventuelle qui assortirait un arrêt. Cette conséquence résultera de ce que décidera le juge dans le respect des principes applicables.

En dehors d'une procédure judiciaire, la question de la rétroactivité éventuelle sera tranchée par la CWaPE qui s'efforcera de sauvegarder au mieux les intérêts des acteurs du marché.

CONCLUSION :

Les articles 20, §5 des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité restent inchangés.

32. ARTICLES 21, §1er DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 21. § 1er. Dans le budget, le revenu total de la première année de la période régulatoire sert de référence à l'évolution du revenu total pour la seconde année de la période régulatoire.

- **FEBELIEC** : Dans l'art. 21 il est trop aisément accepté que le revenu total de la 1^{ère} année de la période régulatoire soit représentatif pour une année moyenne de la période. Puisque les revenus dans cette année sont cruciaux pour les tarifs de l'ensemble de la période régulatoire, Febeliec insiste pour qu'un contrôle approfondi soit effectué afin de vérifier si ce niveau de revenu est réellement correct.

La même remarque vaut pour l'art. 32 §5 en ce qui concerne le niveau des coûts gérables dans l'année 2012.

- **CWaPE** : D'une part, le contrôle du revenu total de la première année de la période régulatoire 2015-2016 sera réalisé par la CWaPE lors de l'examen de la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau. Dans cette proposition, le budget contient, pour la première année de la période régulatoire 2015-2016, une indication et une justification très détaillée de tous les éléments du revenu total.

D'autre part, un contrôle sera réalisé par la CWaPE lors de l'examen du rapport annuel de l'année 2015. En effet, la CWaPE effectue tous les ans un contrôle du calcul a posteriori réalisé par le gestionnaire du réseau, y compris le contrôle de l'éventuelle présence de subsides croisés entre tous les éléments du revenu total.

CONCLUSION :

Les articles 21, §1^{er} (ainsi que 32, §5) des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

33. ARTICLES 21, § 3, A) DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 3. Sans préjudice de l'application d'un facteur d'amélioration de la productivité, l'ensemble des coûts gérables budgétés de la première année, nécessaires pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau, évolue selon les formules d'indexation décrites ci-dessous :

a. Ex ante, dans la proposition tarifaire 2015-2016 accompagnée du budget :

$$C_{2016} = C_{2015} * (I_{b2016} / I_{b2015})$$

où :

- C_{2016} correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année 2016 qui sont nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau;
- C_{2015} correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année 2015 qui sont nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau;
- I_{b2016} correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, estimé pour le mois de décembre de l'année 2016;
- I_{b2015} correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, estimé pour le mois de décembre de l'année 2015.

- **ORES** : l'indice national des prix à la consommation pris pour le seul mois de décembre pourrait ne pas être représentatif, c'est pourquoi Ores préfère faire référence à la valeur moyenne prévue pour une année.

- **CWaPE** : La CWaPE suit la proposition émise par Ores compte tenu du fait que seules des prévisions annuelles sont communiquées par le Bureau du Plan dans le rapport des perspectives économiques et financières 2013-2018 publié en mai 2013.

CONCLUSION :

Les articles 21 §3 des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité sont modifiés comme suit :

§ 3. Sans préjudice de l'application d'un facteur d'amélioration de la productivité, l'ensemble des coûts gérables budgétés de la première année, nécessaires pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau, évolue selon les formules d'indexation décrites ci-dessous :

Ex ante, dans la proposition tarifaire 2015-2016 accompagnée du budget :

$$C_{2016} = C_{2015} * (I_{b2016} / I_{b2015})$$

où :

- C_{2016} correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année 2016 qui sont nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau;
- C_{2015} correspond à l'ensemble des coûts gérables budgétés de l'année 2015 qui sont nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau;
- I_{b2016} correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, **estimé pour l'année 2016**;
- I_{b2015} correspond à la valeur prévue par le Bureau fédéral du Plan de l'indice national des prix à la consommation, **estimé pour l'année 2015**.

34. ARTICLES 21, § 3, B) DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

b. *Ex post*, dans le rapport annuel relatif à l'année 2016 :

$$C_{2016} = C_{2015} * P_M * (M_{2016}/M_{2015}) + C_{2015} * P_S * (S_{2016}/S_{2015})$$

où :

- (...)
- M_{2016} est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2016. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD pour le 31 janvier 2017 en vue de l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante : http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp ;
- M_{2015} est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2015. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD pour le 31 janvier 2017 en vue de l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante : http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp ;
- S_{2016} est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération Agoria telle que publiée à l'adresse suivante : www.agoria.be et fixée pour le mois de décembre de l'année 2016. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE pour le 31 janvier 2017;
- S_{2015} est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération Agoria telle que publiée à l'adresse suivante : www.agoria.be et fixée pour le mois de décembre de l'année 2015. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE pour le 31 janvier 2017.

▪ **ORES :**

Etant donné les contraintes en termes de clôture des comptes annuels, de processus d'approbation et de publication de ceux-ci ainsi que de la nécessité de disposer d'un délai raisonnable et équitable pour l'instruction des dossiers réglementaires, il importe d'avancer la date de transmission des paramètres du 31 janvier au 15 janvier.

- M_{2016} est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2016. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 15 janvier 2017 en vue de** l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante: http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp ;
- M_{2015} est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2015. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 15 janvier 2017 doit être rendu en vue de** l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante: http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp ;
- S_{2016} est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération Agoria telle que publiée à l'adresse suivante: www.agoria.be et fixée

pour le mois de décembre de l'année 2016. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 15 janvier 2017** ;

- S_{2015} est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération Agoria telle que publiée à l'adresse suivante : www.agoria.be et fixée pour le mois de décembre de l'année 2015. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 15 janvier 2017** ;

- **CWaPE** : La CWaPE est favorable à un avancement des délais de publication des valeurs M et S aux gestionnaires de réseau. Cependant, elle attire l'attention sur le fait que ces valeurs proviennent de sources externes dont la CWaPE est dépendante et ne peut dès lors s'engager officiellement sur la date du 15 janvier 2017. La CWaPE propose dès lors de renseigner la date du 15 janvier 2017 comme date à partir de laquelle, la CWaPE communiquera aux gestionnaires de réseau de distribution les paramètres M_{2015} , M_{2016} , S_{2015} et S_{2016} .

CONCLUSION :

Les articles 21, § 3 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

Ex post, dans le rapport annuel relatif à l'année 2016 :

$$C_{2016} = C_{2015} * P_M * (M_{2016}/M_{2015}) + C_{2015} * P_S * (S_{2016}/S_{2015})$$

où :

- (...)
- M_{2016} est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2016. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 15 janvier 2017, sous réserve de disponibilité des informations**, en vue de l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante : http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp ;
- M_{2015} est la valeur moyenne des indices des prix des sections 2 (produits minéraux non énergétiques et produits chimiques) et 3 (métaux, constructions mécaniques et électriques) de l'indice du prix de la production industrielle (base 2010 = 100), fixé pour le mois de décembre 2015. Ce paramètre est communiqué par la CWaPE aux GRD **pour le 15 janvier 2017, sous réserve de disponibilité des informations**, en vue de l'élaboration du rapport annuel. Les données sources de cette valeur sont disponibles à l'adresse suivante : http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/statistiques/economie/indices_des_prix_a_la_production.jsp ;
- S_{2016} est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération Agoria telle que publiée à l'adresse suivante : www.agoria.be et fixée pour le mois de décembre de l'année 2016. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 15 janvier 2017, sous réserve de disponibilité des informations**;
- S_{2015} est la valeur de la moyenne nationale des coûts salariaux horaires de référence de la fédération Agoria telle que publiée à l'adresse suivante : www.agoria.be et fixée pour le mois de décembre de l'année 2015. Cette valeur est communiquée aux GRD par la CWaPE **pour le 15 janvier 2017, sous réserve de disponibilité des informations**.

35. ARTICLES 21, § 6 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ.

§ 6. Les charges d'intérêts budgétées évoluent annuellement en fonction de l'évolution des taux d'intérêts et des emprunts contractés.

- **ORES** : Les charges d'intérêts budgétées évoluent annuellement en fonction de l'évolution des taux d'intérêts et des **moyens de financement**.

Suite à la crise bancaire et financière, Ores ne peut plus se limiter aux emprunts bancaires classiques pour obtenir ses moyens de financement. Le financement fait appel aujourd'hui à des placements privés, à un obligataire, ... qui sont des notions plus larges que la notion d'emprunts.

La même remarque peut être formulée par rapport au texte de l'abstract repris à l'avant-dernier alinéa de la page 4 du projet de décision de la CWaPE.

- **CWaPE** : La CWaPE adhère à la remarque formulée par ORES et modifie l'article 21, § 6 en ce sens.

CONCLUSION :

Les articles 21, § 6 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

§ 6. Les charges d'intérêts budgétées évoluent annuellement en fonction de l'évolution des taux d'intérêts et des moyens de financement mis en œuvre.

36. ARTICLES 23 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 23. La CWaPE contrôle l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et les autres acteurs du marché via :

1° le contrôle général ex ante fait au moment de l'évaluation, par la CWaPE, sur base de la proposition tarifaire relative à une période régulatoire, de la concordance entre le revenu total budgété et des produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le gestionnaire du réseau;

2° le contrôle général ex post par la CWaPE au moment des contrôles visés à l'article 22 de la présente décision;

3° les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par la CWaPE suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs;

4° les contrôles ex post spécifiques réalisés sur place auprès du gestionnaire du réseau par la CWaPE, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des coûts visé à l'article 33 de la présente décision et des éventuels subsides croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total visés à l'article 22, § 3.

- **ORES** : La CWaPE contrôle l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et les autres acteurs du marché via ;

1 ° le contrôle général ex ante fait au moment de l'évaluation, par la CWaPE, sur base de la proposition tarifaire relative à une période régulatoire, de la concordance entre le revenu total budgété et des produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le gestionnaire du réseau;

2° le contrôle général ex post par la CWaPE au moment des contrôles visés à l'article 22 de la présente décision; **ces contrôles sur place sont effectués durant une période de 21 jours calendrier précédant l'envoi par la CWaPE de sa décision visée à l'article 31 § 3 relative au contrôle du calcul des soldes visés à l'article 15, relative à l'exercice d'exploitation précédent.**

3° les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par la CWaPE suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs;

4° les contrôles ex post spécifiques réalisés sur place auprès du gestionnaire du réseau par la CWaPE, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des coûts visé à l'article 33 de la présente décision et des éventuels subsides croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total visés à l'article 22,

Comme évoqué précédemment, il est important de prévoir un moment adéquat, en toute transparence et prévisibilité, pour les contrôles dans le cadre des rapports périodiques. Ceci n'enlève aucunement la faculté pour le régulateur d'opérer d'autres contrôles ponctuels spécifiques eu égard à l'exercice de ses missions, mais l'élément de surprise devrait se limiter à l'exceptionnel. Pour ce qui concerne l'exercice normal des affaires, Ores souhaite maintenir un minimum de formalisme et une prévisibilité dans la charge de travail.

CWaPE : La CWaPE est d'avis de clarifier dans la méthodologie tarifaire la période pendant laquelle le contrôle sur place pourra être réalisé et modifie l'article 23 en ce sens.

CONCLUSION :

Les articles 23 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

Art. 23. La CWaPE contrôle l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et les autres acteurs du marché via :

1° le contrôle général ex ante fait au moment de l'évaluation, par la CWaPE, sur base de la proposition tarifaire relative à une période régulatoire, de la concordance entre le revenu total budgété et des produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le gestionnaire du réseau;

*2° le contrôle général ex post par la CWaPE au moment des contrôles visés à l'article 22 de la présente décision **incluant, de manière systématique, un contrôle sur place effectué durant une période de 30 jours calendrier suivant l'envoi, par la CWaPE, de ses questions complémentaires visées à l'article 31 § 2 de la présente décision.***

3° les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par la CWaPE suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs;

4° les contrôles ex post spécifiques réalisés sur place auprès du gestionnaire du réseau par la CWaPE, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des coûts visé à l'article 33 de la présente décision et des éventuels subsides croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total visés à l'article 22, § 3.

37. ARTICLES 24, § 1ER DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 24. § 1er. Les tarifs approuvés sont publiés sur le site Internet de la CWaPE.

- **ORES** : Actuellement, le régulateur publie ses décisions ainsi que les tarifs approuvés. La publicité des décisions des autorités de régulation est rendue obligatoire par les directives européennes du 13 juillet 2009. Nous supposons que, bien que n'étant plus formellement prévue dans le projet de méthodologie tarifaire transitoire électricité et gaz, la publicité des décisions du régulateur continuera à être réalisée par l'intermédiaire de son site internet et du Moniteur belge.
- **INTER-REGIE** : Les GRD purs wallons insistent pour que la CWaPE, conformément au principe de motivation, joint à sa décision définitive relative à la méthodologie tarifaire transitoire un commentaire justifiant dûment la prise en compte ou non des commentaires émis par les GRD consultés.

Conformément au principe de transparence, les GRD purs wallons sont favorables à la publication sur le siteweb de la CWaPE de l'ensemble des documents et procès-verbaux de concertation avec les GRD et autres parties consultées concernant l'élaboration de sa méthodologie tarifaire en particulier le rapport de concertation du 10 octobre 2013.

- **TECTEO** : TECTEO insiste pour que la CWaPE, conformément au principe de motivation, joint à sa décision définitive relative à la méthodologie tarifaire transitoire un commentaire justifiant dûment la prise en compte ou non des commentaires émis par les GRD consultés.

Conformément au principe de transparence, TECTEO est favorable à la publication sur le siteweb de la CWaPE de l'ensemble des documents et procès-verbaux de concertation avec les GRD et autres parties consultées concernant l'élaboration de sa méthodologie tarifaire en particulier le rapport de concertation du 10 octobre 2013.

- **OCTA+** : La CWaPE prévoit-elle de publier les tarifs des GRT, GRD et surcharges régionales de manière structurée ?

- **CWaPE** : En respect du principe de motivation imposé aux autorités de régulation européennes en vertu de l'article 37, 16. de la Directive européenne du 13 juillet 2009 prévoyant que : « *les autorités de régulation motivent et justifient pleinement leurs décisions afin de permettre un contrôle juridictionnel. Les décisions sont rendues publiques tout en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles* », la CWaPE publie, sur son site internet, les actes de portée individuelle ou collective qu'elle adopte. Elle assure cette publicité en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel. La législation actuelle ne prévoit aucune obligation à charge de la CWaPE de publier ses décisions au Moniteur belge.

Par ailleurs, la législation nationale belge impose à la CWaPE, comme à toute autorité administrative, de motiver pleinement ses décisions (Cfr. loi du 29 juillet 1991 relative à la motivation formelle des actes administratifs).

Dans le respect des principes de transparence et de publicité des documents liés à la méthodologie tarifaire, la CWaPE sera tenue aux mêmes obligations que celles imposées au régulateur fédéral via l'applicabilité des principes contenus à l'article 12bis, §3 de la loi

fédérale du 29 avril 1999 (Cfr. Article premier du projet de décret¹¹ dans sa version en première lecture) : « *La commission publie sur son site la méthodologie tarifaire applicable, l'intégralité des pièces relatives à la concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution et tous les documents qu'elle estime utiles à la motivation de sa décision relative à la méthodologie tarifaire, tout en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles concernant des fournisseurs ou utilisateurs du réseau, des données à caractère personnel et/ou des données dont la confidentialité est protégée en vertu de législations spécifiques* ».

Par ailleurs, en tant qu'autorité administrative régionale, la CWaPE appliquera, le cas échéant, les dispositions applicables du décret du 30 mars 1995 relatif à la publicité de l'Administration. Cela signifie, entre autre, qu'elle examinera, au regard des principes contenus dans le futur texte décrétoal, les éventuelles demande de consultation et d'obtention de copie des documents qui sont en sa possession et qui n'auraient pas été publiés en vertu des articles 12*bis* et 15/5*ter* susvisés rendus applicables par le décret.

Enfin, la CWaPE s'engage à publier les tarifs des GRD ainsi que les surcharges régionales de manière structurée afin de faciliter l'accès à l'information pour les acteurs du marché.

CONCLUSION :

Les articles 24 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

¹¹ Projet de décret relatif aux dispositions tarifaires en matière de distribution de gaz et d'électricité.

38. ARTICLES 26 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 26. § 1er. L'introduction par le gestionnaire du réseau de la proposition tarifaire accompagnée du budget visée aux articles 17, § 1er, 18 et 19, ainsi que du rapport annuel, visé à l'article 27 de la présente décision, et des données visées à l'article 28 de la présente décision, se font à l'aide du modèle de rapport établi par la CWaPE après concertation avec le gestionnaire du réseau.

§ 2. La CWaPE fixe également les lignes directrices selon lesquelles il faut compléter et interpréter le modèle de rapport et ses annexes.

§ 3. La CWaPE peut modifier ou compléter, après concertation avec le gestionnaire de réseau, chaque modèle de rapport et les lignes directrices selon lesquelles le modèle de rapport et ses annexes doivent être complétés et interprétés chaque fois que l'exécution correcte du décret et/ou de la présente décision l'exigent.

- **ORES** : § 1er. L'introduction par le gestionnaire du réseau de la proposition tarifaire accompagnée du budget visée aux articles 17, § 1er, 18 et 19, ainsi que du rapport annuel, visé à l'article 27 de la présente décision, et des données visées à l'article 28 de la présente décision, se font à l'aide du modèle de rapport établi par la CWaPE après concertation avec le gestionnaire du réseau **et qui leur est transmis au minimum six mois avant l'introduction du rapport concerné.**

§ 2. La CWaPE fixe également les lignes directrices selon lesquelles il faut compléter et interpréter le modèle de rapport et ses annexes.

§ 3. La CWaPE peut modifier ou compléter, après concertation avec le gestionnaire de réseau, chaque modèle de rapport et les lignes directrices selon lesquelles le modèle de rapport et ses annexes doivent être complétés et interprétés chaque fois que l'exécution correcte du décret et/ou de la présente décision l'exigent.

Le modèle de rapport n'est pas neutre pour la gestion des GRD, tant le modèle ex ante que le modèle ex post. En vue d'une saine régulation, il doit être établi, tout comme la méthodologie tarifaire l'est, en étroite concertation entre le régulateur et les entités régulées. En outre, sa version définitive doit être mise à disposition du GRD dans des délais qui permettent d'établir la proposition tarifaire, à savoir au minimum six mois avant l'introduction de cette proposition.

Comme nous l'avons relevé dans notre réponse du 29 juillet 2013, la concertation relative aux modèles de rapports doit être réalisée dans des délais qui permettent d'une part de prendre le temps nécessaire à la concertation entre intervenants et d'autre part de pouvoir les appliquer au moment de l'établissement de la proposition tarifaire. Ores regrette que la concertation à ce sujet ait été annulée dans un premier temps, puis réactivée par la transmission d'un projet en date du 20 décembre 2013, les remarques devant être formulées au plus tard pour le 16 janvier 2014.

- **INTER-REGIES** : Comme exprimé antérieurement, les GRD purs sont d'avis que tant le rapport ex-ante que le rapport ex-post sont trop volumineux. Les nombreux détails demandés dans le rapport actuel prennent beaucoup de temps. Nous constatons également que des informations identiques sont reprises à différents endroits du rapport. C'est pourquoi nous plaidons pour une simplification des obligations de rapport actuelles, comme exprimée antérieurement. Cette demande de simplification est importante pour les GRD de taille réduite.

- **TECTEO** : Comme exprimé antérieurement, TECTEO est d'avis que tant le rapport ex-ante que le rapport ex-post sont trop volumineux. Les nombreux détails demandés dans le rapport actuel (modèle CREG) prennent beaucoup de temps. Nous constatons également que des informations identiques sont reprises à différents endroits du rapport. C'est pourquoi nous plaidons pour une simplification des obligations de rapport actuelles, comme exprimée antérieurement. Cette demande de simplification est importante pour les GRD de taille réduite.

Nous comprenons qu'une concertation spécifique va avoir lieu sur ce sujet dans les prochaines semaines.

Dans la méthodologie tarifaire provisoire (article 31, §1er), objet de cette consultation, nous constatons que le rapport à rendre pour le 30 septembre de chaque année doit également contenir le modèle de rapport (tel que prévu à l'article 26). Cela signifie-t-il que ce rapport intermédiaire devra reprendre l'ensemble des informations demandées pour le rapport annuel ?

- **CWaPE** : La méthodologie tarifaire prévoit que la CWaPE établisse les modèles de rapport après concertation avec les GRD. Ces modèles de rapport n'ont pu être établis qu'une fois la méthodologie tarifaire définie. Certains GRD souhaitent ne pas modifier les modèles de rapport CREG pour la période transitoire (impact significatif au niveau de leur système informatique) tandis que d'autres GRD souhaitent modifier et simplifier les modèles de rapport CREG. Face à ces constats, la CWaPE a décidé que pour la période transitoire 2015/2016, seules les modifications indispensables seraient apportées aux modèles de rapport CREG. La CWaPE a communiqué un projet de modèle de rapport en date du 20 décembre 2013 aux GRD et a organisé une réunion de concertation le 16 janvier 2014. En fonction des remarques recueillies, la CWaPE finalisera les modèles de rapport et les publiera mi-février en même temps que la méthodologie tarifaire pro forma. Les GRD devant introduire leur proposition tarifaire pour le 14 août 2014 au plus tard, ils disposeront des 6 mois requis pour établir leur dossier.

CONCLUSION :

Les articles 26 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

39. ARTICLES 27, ALINÉA 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 27. *Chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau transmet un rapport annuel à la CWaPE, conformément à la procédure reprise dans la législation applicable concernant les résultats d'exploitation du réseau de distribution relatifs à l'année d'exploitation écoulée. Ce rapport annuel est transmis à la CWaPE le 15 avril au plus tard.*

- **ORES** : Ores souhaiterait maintenir la date du 14 février pour la remise du rapport annuel. En effet, afin de pouvoir prendre en compte le solde de l'exercice 2015 dans la proposition tarifaire 2017-2021, il importe de disposer d'une décision du régulateur sur le solde au moment de la préparation de la proposition tarifaire et donc avant son introduction. Or, le processus d'approbation du solde 2015 implique un délai de 75 jours pour obtenir cette décision (s'il n'est pas nécessaire d'introduire un rapport adapté). Un rapport rentré le 15 avril 2016 implique donc une 1ère décision de la CWaPE pour le 30 juin 2016, ce qui rend impossible sa prise en compte dans la proposition tarifaire 2017-2021.
Avancer l'introduction du rapport de deux mois permet de disposer des données dans le délai nécessaire.

- **CWaPE** : Dans les arrêtés royaux du 2 septembre 2008, la date de remise du rapport annuel était le 1^{er} mars. Une des remarques reçues de la part de RESA et de la Régie de Wavre lors de la concertation sur les premiers projets de méthodologies tarifaires était que ce délai ne permettait pas de transmettre un rapport sur base de chiffres clôturés et définitifs. Suite à la remarque formulée par ORES dans le cadre de la consultation, la CWaPE se trouve face à deux demandes opposées émanant des GRD. Afin de trouver un compromis, la CWaPE propose de prévoir deux possibilités/scénarii : soit le GRD introduit le rapport annuel le 15 février et peut, dès lors, obtenir une décision provisoire pour le 30 avril, soit le GRD introduit le rapport annuel le 15 mars et peut obtenir une décision provisoire pour le 30 mai. Si le GRD introduit son rapport avant le 15 février, il sera considéré comme introduit à la date du 15 février et si le GRD introduit son rapport entre le 16 février et le 14 mars, il sera considéré comme introduit à la date du 15 mars.

CONCLUSION :

L'article 27, alinéa 1 des projets de méthodologies est modifié comme suit :

« Chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire du réseau transmet un rapport annuel à la CWaPE, conformément à la procédure reprise dans la législation applicable concernant les résultats d'exploitation du réseau de distribution relatifs à l'année d'exploitation écoulée. Ce rapport annuel est transmis à la CWaPE soit à la date du 15 février soit à la date du 15 mars. Un rapport annuel introduit avant le 15 février sera considéré comme introduit à la date du 15 février. Un rapport annuel introduit entre le 16 février et le 14 mars sera considéré comme introduit à la date du 15 mars ».

40. ARTICLES 27, ALINÉA 1, 5° DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

5° l'attestation expresse des commissaires-réviseurs du rapport relatif à la méthode suivie et au respect effectif de celle-ci en matière d'investissement;

- **ORES** : Quelles sont les modalités qui devraient être respectées par le commissaire dans le cadre de l'attestation de la méthode et du suivi de celle-ci en matière d'investissements?

Ores estime que ce type d'attestation doit pouvoir être discuté en concertation entre le régulateur, les entités régulées et l'Institut des Réviseurs d'entreprises afin d'en définir les modalités.

- **CWaPE** : En date du 17 décembre 2013, la CWaPE a sollicité l'avis de l'Institut des réviseurs d'entreprise ainsi que des réviseurs des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne sur la nécessité d'élaborer une nouvelle circulaire IRE concernant l'attestation expresse du rapport relatif aux investissements. Faisant suite aux réactions reçues, la CWaPE a organisé une première rencontre bilatérale avec l'IRE en date du 31 janvier 2014 ayant permis de clarifier les types de rapports réalisés par les réviseurs ainsi que les normes de contrôles applicables.

La CWaPE est favorable à la planification d'une réunion avec l'IRE et les commissaires concernés afin de clarifier le contenu et la forme des rapports attendus. Cette réunion sera organisée dans les locaux de la CWaPE dans le courant du 1^{er} trimestre 2014. Suite à cette réunion et aux remarques formulées, des lignes directrices seront établies et publiées par la CWaPE afin de définir le contenu et la forme des rapports attendus des commissaires. Une circulaire régionale en la matière devrait être rédigée par l'IRE.

CONCLUSION :

Les articles 27, alinéa 1, 4° et 5° des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont adaptés comme suit :

4° le rapport spécifique des commissaires relatif aux mises hors service, conforme aux lignes directrices;

5° le rapport spécifique des commissaires relatif aux investissements, conforme aux lignes directrices;

41. ARTICLES 31, § 2 à 5 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 2. Pendant une période de 60 jours calendrier après la réception du rapport annuel, la CWaPE peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires au GRD. Le GRD communique, par courriel, les informations demandées à la CWaPE dans les 10 jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

§ 3. Dans les 75 jours calendrier suivant la réception du rapport annuel, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision relative au contrôle du calcul des soldes visés à l'article 15, relative à l'exercice d'exploitation précédent.

Si la CWaPE refuse le calcul des soldes, visés au premier paragraphe, la CWaPE mentionne à quels points son refus se rapporte et ce que le gestionnaire du réseau doit adapter afin d'obtenir une décision d'approbation de la part de la CWaPE pour tous les soldes.

§ 4. Si la CWaPE refuse le calcul des différences visées à l'article 15, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les 15 jours calendrier, par porteur et avec accusé de réception ainsi qu'un exemplaire sous forme électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26 au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. La CWaPE entend le gestionnaire du réseau dans ce délai à la demande de celui-ci.

§ 5. Dans les trente jours suivant la réception d'un rapport annuel adapté, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau par lettre avec accusé de réception de sa décision d'approbation ou de refus des soldes visées à l'article 15.

- **ORES** : Comme évoqué précédemment, pour des questions d'organisation, Ores souhaite maintenir un formalisme et une prévisibilité de la charge de travail. Cela implique:
 - de revoir et de préciser la période de 60 jours qui, en l'état, ne permet pas une telle prévisibilité. Cela d'autant plus que l'examen du rapport annuel aura lieu, l'année de l'introduction de la proposition tarifaire, en même temps que la préparation de ces nouveaux tarifs. C'est pourquoi Ores propose à la CWaPE de remplacer la référence à cette période de 60 jours par un calendrier qui structurerait et équilibrerait, comme cela a été le cas jusqu'ici, les échanges entre le régulateur et l'entité régulée de manière à permettre de tenir compte d'un partage équitable des temps de travail.
 - de maintenir le même type de communication que pour le reste de la procédure d'examen du rapport annuel, à savoir la lettre avec accusé de réception.
 - de définir une boîte mail fonctionnelle unique à laquelle tous les courriers électroniques relatifs aux tarifs soient transmis (qu'ils concernent la proposition tarifaire ou le contrôle semestriel ou annuel).

- **CWaPE** : Comme évoqué lors de la réunion de concertation du 15 octobre 2013 avec les GRD, l'objectif de la CWaPE, à travers la modification de la procédure d'approbation des rapports annuels, est de permettre une plus grande flexibilité des échanges d'informations entre la CWaPE et le GRD en prévoyant une période d'échanges d'informations qui remplace les échéances intermédiaires prévues par les arrêtés royaux de septembre 2008. Les dates d'échéance clés n'ont, quant à elles, pas été modifiées. La méthodologie prévoit par ailleurs que le GRD dispose de minimum 10 jours pour répondre à la demande de la CWaPE sauf si la demande mentionne un délai plus important. Par ailleurs, la première remarque d'ORES est spécifique au contrôle du rapport ex-post pour l'année 2015 (qui aura lieu en même temps que l'introduction de la proposition tarifaire 2017-2021). En 2017, ce problème ne se posera plus. Quoiqu'il en soit, étant donné, les réactions formulées par ORES, la CWaPE est disposée à **réintroduire** dans la méthodologie tarifaire **des dates d'échéance intermédiaires**

précises et à prévoir un partage des périodes de travail entre le régulateur et le GRD. La CWaPE est également favorable à l'utilisation de la **lettre avec accusé de réception** comme moyen de communication entre le régulateur et le GRD. Enfin, **une adresse email unique** (tarification@cwape.be) est à la disposition des GRD pour tous les courriers électroniques relatifs aux tarifs.

Afin de respecter le principe de prudence, la CWaPE précise que tant qu'elle ne dispose pas de l'ensemble des documents requis (rapport des commissaires, PV du Conseil d'Administration, etc) et tant qu'elle n'a pas vérifié la concordance exacte entre le rapport annuel et/ou le rapport annuel adapté et les comptes annuels approuvés par le Conseil d'administration du GRD, elle ne peut prendre de décision définitive quant aux soldes réglementaires.

CONCLUSION :

Les articles 31, §2, 3, 4, 5 et 6 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz sont modifiés comme suit :

§ 2. Dans les 30 jours calendrier suivant la réception du rapport annuel visé à l'article 27, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, de ses questions et des informations complémentaires à fournir par le gestionnaire de réseau.

§ 3. Dans les 15 jours calendrier suivant la réception des questions et des informations qu'il doit fournir, visées au §2 du présent article, le gestionnaire du réseau transmet ses réponses et les informations complémentaires concernées en trois exemplaires, par porteur et avec accusé de réception, et un exemplaire sous forme électronique.

§ 4. Dans les 30 jours calendrier suivant la réception des réponses et des informations complémentaires visées au §3, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision provisoire ou définitive relative au contrôle du calcul des soldes visés à l'article 15, relative à l'exercice d'exploitation précédent.

Si la CWaPE refuse le calcul des soldes, la CWaPE mentionne à quels points son refus se rapporte et ce que le gestionnaire du réseau doit adapter afin d'obtenir une décision d'approbation de la part de la CWaPE pour tous les soldes.

§ 5. Si la CWaPE refuse le calcul des différences visées à l'article 15, le gestionnaire du réseau introduit un rapport annuel adapté dans les 15 jours calendrier, par porteur et avec accusé de réception ainsi qu'un exemplaire sous forme électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé à l'article 26 au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. La CWaPE entend le gestionnaire du réseau dans ce délai à la demande de celui-ci.

§ 6. Dans les trente jours suivant la réception d'un rapport annuel adapté, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision **provisoire ou définitive d'approbation ou de refus des soldes visées à l'article 15.**

§7. La décision définitive relative au contrôle des soldes d'un exercice d'exploitation ne pourra être prise par la CWaPE qu'après réception de l'ensemble des documents requis, notamment les rapports des commissaires et le procès-verbal du Conseil d'Administration approuvant les comptes annuels, et qu'après vérification par la CWaPE de la concordance entre d'une part, le rapport annuel ou le rapport annuel adapté, et d'autre part, les comptes annuels approuvés par le Conseil d'administration du gestionnaire de réseau.

42. ARTICLES 32, § 3 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ

§ 3. Le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 correspond au montant des coûts gérables réels pour l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012, approuvé par l'autorité de régulation compétente. Ce montant est indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

- **ORES** : § 3. Le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 correspond au montant des coûts gérables réels pour l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012, approuvé par l'autorité de régulation compétente. Ce montant est indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015 **publiés par le Bureau fédéral du Plan.**

Comme pour les autres paramètres, il serait opportun de préciser la source auprès de laquelle les coefficients et coefficients prévisionnels d'inflation peuvent être trouvés afin de veiller à ce que tous les GRD utilisent la même valeur de paramètre.

- **CWaPE** : La CWaPE est favorable à cette clarification et adapte le projet de méthodologie tarifaire et retient la proposition formulée par Ores.

CONCLUSION :

Les articles 32, §3 des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité sont modifiés comme suit :

*§ 3. Le plafond des coûts gérables pour l'année 2015 correspond au montant des coûts gérables réels pour l'année 2012 tel que repris dans le rapport annuel ex post 2012, approuvé par l'autorité de régulation compétente. Ce montant est indexé en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015 **publiés par le Bureau fédéral du Plan.***

Electricité :

§ 5. Afin que le GRD contribue activement au développement des réseaux intelligents au cours de la période régulatoire 2015-2016 et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté en 2015 d'un montant¹² maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif¹³ respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex-post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à de nouveaux projets informatiques permettant le développement des réseaux intelligents, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex-ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex-post sur base des montants réellement alloués aux projets informatiques relatifs au développement des réseaux intelligents au cours de l'année concernée.

Le plafond des coûts gérables se définit comme suit :

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{Coûts Gérables 2012}} \text{ indexés } + [P_{\text{Atrias}} + P_{\text{Réseaux intelligents}}]$$

avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$ = Plafond des coûts gérable pour l'année concernée

$R_{\text{Coûts Gérables}}$ = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

P_{Atrias} = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du forfait de x€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

$P_{\text{Réseaux intelligents}}$ = Plafond complémentaire octroyé pour les développements des réseaux intelligents, obtenu par la multiplication du forfait de y€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

¹²Ce montant forfaitaire est équivalent au montant forfaitaire déterminé pour le projet Atrias compte tenu des liens étroits entre le projet Atrias et le développement des réseaux intelligents.

¹³Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès électricité du GRD concerné, tous niveaux de tension confondus.

- **ORES :** Afin que le GRD contribue activement au développement des réseaux intelligents au cours de la période régulatoire 2015-2016 et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté en 2015 d'un montant¹² maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif¹³ respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex-post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à de nouveaux projets informatiques permettant le développement des réseaux intelligents, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués aux projets informatiques relatifs au développement des réseaux intelligents au cours de l'année concernée.

Si le GRD se voit imposer de participer à l'amélioration du marché de l'énergie par les autorités politiques et/ou régulatrices, le plafond des coûts gérables pourrait être adapté d'un montant déterminé en concertation entre le GRD et le régulateur. Ex post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à ce projet, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyé. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués au projet au cours de l'année concernée.

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{coûts Gérables 2012}} \text{ indexés } + [P_{\text{Atrias}} + P_{\text{Réseaux intelligents}} + P_{\text{Autres}}]$$

Avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$ = Plafond des coûts gérables pour l'année concernée

$R_{\text{coûts Gérables}}$ = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

P_{Atrias} = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du forfait de $x\text{€}/\text{EAN}$ et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

$P_{Réseaux\ intelligents}$ = Plafond complémentaire octroyé pour les développements des réseaux intelligents, obtenu par la multiplication du forfait de $y\text{€}/\text{EAN}$ et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

P_{Autres} = Plafond complémentaire octroyé pour le projet imposé au GRD, obtenu par la multiplication du forfait $z\text{€}/\text{EAN}$ actifs au 31.12.13

¹² Ce montant forfaitaire est équivalent au montant forfaitaire déterminé pour le projet Atrias compte tenu des liens étroits entre le projet Atrias et le développement des réseaux intelligents.

¹³ Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès électricité du GRD concerné, tous niveaux de tension confondus.

D'autres projets, comme par exemple le placement des compteurs intelligents, pourraient impacter les coûts gérables du GRD. Il importe de pouvoir adapter le plafond des coûts gérables si de tels projets sont imposés au GRD.

- **INTER-REGIES** : L'adaptation du plafond des coûts gérables prend la forme d'un montant maximal en euro par code EAN actif; ce qui semble correcte vu que les coûts d'Atrias sont eux-mêmes répartis sur base des codes EANs. Par contre, une enveloppe identique a également été accordée pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents. Cette seconde enveloppe est également exprimée en euros par EANs. Dans ce cas, la mesure favorise les GRDs de grande taille en leur donnant plus de moyens pour ce type d'investissements dont le coût n'est pas systématiquement proportionnel au nombre d'EANs raccordés. Il conviendrait de revoir la clé de répartition pour cette seconde enveloppe.
- **TECTEO** : L'adaptation du plafond des coûts gérables prend la forme d'un montant maximal en euro par code EAN actif; ce qui semble correcte vu que les coûts d'Atrias sont eux-mêmes répartis sur base des codes EANs. Par contre, une enveloppe identique a également été accordée pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents. Cette seconde enveloppe est également exprimée en euros par EANs. Dans ce cas, la mesure favorise les GRD de grande taille en leur donnant plus de moyens pour ce type d'investissements dont le coût n'est pas systématiquement proportionnel au nombre d'EANs raccordés. Il conviendrait de revoir la clé de répartition pour cette seconde enveloppe.

▪ **CWaPE** : Un des objectifs poursuivis par la méthodologie tarifaire de la CWaPE est de contenir l'enveloppe budgétaire tarifaire des gestionnaires de réseaux de distribution afin de limiter la contribution financière demandée aux utilisateurs de réseau. Ainsi, s'il apparaît que la réalisation de projets informatiques relatifs au développement des réseaux intelligents est, proportionnellement au nombre d'EAN, plus coûteux pour un « petit » GRD que pour un « grand » GRD, la CWaPE propose aux GRD de plus petite taille de réaliser ces projets conjointement afin de créer des synergies entre eux, et ainsi, de rationaliser certains coûts. En travaillant ensemble, les « petits » GRD devraient pouvoir réaliser des économies d'échelles.

A la demande d'ORES de permettre l'adaptation du plafond des coûts gérables (P_{autres}) lorsque le GRD se voit imposer de participer à l'amélioration du marché de l'énergie par les autorités politiques et/ou régulatrices, la CWaPE répond que « participer à l'amélioration du marché de l'énergie » fait partie des missions de base du gestionnaire de réseau de distribution. Ces missions sont reprises dans le Décret et la CWaPE est chargée d'en contrôler la bonne exécution. De plus, l'introduction de ce paramètre P_{autres} dans le calcul du

plafond des coûts gérables lui enlèverait toute substance. En effet, dans ce cas, le plafond des coûts gérables pourrait être revu à chaque dépense que le GRD réaliserait dans le cadre de sa participation à l'amélioration du marché de l'énergie, terme qui semble d'ailleurs beaucoup trop vague.

En outre, la CWaPE rappelle que les coûts relatifs à l'exécution des obligations de service public, imposées par le législateur fédéral ou régional, ne font pas partie des coûts gérables et n'impactent donc en rien le calcul de ce plafond.

CONCLUSION :

L'article 32, §5 du projet de méthodologie tarifaire transitoire électricité reste inchangé.

Gaz :

§ 4. Afin de tenir compte du fait que le GRD supporte au cours de la période régulatoire 2015-2016 simultanément les coûts de développement de la clearing house d'Atrias et les coûts de maintenance de la clearing house opérationnelle et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté d'un montant¹⁰ maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif¹¹ respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex-post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué au projet de clearing house Atrias un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex-ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex-post sur base du montant réellement alloué à la clearing house Atrias au cours de l'année concernée.

Le plafond des coûts gérables se définit comme suit :

$$PCoûts\ Gérables = RCoûts\ Gérables\ 2012\ indexés + PAtrias$$

Avec

PCoûts Gérables = Plafond des coûts gérables pour l'année concernée

RCoûts Gérables = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

¹⁰ Ce montant forfaitaire est équivalent au montant forfaitaire déterminé pour le projet Atrias compte tenu des liens étroits entre le projet Atrias et le développement des réseaux intelligents.

¹¹ Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès électricité du GRD concerné, tous niveaux de tension confondus.

- **ORES :** *§ 4. Afin de tenir compte du fait que le GRD supporte au cours de la période régulatoire 2015-2016 simultanément les coûts de développement de la clearing house d'Atrias et les coûts de maintenance de la clearing house opérationnelle et sous réserve d'une demande justifiée de la part du GRD, le plafond des coûts gérables peut être adapté d'un montant¹⁰ maximal de 1.52€ et de 2.13€ par code EAN actif¹¹ respectivement pour les années 2015 et 2016. Ex-post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué au projet de clearing house Atrias un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyée ex-ante. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex-post sur base du montant réellement alloué à la clearing house Atrias au cours de l'année concernée.*

Si le GRD se voit imposer de participer à l'amélioration du marché de l'énergie par les autorités politiques et/ou régulateurs, le plafond des coûts gérables pourrait être adapté d'un montant déterminé en concertation entre le GRD et le régulateur. Ex post, le GRD devra démontrer qu'il a alloué à ce projet, un montant égal ou supérieur au montant de l'adaptation du plafond octroyé. Dans le cas contraire, le plafond sera recalculé ex post sur base des montants réellement alloués au projet au cours de l'année concernée.

Le plafond des coûts gérables se définit comme suit:

$$P_{\text{Coûts Gérables}} = R_{\text{Coûts Gérables 2012 indexés}} + P_{\text{Atrias}} + P_{\text{Autres}}$$

Avec

$P_{\text{Coûts Gérables}}$ = Plafond des coûts gérable pour l'année concernée

$R_{\text{Coûts Gérables}}$ = Coûts gérables réels tel que repris dans le rapport annuel 2012 approuvé par l'autorité de régulation compétente et indexés en fonction du coefficient d'inflation réel de l'année 2013 et des coefficients prévisionnels d'inflation pour les années 2014 et 2015.

P_{Atrias} = Plafond complémentaire octroyé pour les développements de la clearing House Atrias, obtenu par la multiplication du forfait de x€/EAN et du nombre d'EAN actifs au 31.12.13.

P_{Autres} = Plafond complémentaire octroyé pour le projet imposé au GRD, obtenu par la multiplication du forfait z€/EAN actifs au 31.12.13

¹⁰ Ce montant forfaitaire est établi conformément au budget approuvé par le Conseil d'administration d'Atrias le 21 octobre 2013.

¹³ Sont visés les codes EAN actifs au 31 décembre 2013 dans le registre d'accès gaz du GRD concerné, tous niveaux de pression confondus.

D'autres projets, comme par exemple le placement des compteurs intelligents, pourraient impacter les coûts gérables du GRD. Il importe de pouvoir adapter le plafond des coûts gérables si de tels projets sont imposés au GRD.

- **INTER-REGIES** : L'adaptation du plafond des coûts gérables prend la forme d'un montant maximal en euro par code EAN actif; ce qui semble correcte vu que les coûts d'Atrias sont eux-mêmes répartis sur base des codes EANs. Par contre, une enveloppe identique a également été accordée pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents. Cette seconde enveloppe est également exprimée en euros par EANs. Dans ce cas, la mesure favorise les GRDs de grande taille en leur donnant plus de moyens pour ce type d'investissements dont le coût n'est pas systématiquement proportionnel au nombre d'EANs raccordés. Il conviendrait de revoir la clé de répartition pour cette seconde enveloppe.

En outre, nous avons compris que cette deuxième enveloppe pouvait, entre autres, servir à couvrir les coûts de « back-end » (développements propres au GRD pour faire le lien entre cette nouvelle clearing house et l'IT du GRD). Nous nous étonnons donc de ne pas retrouver cette enveloppe dans la méthodologie tarifaire gaz.

- **TECTEO** : L'adaptation du plafond des coûts gérables prend la forme d'un montant maximal en euro par code EAN actif; ce qui semble correcte vu que les coûts d'Atrias sont eux-mêmes répartis sur base des codes EANs. Par contre, une enveloppe identique a également été accordée pour permettre aux GRD de contribuer activement au développement des réseaux intelligents. Cette seconde enveloppe est également exprimée en euros par EANs. Dans ce cas, la mesure favorise les GRD de grande taille en leur donnant plus de moyens pour ce type

d'investissements dont le coût n'est pas systématiquement proportionnel au nombre d'EANs raccordés. Il conviendrait de revoir la clé de répartition pour cette seconde enveloppe.

En outre, nous avons compris que cette deuxième enveloppe pouvait, entre autres, servir à couvrir les coûts de « back-end » (développements propres au GRD pour faire le lien entre cette nouvelle clearing house et l'IT du GRD). Nous nous étonnons donc de ne pas retrouver cette enveloppe dans la méthodologie tarifaire gaz.

- **CWaPE** : L'adaptation du plafond pour les projets IT relatifs au développement des réseaux intelligents concerne de nouvelles applications informatiques permettant d'améliorer la flexibilité des réseaux électriques. En d'autres termes, il s'agit de projets « innovants » en la matière (par exemple : projet de gestion active de la demande).

Cette adaptation de plafond ne peut en aucun cas être dédiée à la couverture des coûts internes générés par Atrias permettant la transposition des procédures MIG. Ces coûts sont couverts comme les autres coûts informatiques du GRD par le plafond « général » des coûts gérables. Pour cette raison, le plafond complémentaire octroyé pour les développements des réseaux intelligents n'apparaît pas dans la méthodologie tarifaire relative au gaz.

Les autres éléments abordés dans les remarques ci-dessus ont déjà été répondus dans la section relative à l'électricité.

CONCLUSION :

L'article 32, §4 de la méthodologie tarifaire transitoire gaz reste inchangé.

44. ARTICLES 33, §3 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ.

§ 3. *En aucun cas, la CWaPE ne pourra rejeter de coûts dont le montant a été imposé directement et intégralement par une autorité compétente.*

- **FEBELIEC** : Ce § est inacceptable pour autant qu'il ne permette pas que la CWaPE rejette des coûts qui sont la conséquence d'une faute grave ou d'actes irresponsables du gestionnaire de réseau, et pour lesquels il a encouru des amendes et pénalités

- **CWaPE** : Le cas spécifique des coûts relatifs à des fautes graves ou intentionnelles non assurables commises par le GRD, ou encore, des amendes infligées au gestionnaire du réseau et des indemnités à charge du gestionnaire du réseau en cas d'incidents sur le réseau, est couvert à l'article 2, §1^{er}, alinéa 2, 6°. Ces coûts sont effectivement exclus de l'ensemble des coûts du gestionnaire de réseau.

CONCLUSION :

Les articles 33, §3 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

45. ARTICLES 34 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ÉLECTRICITÉ ET GAZ.

Art. 34. Le solde visé à l'article 15, § 1er, pour l'année 2015 tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la prochaine période régulatoire. L'affectation du solde visé à l'article 15, § 1er, pour l'année 2016, sera, quant à elle, déterminée dans la prochaine décision de méthodologie tarifaire de la CWaPE.

- **ORES** : Le solde visé à l'article 15, § 1er, pour l'année 2015 tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la prochaine période régulatoire. **La décision d'affectation** du solde visé à l'article 15 §1^{er} pour l'année 2016, sera quant à elle déterminée dans la prochaine décision de méthodologie tarifaire de la CWaPE.

Il importe de rappeler le principe établi dans le cadre de l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 26 juin 2012. Dans cet arrêt la Cour confirme que sous la loi électricité actuelle l'affectation des soldes fait partie intégrante de la méthodologie tarifaire (l'art. 12bis §5,15°) et que ratione temporis la méthodologie applicable à une période régulatoire détermine également les soldes relatifs à cette période régulatoire (art 12bis §4). Malgré l'abrogation des anciens arrêtés tarifaires, ceux-ci continuent donc de s'appliquer aux soldes de la période régulatoire en cours (2008-2014), sous réserve uniquement que la compétence octroyée dans ces arrêtés tarifaires au Conseil des ministres de décider des soldes n'est plus compatible avec la 3ème directive et que cette compétence incombe désormais au régulateur. Le solde relatif à l'exercice 2016 doit donc être décidé en 2017 mais être affecté sur base des règles reprises dans la méthodologie ayant permis de déterminer les tarifs applicables à l'exercice 2016 et non sur base de la méthodologie tarifaire 2017-2021.

Par ailleurs, nous renvoyons à notre remarque formulée dans notre courrier du 29 juillet 2013 en ce qui concerne l'absence de traitement, dans la méthodologie tarifaire transitoire, de l'affectation des soldes du passé (2008 à 2014) et des décisions sur la hauteur des soldes. La méthodologie tarifaire transitoire électricité et gaz devrait aborder la question des coûts échoués nés de la régulation fédérale, ce qui permettrait de pouvoir commencer à les apurer dès 2015.

Comme le suggère la CWaPE dans sa note datée du 17 juillet 2013, les GRD wallons pourraient introduire auprès du régulateur régional une proposition tarifaire leur permettant d'appliquer dès le 1er janvier 2015 de nouveaux tarifs intégrant les soldes régulatoires.

Les soldes des années 2008 et 2009 sont approuvés et devraient être intégrés dans les tarifs au premier janvier 2015. La répercussion des soldes 2010 à 2013 pourraient être introduits dans les tarifs sous réserve d'une correction ultérieure des montants perçus au travers des tarifs, dès lors qu'ils seront formellement approuvés par le régulateur compétent.

- **FEBEG** : Le report, à la hausse ou à la baisse, sur les tarifs de la période ou de l'année tarifaire suivante devrait être expressément repris dans les textes tarifaires, en ce compris dans la méthodologie tarifaire.
- **INTERMIXT** : Selon nous, la méthodologie tarifaire transitoire devrait contenir des dispositions relatives à la répercussion dans les tarifs 2015 et 2016 des soldes relatifs aux exercices antérieurs à 2015, à tout le moins ceux dont le montant a déjà fait l'objet d'une approbation sur le montant par le régulateur. Les soldes régulatoires des GRD

mixtes wallons sont importants et impactent déjà les dividendes versés aux associés. Il y a urgence à formaliser une approche d'approbation et d'affectation de ces dits soldes.

- **INTER-REGIES** : Après une prolongation des tarifs GRD 2012 sur la période 2013-2014, il importe que la CWaPE puisse approuver de nouveaux tarifs au 1er janvier 2015, qui intégreront une récupération des soldes régulateurs.

Les GRD purs appuient la volonté de la CWaPE de récupérer progressivement les soldes régulateurs du passé dans les tarifs 2015-2016 des GRD.

Sauf en cas de décision prise en la matière au niveau fédéral antérieurement au transfert de la compétence tarifaire aux régions, le système de calcul et d'affectation des soldes régulateurs, d'une part, aux tarifs, pour les coûts non gérables et, d'autre part, au résultat de l'exercice, pour les coûts gérables et applicables à la période régulatoire 2019-2021 continue de s'appliquer ladite période régulatoire, ainsi qu'aux exercices 2013 et 2014.

- **UVCW** : Nous constatons avec satisfaction que le projet de méthodologie tarifaire transitoire prévoit que les soldes régulateurs seront automatiquement récupérés sur une base annuelle.

Nous souhaitons toutefois obtenir toutes les garanties de la CWaPE quant à l'application d'un mécanisme semblable pour les soldes régulateurs constitués antérieurement à la régionalisation de la compétence tarifaire en matière de distribution d'énergie, de même que pour les soldes régulateurs qui seraient constitués au-delà de la période transitoire 2015-2016.

- **UWE** : Le gel des tarifs de distribution depuis 2012 fait craindre un solde régulatoire important en fin de période tarifaire. On a évoqué un montant de 200 millions d'€ (gaz et électricité) en fin de période.

Afin d'éviter toute hausse brutale du tarif, il est important de prévoir un lissage dans la répercussion du solde régulatoire.

- **CWaPE** : La CWaPE souscrit au principe décrit par ORES que les soldes régulateurs des exercices 2015 et 2016 seront affectés sur base des règles fixées par l'article 15 des méthodologies tarifaires 2015/2016. L'article 34 des projets de méthodologies tarifaires visent à préciser **le moment** où les soldes des exercices 2015 et 2016 seront intégrés dans les tarifs. La méthodologie précise ainsi que le solde régulatoire portant sur les coûts non gérables de l'année 2015, approuvé par la CWaPE, pourra être ajouté au budget de la période régulatoire 2017/2021 tandis que la période sur laquelle sera reporté le solde régulatoire portant sur les coûts non gérables de l'année 2016 sera fixée par la méthodologie tarifaire 2017/2021.

Le montant des soldes régulateurs des années 2010 à 2014, non-approuvés par la CREG, seront, conformément à l'article 12 bis, §4 de la loi du 29 avril 1999 (sous réserve que cette disposition soit rendue applicable par le Décret), déterminés sur base de la méthodologie tarifaire applicable à cette période régulatoire, soit l'arrêté royal du 2 septembre 2008.

L'affectation des soldes de chaque GRD pour la période 2009 à 2012 était déterminée, conformément à l'article 16 de l'arrêté royal du 2 septembre 2008, par arrêté délibéré

des Ministres. Le législateur n'ayant pas encore résolu la question des soldes réglementaires issus de la régulation fédérale, seul un décret du Parlement wallon pourrait octroyer à la CWaPE la compétence d'affectation et de répartition des soldes non approuvés et/ou affectés.

Dans cette hypothèse, conformément à sa note adressée au Gouvernement fédéral et au Gouvernement wallon en date du 17 juillet 2013, la CWaPE est favorable à la prise en compte dans les tarifs 2015/2016 d'une partie des soldes approuvés issus de la régulation fédérale. Le solde cumulé 2008/2014 ayant été constitué sur une période de 7 ans, la CWaPE suggère de le répartir sur une période identique.

CONCLUSION :

Afin de clarifier les articles 34, §1^{er} des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz, ces derniers seront modifiés comme suit :

*Le solde visé à l'article 15, § 1er, pour l'année 2015, tel qu'approuvé par la CWaPE, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la période réglementaire 2017-2021. **La période réglementaire au cours de laquelle sera répercuté le solde de l'année 2016, visé à l'article 15, § 1er, sera déterminée dans la méthodologie tarifaire 2017-2021.***

Sous réserve de l'adoption d'une disposition décrétole octroyant la compétence d'affectation des soldes non approuvés et/ou non affectés issus de la régulation fédérale à la CWaPE, un paragraphe complémentaire est ajouté à aux articles 34 :

§2. Le solde cumulé portant sur les coûts non-gérables des années 2008 à 2014, tel qu'approuvé par le régulateur compétent au moment du dépôt de la proposition tarifaire 2015/2016 et non encore affecté, est ajouté au revenu total que le gestionnaire de réseau budgètera pour la période tarifaire 2015/2016 et ce, pour chaque année, à hauteur de 1/7^{ème} du montant total cumulé.

46. ARTICLES 35, ALINEA 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

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

- **ORES** : Ores Assets a l'obligation de consolider ses comptes avec ceux d'Ores et ceux des sociétés dans lesquelles elles détiennent un certain pourcentage de participations. Nous ne sommes pas opposés à l'établissement des comptes consolidés conformément au référentiel comptable applicable en Belgique afin de les transmettre au régulateur. Toutefois, Ores devant s'adresser aux marchés financiers pour se procurer les fonds nécessaires à la réalisation de ses missions et de manière à répondre aux demandes des investisseurs, des comptes consolidés doivent également être établis conformément aux normes IFRS. Ces comptes établis conformément aux normes IFRS devront pouvoir être publiés lorsque les investisseurs d'Ores le requerront.

- **CWaPE** : La CWaPE prend acte de la remarque d'ORES.

CONCLUSION :

Les articles 35, alinéa 2 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

47. ARTICLES 36, ALINEA 1 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

Art. 36. Le gestionnaire de réseau de distribution tient, le cas échéant, une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités, comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes. Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

- **ORES** : Le gestionnaire de réseau de distribution tient le cas échéant une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par **des entités distinctes. Afin d'assurer cette séparation comptable, des secteurs sont créés. Les secteurs sont des structures strictement internes, dépourvues de la personnalité juridique et constituant, au point de vue comptable et financier, des entités distinctes pour laquelle des comptes séparés sont établis par type d'activité et par type d'énergie. Un organe de gestion autonome est chargé de gérer chaque secteur.** Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

La référence à des entreprises juridiquement distinctes est sujette à interprétation. Ores préférerait faire référence à la création de secteurs permettant d'assurer la séparation comptable.

- **CWaPE** : La CWaPE prend note de l'argument avancé par Ores. Cependant, si par cet article, la CWaPE impose la tenue d'une comptabilité distincte pour les activités de réseau du gestionnaire de réseau en vue de garantir une transparence des données comptables, elle ne souhaite pas imposer au travers de sa méthodologie tarifaire transitoire une organisation comptable par secteur. Cette position est d'autant plus motivée par le fait que chaque gestionnaire de réseau actif en Wallonie présente une organisation comptable qui lui est propre et qu'une harmonisation comptable imposée par le régulateur pourrait être difficilement mise en œuvre au 1^{er} janvier 2015.

La CWaPE tient, toutefois, à souligner que la séparation comptable par secteur d'activité proposée par Ores rentre pleinement dans le principe de transparence évoqué ci-avant.

CONCLUSION :

Les articles 36, alinéa 1 des méthodologies tarifaires transitoires électricité et gaz restent inchangés.

48. ARTICLES 36, ALINEA 2 DES PROJETS DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE
ÉLECTRICITÉ ET GAZ

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

- **ORES** : Quelles sont les modalités qui devraient être respectées par le commissaire dans le cadre de l'attestation relative à la comptabilité séparée à joindre au rapport tarifaire?

Ores estime que ce type d'attestation doit pouvoir être discuté en concertation entre le régulateur, les entités régulées et l'Institut des Réviseurs d'entreprises afin d'en définir les modalités.

- **CWaPE** : En date du 17 décembre 2013, la CWaPE a sollicité l'avis de l'Institut des réviseurs d'entreprise ainsi que des réviseurs des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne sur la nécessité d'élaborer une nouvelle circulaire IRE concernant l'attestation expresse du rapport relatif aux investissements. Faisant suite aux réactions reçues, la CWaPE a organisé une première rencontre bilatérale avec l'IRE en date du 31 janvier 2014 ayant permis de clarifier les types de rapports réalisés par les réviseurs ainsi que les normes de contrôles applicables.

La CWaPE est favorable à la planification d'une réunion avec l'IRE et les commissaires concernés afin de clarifier le contenu et la forme des rapports attendus. Cette réunion sera organisée dans les locaux de la CWaPE dans le courant du 1^{er} trimestre 2014. Suite à cette réunion et aux remarques formulées, des lignes directrices seront établies et publiées par la CWaPE afin de définir le contenu et la forme des rapports attendus des commissaires. Une circulaire régionale en la matière devrait être rédigée par l'IRE.

CONCLUSION :

Le rapport du commissaire visé par l'article 36, alinéa 2 faisant partie du rapport annuel du gestionnaire de réseau de distribution, les articles 27 et 36, alinéa 2 des méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité sont adaptés comme suit :

Article 27, 9° : « le rapport spécifique des commissaires relatif à la comptabilité séparée du gestionnaire de réseau pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités, tel que visé à l'article 36 de la présente décision. »

Article 36, alinéa 2 : Le gestionnaire de réseau de distribution joint à son dossier tarifaire un rapport de son commissaire dont il ressort que l'obligation de l'alinéa précédent a été respectée.

49. AUTRES REMARQUES NE PORTANT PAS SPECIFIQUEMENT SUR UN ELEMENT DES PROJETS DE METHODOLOGIE TARIFAIRE TRANSITOIRE ELECTRICITE ET GAZ

49.1. **Périodes réglementaires futures**

- **FEBEG** : La période tarifaire actuelle court sur 4 ans. L'objectif de cette période bien définie de 4 ans est notamment de garantir la stabilité des tarifs à facturer. La FEBEG rappelle qu'elle s'oppose fermement à tout impact rétroactif des décisions tarifaires. C'est pourquoi la FEBEG propose d'opter pour une période tarifaire avec des fenêtres glissantes. Concrètement, les tarifs pourraient être fixés pour 2 ans, avec une publication préalable pour les deux années suivantes. Les deux années suivantes pourraient alors être adaptées chaque année. Cette méthode respecte la demande de la FEBEG d'éviter toute application rétroactive. Cela offre l'avantage au gestionnaire de réseau de distribution que les tarifs peuvent être corrigés (le cas échéant) après deux ans déjà.

La FEBEG constate qu'à partir de 2017, la CWaPE souhaite instaurer des périodes tarifaires de 5 ans pour être calée sur la durée de la législature wallonne. À cet égard, s'agissant de la durée de 5 ans, la FEBEG attire l'attention sur le fait qu'une telle durée n'est manifestement pas envisagée dans les autres Régions. Elle se demande si le couplage avec la durée d'une législature est opportun dès lors que la fixation des tarifs est davantage une problématique réglementaire et de fonctionnement de marché qu'un sujet politique en tant que tel.

- **CWaPE** : Le présent rapport de consultation ne porte que sur les éléments repris dans les projets de décisions fixant les méthodologies tarifaires transitoires applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période 2015-2016. La durée des périodes tarifaires futures n'est donc pas définie ici.

Toutefois, la CWaPE tient à rappeler que le Gouvernement wallon peut encore exercer une influence sur la méthodologie tarifaire établie par la CWaPE. En effet, le Gouvernement wallon peut, s'il le souhaite, formuler des lignes de politique générale dont la CWaPE devra tenir compte lors de la rédaction de sa méthodologie tarifaire. Pour cette raison, il importe d'établir un certain alignement entre la durée des mandats au Gouvernement wallon et la période réglementaire définie par la CWaPE. C'est d'ailleurs de cet alignement que découle la période réglementaire transitoire 2015-2016. La durée de la prochaine période réglementaire sera définie dans la prochaine méthodologie tarifaire.

49.2. Lignes directrices et/ou lignes de politique générale relatives à la régulation tarifaire

- **GASELWEST** :
 1. Recouvrement des coûts: Les tarifs de distribution génèrent des revenus régulés du GRD qui devraient être suffisants pour couvrir les frais et les coûts de financement des activités réglementées liés à la de gestion du réseau et des obligations de service public imposées ;
 2. Base juridique stable: La législation tarifaire est fixé et disponible. En outre, elle est prise en charge par toutes les parties prenantes ;
 3. La méthodologie tarifaire permet une marge équitable pour les capitaux investis. La rémunération doit assurer que le financement à long terme de l'activité lié à la gestion des réseaux reste protégé ;
 4. Les tarifs doivent stimuler l'efficacité des coûts et de l'énergie. D'une part les tarifs encouragent les consommateurs à une consommation économique. D'autre part, les tarifs invitent l'utilisateur à se répandre leur consommation ;
 5. La méthodologie et la structure sont transparentes. Ça veut dire que les tarifs de réseau sont faciles à mettre en œuvre par les GRD et facile à comprendre par l'utilisateur du réseau ;
 6. Nos tarifs de réseau sont compétitifs.

- **INTER-REGIES** : Les GRD purs wallons sont d'avis que, au-delà des choix politiques qui pourraient être opérés quant à la répartition des coûts entre utilisateurs de réseau ou à la structure tarifaire, l'élaboration de la méthodologie tarifaire par le régulateur nécessite d'être encadrée par une série de lignes directrices tarifaires. Les GRD, via un courrier commun INTER-REGIES / ORES du 30/9/2013 adressé au Ministre Nollet, ont fait part de leurs propositions de lignes directrices inspirées de la Loi Electricité et visant à garantir un cadre réglementaire transparent, stable et prévisible.

- **TECTEO** : TECTEO est d'avis que, au-delà des choix politiques qui pourraient être opérés quant à la répartition des coûts entre utilisateurs de réseau ou à la structure tarifaire, l'élaboration de la méthodologie tarifaire par le régulateur nécessite d'être encadrée par une série de lignes directrices tarifaires. Les GRD, via un courrier commun INTER-REGIES / ORES du 30/9/2013 adressé au Ministre Nollet, ont fait part de leurs propositions de lignes directrices inspirées de la Loi Electricité et visant à garantir un cadre réglementaire transparent, stable et prévisible.

- **UVCW** : Il nous paraît fondamental que le travail de la CWaPE dans le cadre de son élaboration des méthodologies tarifaires applicables aux GRD soit encadré par des dispositions tarifaires insérées dans les décrets électricité et gaz.

- **UWE** : L'UWE des entreprises insiste sur nécessité que les tarifs de distribution soient transparents, non discriminatoires et *cost reflectives* (...).

Les tarifs de distribution représentent une part importante dans le prix de l'électricité. Les GRD doivent être rémunérés de manière juste pour les tâches qu'ils assument. Une étude devrait être néanmoins menée pour identifier le potentiel de réduction des coûts. La fusion des GRD, par les économies d'échelle qu'elle entraîne, participe à cet effort de réduction.

- **FEBEG** : À l'heure actuelle, le tarif réseau pour le client basse tension est déterminé pour une large part par sa consommation. Une telle méthode renforce les économies d'énergie, mais ne reflète absolument pas les coûts (et ce, parce que les coûts réseau dépendent essentiellement de la puissance maximale prélevée pendant les heures de pointe). La capacité qui doit être prévue dans les réseaux est en effet déterminée par la consommation

de pointe simultanée maximale. C'est pourquoi la FEBEG réclame l'implémentation d'un tarif de capacité au niveau basse tension.

De manière générale, la FEBEG estime que la structure tarifaire doit répondre fidèlement aux principes de réfectivité des coûts et de non-discrimination. Dans ce cadre également, les fournisseurs insistent pour avoir spécifiquement et formellement la possibilité d'être entendus par le régulateur et ce, afin de tenir compte de leur expertise propre et d'assurer la faisabilité de la mise en œuvre de la méthodologie tarifaire.

- **UVCW** : Nous constatons à regret que la méthodologie tarifaire proposée est basée sur des tarifs proportionnels aux volumes d'énergie active injectés ou prélevés sur les réseaux. Or, l'on doit bien constater que ces volumes sont amenés à diminuer considérablement dans un avenir proche. En effet, la rencontre des objectifs du paquet européen « 3 x 20 en 2020 » implique une réduction de 20 % des consommations d'énergie et la production de 20 % d'énergie à partir de sources renouvelables. « Consommer moins ; consommer mieux ; produire autrement » constituent des objectifs ambitieux et responsables. Cependant, ils conduisent inévitablement à une diminution des volumes d'énergie prélevés sur les réseaux de sorte qu'une contribution des utilisateurs aux frais de réseau basée sur les kWh prélevés ne garantira plus un financement suffisant pour l'entretien et le développement des réseaux.

Nous préconisons dès lors de faire évoluer la méthodologie tarifaire vers des tarifs à composantes capacitaires, de façon à prémunir les GRD des risques engendrés par une variabilité de recettes liées aux volumes. La possibilité de pouvoir récupérer les montants non perçus via les soldes réglementaires n'est pas une garantie suffisante et ne constitue pas une solution durable à moyen terme.

- **CWaPE** : Les différents éléments abordés au travers des remarques reprises ci-dessus ne relèvent pas de la méthodologie tarifaire de la CWaPE mais plutôt des différentes législations qui encadrent la compétence tarifaire du régulateur, tant aux niveaux européen que fédéral ou régional.

Ainsi, et de manière non-exhaustive, les exigences imposées à la méthodologie tarifaire telles que la transparence et l'exhaustivité, la couverture efficiente de l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires du GRD, l'établissement de tarifs non-discriminatoires et proportionnés ou encore la prise en compte des coûts nets des OSP dans les tarifs de distribution font partie des lignes directrices contenues dans la législation fédérale.

Dans la législation wallonne, les lignes directrices telles qu'existant à ce jour dans la législation fédérale seraient rendues applicables par l'article 1er du projet de décret relatif aux dispositions tarifaires en matière de distribution de gaz et d'électricité (adoption en première lecture) qui opère un renvoi vers l'article 12bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et vers l'article 15/5ter de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisation. Ces articles (cfr le paragraphe 5 de chacune de ces dispositions) énoncent 21 principes qui constituent les lignes directrices dont la CWaPE serait amenée, sous condition de l'entrée en vigueur des principes contenus dans le projet de décret susvisé, à en tenir compte dans sa méthodologie tarifaire.

La note interprétative de la Commission européenne sur les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE¹² présente les lignes de politique générale comme un moyen pour les Etats membres d'influencer l'exercice de la compétence tarifaire par le régulateur sans toutefois que cela ne puisse aboutir à la détermination de l'exercice de cette compétence. La Commission cite comme exemple autorisé l'édiction de « general policy guideline with regard to attracting investments in renewable »¹³. Par contre, serait prohibée « a rule setting the profit margin in the cost-plus tariff »¹⁴.

Les remarques des acteurs du marché portant sur la structure tarifaire ainsi que sur la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs relèvent des futures lignes de politique générale. En effet, la CWaPE considère qu'il ne lui appartient pas de poser des choix et de faire des arbitrages afin de répartir certains coûts entre utilisateurs de réseau, ce qui, à l'évidence, constitue une matière d'ordre politique pour laquelle elle ne dispose d'aucune légitimité démocratique.

¹² Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, 22 janvier 2010, <http://ec.europa.eu>

¹³ Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, 22 janvier 2010, p. 14

¹⁴ Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, 22 janvier 2010, p. 14

49.3. Modèle de marché

- **FEBEG** : Les fournisseurs prennent en charge la facturation et la perception des coûts réseau, et supportent tous les risques en matière de défaut de paiement ainsi que les coûts administratifs qui vont de pair avec ces processus. Les fournisseurs sont dans l'obligation de payer la totalité des coûts réseau au gestionnaire de réseau. Le risque financier du défaut de paiement par le client est également entièrement supporté par le fournisseur. Au vu de la pression de plus en plus forte sur les marges, les risques de recouvrement élevés, les coûts administratifs et la part réduite de la composante énergie dans la facture, cette situation est intenable dans le futur.

La FEBEG signale que, ces dernières années, le prix de la composante énergie a augmenté dans une moindre mesure en comparaison avec les coûts de distribution et de transport (et a même diminué). La part croissante des coûts de distribution et de transport sur la facture d'énergie doit par conséquent être répercutée sur des volumes moins importants en raison de l'augmentation de l'autoproduction (installations PV), d'une part, et de l'utilisation rationnelle de l'énergie, d'autre part, ce qui majore systématiquement les coûts unitaires. Le risque financier relatif à la partie irrécouvrable des coûts réseau est donc devenu très difficilement supportable pour les revenus générés par la composante énergie.

Pour la FEBEG, la régionalisation des coûts de distribution est le moment idéal pour examiner à nouveau l'impact du modèle de marché. La FEBEG plaide par conséquent pour l'introduction d'un mécanisme de récupération des coûts réseau irrécouvrables dans leur ensemble, ainsi qu'une indemnité équitable pour les coûts administratifs supportés par les fournisseurs. Au total, les fournisseurs supportent un risque financier d'environ 81% de la facture d'électricité, et ce alors que les fournisseurs ne sont responsables que de 33% de son montant total : à savoir la composante énergie (25%) et l'obligation de quota pour les certificats (8%). Comme expliqué ci-dessus, les fournisseurs ne peuvent continuer à accumuler ces pertes parce que leurs marges sont réduites à un minimum dans un environnement fortement concurrentiel. La problématique gagne en importance et est de plus en plus aiguë parce que la composante non énergétique est de plus en plus importante sur la facture finale.

Vu l'ordre de grandeur croissant de ces risques financiers, la FEBEG demande par conséquent que les fournisseurs bénéficient d'une compensation financière pour leur rôle d'intermédiaire. La FEBEG demande une compensation financière pour la facturation, la perception et le non-paiement de tous les coûts réseau (y compris les prélèvements et les taxes ainsi que tous les coûts financiers et administratifs annexes) et propose notamment les possibilités suivantes afin de compenser les coûts précités dans le chef des fournisseurs :

- par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau concerné sur le réseau duquel le client final est raccordé
- par le biais d'un Fonds dans lequel les fournisseurs peuvent puiser pour la récupération de ces coûts. Ce Fonds peut être placé sous la surveillance du régulateur et financé par une surcharge séparée ou par des moyens financiers généraux (ou par une combinaison des deux) ;
- par le biais d'une surcharge sur la composante réseau en analogie à la surcharge fédérale (p.ex. 1,1%) ;
- etc.

L'harmonisation et la simplification des composantes facturées par le biais du système de cascade à travers les régions sont par conséquent indispensables. Aujourd'hui, une multitude de mesures d'exception sont prévues dans les modalités d'application, ce qui rend le système de plus en plus complexe et coûteux et augmente le risque d'erreur. La FEBEG estime en outre que l'harmonisation des structures des coûts et la simplification de la

tarification entraîneront des économies à la fois dans le chef des pouvoirs publics (régulateurs), des gestionnaires de réseau et des fournisseurs, ce qui profitera pleinement aux utilisateurs du réseau de distribution.

- **INTER-REGIES** : La cascade - via les GRD – des tarifs de transport d'électricité n'a pas d'autre valeur ajoutée que de faire supporter au GRD le risque volume car le tarif des GRD est proportionnel (kWh) tandis que le tarif d'Elia (depuis 2013) intègre également une composante capacitaire (kW), conséquence de l'émergence des productions décentralisées.

Nous sommes favorables à ce que la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la période post 2016 intègre pour les tarifs GRD également une composante capacitaire, à l'instar d'Elia.

Nous prenons bonne note que la CWaPE ne souhaite pas remettre en cause le principe de la cascade pour les coûts de transport. Nous demandons, par contre, que la CWaPE s'engage clairement pour le maintien du principe de la cascade des coûts de distribution dans les tarifs des fournisseurs car il s'agit d'un élément essentiel du modèle de marché.

- **TECTEO** : La cascade - via les GRD – des tarifs de transport d'électricité n'a pas d'autre valeur ajoutée que de faire supporter au GRD le risque volume car le tarif des GRD est proportionnel (kWh) tandis que le tarif d'Elia (depuis 2013) intègre également une composante capacitaire, conséquence de l'émergence des productions décentralisées.

Nous sommes favorables à ce que la méthodologie tarifaire de la CWaPE pour la période post 2016 intègre pour les tarifs GRD également une composante capacitaire, à l'instar d'Elia.

Nous prenons bonne note que la CWaPE ne souhaite pas remettre en cause le principe de la cascade pour les coûts de transport. Nous demandons, par contre, que la CWaPE s'engage clairement pour le maintien du principe de la cascade des coûts de distribution dans les tarifs des fournisseurs car il s'agit d'un élément essentiel du modèle de marché.

- **CWaPE** : Le mécanisme par lequel les tarifs de distribution sont facturés au client final par l'intermédiaire du fournisseur est un élément constitutif du modèle de marché. Toute révision de celui-ci doit avoir lieu dans le cadre d'une approche globale concertée entre les différentes régions et le pouvoir fédéral. Il ne relève dès lors pas de la compétence de la CWaPE de s'engager formellement à maintenir (pour un délai qui n'est d'ailleurs pas précisé dans la demande des GRD) le principe énoncé ci-dessus dans le contexte de l'implémentation d'une nouvelle méthodologie tarifaire de distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne. Ceci est d'autant plus vrai qu'il existe actuellement des discussions en Forbeg pour que les fournisseurs puissent à l'avenir récupérer (ne fut-ce que partiellement) auprès des GRD les frais de réseau irrécouvrables en cas de défaut de paiement.