



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

NOTE TECHNIQUE

relative à

*« la typologie des coûts et la couverture des écarts »
détaillant l'acte préparatoire référencé CD-15g15
relatif aux principes de la méthodologie tarifaire
applicable aux gestionnaires de réseau de distribution
de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie
pour la période réglementaire 2018-2022'*

Le 22 septembre 2015

Table des matières

1.	Contexte législatif.....	5
2.	Régime transitoire en Wallonie.....	6
3.	évolution souhaitée par rapport au régime transitoire	10
4.	Méthodologie tarifaire en Région wallonne pour la période régulatoire 2018-2022.....	12
4.1.	Approche choisie par la CWaPE	12
4.1.1.	Coûts contrôlables.....	12
4.1.2.	Coûts peu à pas contrôlables.....	12
4.1.3.	Couverture des coûts d'exploitation par les tarifs	13
4.2.	Analyses et observations	15
4.2.1.	Pertes en réseau	15
4.2.1.1.	Généralités	15
4.2.1.2.	Volumes de pertes	15
4.2.1.3.	Prix d'achat des pertes	16
4.2.2.	Obligations de service public.....	18
4.2.2.1.	Généralités	18
4.2.2.2.	Catégories d'obligations de service public.....	18
4.2.2.3.	Evolution des coûts OSP globaux au cours des cinq dernières années.....	19
4.2.2.4.	Evolution des coûts par catégorie d'OSP au cours des cinq dernières années.....	20
4.2.2.5.	Obligations de service public et activités matures.....	22
4.2.2.6.	Compteurs à budget.....	23
4.2.2.6.1.	Coûts d'entretien/d'activation/de coupure, coûts de rechargements et coûts indirects	25
4.2.2.6.2.	Dotations pour réduction de valeur sur créances commerciales CàB.....	27
4.2.2.6.3.	Coûts non investis.....	27
4.2.2.7.	Coûts de la gestion de la clientèle.....	29
4.2.2.7.1.	Service clientèle	31
4.2.2.7.2.	Dotations pour réductions de valeurs sur créances commerciales douteuses	34
4.2.2.7.3.	Fourniture d'énergie (Fournisseur social et fournisseur X)	35
4.2.2.8.	Fonctionnement de marché (MOZA et EOC).....	41
4.2.2.9.	Promotion des énergies renouvelables et sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie... 44	
4.2.2.9.1.	Promotion des énergies renouvelables : Le Guichet unique (Solwatt et Quali watt).....	45
4.2.2.9.2.	Sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie : Primes URE	47
4.2.2.10.	Raccordement standard gratuit.....	49
4.2.2.11.	Eclairage public	50
4.3.	Propositions retenues par la CWaPE	55
4.3.1.	Propositions retenues pour les pertes en réseau.....	55
4.3.1.1.	Instauration d'un couloir de prix autorisé.....	55
4.3.1.2.	Détermination de la valeur de marché de référence	56

4.3.1.3.	Détermination du « couloir de prix autorisé»	57
4.3.1.4.	La réconciliation	58
4.3.2.	Propositions retenues pour les obligations de service public	59
4.3.2.1.	Obligations de service public : activités matures	59
4.3.2.2.	Traitements des coûts CAPEX liés aux obligations de service public	61
4.3.2.3.	Traitements des coûts OPEX liés aux obligations de service public	62
4.4.	Synthèse des questions adressées aux gestionnaires de réseau de distribution	69
4.5.	Modalités de consultation des gestionnaires de réseau de distribution	73

Préambule

En vue d'entamer les travaux préparatoires relatifs la prochaine période régulatoire, la CWaPE a approuvé, en date du 15 juillet 2015, un acte préparatoire portant sur les principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022. Suite à la publication de cet acte préparatoire sur le site internet de la CWaPE (www.cwape.be), la CWaPE a organisé une réunion d'information à destination des gestionnaires de réseau au cours de laquelle les principes ont été exposés.

L'acte préparatoire prévoit, au cours du quatrième trimestre 2015, l'organisation de quatre groupes de travail afin de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'exprimer leurs remarques sur les thématiques spécifiques suivantes : la typologie des coûts et couverture des écarts, la définition du paramètre X, la définition des paramètres du CPMC et valeurs de la RAB ainsi que la définition des incitants à l'innovation. D'autres groupes de travail seront organisés début 2016 afin d'aborder d'autres thématiques dont notamment les soldes régulatoires, la structure tarifaire et les modèles de rapports.

Ce document se rapporte à la thématique de la typologie des coûts et la couverture des écarts pour la période régulatoire 2018-2022, elle a été élaborée à partir des informations rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution à la CWaPE au cours des années 2010 à 2014. Toutefois, les données rapportées pour l'année 2014 notamment en matière d'obligation de service public doivent encore être validées par la CWaPE et sont dès lors communiquées à titre provisoire.

La présente note ne constitue pas une décision de la CWaPE mais bien un document de travail au travers duquel la CWaPE soumet aux GRD une proposition relative au traitement des coûts et à la couverture des écarts. Cette proposition sera débattue lors du groupe de travail du 6 octobre 2015. La CWaPE y formule également une série de questions auxquelles les gestionnaires de réseau de distribution sont invités à répondre en vue d'alimenter les discussions qui se tiendront lors de ce groupe de travail.

1. CONTEXTE LÉGISLATIF

La base légale actuelle est reprise dans le décret du 11 avril 2014 portant modification du décret du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et dans le décret du 21 mai 2015 portant modification du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Cette base légale, définie au niveau régional mais reposant largement sur les dispositions reprises dans la loi fédérale, encadre la compétence tarifaire de la CWaPE et vise particulièrement, au travers de ses articles 14, §1^{er} et 66, 3°, la période dite « transitoire », à savoir les années 2015 et 2016. Une nouvelle base légale est donc souhaitable pour permettre à la CWaPE de continuer son travail de régulation des tarifs de distribution au-delà de l'année 2016.

Les travaux relatifs à l'adoption d'un nouveau décret tarifaire ont commencé. Ce nouveau décret a pour vocation d'encadrer l'approbation des tarifs de distribution de gaz et d'électricité qui entreraient en vigueur postérieurement au 31 décembre 2017. Il semble raisonnable de penser que ces travaux ne pourront aboutir qu'au cours du premier semestre de l'année 2016. La CWaPE prévoit par conséquent la publication d'une méthodologie tarifaire, basée sur ces nouvelles dispositions décrétales, dans le courant du deuxième semestre de l'année 2016, qui devrait permettre l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution au 1er janvier 2018.

En date du 3 août 2015, la CWaPE publiait, sur son site Internet, un acte préparatoire au travers duquel les grands principes de la prochaine méthodologie tarifaire 2018-2022 applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Région wallonne sont exposés. Ces grands principes doivent être détaillés, confirmés (infirmés), modalisés et à cette fin, la CWaPE souhaite organiser différents groupes de travail. Les gestionnaires de réseau de distribution ont été conviés à ces groupes de travail par un courrier qui leur a été transmis en date du 19 juin 2015.

Le présent document se rapporte au premier groupe de travail, lequel aborde spécifiquement la typologie des coûts et la couverture des écarts, en d'autres mots, l'affectation des soldes régulateurs relatifs aux OPEX.

2. RÉGIME TRANSITOIRE EN WALLONIE

La méthodologie tarifaire transitoire de la CWaPE portant sur les années 2015 et 2016 est basée sur l'approche COST+. Cette approche prévoit le calcul d'une enveloppe budgétaire permettant à chaque GRD de recouvrer ses coûts ainsi qu'une marge équitable. La fixation des enveloppes budgétaires des gestionnaires de réseau de distribution est prévue ex-ante et fait l'objet d'un contrôle ex-post. Le calcul des deltas entre les budgets établis ex-ante et les coûts réels constatés ex-post conduit à la création de soldes régulateurs. Selon leur caractère défini comme gérable ou non-gérable, ces derniers sont soit à charge des actionnaires, soit répercutés sur les utilisateurs de réseau via les prochains tarifs de distribution.

Dans sa méthodologie tarifaire transitoire, la CWaPE a conservé les principes d'affectation des soldes régulateurs relatifs aux OPEX tels que décrits dans l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008. Ainsi, l'article 15 de la méthodologie tarifaire transitoire contient les dispositions relatives au calcul et à l'affectation du solde régulateur portant sur les coûts gérables et non-gérables.

Ces dispositions sont reprises ci-dessous :

« Art. 1. § 1er. Le solde portant sur les coûts non-gérables comprend :

1° Le solde portant sur les coûts non-gérables visés à l'article 2, § 2, est la différence entre les coûts prévisionnels non-gérables, repris dans le budget approuvé du gestionnaire du réseau et les coûts réels non gérables supportés 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.

(...)

§ 2. Le solde portant sur les coûts gérables visés à l'article 2, § 3 est la différence annuelle entre d'une part les coûts gérables budgétés, le cas échéant plafonnés conformément à l'article 32, recalculés sur la base de la valeur réelle des paramètres de la formule d'indexation objective visée à l'article 21 de la présente décision et d'autre part, les coûts réels gérables, supportés par le gestionnaire de réseau. Ce solde annuel est appelé « Malus » (si budget < réalité) ou « Bonus » (si budget > réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire du réseau. Il est par conséquent intégralement imputé au gestionnaire de réseau. »

Ces principes d'affectation des soldes reposent sur la distinction des charges et produits entre gérables et non-gérables. Cette distinction est définie à l'article 2 de la méthodologie tarifaire transitoire repris ci-dessous :

« Art. 2. § 1er. Le revenu total comprend notamment :

1° l'ensemble des coûts (et réductions de coûts) nécessaires à l'exercice, par le gestionnaire de réseau au cours de la période régulatoire, des tâches lui incombant en vertu de l'article 11 du décret en ce compris les charges financières ;

2° la marge équitable et les amortissements tous deux nécessaires pour assurer au gestionnaire de réseau le fonctionnement optimal, les investissements futurs nécessaires et la viabilité du réseau de distribution ;

3° le cas échéant, les surcharges appliquées sur les tarifs.

L'ensemble des coûts visés au 1° de l'alinéa précédent se compose notamment, mais non exclusivement des éléments suivants :

1° les coûts d'achat des services auxiliaires (y compris les pertes du réseau, si c'est imposé par le règlement technique distribution Electricité applicable), le cas échéant diminués par les amendes infligées aux fournisseurs pour le non accomplissement de leurs obligations en la matière;

2° les coûts d'utilisation de l'infrastructure de tiers;

3° les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) d'achat d'autres biens et services, pour autant qu'ils s'intègrent dans le cadre des activités visées à l'article 11 du décret, notamment ceux axés sur :

- a) la gestion de l'infrastructure électrique;*
- b) la gestion du système électrique;*
- c) la gestion des infrastructures télécoms ;*
- d) les activités informatiques;*
- e) la gestion commune;*
- f) les charges à transférer aux comptes du bilan.*

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 à l'exception des coûts constitués par les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution conformément à l'article 14 § 2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit par le décret du 11 avril 2014.

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.

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.

6° le précompte immobilier du et les taxes, prélèvements et rétributions locaux, à l'exclusion, en cas de dommages causés par une faute grave ou intentionnelle non assurables, des amendes infligées au gestionnaire du réseau et des indemnisations à charge du gestionnaire du réseau en cas d'incidents sur le réseau.

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 réglementaire 2015-2016.

8° les moins-values enregistrées;

9° les charges financières ;

10° les impôts sur les sociétés et les personnes morales effectivement dus;

11° les réductions de coûts qui résultent de diverses opérations, pour autant qu'elles soient réalisées dans le cadre des activités visées à l'article 11 du décret, notamment :

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

12° la rémunération facturée par le gestionnaire du réseau de transport pour l'utilisation du réseau de transport, y compris les surcharges facturées par le gestionnaire du réseau de transport;

13° les coûts pour les obligations de service public;

14° les coûts du transit, facturés par les autres gestionnaires du réseau de distribution;

15° les réductions de coûts et/ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures ;

16° les coûts constitués par les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité de gestion de réseau de distribution conformément à l'article 14 § 2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit par le décret du 11 avril 2014.

§ 2. *Les coûts (et réductions de coûts) nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau, sur lesquels le gestionnaire du 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.*

§ 3. *Les coûts (et réductions de coûts) nécessaires à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau, sur lesquels le gestionnaire du réseau exerce un contrôle direct, appelés coûts gérables, sont ceux visés au § 1er, 3°, 4° et 11° du présent article. »*

La méthodologie tarifaire transitoire, inspirée de l'AR 2008, aborde donc le traitement des charges et produits selon une approche dichotomique, classifiant les charges/produits soit dans la catégorie gérable, dont le solde régulateur est totalement supporté par les actionnaires, soit dans la catégorie non-gérable, dont le solde est totalement couvert par les tarifs. Il n'y a pas de catégorie « par défaut ». Les GRD doivent donc affecter leurs charges et produits aux différentes catégories de coût définies par la méthodologie tarifaire du régulateur, ce qui pose parfois quelques problèmes puisque les GRD ont chacun leur propre structure analytique, laquelle peut s'écarter des catégories listées par la méthodologie tarifaire.

Sur la base des budgets remis par l'ensemble des GRD d'électricité et approuvés par la CWaPE pour l'année 2015, il apparaît que seul 20% de l'enveloppe budgétaire totale des GRD (transport inclus) est considérée comme gérable. Ce pourcentage atteint 46% lorsque l'analyse porte uniquement sur les OPEX (transport et surcharges exclus). La même analyse basée sur les GRD de gaz naturel donne des chiffres de respectivement 22% et 37%.

Ces chiffres montrent d'une part le côté peu incitatif de l'approche COST+ puisque, pour l'année 2015, seul 20% (22% pour le gaz) de l'enveloppe budgétaire totale des GRD est considérée comme gérable, et d'autre part, une complexité quant à l'allocation des coûts, qui pourrait être contreproductive au regard de l'incitation voulue pour les coûts dit gérables.

3. ÉVOLUTION SOUHAITÉE PAR RAPPORT AU RÉGIME TRANSITOIRE

Suite à l'évaluation du cadre de régulation actuel, et conformément aux objectifs généraux définis dans les articles 36 et 37 de la directive 2009/72/CE, ainsi que les articles 40 et 41 de la directive 2009/73/CE, la CWaPE s'est fixé des objectifs stratégiques pour la prochaine période régulatoire 2018-2022, à savoir :

1. Maîtrise des coûts pour les utilisateurs du réseau
2. Amélioration de la qualité des réseaux
3. Incitation à l'innovation
4. Promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables et issues de cogénération de qualité
5. Encouragement d'un déploiement optimal du gaz naturel
6. Rémunération juste des capitaux investis

Parmi ces objectifs développés dans l'acte préparatoire référencé CD-15g15 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022, la maîtrise des coûts pour les utilisateurs de réseau reste un des objectifs majeur pour la régulation tarifaire en Wallonie.

Cet objectif est également partagé par le Gouvernement wallon. En effet, à cet égard, la DPR indique ceci :

« En matière de régulation, le Gouvernement veillera à assurer une régulation publique efficace, stable et transparente des acteurs de l'énergie en vue d'offrir un service de qualité au meilleur prix possible aux consommateurs. »

« En matière de tarifs, le Gouvernement s'engage à identifier clairement les composantes de la facture et maîtriser les composantes régionales des prix du gaz et de l'électricité avec les acteurs fédéraux pour assurer la cohérence de la politique des prix de l'énergie au bénéfice du consommateur ».

Ainsi, la CWaPE veillera, au travers de sa méthodologie tarifaire 2018-2022 à inciter les gestionnaires de réseau de distribution à assurer la distribution d'électricité et de gaz naturel, ainsi que toute autre obligation leur incombant, de la manière globalement la plus avantageuse par rapport aux coûts, et à maîtriser et contrôler leurs coûts.

Le cadre régulatoire que la CWaPE souhaite instaurer pour la période 2018-2022 se veut propice à la maîtrise des coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau de distribution. L'approche « Revenue Cap », décrite dans l'acte préparatoire, constitue l'étape essentielle pour la maîtrise des enveloppes budgétaires des GRD, et par conséquent, pour la maîtrise de leurs OPEX.

De manière théorique, l'approche Revenue Cap offre, pour chaque année de la période régulatoire, un revenu garanti aux GRD. Chaque GRD est alors libre de gérer son budget total. Le calcul de soldes régulatoires n'est pas prévu, ce qui signifie que tout dépassement de budget sera à charge du GRD. En contrepartie, le GRD dont la performance sera supérieure à la trajectoire définie ex-ante pourra bénéficier, au cours de la période régulatoire, de ses gains de productivité.

Comme expliqué précédemment, la méthodologie tarifaire transitoire de la CWaPE, basée sur l'approche Cost+, prévoit le calcul de soldes régulatoires sur l'entièreté de l'enveloppe budgétaire, à l'exception des OPEX dits « gérables », lesquels représentent seulement 20% de l'enveloppe budgétaire des GRD électricité et 22% de l'enveloppe budgétaire des GRD gaz.

La CWaPE propose de passer d'une approche COST+ à une approche Revenue Cap, mais en passant par une étape intermédiaire. et Elle définit dès lors sa méthodologie tarifaire 2018-2022 sur la base de l'approche Revenue Cap, tout en y intégrant le calcul de certains soldes régulatoires, lesquels pourront être totalement ou partiellement couverts par les tarifs de distribution.

La présente note a pour objectif de définir d'une part, les éléments d'OPEX pour lesquels un solde régulatoire pourra être calculé, ainsi que la proportion dans laquelle ces soldes pourront être affectés aux tarifs de distribution et d'autre part, les éléments d'OPEX pour lesquels un solde régulatoire ne pourra pas être calculé.

4. METHODOLOGIE TARIFAIRE EN REGION WALLONNE POUR LA PERIODE REGULATOIRE 2018-2022

4.1. APPROCHE CHOISIE PAR LA CWAPE

Afin d'encourager les opérateurs à améliorer leurs performances, la CWAPE souhaite fixer les principes d'une régulation incitative, notamment en recherchant une meilleure maîtrise des coûts d'exploitation (ci-après dénommé coûts OPEX) nécessaires à l'exercice des tâches leur incombant en vertu de l'article 11 du décret électricité du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ainsi que ses modifications successives et de l'article 12 du décret électricité du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ainsi que ses modifications successives.

L'acte préparatoire du 15 juillet 2015 relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022 prévoit deux catégories de coûts, à savoir les coûts dits contrôlables et les coûts peu à pas contrôlables dont les définitions sont précisées ci-après.

4.1.1. Coûts contrôlables

Un coût contrôlable est celui sur lequel le gestionnaire de réseau de distribution 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 prévoir et, éventuellement, 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 prévoir et gérer au mieux leurs activités.

Ainsi, certaines catégories de coûts directement liées à des activités matures, prises en charge depuis plusieurs années par les gestionnaires de réseau de distribution, et dont les éléments externes dimensionnant ces activités ont une stabilité historique et statistique, ou dont le niveau de prévisibilité est relativement élevé, seront considérés comme des coûts contrôlables au regard de la méthodologie tarifaire 2018-2022.

Les écarts constatés entre la trajectoire prédéfinie (budget) et la réalité de ces coûts, ne seront pas répercutés dans les tarifs de distribution.

4.1.2. Coûts peu à pas contrôlables

La CWAPE reconnaît toutefois que certains coûts peuvent être considérés comme peu à pas contrôlables.

Ainsi, les coûts dont le caractère « *non gérable* » est précisé par une disposition légale seront traités par la CWaPE comme des coûts pas contrôlables. Sont ainsi spécifiquement visées les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de la filiale ou sous-filiale ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution conformément aux articles 14 §2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit par le décret du 11 avril 2014 et 15 du décret du 19 décembre 2002 tel qu'introduit par le décret du 21 mai 2015 et sans préjudice de l'issue qui sera donnée aux recours introduits sur ces dispositions décrétales spécifiques.

En outre, les charges relatives à la facturation des coûts de transport (y compris les surcharges ELIA) ainsi que les prélèvements tels qu'ils sont imposés légalement aux gestionnaires de réseau de distribution, à savoir les taxes, impôts sur les revenus, impôts sur les personnes morales et précomptes immobiliers, seront considérés comme pas contrôlables dans la méthodologie tarifaire 2018-2022.

Finalement, certaines catégories de coûts, même si elles sont liées à des activités jugées matures, peuvent rester peu voire pas contrôlables par les gestionnaires de réseau de distribution. Pour chacune de ces catégories de coûts, il pourrait être établi un pourcentage de couverture à proportion inverse de leur caractère contrôlable par les gestionnaires de réseau de distribution. La CWaPE envisage également la couverture totale de certains éléments de coût peu ou pas contrôlables, pour autant qu'une variable sous-jacente à cet élément de coût, sur laquelle le GRD a une maîtrise partielle, reste dans une zone de tolérance préalablement fixée par la CWaPE.

Ces coûts dits peu à pas contrôlables seront partiellement à totalement compensés par les tarifs de distribution si un écart devait être constaté ex-post entre les prévisions de coûts et les réalisations annuelles.

4.1.3. Couverture des coûts d'exploitation par les tarifs

L'acte préparatoire du 15 juillet 2015 identifie au travers du tableau de synthèse ci-dessous les pourcentages de couverture qui pourraient être appliqués sur les différentes catégories de coûts d'exploitation pour la période réglementaire 2018-2022.

Couverture par le tarif des écarts entre budgété et réalisé	
	Part du montant couvert
<i>OPEX (sauf ceux listés ci-dessous)</i>	0 %
<ul style="list-style-type: none"> • Pertes en réseau (électricité) 	partiel
<ul style="list-style-type: none"> • Les charges de pension 	0 %
à l'exception des charges de pension des agents sous statut public, conformément à l'article 14§2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit	100 %

par le décret du 11 avril 2014 et de l'article 15 du décret du 19 décembre 2002 tel qu'introduit par le décret du 21 mai 2015

• Les coûts nets relatifs aux obligations de service public ¹	partiel
○ Compteurs à budget (Gaz et Electricité)	
○ Coûts de gestion de la clientèle	
○ Fournisseur social et fournisseur X ²	
○ MOZA et EOC	
○ Solwatt et Quali watt	
○ Raccordements standards gratuits (gaz)	
○ Eclairage public (électricité)	
• Les charges relatives à la facturation des coûts de transport, y compris les surcharges ELIA	100 %
• Les surcharges ³	100 %

Parmi les OPEX, deux catégories de coûts d'exploitation pourraient être qualifiées de partiellement contrôlables, à savoir les coûts liés à l'achat des pertes de réseau et les coûts nets relatifs aux obligations de service public.

Question d'ordre général adressée aux gestionnaires de réseau de distribution:

Question N°1 : Est-ce que les GRD voient d'autres types de coûts qui pourraient être qualifiés de peu à pas contrôlables et qui ne sont pas repris dans la présente note ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

¹ Telles que définies par les dispositions légales au moment de l'approbation de la méthodologie tarifaire 2018-2022 par le Comité de direction de la CWaPE.

² En ce inclus les obligations liées aux quotas d'électricité verte

³ Les taxes, impôts sur les revenus, impôts sur les personnes morales, précomptes immobiliers et prélèvements tels qu'ils sont imposés légalement aux gestionnaires de réseau de distribution

4.2. ANALYSES ET OBSERVATIONS

L'acte préparatoire relatif aux principes de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et d'électricité actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2018-2022 identifie spécifiquement deux activités matures pour lesquelles certains coûts d'exploitation sont qualifiés de partiellement contrôlables par la CWaPE, à savoir les achats de pertes en réseau et les obligations de service public.

4.2.1. Pertes en réseau

4.2.1.1. Généralités

Il convient d'abord de préciser ce que la CWaPE entend par « coût d'achat des pertes en réseau ». Il s'agit uniquement des coûts d'achat d'énergie relatifs à la couverture des pertes en réseau, en excluant toute prise en compte de frais administratifs (ou autres) du GRD qui ne pourraient être justifiés par une facture d'achat adressée par un fournisseur d'électricité au GRD.

Pour l'année 2014, le montant réel du coût d'achat des pertes en réseau s'élève à plus de 45 millions d'euros pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité actifs en Région wallonne. Ce montant représente plus de 4% de l'enveloppe budgétaire des GRD.

Le coût d'achat des pertes est composé de deux variables à savoir, le volume de pertes et le prix d'achat des pertes.

Les données utilisées dans les diverses analyses ci-dessous sont issues des rapports tarifaires annuels transmis par les GRD à la CWaPE. Un léger biais peut apparaître pour certaines données puisque des GRD renseignent parfois, au niveau de leurs achats de pertes, les effets (positifs ou négatifs) issus des exercices de réconciliation.

4.2.1.2. Volumes de pertes

Les volumes de pertes en réseau couvrent aussi bien les volumes relatifs aux pertes techniques que les volumes relatifs aux pertes administratives. Les pertes administratives doivent être minimisées puisqu'il s'agit dans la plupart des cas de fraudes, de consommations non-facturées ou non-mesurées, d'erreurs de comptage, etc. En ce qui concerne les pertes techniques, elles doivent également être minimisées, mais il est logique, dans une certaine mesure, de constater des taux de pertes différents d'un GRD à l'autre, et ce, en raison des différentes contraintes techniques existantes entre les réseaux des GRD actifs en Région wallonne (injections locales, densité de population, vétusté des réseaux, niveaux de tension, volumes en transit, ...).

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des taux de pertes des GRD wallons entre les années 2009 et 2014. Ces taux de pertes sont calculés par le rapport entre le volume total de pertes de l'année N et le volume total d'énergie prélevée sur le réseau l'année N.

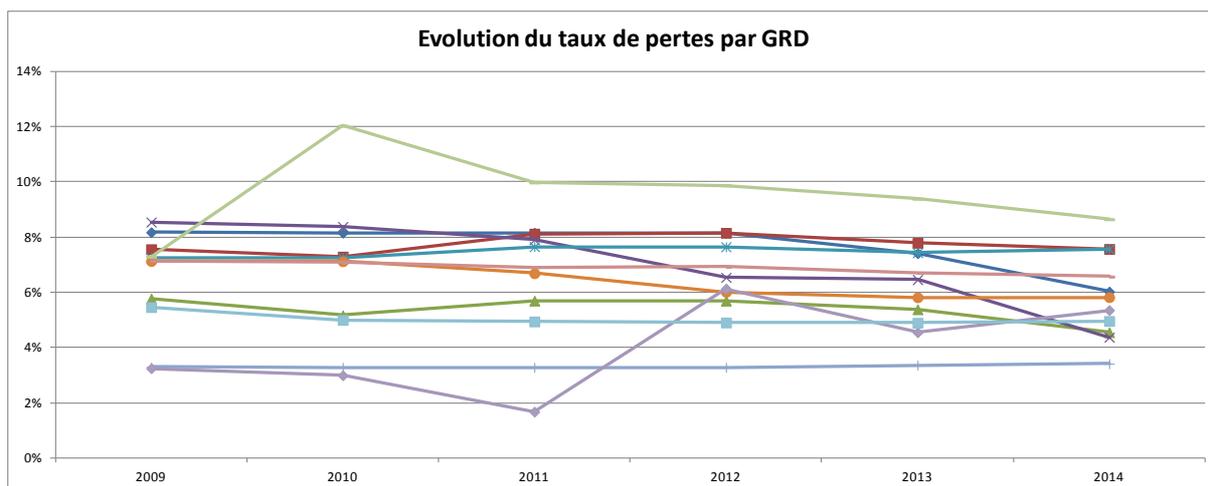


Figure 1 : Evolution du taux de pertes par GRD entre 2009 et 2014 (pertes administratives et techniques)

De manière générale, les taux de pertes en réseau sont stables, voire en légère diminution d'une année à l'autre. Certains GRD ont d'ailleurs mis en place des programmes de réduction des pertes, lesquels incluent des actions visant à diminuer tant les pertes administratives (identification des compteurs mal ou pas facturés) que les pertes techniques (investissements dans le réseau). L'évolution future de ces taux continuera d'être monitorée et fera l'objet d'un suivi strict de la CWaPE au travers des rapports qualité et des rapports tarifaires. Si le pourcentage de perte d'un GRD devait augmenter de manière significative⁴, ce dernier devra être en mesure de le justifier afin de voir le surcout éventuel approuvé par la CWaPE.

4.2.1.3. Prix d'achat des pertes

En ce qui concerne les contrats de fourniture conclus entre les GRD et les fournisseurs pour l'achat des pertes en réseau, il s'agit de contrats conclus entre ces deux parties, lesquels peuvent couvrir des périodes de fournitures allant de 1 à 3 ans. Ces contrats sont établis avant le début de la période de fourniture, selon des échéances différentes d'un GRD à l'autre. Enfin, les types de contrats peuvent également varier. Certains GRD signent des prix fixes, d'autres optent pour des prix qui restent proches des valeurs moyennes de marché, et finalement, certains choisissent des contrats dits « cliquables ». Ces différents types de contrats nécessitent une implication différente dans le suivi de l'évolution des prix du marché.

Le graphique suivant présente l'évolution du prix d'achat des pertes tel que rapporté par les gestionnaires de réseau de distribution pour les années 2009 à 2014.

⁴ La CWaPE considère comme significative une augmentation du taux de perte de 0.5% sur 5 ans.

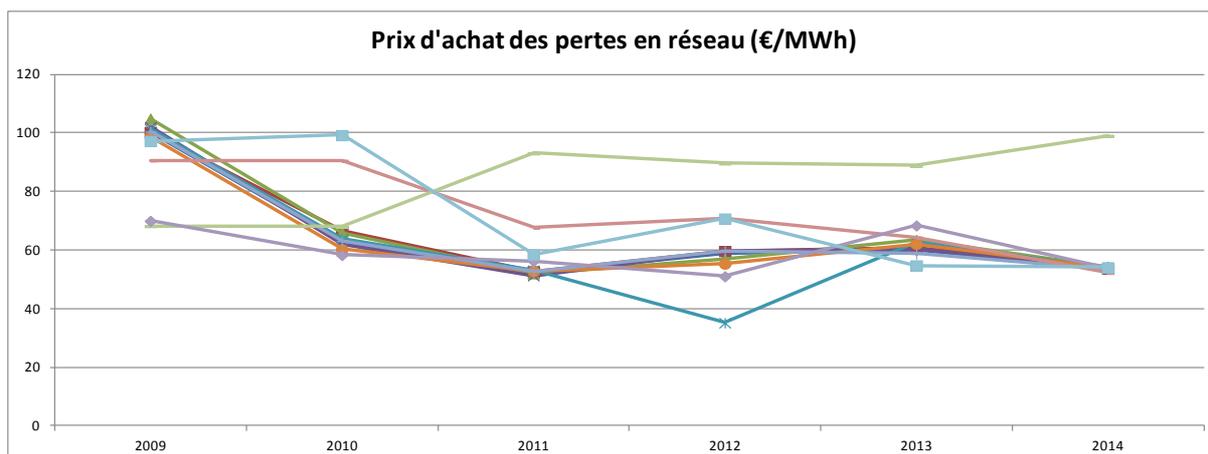


Figure 2 : Evolution du prix d'achat des pertes en réseau (exprimé en €/MWh) des GRD ELEC actifs en Région wallonne

Le graphique ci-dessus montre que les GRD achètent leurs pertes à des prix différents, créant des écarts qui peuvent atteindre, certaines années, plus de 50€/MWh. Si les conditions de marché ont bien entendu varié au cours du temps, elles sont identiques pour l'ensemble des GRD. Certains GRD ont donc réussi à acheter leurs pertes à des prix plus favorables que d'autres. On relève notamment la conclusion d'un contrat de fourniture à prix fixe à des conditions particulièrement défavorables, conduisant un GRD à acheter ses pertes, pour l'année 2014, à un prix deux fois supérieur aux autres GRD.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant les achats de perte en réseau

Question N°2 : Avez-vous des remarques à formuler concernant les achats de pertes en réseau?

4.2.2. Obligations de service public

4.2.2.1. Généralités

Dans le secteur de l'énergie en Région wallonne, les obligations de service public (OSP) sont énoncées à l'article 34 du décret électricité du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à l'article 33 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Les OSP imposées aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau de distribution ont pour la plupart été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz.

Toutefois, les adaptations de mesures sociales existantes ainsi que les nouvelles mesures sociales introduites par les décrets des 11 avril 2014⁵ et 21 mai 2015⁶ devraient être implémentées par les fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution et ce, en vue d'améliorer et de renforcer les mécanismes de protection de la clientèle précarisée et d'améliorer la procédure de défaut de paiement. Les arrêtés d'exécution modélisant leur mise en œuvre n'ont pas encore été publiés à ce jour mais devraient en principe être d'application au moment de l'approbation de la méthodologie tarifaire 2018-2022.

Par contre, les dispositions visées par le décret du 11 avril 2014⁷ introduisant l'obligation pour les gestionnaires de réseau de distribution de fournir l'électricité aux clients protégés appartenant à l'une des catégories exclusivement régionales, ont fait l'objet de procédures de transfert des clients concernés, mises en application dès le 1^{er} juillet 2014. Une procédure de transfert similaire a d'ores et déjà été prévue par certains gestionnaires de réseau de distribution pour les clients protégés en gaz et ce, suite à l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions du décret gaz.

La proposition de couverture des coûts relatifs aux obligations de service public telle qu'exposée dans la présente note ne tient pas compte d'éventuelles modifications des dispositions législatives en matière d'obligation de service public. Cependant, si de nouvelles dispositions, impactant de manière significative les coûts des obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution, à la hausse ou à la baisse, devaient être prises par le Gouvernement wallon après la publication de la méthodologie tarifaire 2018-2022, les revenus autorisés pour les années résiduelles de la période régulatoire pourront être revus après approbation de la CWaPE.

4.2.2.2. Catégories d'obligations de service public

Les différentes obligations de service public peuvent, fonctionnellement, être classées en plusieurs catégories distinctes qui permettent de mettre en évidence les multiples objectifs qu'elles poursuivent, à savoir :

⁵ Décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

⁶ Décret modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

⁷ Décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

- Les OSP dont l’objet est de garantir un fonctionnement des marchés, tant sur le plan commercial, technique et organisationnel, qui soit cohérent et compatible avec le fonctionnement des marchés dans les autres Etats membres, et conforme aux règles de l’art en la matière (par exemple: régularité et qualité des fournitures, procédure pour les déménagements problématiques, etc.) ;
- Les OSP en matière de service à la clientèle (par exemple : facturation, gestion des plaintes, gestion des indemnisations, objectifs de performance) ;
- Les OSP à caractère social, dont l’objet principal est la protection des clients résidentiels, et en particulier des consommateurs les plus vulnérables (par exemple: procédure de déclaration de défaut de paiement, procédure de placement d’un compteur à budget, ...) ;
- Les OSP relatives à la promotion des énergies renouvelables ;
- Les OSP relatives à l’information et la sensibilisation à l’utilisation rationnelle de l’énergie ;
- Les OSP d’entretien et d’amélioration de l’efficacité énergétique des installations d’éclairage public.

4.2.2.3. Evolution des coûts OSP globaux au cours des cinq dernières années

Chaque année, la CWaPE réalise un rapport détaillé relatif aux coûts des obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau de distribution. Ce rapport d’analyse met en avant les tendances et évolutions relatives aux coûts supportés par les gestionnaires de réseau pour l’accomplissement de leurs obligations.

L’examen des rapports d’analyse de coûts établis au cours des cinq dernières années (2010 à 2014) a permis à la CWaPE de constater la tendance haussière des coûts globaux liés aux OSP.

Les tableaux ci-dessous synthétisent l’évolution pour la Région wallonne des coûts liés aux obligations de service public au cours des années 2010 et 2014 tels que rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leur rapport OSP.

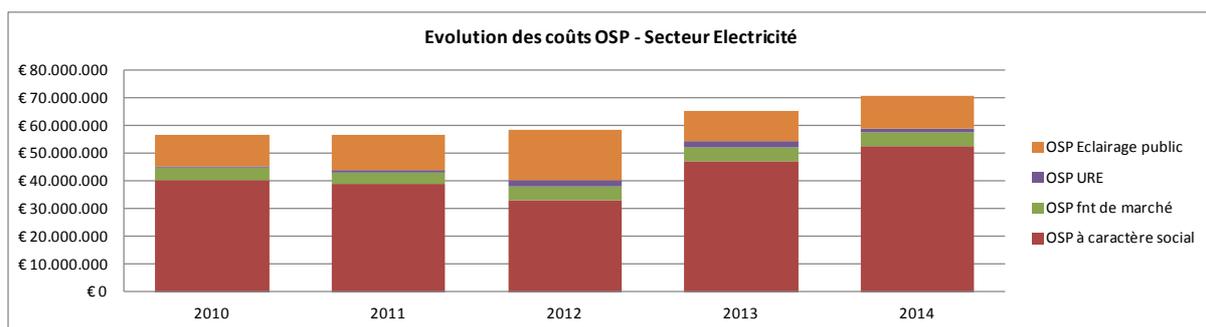


Figure 3 : Evolution des coûts OSP – Secteur Electricité

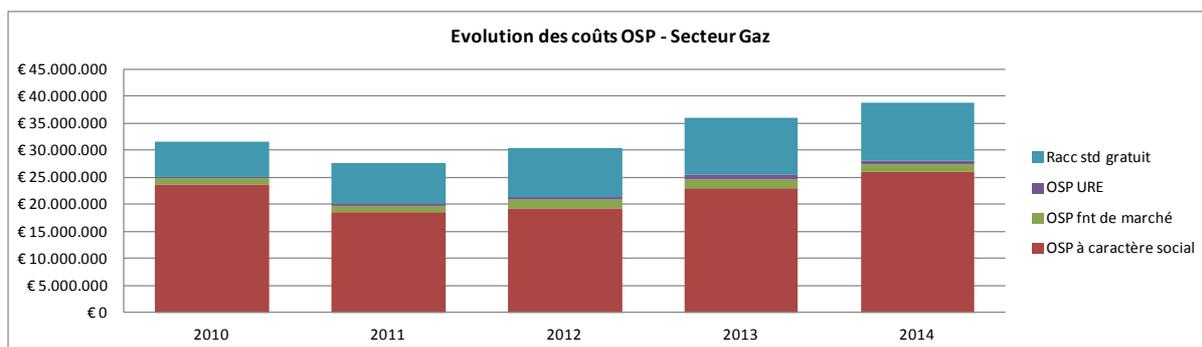


Figure 4 : Evolution des coûts OSP – Secteur Gaz

L'analyse des données rapportées montre ainsi une augmentation annuelle des coûts globaux (secteurs de Gaz et Electricité confondus). Valorisés à 88 Millions d'euros en 2010, ceux-ci ont atteint 109 Millions d'euros en 2014, soit une hausse de l'ordre de 24%. Selon les prévisions communiquées par les gestionnaires de réseau au travers de leurs propositions tarifaires 2015-2016, les coûts globaux OSP devraient atteindre 116 Millions d'euros d'ici 2016.

La CWaPE constate que la part des coûts OSP dans les coûts totaux des opérateurs de réseau ne fait que de croître d'année en année et ce, malgré un périmètre d'activité relativement constant. Il n'est cependant pas aisé de résumer en quelques mots l'origine de cette hausse tant les raisons sont multiples. Toutefois, l'implémentation d'une régulation incitative pour la période régulatoire 2018-2022 passe notamment par une meilleure maîtrise des coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau de distribution, y compris les coûts liés aux obligations de service public, raison pour laquelle la CWaPE souhaite mettre en œuvre des incitants permettant, à tout le moins, de limiter la hausse de ces coûts OSP.

4.2.2.4. Evolution des coûts par catégorie d'OSP au cours des cinq dernières années⁸

Les tableaux ci-dessous détaillent l'évolution entre 2010 et 2014, pour la Région wallonne, des coûts de chaque catégorie d'obligation de service public tels que rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leur rapport OSP.

⁸ Les données OSP rapportées pour l'année 2014 n'ayant pas encore été validées par la CWaPE, elles sont renseignées à titre de données provisoires

Electricité	OSP à caractère social			OSP fnt de marché	OSP URE	Racc std gratuit	OSP Eclairage public	Total
	Câb	Gestion clientèle	TOTAL					
R2010	€19.255.000	€21.070.842	€40.325.842	€4.325.318	€460.969		€11.467.005	€56.579.134
R2011	€21.690.567	€17.065.414	€38.755.981	€4.021.582	€889.191		€13.019.622	€56.686.376
R2012	€23.576.762	€9.375.016	€32.951.778	€4.843.513	€2.591.864		€18.203.750	€58.590.905
R2013	€29.191.874	€17.770.296	€46.962.170	€5.131.968	€2.146.339		€11.042.299	€65.282.776
R2014	€28.661.918	€23.880.945	€52.542.863	€4.749.883	€1.543.769		€11.986.181	€70.822.697
B2015			€47.435.000	€4.814.000	€1.609.000		€14.026.000	€67.884.000
B2016			€48.297.000	€4.952.000	€2.936.000		€14.454.000	€70.639.000

Tableau 1 – Evolution des coûts par catégorie OSP – Secteur Electricité

Gaz	OSP à caractère social			OSP fnt de marché	OSP URE	Racc std gratuit	OSP Eclairage public	Total
	Câb	Gestion clientèle	TOTAL					
2010	€11.295.283	€12.252.517	€23.547.800	€1.291.723	€246.205	€6.524.874		€31.610.602
2011	€10.727.791	€7.795.955	€18.523.746	€1.164.834	€425.495	€7.584.391		€27.698.466
2012	€10.922.595	€8.322.672	€19.245.267	€1.507.906	€627.769	€9.038.548		€30.419.489
2013	€13.428.135	€9.508.127	€22.936.262	€1.542.890	€994.249	€10.518.844		€35.992.244
2014	€10.700.881	€15.217.300	€25.918.181	€1.464.183	€665.140	€10.693.010		€38.740.514
B2015			€27.023.000	€2.189.000	€431.000	€13.638.000		€43.281.000
B2016			€28.009.000	€2.261.000	€465.000	€14.408.000		€45.143.000

Tableau 2 – Evolution des coûts par catégorie OSP – Secteur Gaz

Pour le secteur électricité, les OSP à caractère social représentent à elles-seules en moyenne 70% des coûts globaux OSP. Les coûts d'éclairage public, les coûts de fonctionnement de marché ainsi que les coûts URE varient quant-à-eux entre 26% et 30% excepté pour l'année 2012 où les coûts d'éclairage public ont été majorés en raison de l'obligation imposée aux gestionnaire de réseau de distribution de procéder à la constitution d'une base patrimoniale permanente de l'éclairage public communal.

Quote-part (exprimée en %) des différentes catégories d'OSP dans les coûts globaux - Secteur Electricité

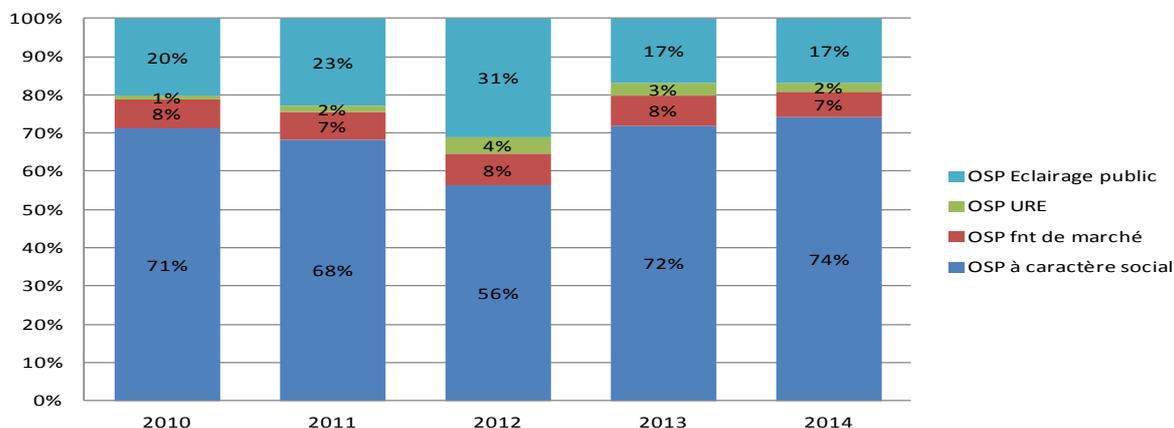


Figure 5 : Quote-part des différentes catégories d'OSP dans les coûts globaux – Secteur Electricité

Pour le secteur du gaz naturel, les OSP à caractère social représentent en moyenne 67% des coûts globaux OSP. Les coûts de fonctionnement de marché ainsi que les coûts URE sont relativement marginaux et représentent quant-à-eux moins de 10% des coûts globaux. Quant aux coûts des OSP relatifs aux raccordements standards gratuits, correspondant en moyenne à 29% des coûts globaux OSP du secteur gaz, ceux-ci sont entièrement activés par les gestionnaires de réseau de distribution et dès lors, ne sont pas concernés par les pourcentages de couverture de coûts d'exploitation visés par la présente note.

Quote-part (exprimée en %) des différentes catégories d'OSP dans les coûts globaux - Secteur Gaz



Figure 6 : Quote-part des différentes catégories d'OSP dans les coûts globaux – Secteur Gaz

Les différentes obligations de service public sont détaillées aux points 4.2.2.6 et suivants de la présente note technique.

4.2.2.5. Obligations de service public et activités matures

Sous le vocable d' « activités matures », la CWaPE reprend d'une part, les activités exercées par les gestionnaires de réseau de distribution depuis plusieurs années et dont les éléments externes dimensionnant ces activités ont une certaine stabilité historique et statistique et d'autre part, les activités dont le niveau de prévisibilité des coûts est relativement élevé. Ainsi pour la première catégorie d'activités, les gestionnaires de réseau de distribution ont pu informatiser et améliorer leurs procédures de traitement des demandes au cours des années en vue de réduire tant la durée de traitement des demandes que les coûts d'exploitation y relatifs. Pour la seconde catégorie d'activités, les gestionnaires de distribution disposent de suffisamment d'éléments et d'informations pour établir des budgets proches de la réalité.

Lors des travaux préparatoires inhérents à l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2018-2022, la CWaPE s'est penchée sur le caractère « mature » des activités liées aux obligations de service public. L'analyse réalisée et reprise ci-après, a permis de conclure que l'ensemble des activités OSP imposées aux gestionnaires de réseau de distribution, souvent depuis plusieurs années, répondait à la définition visée ci-avant. Cependant, cette analyse a également identifié, parmi ces activités OSP matures, certaines catégories de coûts d'exploitation qualifiées de peu à pas contrôlables par les opérateurs.

Les pourcentages de couverture énoncés par l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 ne concernent que les coûts d'exploitation des activités OSP visées par les dispositions décrétales d'application au moment de la publication de la méthodologie tarifaire 2018-2022. Les amortissements et la marge équitable relatifs aux investissements « de type OSP » à savoir principalement les compteurs à budget et les raccordements standards gratuits, ne sont quant à eux pas visés par la présente note. Ce qui n'est toutefois pas négligeable au regard de la quote-part des CAPEX dans les coûts OSP totaux à savoir, pour l'année 2014, une quote-part rapportée de l'ordre de 20%. Concernant le traitement des amortissements et de la marge équitable relatif aux OSP, il devra suivre le même traitement que les amortissements et la marge équitable relatifs aux autres actifs régulés des opérateurs de réseau, lequel fera l'objet d'une note technique spécifique. La CWaPE restera toutefois vigilante sur les taux d'activation des frais généraux appliqués par les gestionnaires de réseau de distribution lors de l'approbation des propositions tarifaires 2018-2022 et des contrôles ex-post sur la valorisation des actifs régulés.

4.2.2.6. Compteurs à budget

Parmi les obligations à caractère social imposées aux gestionnaires de réseau de distribution, il y a lieu de distinguer les coûts se rapportant aux compteurs à budget et ceux se rapportant à la gestion clientèle.

Les coûts relatifs aux compteurs à budget (ci-après dénommés coûts C_àB), rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution, ont été valorisés à 30,5 millions d'euros en 2010 pour atteindre 39,4 millions d'euros en 2014, soit respectivement 48% à 50% des coûts totaux liés aux OSP à caractère social.

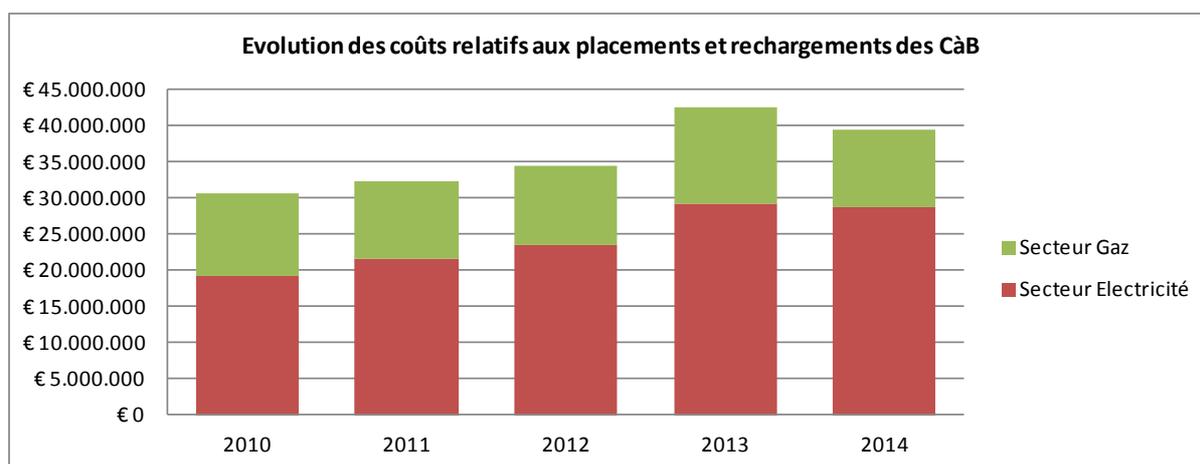


Figure 7 : Evolution des coûts C_àB entre 2010 et 2014 – Secteur Electricité et Secteur Gaz

La hausse des coûts C_àB observées au cours des cinq dernières années trouve principalement son origine au niveau des coûts des C_àB Electricité (+ 48,87% des coûts entre 2010 et 2014) et ce, en raison de l'accroissement des CAPEX, de dotations irrégulières selon les années pour réduction de valeur sur les créances C_àB et de correction apportées par certains opérateurs sur les imputations comptables analytiques liées aux coûts OSP C_àB.

Parmi les coûts CàB rapportés, il y a lieu de scinder les coûts investis et amortis (CAPEX), se rapportant aux placements des compteurs à budget, des coûts d'exploitation (OPEX). Ces derniers représentent plus de 70% des coûts totaux CàB, et ont été valorisés en 2014 à 28,6 millions d'euros pour les secteurs gaz et électricité confondus.

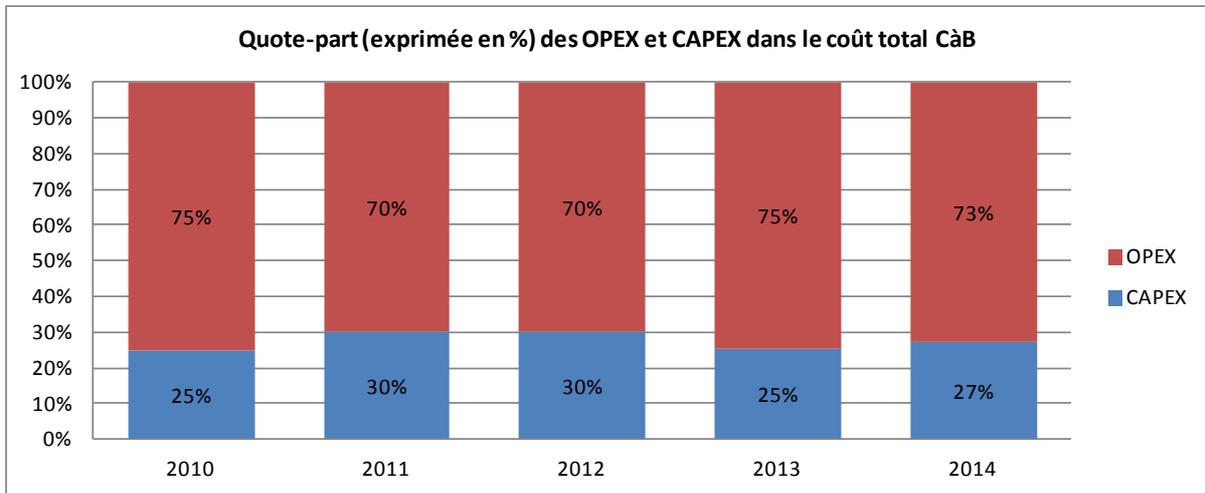
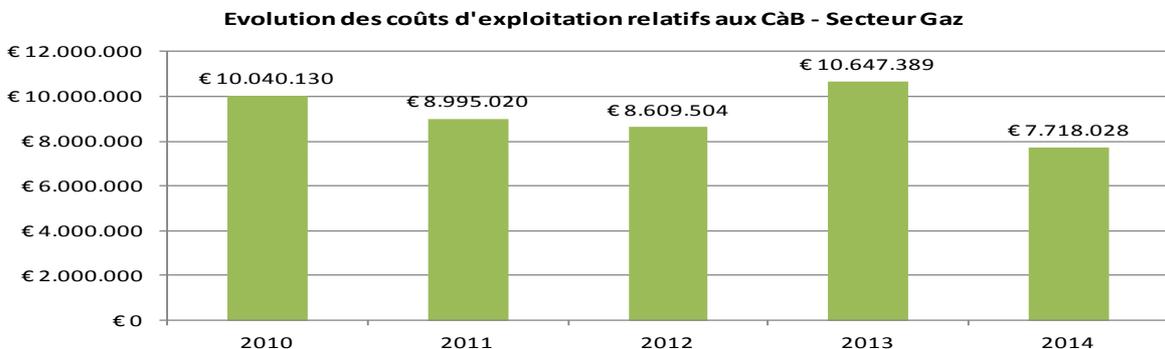
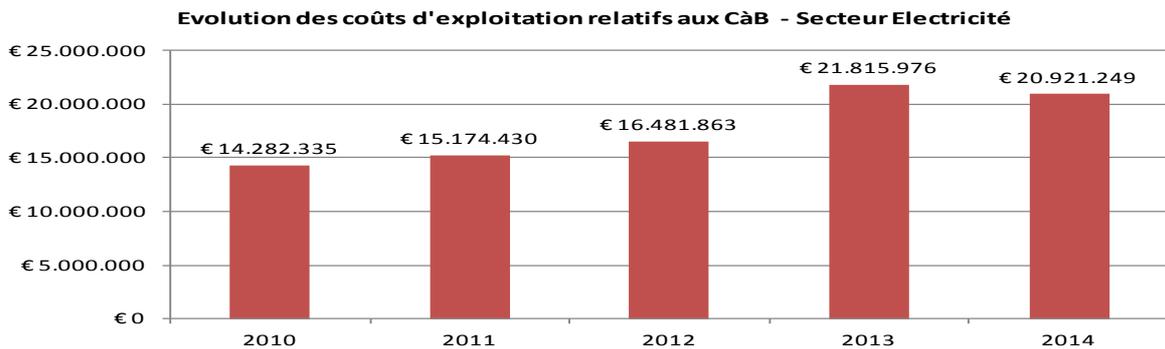


Figure 8 : Quote-part des OPEX et CAPEX dans le coût total CàB (Secteur Electricité et Secteur Gaz)



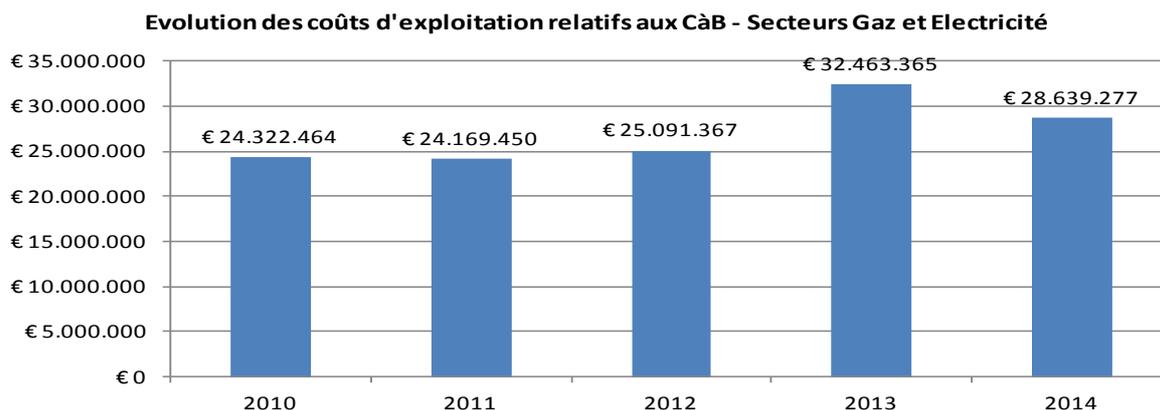


Figure 9 : – Evolution des coûts d'exploitation relatifs aux CàB entre 2010 et 2014

Les coûts d'exploitation CàB sont composés des coûts de rechargement, des coûts d'entretien, d'activation, de désactivation et de coupures, des coûts indirects ainsi que des réductions de valeurs. La quote-part de ces différents éléments de coûts d'exploitation CàB pour l'année 2014 (secteurs gaz et électricité confondus) est représentée graphiquement ci-après :

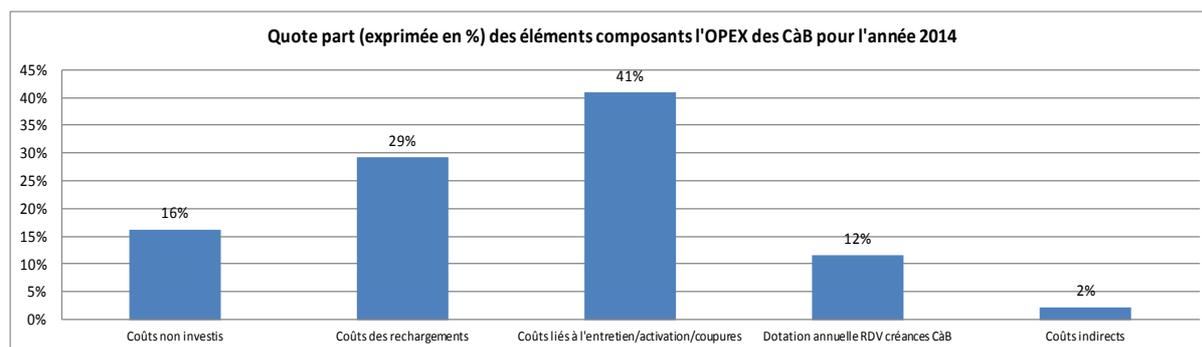


Figure 10 :Quote-part des éléments composants les coûts OPEX CàB pour l'année 2014

Sur la base des éléments d'information communiqués par les gestionnaires de réseau de distribution, il ressort de ce graphique que les coûts d'entretien, d'activation et de coupure ainsi que les coûts de rechargements des CàB représentent la majorité des coûts d'exploitation CàB et ce, malgré le fait que certains gestionnaires de réseau ne les identifient toujours pas clairement dans leur rapport annuel d'analyse des coûts OSP 2014.

4.2.2.6.1. Coûts d'entretien/d'activation/de coupure, coûts de rechargements et coûts indirects

Prises en charge depuis de nombreuses années, ces activités d'entretien, d'activation, de coupure et de rechargement des compteurs à budget ont nécessité, de la part des gestionnaires de réseau de distribution, la mise en place d'équipes administratives et techniques dédiées ainsi que le développement de logiciels informatiques spécifiques. Fort de leurs expériences acquises au cours des dernières années dans la gestion des demandes de placement et des difficultés rencontrées sur le terrain, les gestionnaires de réseau de distribution ont pu optimiser leurs procédures internes et le cas échéant, réduire les coûts y afférents.

En outre, ces activités sont principalement dimensionnées par le nombre de demandes de placement de CàB émises par les fournisseurs commerciaux. Sur la base des données rapportées au cours des années 2010 à 2014, ces demandes sont restées relativement stables comme le montre le graphique ci-après.

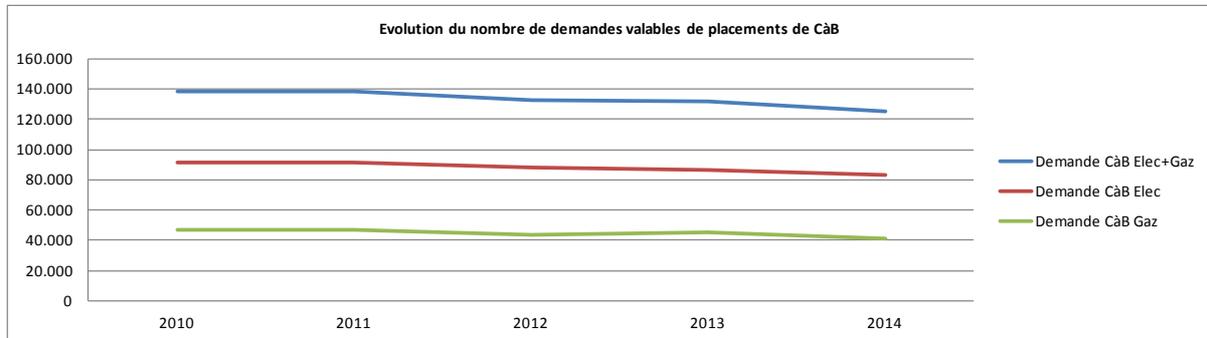


Figure 11 : Evolution du nombre de demandes valables de placements de CàB entre 2010 et 2014

A ce jour la CWaPE ne dispose d'aucun élément probant laissant augurer d'une forte variation à la hausse ou à la baisse du nombre de demandes de placement de compteurs à budget à l'avenir. Toutefois, la CWaPE restera attentive à l'évolution du nombre de demandes de placement consécutivement à l'entrée en vigueur des mesures sociales des décrets, à leur transposition dans des AGW mais aussi à la transition vers les compteurs intelligents.

Concernant les coûts de rechargement, ceux-ci ne semblent pas être étroitement liés aux nombres de rechargements des cartes de compteurs à budget. Essentiellement constitués d'une base de coûts relativement fixes, à savoir des charges de personnel, des coûts d'infrastructure informatiques nécessaires aux rechargements et des coûts du système multivendeurs, la CWaPE constate une faible variabilité des coûts de rechargement entre 2010 et 2014 et ce, malgré la baisse du nombre de rechargements observée depuis 2012 comme le montre le graphique ci-après.

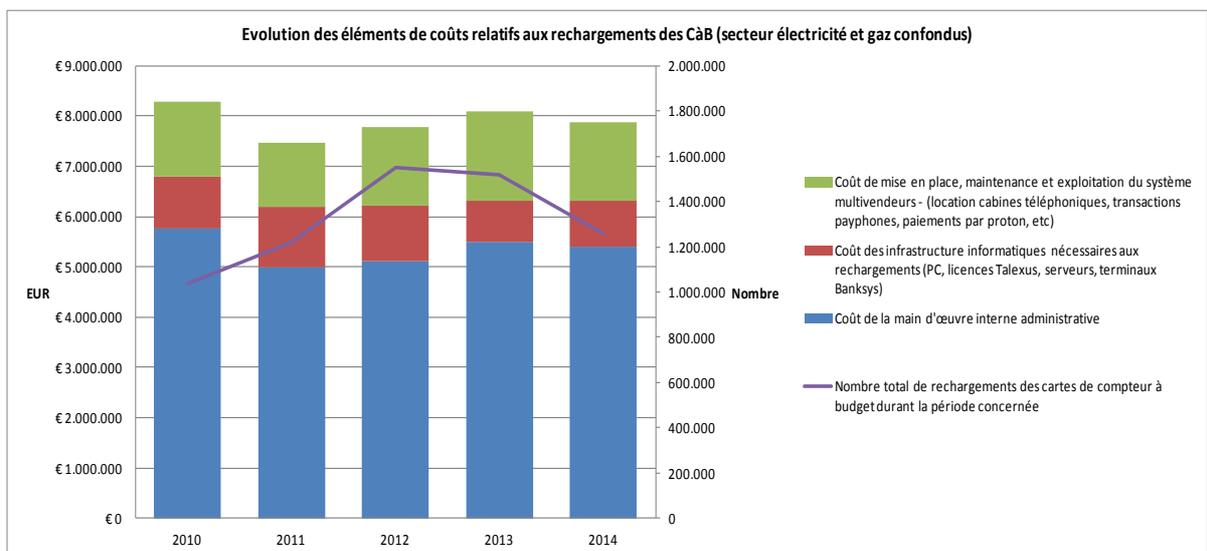


Figure 12 : Evolution des éléments de coûts relatifs aux rechargements des CàB

Finalement, l'analyse des coûts indirects montrent qu'ils sont exclusivement constitués de frais administratifs (frais postaux, frais d'impression, achats de cartes (Talexus) et coûts de call center) étroitement liés au nombre historiquement stable de demandes de placements valables de compteurs à budget. En outre, la CWaPE remarque que ces coûts indirects ne sont pas identifiés par tous les gestionnaires de réseau de distribution et ne représentent, pour l'année 2014, que 2% des coûts OPEX totaux relatifs aux compteurs à budget.

4.2.2.6.2. Dotation pour réduction de valeur sur créances commerciales C à B

La CWaPE est bien consciente de l'existence d'un nombre parfois significatif de factures relatives au placement des compteurs à budget qui ne sont pas payées par les clients. Ces impayés donnent lieu après un certain temps à des charges d'exploitation dans le chef des GRD au titre de dotation pour réduction de valeur sur créances commerciales.

Les données historiques ayant trait au nombre de placements de C à B effectués, au taux d'impayés des factures C à B sont autant d'informations permettant aux gestionnaires de réseau de distribution d'obtenir un niveau de prévisibilité relativement élevé du montant des leurs impayés et des charges d'exploitation correspondantes. En outre, les coûts de recouvrement inhérents à ces impayés C à B résultent de la mise en œuvre de procédures internes propres à chaque gestionnaire de réseau.

4.2.2.6.3. Coûts non investis

Les coûts non investis rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution étaient valorisés pour l'année 2014 à 5 millions d'euros (secteurs électricité et gaz confondus). Principalement rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution mixtes, ces coûts sont essentiellement constitués de frais administratifs et de prestations administratives (prises de rendez-vous, encodages, rédaction et envoi de courrier) directement liés au nombre de demandes de placement de C à B.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant l'activité de placement et de rechargement des compteurs à budget :

Question N°3 : Est-ce que les GRD partagent l'analyse de la CWaPE quant à une stabilisation, voire une diminution, des demandes de placement de CàB par les fournisseurs commerciaux qui implique de facto une meilleure prévisibilité des coûts liés aux procédures de placement des CàB ? Si non, pourquoi.

Question N°4 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que les coûts CàB sont composés d'une base de coûts relativement stable d'une part, de par les caractéristiques intrinsèques de ces coûts (software, etc.) et d'autre part, de par la relative stabilité du nombre de placement de CàB qui ne sont que très peu liés avec le nombre de CàB déjà placés ou le nombre de rechargements? Si non, développez.

Question N°5 : Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs, qui impacteraient le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP CàB ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°6 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que sur la base des factures émises et des taux d'impayés observés au cours des dernières années, ils sont en mesure d'obtenir un niveau de prévisibilité relativement élevé du montant de leurs impayés en matière de CàB ? Si non, pourquoi.

Question N°7 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant l'activité de placement et de rechargement des compteurs à budget?

4.2.2.7. Coûts de la gestion de la clientèle

Les coûts relatifs à la gestion de la clientèle (ci-après dénommés coûts Gestion clientèle), rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution, ont oscillé au cours des cinq dernières années entre 17,7 millions d'euros (pour l'année 2012) et 39,1 millions d'euros (pour l'année 2014). Le tableau ci-après reprend l'évolution annuelle des coûts de gestion de la clientèle rapportés entre 2010 et 2014.

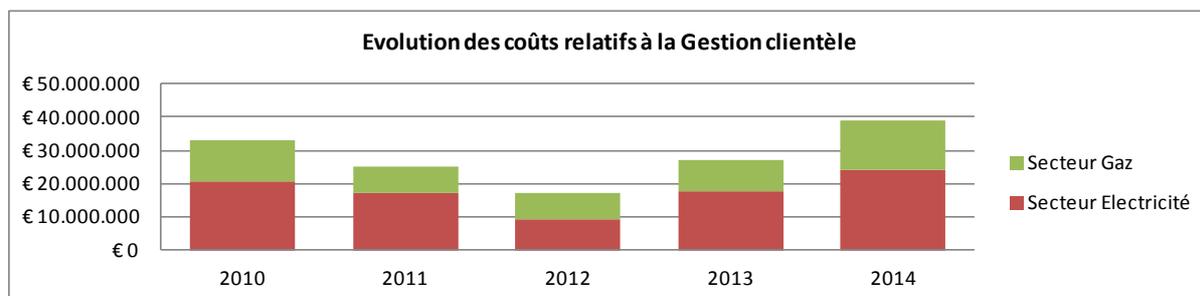
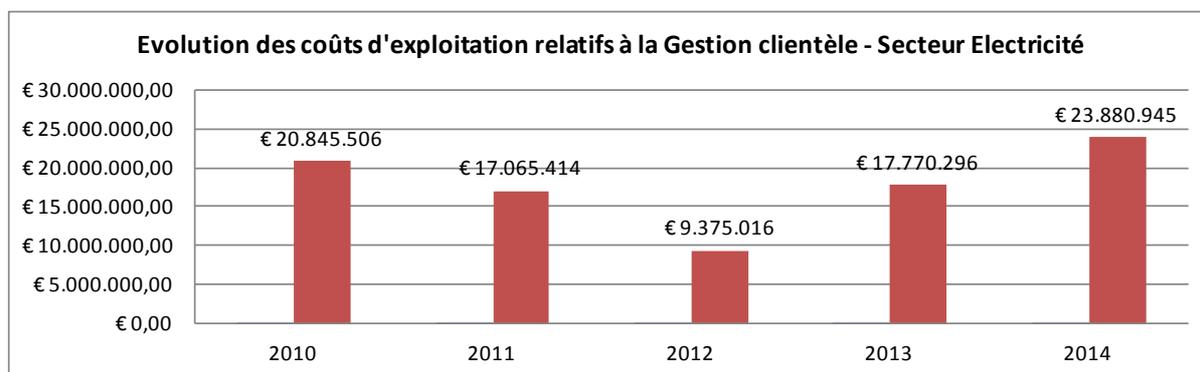


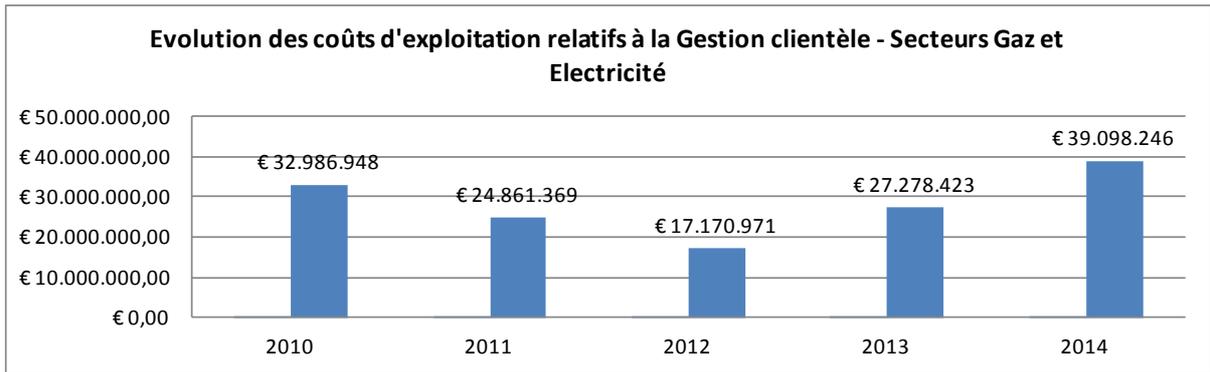
Figure 13 : Evolution des coûts Gestion Clientèle entre 2010 et 2014 – Secteur Electricité et Secteur Gaz

La vue globale des coûts OSP Gestion clientèle montre des fluctuations de coûts particulièrement importantes d'une année à l'autre dont seule une analyse détaillée par composante permet d'en identifier l'origine.

Ainsi, sous le vocable de « Gestion clientèle » sont repris les services à la clientèle des gestionnaires de réseau de distribution (accueil, service de facturation, service de recouvrement, service des plaintes), la fourniture d'énergie aux clients protégés et aux clients sous fournisseurs X alimentés par le GRD (achat d'énergie, achats CV, service de facturation) ainsi que les dotations aux réductions de valeur sur créances commerciales douteuses.

Sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution, les graphiques ci-après reprennent l'évolution des coûts de la gestion clientèle entre 2010 et 2014 par secteur.





Figures 14 : Evolution des coûts d'exploitation relatifs à la gestion clientèle

La quote-part des différents éléments de coûts d'exploitation liés à la Gestion clientèle pour l'année 2014 (secteurs gaz et électricité confondus) est représentée graphiquement ci-après :

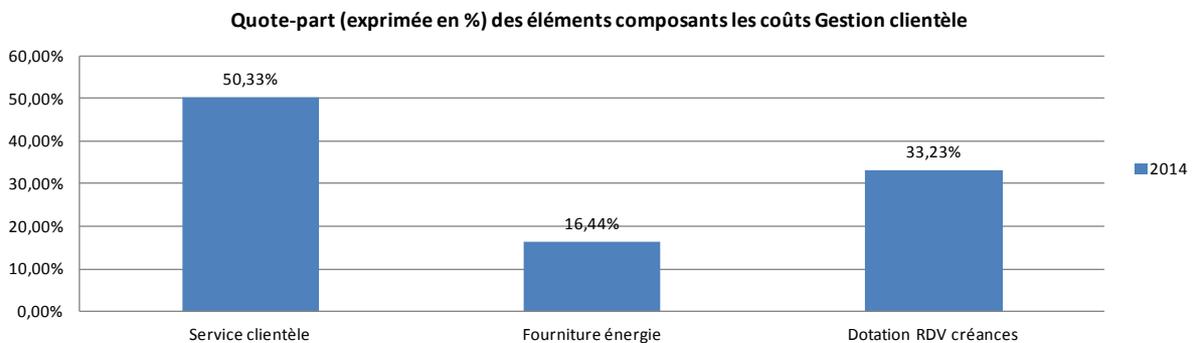


Figure 15 : Evolution des composantes du coût total OSP Gestion clientèle pour l'année 2014

Sur la base des éléments d'information communiqués par les gestionnaires de réseau de distribution, il ressort de ce graphique que les coûts du « Service clientèle » représentent à eux seuls plus de 50% des coûts totaux d'exploitation des activités de Gestion Clientèle. Toutefois, ce pourcentage est directement dépendant des coûts nets de fourniture d'énergie à la clientèle des gestionnaires de réseau (clients protégés et clients sous x) et des dotations annuelles sur créances douteuses comptabilisées par les gestionnaires de réseau et dont les montants sont relativement fluctuants d'une année à l'autre comme le montre le graphique ci-après.

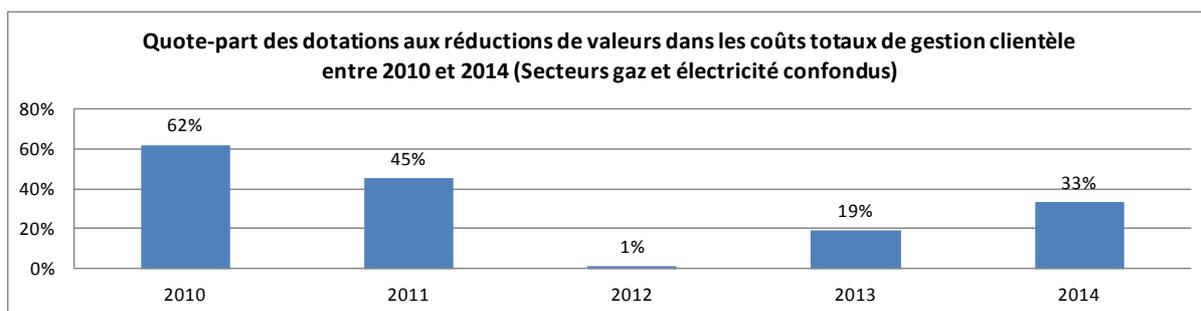


Figure 16 : Evolution de la quote-part des dotations aux réductions de valeurs sur créances commerciales dans les coûts totaux de gestion clientèle entre 2010 et 2014

4.2.2.7.1. Service clientèle

L'évolution des coûts OSP du Service clientèle pour les secteurs Gaz et Electricité entre 2010 à 2014 est représentée dans le graphique ci-après.

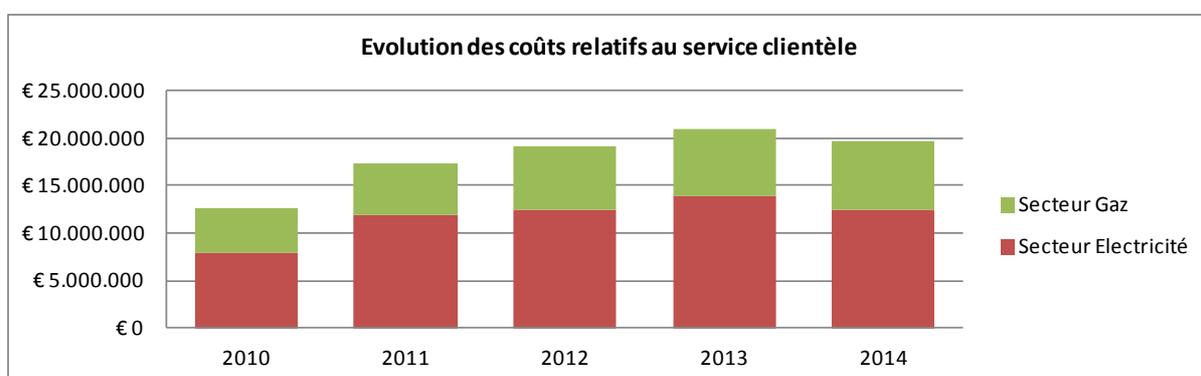


Figure 17 : Evolution des coûts Service clientèle entre 2010 et 2014 – Secteur Electricité et Secteur Gaz

La diminution observée en 2014 s'explique principalement par une réduction de l'ordre de 11% des coûts du service clientèle des gestionnaires de réseau de distribution mixtes motivée par une baisse des charges de personnel, des frais d'impression, de facturation et de call center.

Pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution depuis plusieurs années, le service clientèle regroupe principalement les activités d'accueil, de facturation, de recouvrement et de traitement des plaintes. Le graphique ci-après reprend la quote-part de chacune de ces activités dans les coûts totaux du service clientèle pour l'année 2014.

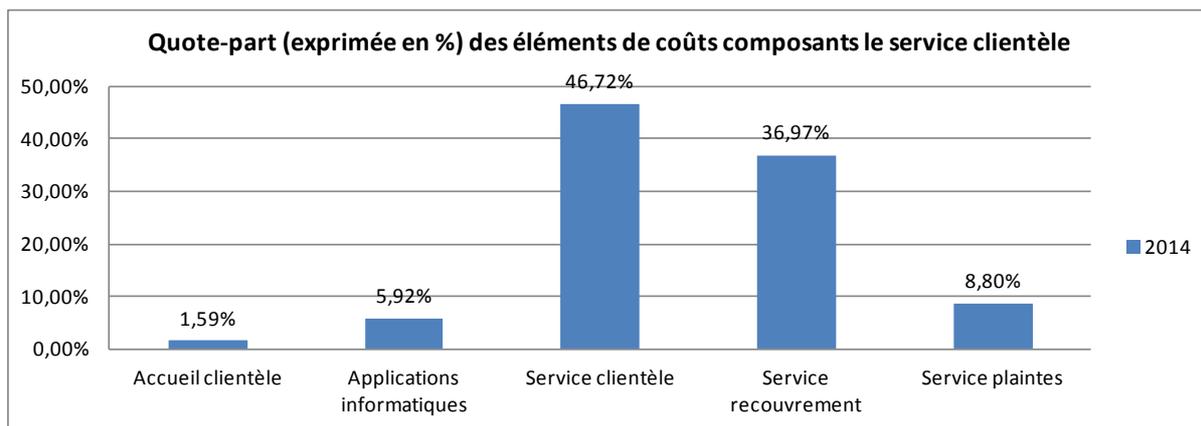


Figure 18: Quote-part des éléments de coûts composants le service clientèle – Secteur Electricité et Secteur Gaz

Sur la base des éléments d'information communiqués par les gestionnaires de réseau de distribution, il ressort de ce graphique que les coûts liés au service de facturation de la clientèle, au service de recouvrement et au service plainte constituent les trois principaux éléments de coûts.

A l'examen de ces trois activités, il en ressort que ces coûts, constitués essentiellement de charges de personnel, frais administratifs (call center, printshop), d'indemnités et des frais d'huissiers, sont dimensionnés par le nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution.

Sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution, le nombre de clients alimentés (clients protégés et clients sous x) est resté relativement stable entre 2010 et 2014 comme le montre le graphique ci-après. Une stabilité motivée notamment par le fait que la hausse des clients protégés était compensée par la baisse observée du nombre de clients sous fournisseur X pour le secteur électricité.

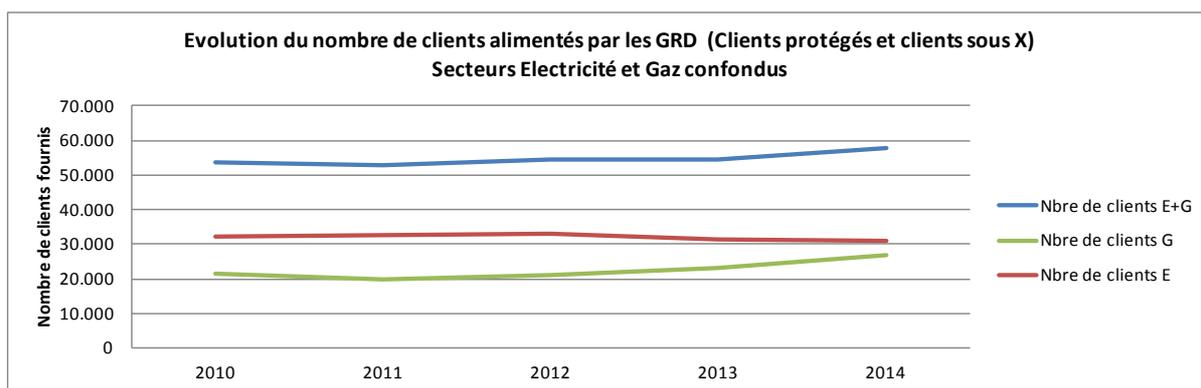


Figure 19: Evolution du nombre de clients alimentés par les GRD entre 2010 et 2014 – Secteur Electricité et Secteur Gaz

Pour l'année 2014, le nombre de clients alimentés a été impacté par deux événements majeurs à savoir :

1. les dispositions des décrets électricité du 11 avril 2014 et gaz du 21 mai 2015 introduisant l'obligation pour les gestionnaires de réseau de distribution de fournir l'électricité et le gaz aux clients protégés appartenant à l'une des catégories exclusivement régionales ;
2. l'ajournement de la pose des compteurs à budget gaz à partir de juillet 2013 induisant une hausse non négligeable des clients Gaz sous fournisseurs X.

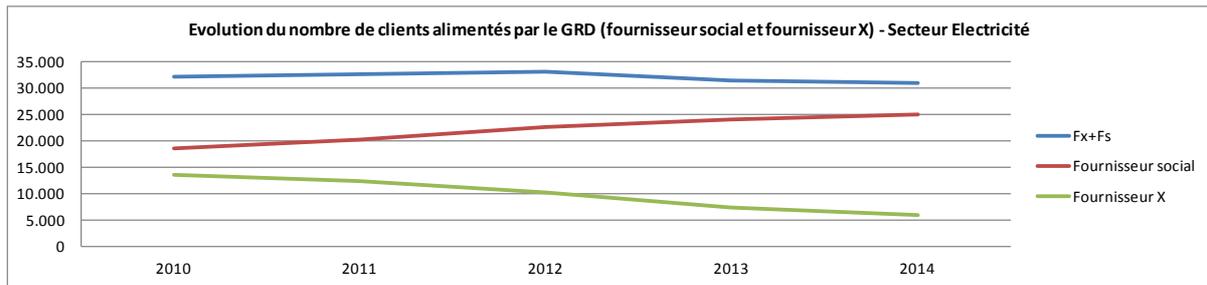


Figure 20: Evolution du nombre de clients alimentés par les GRD entre 2010 et 2014 – Secteur Electricité

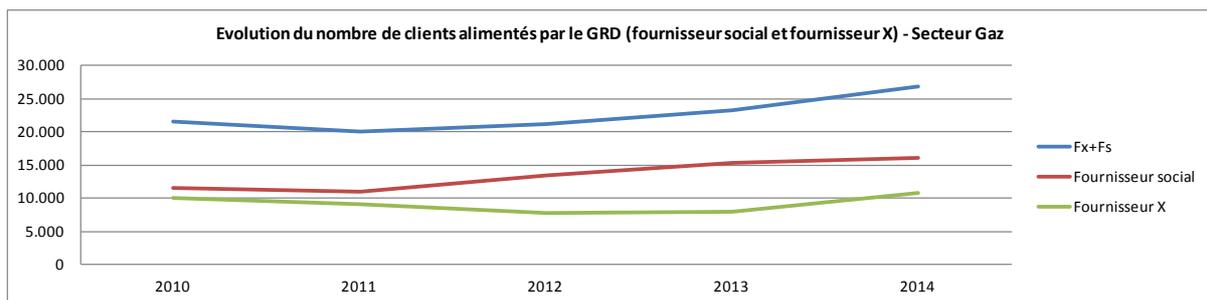


Figure 21: Evolution du nombre de clients alimentés par les GRD entre 2010 et 2014 – Secteur Gaz

Compte tenu des transferts des clients électricité et gaz opérés en 2014 suite aux dispositions décrétales ayant trait aux clients protégés, et après l'augmentation prévue du nombre de clients protégés régionaux suite à l'extension de la protection régionale aux clients bénéficiant du « Maximum à Facturer », le nombre de clients sociaux alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution devrait se stabiliser à l'avenir.

Par contre, l'abandon envisagé du fournisseur X devrait quant à lui avoir un impact non négligeable sur les coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau de distribution qui devraient voir leur clientèle réduite de manière significative, à savoir de plus de 25% sur la base des statistiques de 2014.

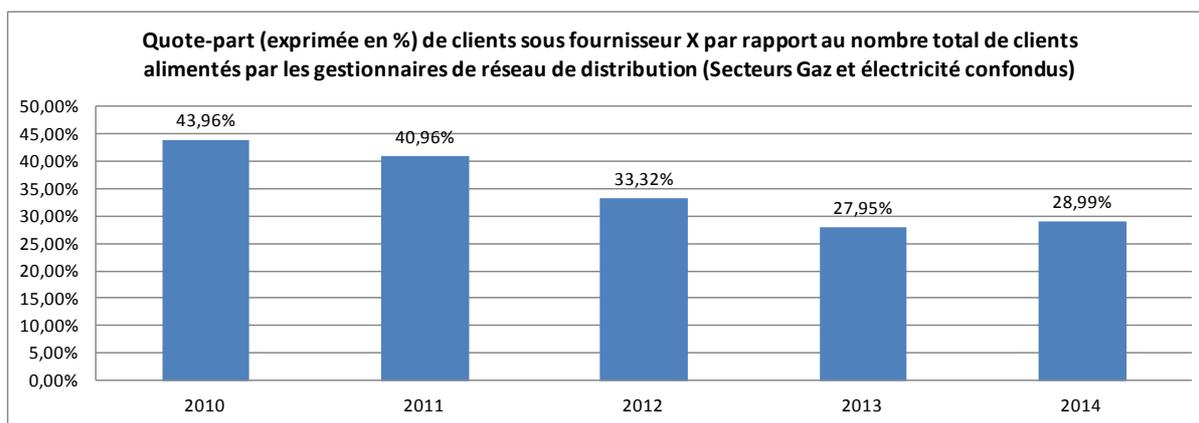


Figure 22: Quote-part des clients sous fournisseur X par rapport aux clients totaux alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution pour les années 2010 à 2014 (Secteur Gaz et Secteur Electricité)

A l'avenir, les indemnités versées par les gestionnaires de réseau de distribution aux fournisseurs dans le cadre de la reprise de la clientèle sous X, seront la résultante des dépassements des délais autorisés (à savoir, plus de 40 jours) pour le placement des compteurs à budget gaz et électricité. Sauf éléments externes exceptionnels, ces indemnités résulteront des procédures internes de placements de CàB instaurées par les gestionnaires de réseau de distribution eux-mêmes. La CWaPE restera vigilante concernant le respect des délais autorisés par la mise en place prochainement d'un monitoring régulier spécifique à cette obligation.

4.2.2.7.2. Dotations pour réductions de valeurs sur créances commerciales douteuses

A l'instar des fournisseurs commerciaux, les gestionnaires de réseau de distribution doivent faire face au risque d'impayés de leurs factures de fourniture d'électricité et de gaz.

Ces factures impayées deviennent des créances dites « douteuses » au-delà d'un certain nombre de jours (défini par les règles de comptabilité du GRD approuvées par le Commissaire) et entraîne simultanément une charge d'exploitation dans le chef du GRD au titre de « dotation en réduction de valeurs sur créance commerciale ».

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution des dotations annuelles pour réduction de valeur sur créances commerciales douteuses (fournisseur social et fournisseur X) actées entre 2010 et 2014 par les gestionnaires de réseau de distribution.

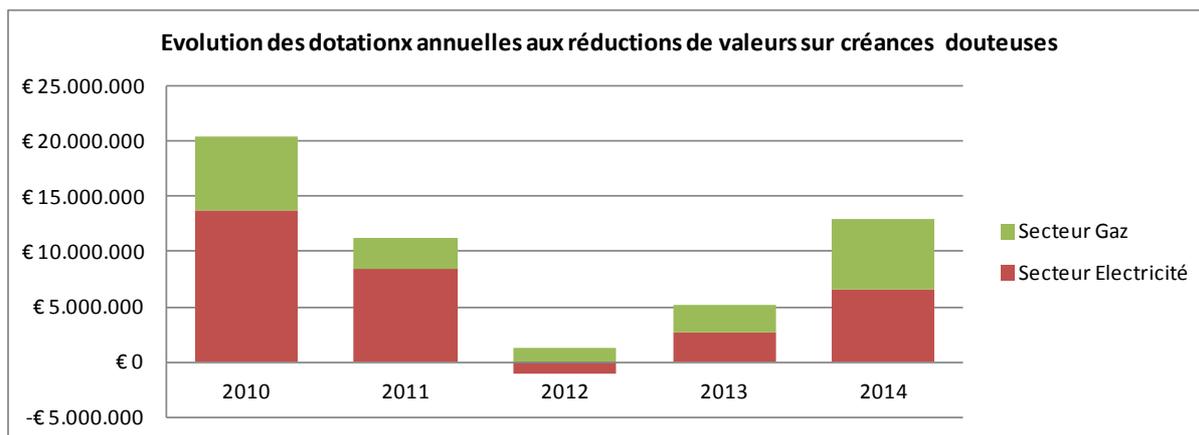


Figure 23: Evolution annuelle des dotations aux réductions de valeurs entre 2010 et 2014 – Secteur Electricité et Secteur Gaz

Sur la base des données financières rapportées aux cours des années 2010 à 2014, les dotations annuelles aux réductions de valeurs ont varié considérablement d’une année par rapport à l’autre et ce, en fonction des décisions de dotations ou de reprises de réductions de valeur propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution.

Le montant des factures émises, le taux d’impayé, le taux de remboursement après procédures de recouvrement sont autant d’information permettant aux opérateurs de réseau d’estimer au mieux le montant prévisionnel de leurs impayés et des réductions de valeur afférentes. La CWaPE souligne également que les nouvelles dispositions décrétales prévoyant l’abandon du fournisseur X devraient réduire de manière significative le taux d’impayés des gestionnaires de réseau de distribution à l’avenir.

4.2.2.7.3. Fourniture d’énergie (Fournisseur social et fournisseur X)

L’activité de fourniture d’énergie exercée par les gestionnaires de réseau de distribution depuis de nombreuses années a été fortement réduite suite à la libéralisation des secteurs de gaz et d’électricité.

Ainsi, la fourniture d’électricité et de gaz aux clients résidentiels en Wallonie se répartit entre les fournisseurs commerciaux et les gestionnaires de réseau de distribution dans la mesure où ces derniers sont amenés à assurer la fourniture des clients dans certaines situations où ils remplissent le rôle de « fournisseur social » ou de « fournisseur x ». Au terme de l’année 2014, les gestionnaires de réseau de distribution alimentaient 64.994 clients⁹, soit 36.221 clients en électricité et 28.773 clients en gaz, ce qui représente 2,30% des clients résidentiels wallons en électricité et 4,62% des clients résidentiels wallons en gaz.

⁹ Nombre effectif

Pour les années 2010 à 2014, les coûts bruts d'exploitation liés à la fourniture d'énergie ont variés entre 34 millions d'euros (en 2011) et 40 millions d'euros (en 2012) comme le montre le graphique ci-après.

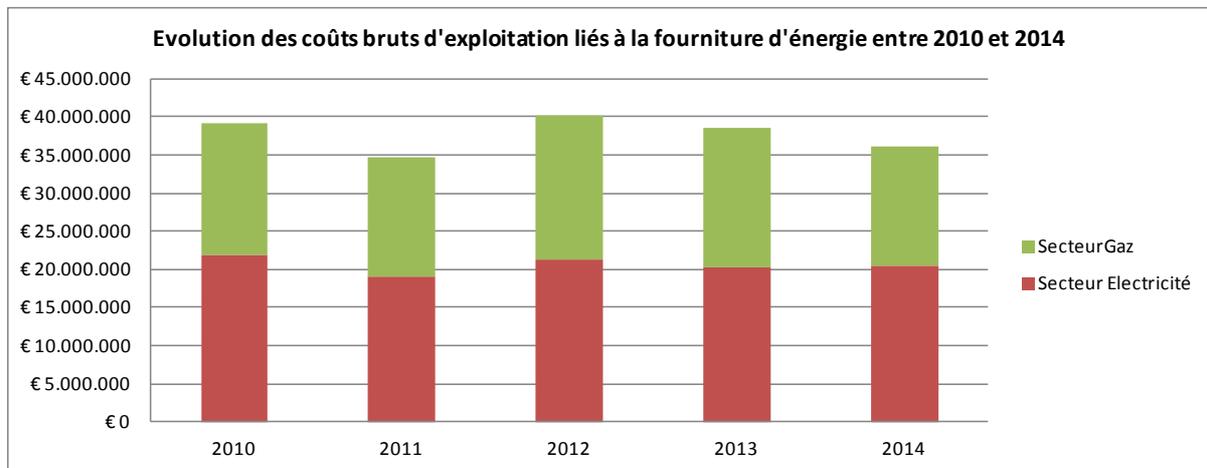


Figure 24: Evolution des coûts bruts d'exploitation liés à la fourniture d'énergie entre 2010 et 2014

Les éléments de coûts se rapportant aux activités de fourniture d'énergie peuvent être répartis en trois catégories à savoir, les achats d'énergie et les coûts annexes y relatifs (les procédures d'achats), les coûts de réseau (coûts de distribution et coûts de transport) ainsi que les achats de certificats verts. De ces coûts bruts, les gestionnaires de réseau de distribution déduisent les recettes issues des ventes d'énergie ainsi que les créances CREG, en vue d'en rapporter à la CWaPE les coûts nets y relatifs.

Le graphique ci-après reprend l'évolution de la quote-part des éléments de coûts de la fourniture d'énergie pour l'année 2014.

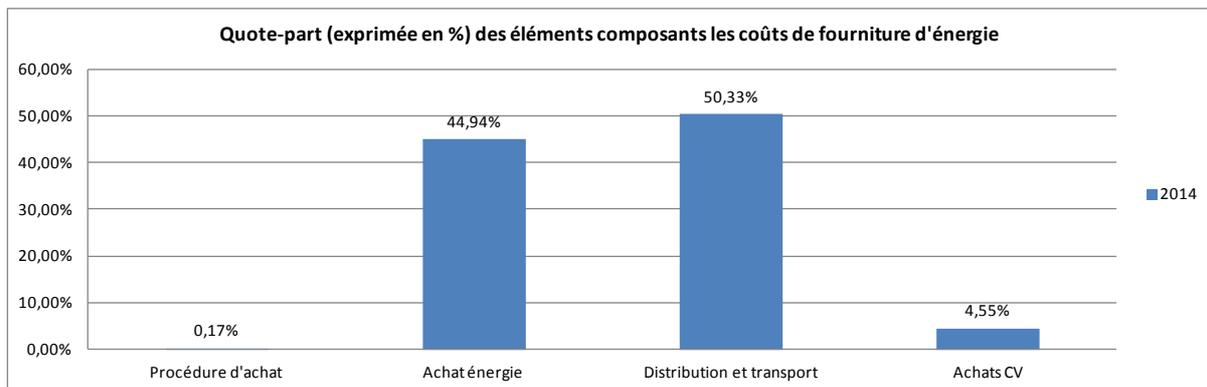


Figure 25: Quote-part des éléments composants les coûts de fourniture d'énergie

Les coûts liés aux procédures d'achat d'énergie sont constitués des coûts de personnel et frais administratifs liés à l'établissement des cahiers des charges y relatifs. La CWaPE remarque cependant que ces coûts ne sont pas rapportés par tous les gestionnaires de réseau.

Sous le vocable « Achats énergie » sont rapportés uniquement les coûts d’achat d’électricité et de gaz naturel auprès de fournisseurs commerciaux. A l’instar des achats de pertes de réseau, ces coûts sont composés de deux variables à savoir, le prix d’achat résultant des marchés publics conclus conformément aux obligations légales imposées aux gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre de la passation de marchés publics et d’autre part, des volumes de fournitures d’énergie (clients sociaux et clients sous fournisseur x).

Concernant les volumes de fourniture d’énergie à la clientèle sociale électricité (base volume d’allocation), ils sont dimensionnés par le nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution comme le montre le graphique ci-après.

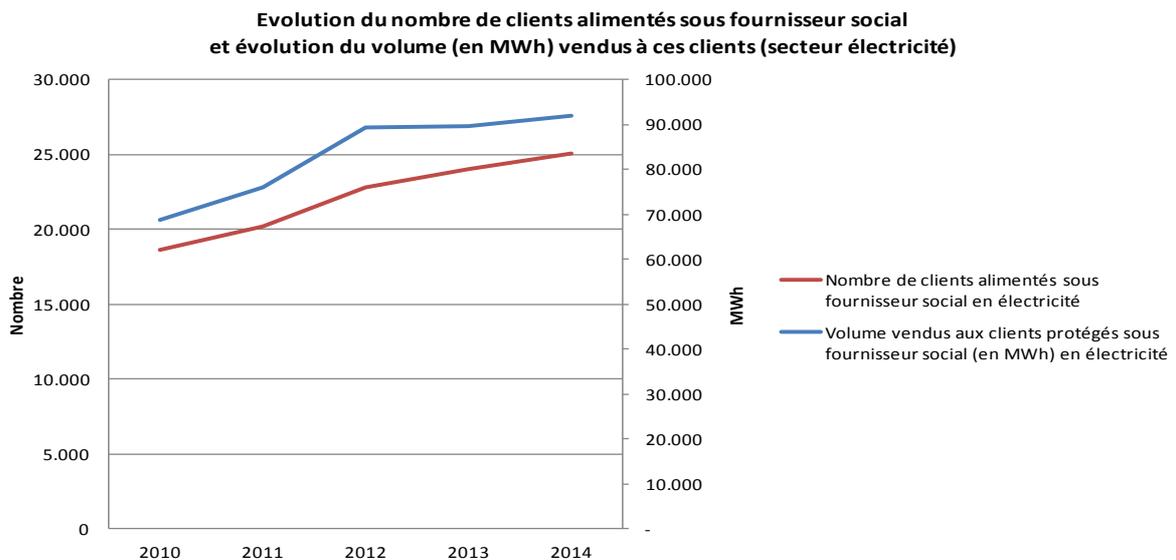


Figure 26: Evolution du nombre de clients alimentés sous fournisseur social et évolution du volume vendus à ces clients – Secteur électricité

Concernant les volumes de fourniture d’énergie à la clientèle sociale gaz (base reporting GRD), ils sont dimensionnés par deux facteurs à savoir, le nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution et les conditions climatiques.

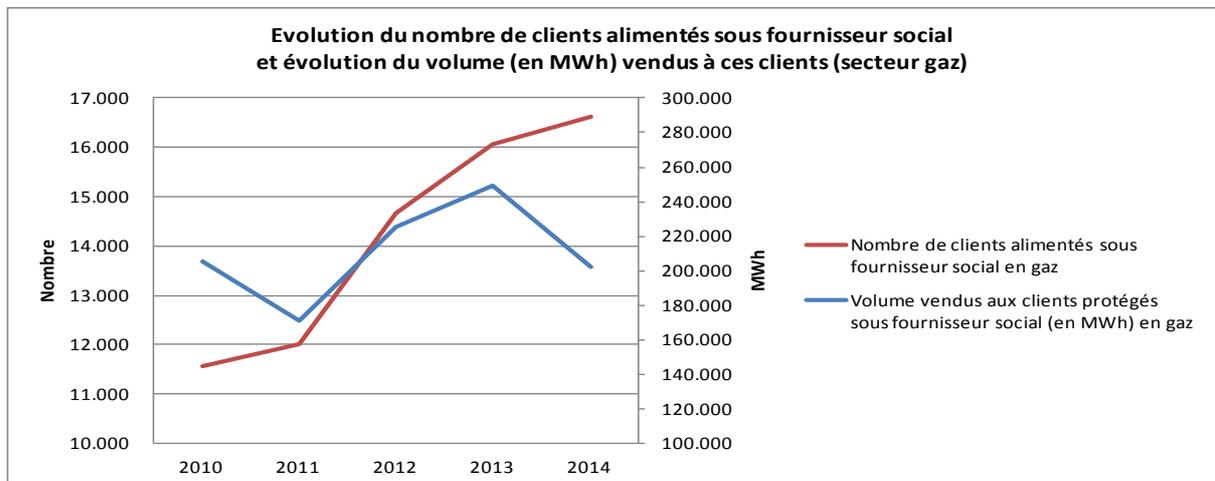


Figure 27: Evolution du nombre de clients alimentés sous fournisseur social et évolution du volume vendus à ces clients – Secteur gaz

Concernant les volumes de fourniture d'énergie à la clientèle sous fournisseur X, ils sont dimensionnés en électricité par le nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution comme le montre le graphique ci-après. Il apparaît que tant le nombre de clients alimentés que les volumes vendus sont en constante baisse depuis 2010.

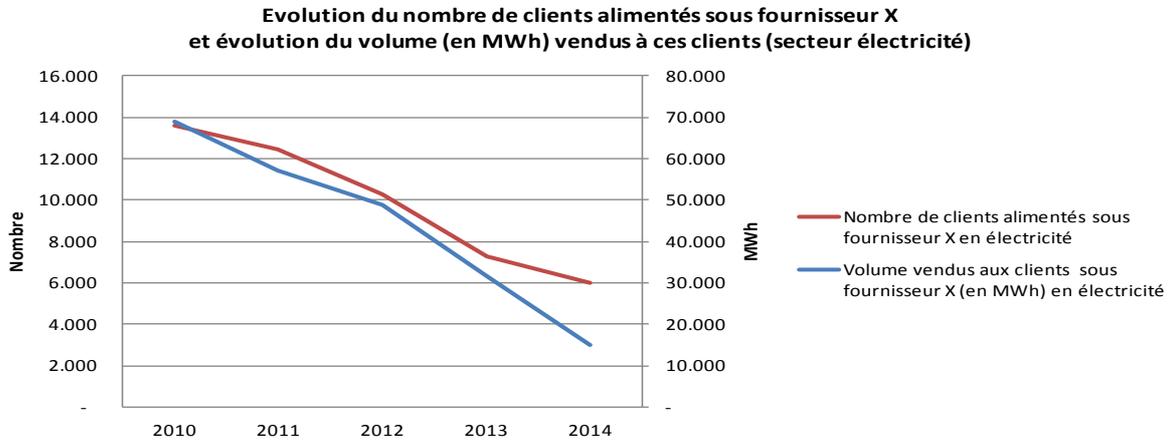


Figure 28: Evolution du nombre de clients alimentés sous fournisseur x et évolution du volume vendus à ces clients – Secteur électricité

Pour le gaz, la situation diffère quelque peu en raison d'une part de l'impact des conditions climatiques sur les volumes vendus et d'autre part de l'augmentation du nombre de clients alimentés en 2014.

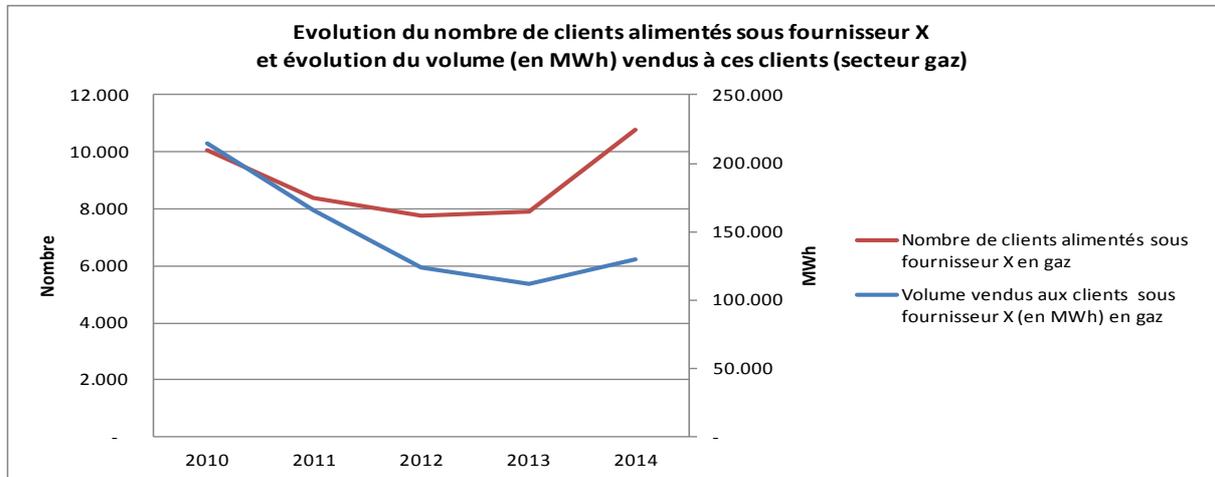


Figure 29: Evolution du nombre de clients alimentés sous fournisseur x et évolution du volume vendus à ces clients – Secteur gaz

Les prix d'achat d'énergie pour la fourniture d'énergie tels que rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution ont évolué entre 2010 et 2014 selon les graphiques suivants :

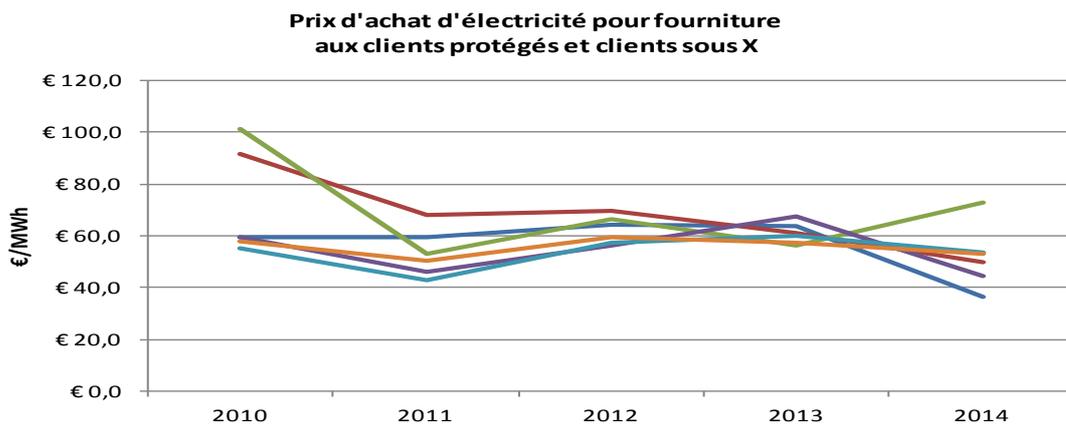


Figure 30: Prix d'achat d'électricité pour fourniture aux clients protégés et clients sous x

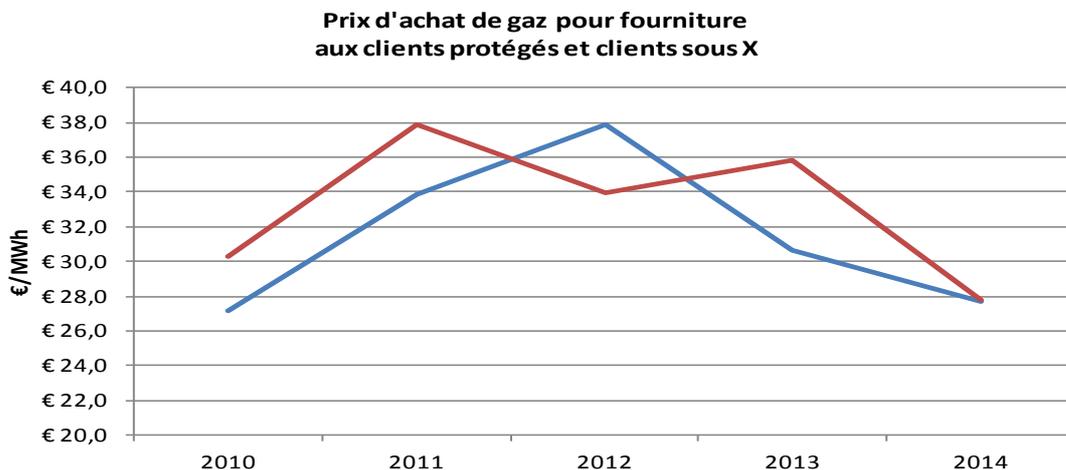


Figure 31: Prix d'achat de gaz pour fourniture aux clients protégés et clients sous x

Les graphiques ci-dessus montrent que les gestionnaires de réseau de distribution achètent les volumes de fourniture à des prix différents, créant des écarts plus ou moins importants selon les années. Si les conditions de marché ont bien entendu variées au cours du temps, elles sont identiques pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. Certains opérateurs de réseau ont donc réussi à acheter leur énergie à des prix plus favorables que d'autres.

Concernant les coûts de réseau, ils constituent la plus grosse partie des coûts de fourniture d'énergie. Constitués des coûts de distribution du gestionnaire de réseau de distribution, des coûts de transport et des surcharges, ils sont facturés par les opérateurs en tant que gestionnaires de réseau de distribution à eux-mêmes en tant que fournisseur social et fournisseur X et ce, dans le cadre du principe de cascade des coûts de réseau. Ces coûts de réseau sont relativement prévisibles compte tenu du fait que d'une part, ils sont directement proportionnels au volume de fourniture d'énergie et d'autre part, que les coûts unitaires sont, pour les coûts de distribution, établis par les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

Finalement en électricité, les coûts d'achat des certificats verts sont liés à trois facteurs, à savoir les volumes de fourniture, les quotas de certificats verts à remettre fixés par arrêté du Gouvernement wallon et les prix de marché. Pour la période régulatoire 2018-2022, seuls les quotas de certificats verts relatifs à l'année 2020 ont été fixés par le Gouvernement (à savoir 37,9%). Pour les années 2018 et 2019, les quotas devraient être légèrement inférieurs à l'objectif 2020. Pour les années postérieures à 2020, le pourcentage de 37,9% devrait être maintenu jusqu'en 2024. La CWaPE restera vigilante quant à l'évolution de ces pourcentages de quotas qui ne devrait toutefois pas dévier de manière significative des prévisions de trajectoires connues à l'heure actuelle.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant l'activité de Gestion clientèle

Question N° 8: Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que les prix d'achat d'énergie et de certificats verts ainsi que les tarifs de vente à la clientèle sociale et X présentent un caractère peu prévisible sur lesquels la marge de manœuvre des GRD est relativement limitée ? Si non, pourquoi.

Question N° 9: L'abandon du fournisseur x lors des poses CàB ainsi que les changements prévus en MIG6 concernant les procédures de déménagement devraient réduire les coûts liés à la gestion de la clientèle (hors achat, cfr. Question N°8). Au-delà de l'estimation des montants liés à cette diminution de coût qui seront discutés par ailleurs, est-ce que les GRD partagent cette analyse ?

Question N° 10: Au-delà de l'impact des nouvelles dispositions décrétales quant au transfert des clients protégés régionaux et l'extension de la protection régionale telle que prévue par les décrets, est-ce que les GRD sont d'accord avec le fait que les coûts liés à la gestion de la clientèle (hors achat, cfr. Question N°8) peuvent être considérés comme prévisibles ? Si non, pourquoi.

Question N° 11: Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs, qui impacteraient le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP gestion de la clientèle (hors achat, cfr première question) ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N° 12: Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que sur la base des factures émises et des taux d'impayés observés au cours des dernières années, ils sont en mesure d'obtenir un niveau de prévisibilité relativement élevé du montant de leurs impayés en matière de fourniture d'énergie ? Si non, pourquoi.

Question N° 13: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant l'activité de Gestion clientèle ?

4.2.2.8. Fonctionnement de marché (MOZA et EOC)

Les obligations de service public visant à améliorer le fonctionnement de marché constituent la troisième catégorie d'OSP imposées aux gestionnaires de réseau de distribution. Parmi ces obligations se retrouvent les procédures de gestion des déménagements problématiques (ci-après dénommées MOZA) ainsi que les procédures de gestion de fin de contrat (ci-après dénommées EOC). Ces activités sont prises en charge par les gestionnaires de réseau de distribution depuis plusieurs années. Ainsi ce sont les AGW OSP du 30 mars 2006, ainsi que l'arrêté ministériel du 3 mars 2008 pour les MOZA, qui fixent les règles et démarches à effectuer afin de régulariser les situations problématiques de déménagements et de fin de contrat.

Les coûts d'exploitation se rapportant aux OSP fonctionnement de marché avoisinent les 6 millions d'euros dont plus de 75% des coûts provient du secteur électricité. Le tableau ci-après reprend l'évolution des coûts d'exploitation rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution pour les années 2010 à 2014.

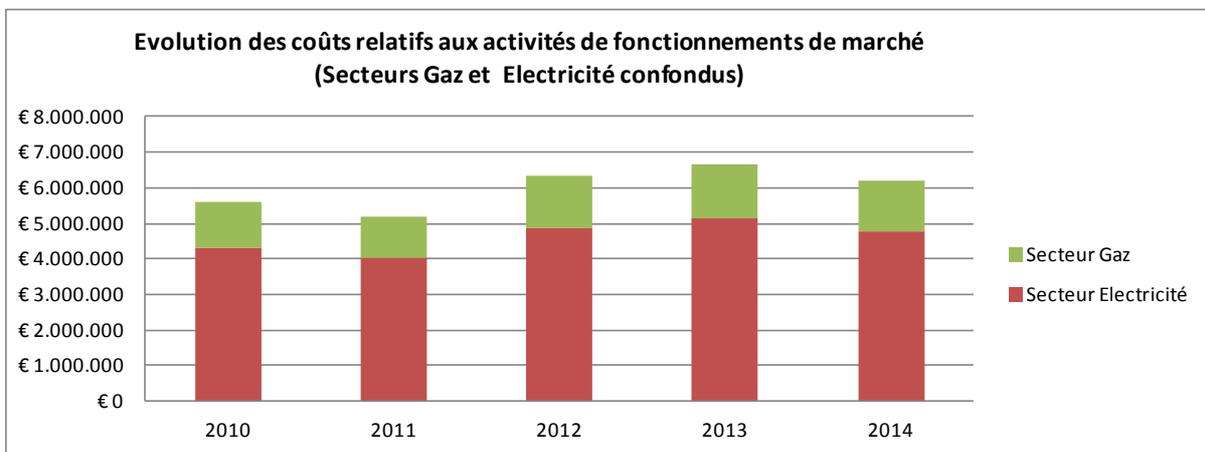


Figure 32: Evolution des coûts relatifs aux activités de fonctionnement de marché – Secteurs gaz et électricité

Ces coûts d'exploitation, représentant moins de 7% des coûts totaux OSP des gestionnaires de réseau de distribution, sont principalement constitués de coûts de main d'œuvre interne et externe, de coûts liés aux applications informatiques et de frais administratifs. Ce sont les procédures MOZA qui génèrent principalement les coûts dans la mesure où ces procédures représentent plus de 80% des demandes émises par les fournisseurs commerciaux comme le montre le graphique ci-après.

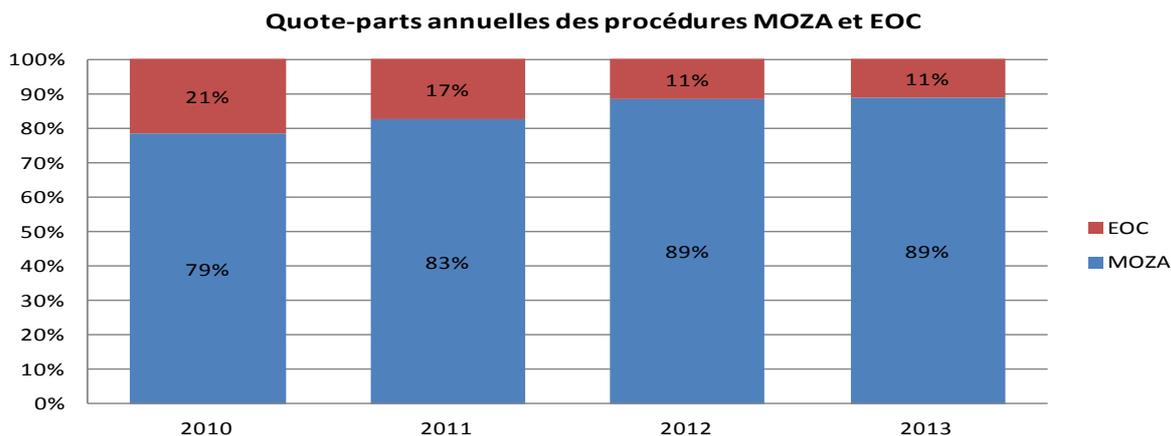


Figure 33: Quotes-parts annuelles des procédures MOZA et EOC

Ainsi, pour 2014, les OPEX relatifs aux MOZA représentaient, à eux seuls, 81,47% des coûts totaux OSP relatifs au fonctionnement de marché.

Ces coûts d'exploitation sont directement conditionnés par les demandes de MOZA et EOC émises par les fournisseurs commerciaux. Sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution pour les années 2010 à 2014, la CWaPE a souhaité établir un graphique montrant l'évolution des demandes de procédure. Toutefois, les données rapportées pour 2014 nécessitant encore des compléments d'analyse, seules les procédures relatives aux années 2010 à 2013 ont été prises en compte dans la présente note.

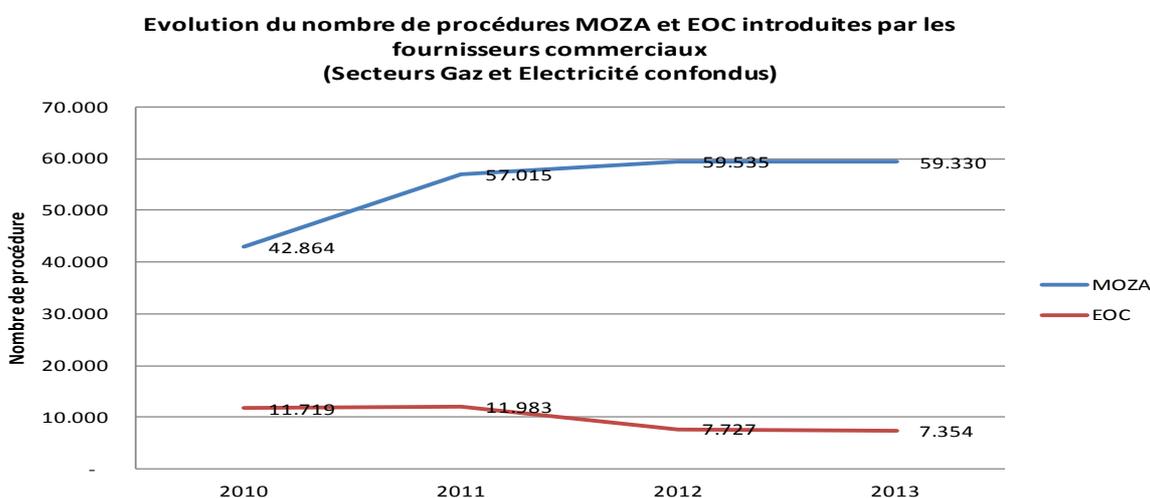


Figure 34: Evolution du nombre de procédures MOZA et EOC introduites par les fournisseurs commerciaux – Secteurs gaz et électricité

Depuis 2012, le nombre des procédures MOZA et EOC en Région wallonne est resté relativement constant. La CWaPE n'a pas connaissance à ce jour d'éléments externes liés au marché de l'énergie qui pourraient impacter de manière significative le nombre de procédures à l'avenir et ce, malgré les actions mises en œuvre depuis 2011 pour simplifier des démarches à accomplir en cas de déménagement.

L'introduction du MIG6 devrait contribuer à la réduction des coûts de procédures MOZA (renommées procédures ILC dans le MIG6) suite à l'allongement des délais de régularisation (à savoir, de 30 jours à 90 jours) des points d'accès en cas de déménagements ainsi que l'introduction des formulaires de reprises d'énergie dans les processus de marché. Cette diminution des MOZA devrait implicitement réduire les coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau de distribution y relatifs.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant l'activité de fonctionnement de marché (Procédures MOZA et EOC)

Question N°14 : Au-delà de l'impact des nouvelles procédures MIG6, est-ce que les GRD sont d'accord avec le fait que les coûts liés à la gestion des EOC et MOZA sont suffisamment prévisibles (au vu du nombre de ceux-ci) ? Si non, pourquoi.

Question N°15 : Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs, qui impacterait le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP MOZA et EOC ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°16 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant l'activité de fonctionnement de marché (Procédures MOZA et EOC)?

4.2.2.9. Promotion des énergies renouvelables et sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie

Les obligations de service public visant la promotion des énergies renouvelables ainsi que l'information et la sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie forment la dernière catégorie d'OSP imposées aux gestionnaires de réseau de distribution au travers des AGW OSP Gaz et Electricité et AGW PEV¹⁰. Prises en charge par les gestionnaires de réseau de distribution depuis de nombreuses années, les obligations relatives à la promotion des énergies renouvelable ont quant à elles subi de récentes évolutions suite aux nouvelles dispositions décrétales.

L'évolution des coûts relatifs à ces obligations de service public entre 2010 et 2014 est représentée dans le graphique ci-après. Ces coûts ont été valorisés par les gestionnaires de réseau de distribution à 2,2 millions d'euros pour l'année 2014 et ont représenté moins de 2% des coûts OSP totaux 2014 supportés par les opérateurs de réseau.

La diminution des coûts observées en 2013 et poursuivie en 2014, est principalement motivée par la diminution des coûts liés au Guichet unique suite à l'abandon du système Solwatt et le nombre relativement faible de dossiers Quali watt introduits auprès des gestionnaires de réseau de distribution.

Pour l'année 2014, la répartition entre les coûts URE et les coûts se rapportant au Guichet unique est valorisée comme suite.

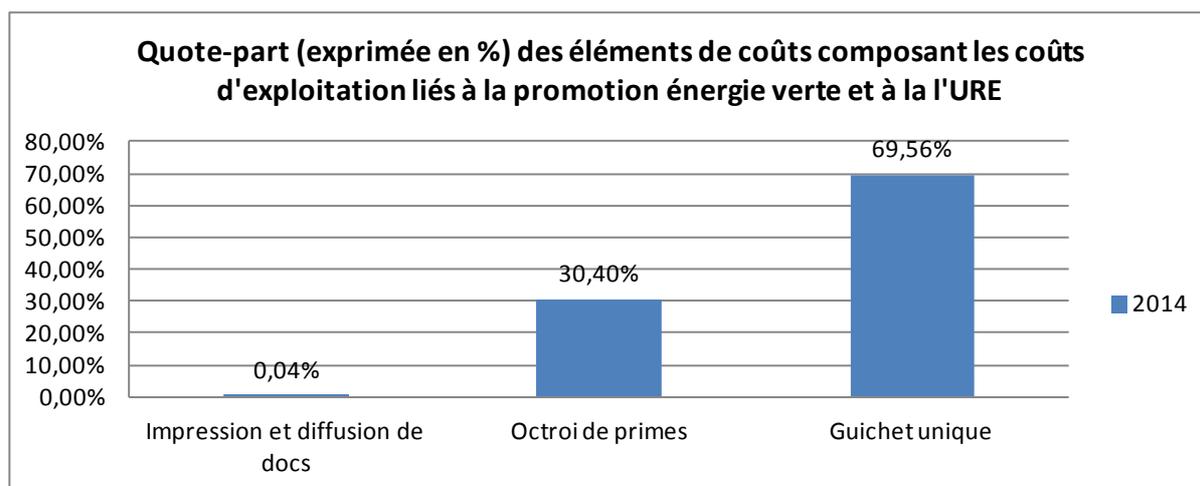


Figure 35: Quote-part des éléments de coûts composant les coûts d'exploitation liés à la promotion énergie verte et à l'URE

Toutefois, les prévisions d'évolution des dossiers Quali watt laissent présager une augmentation significative des primes versées via le Guichet unique à l'avenir.

¹⁰ AGW PEV du 30 novembre 2006 et ses arrêtés modificatifs

4.2.2.9.1. Promotion des énergies renouvelables : Le Guichet unique (Solwatt et Quali watt)

Le décret du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, l'AGW OSP et l'AGW PEV ont introduit de nouvelles dispositions impactant le marché des certificats verts en Wallonie notamment par l'arrêt du mécanisme des certificats verts pour les installations d'une puissance inférieure à 10kW.

Ainsi, pour les unités photovoltaïques mises en service à partir du 1^{er} mars 2014, c'est le mécanisme de soutien Quali watt qui s'applique, et cela, conformément à l'article 41bis du décret du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Ce nouveau mécanisme de soutien remplace le système Solwatt, lequel continue à s'appliquer pour les installations dont la date de mise en service est antérieure au 1^{er} mars 2014.

Ces modifications législatives ont un impact sur les coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau de distribution dans la mesure où les procédures Solwatt requièrent des démarches administratives de la part des opérateurs de réseau afin d'autoriser la mise en service des installations tandis que le système Quali watt prévoit en plus le versement de primes aux utilisateurs de réseau ayant installé une installation photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW.

- **Procédures Solwatt**

Dans le cadre des procédures Solwatt, les gestionnaires de réseau de distribution étaient chargés du traitement des demandes de mise en service de l'installation ainsi que de l'encodage des nouveaux dossiers et des modifications techniques de dossiers dans la banque de données de la CWaPE. Suite à l'entrée en vigueur au 1^{er} mars 2014 du nouveau mécanisme de soutien Quali watt, le nombre de dossiers Solwatt reçus et traités par les gestionnaires de réseau de distribution en 2014 a baissé de manière significative comme le montre le graphique ci-après.

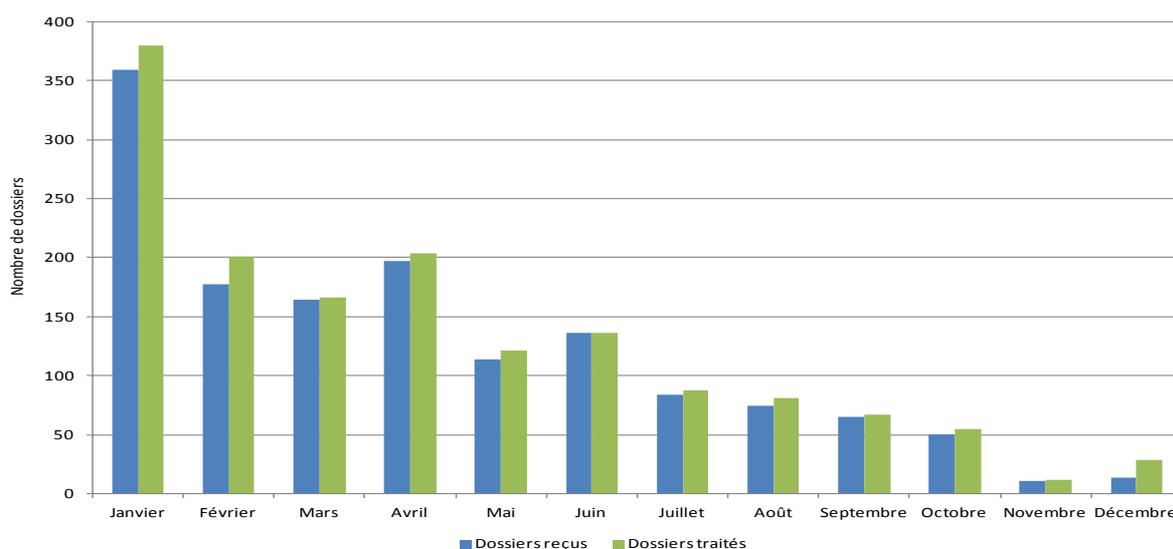


Figure 36: Evolution mensuelle de dossiers Solwatt reçus/traités pour l'année 2014

A l'avenir, les coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau relatifs aux procédures Solwatt devraient se limiter à la mise à jour des dossiers dans la banque de données de la CWaPE.

- **Procédures Quali watt**

Ce mécanisme prévoit le versement de primes annuelles par les gestionnaires de réseau de distribution aux utilisateurs de réseau, ayant installé, après le 1^{er} mars 2014, une installation photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, et ce pendant cinq ans. L'article 19quater, §4 de l'arrêté du 30 novembre 2006 fixe en outre le nombre maximal d'installations pouvant bénéficier du soutien à la production à 12.000 installations par an.

Le montant des primes (primes de base et primes complémentaires pour clients protégés) est déterminé et révisé semestriellement par la CWaPE conformément à l'article 41bis, §3 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à la communication référencée CD-14i30-CWaPE.

A fin 2014, le parc Quali watt était constitué d'un peu plus de 1.500 installations et un total de 879 primes avaient été versées par les opérateurs de réseau.

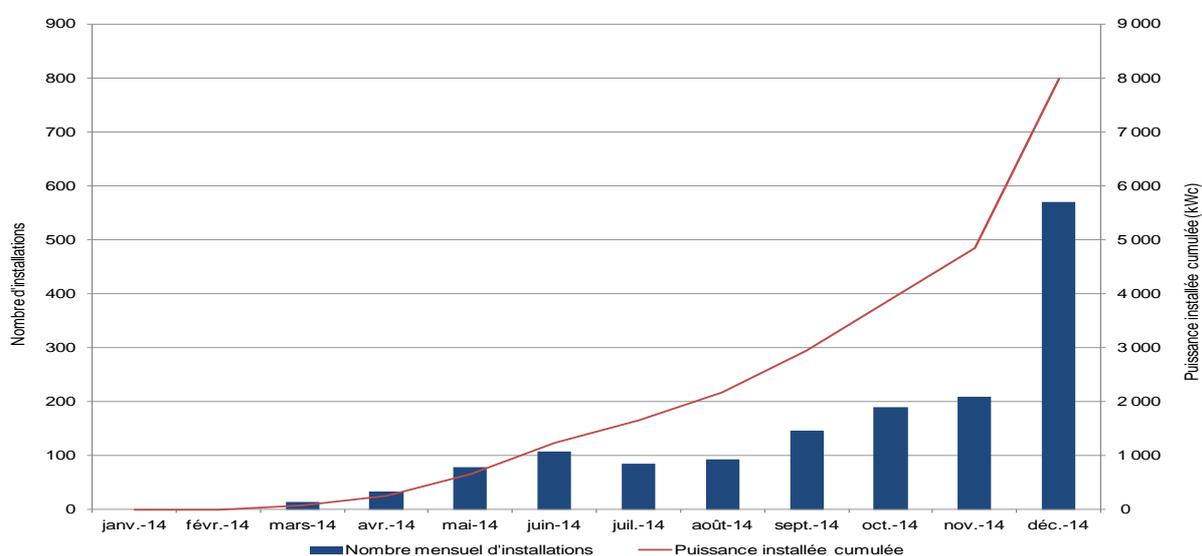


Figure 36: Evolution mensuelle du nombre d'installations Quali watt pour l'année 2014

	Total 2014	Q1 2015	Q2 2015	Q3 2015	Q4 2015	Total 2015
Nombre de Primes versées par les GRD en Wallonie	879	743	477	578	0	1798

Figure 37: Nombre de primes versées par les gestionnaires de réseau de distribution en Wallonie

L'évolution du parc Quali watt reste à ce jour incertain et l'évolution du nombre de nouvelles installations photovoltaïques dans les années à venir est relativement difficile à prévoir.

Le montant des primes devant être versées par les gestionnaires de réseau de distribution reste difficilement prévisible et ce, malgré l'application d'un plafond maximal d'installations. En effet, les montants semestriels des primes (de base et complémentaires) sont fixées par le régulateur régional; montants sur lesquels les gestionnaires de réseau n'ont pas de maîtrise.

Les charges de personnel et frais administratifs (autres que les primes) liés au suivi des dossiers Solwatt devront, le cas échéant, être redimensionnées par les gestionnaires de réseau de distribution au suivi des dossiers Quali watt. Toutefois, les principales adaptations devraient être prises par les opérateurs de réseau de distribution au cours des premières années de mise en œuvre de Quali watt, soit avant la période régulatoire 2018-2022.

4.2.2.9.2. Sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie : Primes URE

En matière d'information et de sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux énergies renouvelables, les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus d'octroyer toute prime visant à favoriser l'URE ou le recours aux énergies renouvelables et ce, conformément à l'article 25 bis 2° de l'AGW OSP électricité et l'article 29 bis 2° de l'AGW OSP gaz.

Cette obligation requiert de la part des opérateurs de réseau, un traitement administratif des demandes de primes, le versement des primes ainsi que l'établissement de créances relatives aux primes payées.

A fin 2014, le coût pour l'octroi des primes URE rapporté par les gestionnaires de réseau de distribution, constitué principalement de charges salariales et de frais administratifs s'élevait à 0,671 millions d'euros dont la quasi totalité était inhérent au secteur gaz comme le montre le graphique ci-après.

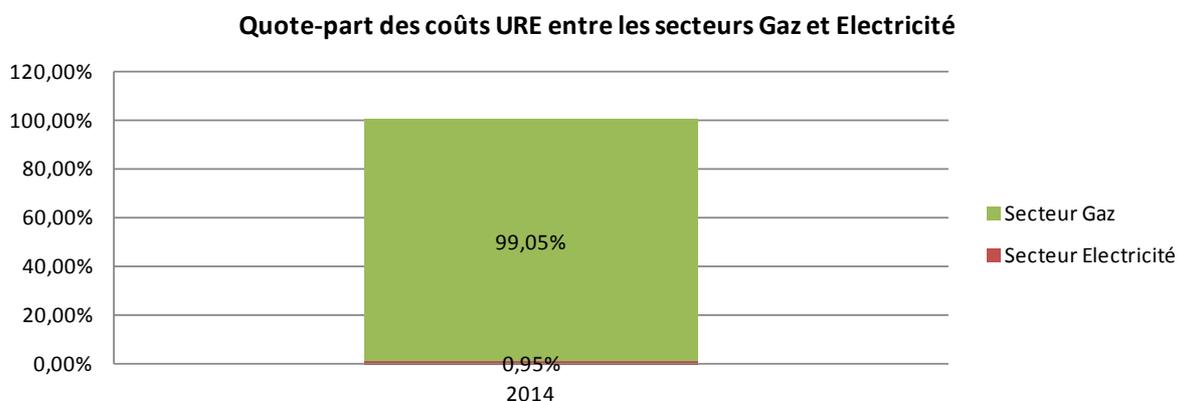


Figure 38: Quote-part des coûts URE entre les secteurs Gaz et Electricité

A l'examen de cette activité, il ressort que les coûts y relatifs sont étroitement liés au nombre de dossiers URE reçus, eux-mêmes conditionnés par les aides financières octroyées par la Région wallonne.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant les activités de promotion énergie verte (Guichet énergie) et de sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE)

Question N°17 : Est-ce que les GRD seraient d'accord sur le fait que les primes versées dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables connaîtront une croissance importante dans les prochaines années difficilement prévisibles ? Si non, pourquoi ?

Question N°18 : Faisant suite à la croissance des primes QualiWatt, est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que les coûts administratifs liés à la gestion des primes sont et resteront relativement minimes? Si non, développez.

Question N°19 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant les activités de promotion énergie verte (Guichet énergie) et de sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE)?

4.2.2.10. Raccordement standard gratuit

Les coûts liés aux raccordements standards gratuits sont entièrement investis et amortis par les gestionnaires de réseau de distribution. Comme évoqué préalablement les CAPEX ne sont pas concernés par les pourcentages de couverture.

La CWaPE souligne que les coûts liés aux raccordements standards gratuits, valorisés en 2014 à 10 millions d'euros, représentent plus de 25% des coûts OSP du secteur gaz.

Question spécifique adressée aux gestionnaires de réseau de distribution concernant les raccordements standards gratuits

Question N°20 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant les raccordements standards gratuits?

4.2.2.11. Eclairage public

L'arrêté du gouvernement wallon du 6 novembre 2008, tel que modifié par l'AGW du 13 septembre 2012, a introduit, à charge des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, des obligations en matière d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public.

Pris en charge par les gestionnaires de réseau de distribution depuis 2008, les coûts OSP relatifs à l'éclairage public proviennent de différentes activités à savoir, la tenue à jour de la base patrimoniale et du cadastre énergétique de l'éclairage public communal, l'entretien de l'éclairage public, le remplacement des armatures de la famille des « vapeurs de mercure basse pression », le remplacement des armatures de la famille des « vapeurs de mercure haute pression » ainsi que les investissements en équipements d'écrêtage et de stabilisation.

Le tableau ci-après reprend l'évolution des coûts OSP Eclairage public pour les années 2010 à 2014.

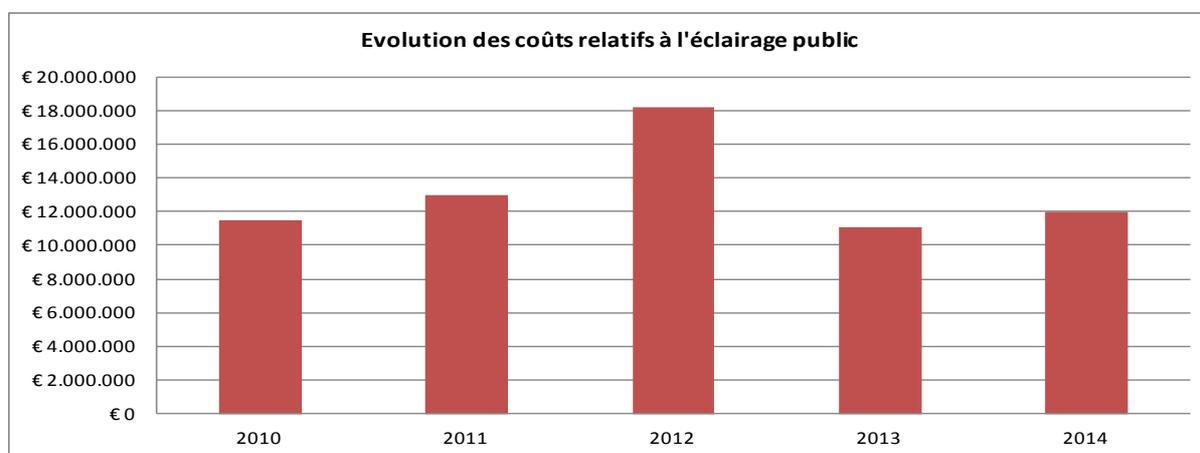


Figure 39 : Evolution des coûts relatifs à l'éclairage public

Relativement stables, ces coûts ont particulièrement augmenté en 2012 suite la constitution et l'actualisation de la base patrimoniale de l'éclairage communal telle qu'imposée par l'AGW du 6 novembre 2008. Les prévisions budgétaires pour les années 2015 et 2016 rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre de leur proposition tarifaire 2015-2016 montrent une augmentation des coûts d'Eclairage public qui devraient atteindre 14,4MEUR d'ici la fin 2016.

Sur la base des données rapportées pour l'année 2014 par les gestionnaires de réseau de distribution, les coûts d'exploitation relatifs à l'éclairage public est représenté dans le graphique ci-après.

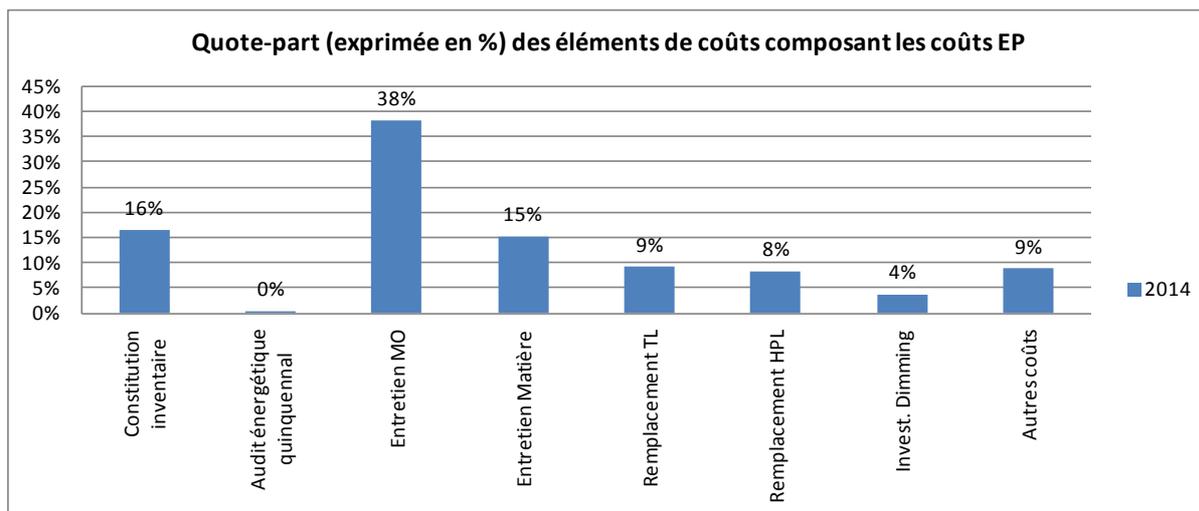


Figure 40 : Quote-part des éléments de coûts composant les coûts EP

A l'analyse de ce graphique, la constitution de l'inventaire exhaustif de l'éclairage communal ainsi que le cadastre énergétique permanent de l'éclairage public ont considérablement influencé les coûts OSP d'éclairage public au cours des années 2011 et 2012. Finalisés en date du 1^{er} janvier 2013, la constitution de l'inventaire et du cadastre ne devrait toutefois plus engendrer à l'avenir que des coûts de mise à jour.

Les coûts OSP d'éclairage public ont également été impactés par l'audit énergétique que les GRD doivent réaliser tous les 5 ans à l'attention des communes et ce, conformément à l'article 1^{er} 8° d) de l'AGW du 6 novembre 2008. Le premier audit ayant porté sur l'année 2011, les gestionnaires de réseau devront assurer un second et un troisième audit respectivement pour les années 2016 et 2021. Fort de leur expérience acquise au cours de leurs deux premiers audits, les gestionnaires de réseau de distribution devront être à même de budgéter au mieux les coûts relatifs à l'audit énergétique 2021.

Les coûts d'entretien de l'éclairage public, constitués de charges de personnel et d'achats de matériaux, dépendent de plusieurs éléments qui sont la taille du parc d'éclairage public communal (nombre de points lumineux installés sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution), la composition du parc d'éclairage public (quels types de lampes avec quelles durées de vie) et enfin la politique d'entretien menée par le GRD (entretien curatif simple ou entretien curatif en complément d'un entretien préventif). Ces différents éléments sont connus (via l'inventaire et le cadastre permanent de l'éclairage public communal) et définis (politique d'entretien menée) par les différents GRD.



Figure 41 : Evolution du nombre de points lumineux rapporté en Région wallonne

Sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution, le graphique ci-après montre la stabilité des coûts d'entretien de l'éclairage public communal observés en Région wallonne pour les années 2013 et 2014. L'année 2012 est particulière dans le sens où, pour certains gestionnaires de réseau de distribution, un remplacement systématique des lampes a été effectué à l'occasion du recensement.

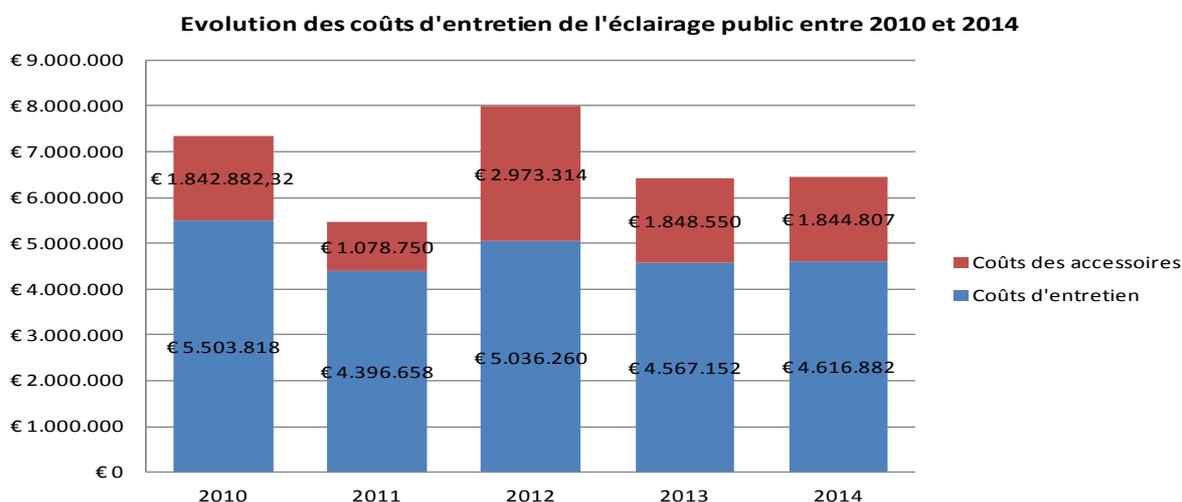


Figure 42 : Evolution des coûts d'entretien de l'éclairage public entre 2010 et 2014

Compte tenu des informations communiquées par certaines gestionnaires de réseau de distribution, l'évolution du coût moyen par intervention curatives normales et préventives se représente comme suit :

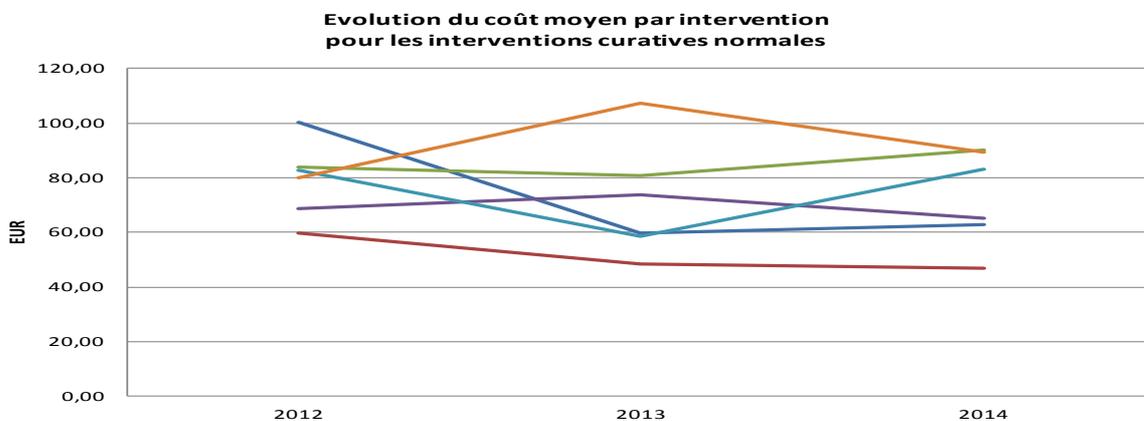


Figure 43 : Evolution du coût moyen par intervention pour les interventions curatives normales

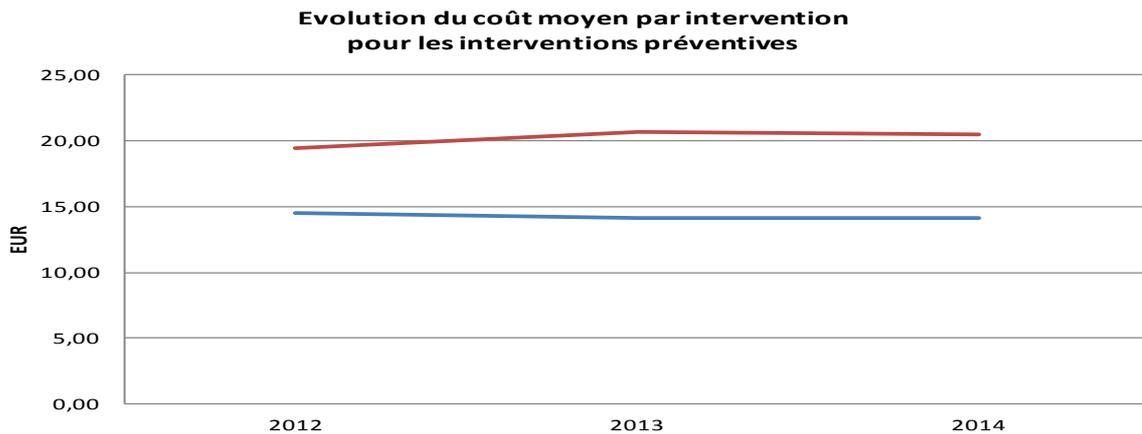


Figure 44 : Evolution du coût moyen par intervention pour les interventions préventives

A côté de l'obligation d'entretien du réseau d'éclairage public pour compte des communes, les AGW éclairage public et AGW modificatif du 13 septembre 2012 disposent que les gestionnaires de réseau de distribution doivent procéder au remplacement des armatures n'ayant pas une bonne efficacité énergétique (mercure basse et haute pression) et peuvent le cas échéant investir dans des équipements d'écrêtage et de stabilisation.

Ainsi, les armatures de la famille des vapeurs de mercure basse pression ont fait l'objet d'un programme de remplacement dont le terme, à défaut de dates précises fixées par le législateur, était à priori fixé à novembre 2013, soit cinq ans après la date d'entrée en vigueur de l'AGW. A fin 2014, l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, à l'exclusion d'un gestionnaire de réseau de distribution pour lequel un délai d'un an complémentaire a été accordé, avait procédé aux remplacements requis. Pour la période 2018-2022, les gestionnaires de réseau ne devraient plus, sauf circonstance exceptionnelle, avoir de coûts associés à ces remplacements.

Pour les armatures de la famille des vapeurs de mercure haute pression, les gestionnaires de réseau de distribution devront établir un vaste programme de remplacement de l'ensemble des luminaires équipés de cette technologie, lequel devra être impérativement terminé au 31 décembre 2018. La période régulatoire 2018-2022 devrait dès lors être impactée par une partie des coûts de ces remplacements d'armature.

Ces programmes de remplacement sont connus des gestionnaires de réseau de distribution de sorte que les coûts y afférents devraient pouvoir être budgétés au mieux par ceux-ci.

Par ailleurs tant les remplacements de luminaires équipés de lampes de la famille des vapeurs de mercure que les investissements « dimming » vont contribuer à réduire de manière sensible les coûts futurs d'entretien de l'éclairage public communal par le gestionnaire de réseau de distribution.

Enfin, la hauteur et le nombre de demandes d'investissements relatifs aux systèmes de « dimming » sont à l'heure actuelle, en ce qui concerne la période 2018-2022, difficilement prévisibles.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant les activités OSP relatives à l'éclairage public

Question N°21 : Est-ce que les GRD partagent l'analyse de la CWaPE quant au caractère prévisible des coûts liés à l'entretien de l'éclairage public qui devraient diminuer suite aux investissements réalisés dans le cadre des remplacements de certains types de lampes énergivores et d'investissements « dimming » ? Si non, pourquoi.

Question N°22 : Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs et les investissements relatifs au « dimming », qui impacteraient le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP éclairage public? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°23: Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE sur le fait que les coûts liés aux programmes de remplacement des armatures de la familles des vapeurs de mercure haute pression sont prévisibles pour la période 2018-2022, en sachant que seule l'année 2018 sera concernée ? Si non, pourquoi.

Question N°24 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE sur le fait que les coûts liés à l'audit énergétique quinquennal sont prévisibles pour la période 2018-2022, en sachant que seule l'année 2021 sera concernée ? Si non, pourquoi.

Question N°25 : Comment les GRD voient le traitement des charges des dettes liées au financement des OSP EP ?

Question N°26 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant les activités OSP relatives à l'éclairage public?

4.3. PROPOSITIONS RETENUES PAR LA CWAPE

4.3.1. Propositions retenues pour les pertes en réseau

La CWAPE souhaite inciter les GRD à négocier au mieux leurs contrats d'achat d'énergie pour couvrir leurs pertes en réseau. Ces négociations doivent être menées en bon père de famille, en évitant de prendre des risques trop élevés qui pourraient mener, in fine, à faire supporter aux URD un coût d'achat des pertes en réseau trop élevé.

4.3.1.1. Instauration d'un couloir de prix autorisé

A cette fin, la CWAPE souhaite instaurer un « **couloir de prix autorisé** » autour d'une valeur de marché. Ce couloir serait déterminé par un pourcentage de variation à la hausse et à la baisse par rapport à cette valeur de marché dont le mécanisme est exposé ci-après.

Le solde régulateur relatif à l'achat des pertes de réseau serait affecté selon les principes suivants :

- Pour les GRD ayant acheté leurs pertes à un prix situé dans le « couloir de prix autorisé », le solde régulateur relatif à l'achat des pertes de réseau pourra être affecté totalement aux tarifs de distribution. Dans ce cas, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (V_{\text{budgété}} * P_{\text{budgété}}) - (V_{\text{réel}} * P_{\text{réel}})$$

- Pour les GRD ayant acheté leurs pertes à un prix situé hors du « couloir de prix autorisé », la partie du solde régulateur qui sera couverte par les tarifs de distribution sera calculée comme suit :

- Si le GRD a acheté ses pertes à un prix plus élevé que la limite supérieure du couloir de prix autorisé, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (V_{\text{budgété}} * P_{\text{budgété}}) - (V_{\text{réel}} * P_{\text{max}})$$

Le reste du solde régulateur sera à charge du gestionnaire de réseau de distribution.

- Si le GRD a acheté ses pertes à un prix moins élevé que la limite inférieure du couloir de prix autorisé, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (V_{\text{budgété}} * P_{\text{budgété}}) - (V_{\text{réel}} * P_{\text{min}})$$

Le reste du solde régulateur sera au profit du gestionnaire de réseau de distribution.

Légende :

$V_{\text{budgété}}$: Volume de pertes en réseau budgété

$P_{\text{budgété}}$: Prix d'achat des pertes en réseau budgété

$V_{\text{réel}}$: Volume de pertes en réseau réel

$P_{\text{réel}}$: Prix d'achat des pertes en réseau réel

P_{max} : Limite supérieure du couloir de prix autorisé

P_{min} : Limite inférieure du couloir de prix autorisé

4.3.1.2. Détermination de la valeur de marché de référence

La CWaPE suggère d'utiliser comme valeur de marché de référence, le prix de référence utilisé lors du processus de réconciliation. Ce prix est calculé par FeReSo, Fondation privée avec laquelle les GRD ont un lien contractuel pour l'exécution de la réconciliation financière au sein du marché belge du gaz et de l'électricité. Le prix de réconciliation calculé par FeReSo est unique et s'applique à l'ensemble des GRD belges. Il est une moyenne des cotations sur les marchés de gros à l'énergie (tant future que spot), reproduisant la stratégie type d'achat d'énergie pour un profil de consommation comparable aux charges moyennes sur les réseaux de distribution belges. Tant en matière de référence de prix qu'en matière de profil de consommation, ce prix de réconciliation est représentatif pour le comparer au prix d'achat des pertes des GRD. De surcroît, ce prix de réconciliation est utilisé pour les achats/ventes d'énergie des GRD en réconciliation pour le volume du « rest term » (càd volume qui pourrait être apparenté à un volume trop ou trop peu estimé des pertes de réseaux).

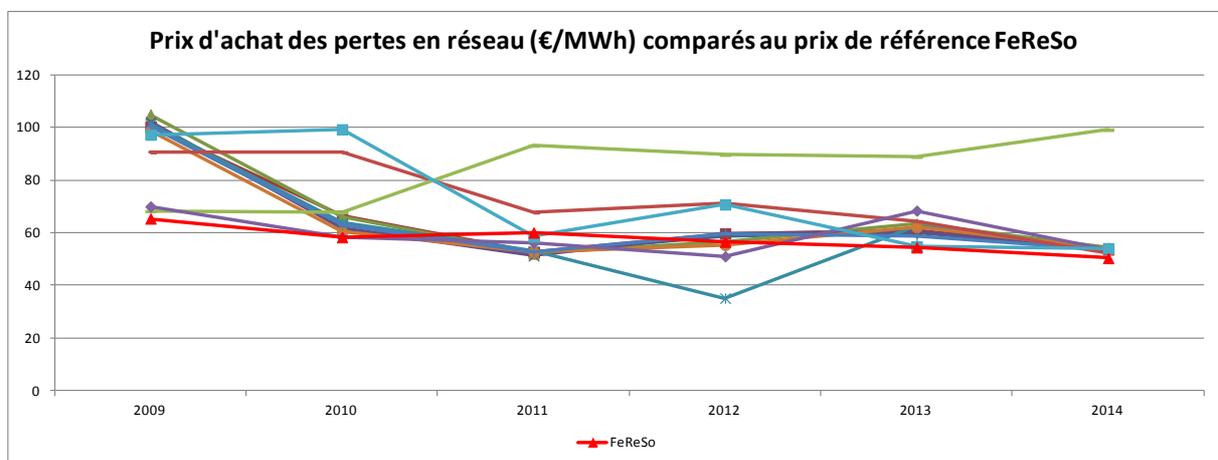


Figure 45 : Evolution du prix d'achat des pertes en réseau des GRD wallons comparée à l'évolution du prix d'achat utilisé lors du processus de réconciliation et calculé par FeReSo

Le graphique ci-dessus montre que certains GRD parviennent depuis l'année 2009, à maintenir un prix d'achat de leurs pertes à un niveau proche du prix de réconciliation. D'autres GRD, ayant des prix d'achat de leurs pertes à des niveaux très élevés en 2009, ont ensuite réussi à se rapprocher de la valeur « FeReSo » au fil du temps. L'exercice est donc réalisable et il apparaît clairement que la plupart des GRD ont acquis une certaine expérience dans la conclusion de leurs contrats d'achat d'énergie auprès des fournisseurs pour la couverture de pertes en réseau.

Le tableau ci-dessous reprend l'économie globale qui aurait pu être réalisée par les GRD wallons si ceux-ci avaient acheté leurs pertes en réseau au prix de réconciliation :

Delta entre coût d'achat réel des pertes des GRD et coût d'achat des pertes au prix FeReSo						
2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
34.900.721	12.320.009	-6.009.733	2.909.841	5.555.253	3.471.056	53.147.147

4.3.1.3. Détermination du « couloir de prix autorisé »

Pour la détermination du couloir de prix autorisé, la CWaPE propose de tenir compte d'un surpris par rapport au prix FeReSo, afin de prendre en considération la marge calculée par le fournisseur, ainsi que la prime appliquée par ce dernier afin de couvrir, entre autres, son risque de déséquilibre. Ce surpris est estimé à 2€/MWh.

La CWaPE propose un couloir de prix de 20% autour de cette valeur de référence. Les limites inférieure et supérieure du couloir de prix autorisé sont donc définies comme suit :

- Limite supérieure = (Prix FeReSo + 2€/MWh) * (1 + 0,2)
- Limite inférieure = (Prix FeReSo + 2€/MWh) * (1 - 0,2)

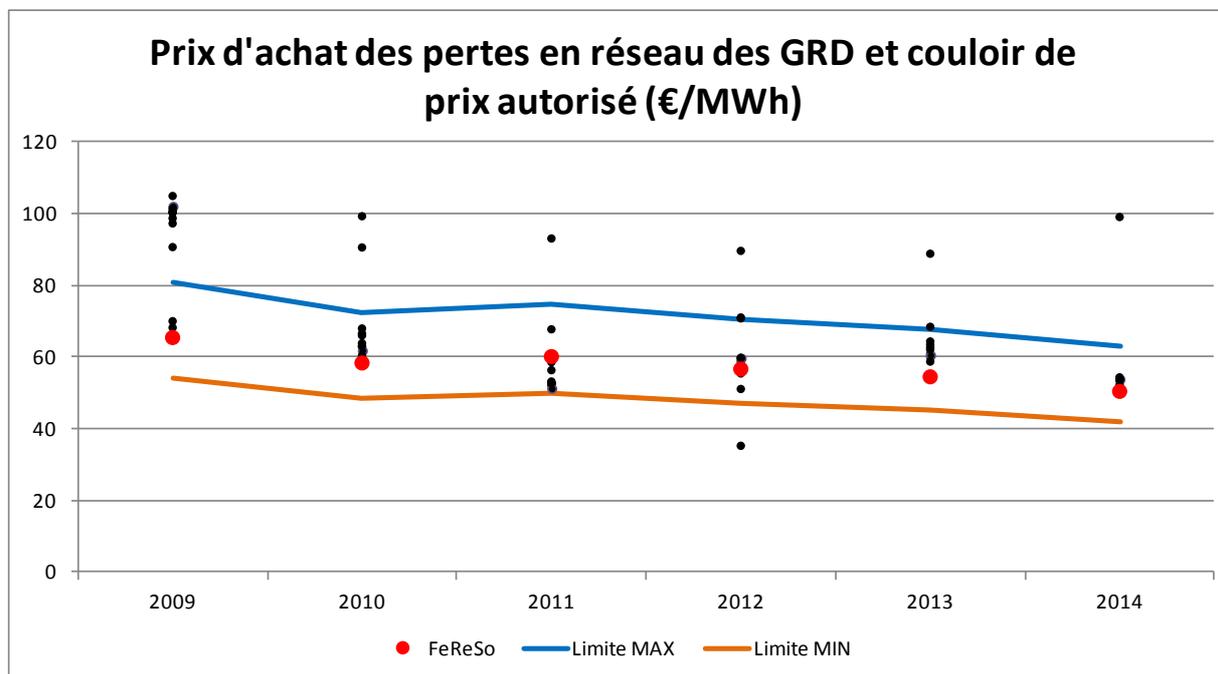


Figure 46 : Prix d'achat des pertes en réseau des GRD wallons au regard du couloir de prix autorisé

Au regard du graphique ci-dessus, il apparaît clairement que le couloir de prix proposé par la CWaPE est raisonnable et ne devrait pas faire supporter de charges excessives aux gestionnaires de réseau de distribution. Les prix d'achat des pertes qui excèdent la limite supérieure du couloir de prix autorisé sont manifestement déraisonnables. La CWaPE souhaite à l'avenir prémunir les URD contre ce genre de dérive et le couloir de prix autorisé proposé dans la présente note rencontre bien cet objectif.

4.3.1.4. La réconciliation

Les charges et produits issus du processus de réconciliation devront être rapportés à la CWaPE séparément des montants liés à l'achat des pertes en réseau. La CWaPE propose que les soldes portant sur la réconciliation soient couverts à 100% par les tarifs de distribution, aussi bien pour l'électricité que pour le gaz.

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant la proposition retenue pour les achats de perte en réseau

Question N°27 : Le prix de réconciliation calculé par FeReSo et proposé par la CWaPE comme prix de référence pour l'achat des pertes en réseau semble-t-il être une bonne référence pour les GRD ? Si non, pourquoi et quelle serait l'alternative proposée ?

Question N°28: Le surpris valorisé à 2€/MWh par rapport à la valeur de référence et proposé par la CWaPE afin prendre en considération la marge calculée par le fournisseur, ainsi que la prime appliquée par ce dernier afin de couvrir, entre autres, son risque de déséquilibre est-il représentatif? Si non, quel serait le surpris adéquat ? Veuillez apporter des éléments de justification.

Question N°29 : Le couloir de prix proposé par la CWaPE et établi à +/- 20% autour de la valeur de référence (prix FeReSo + 2€/MWh) est-il adéquat ? Si non, veuillez formuler une autre proposition et la justifier.

Question N°30 : Les GRD voient-ils la nécessité de mettre en place un incitant sur le volume des pertes, leur permettant de bénéficier des efforts réalisés, notamment pour la réduction des pertes administratives. Il va de soi que cet incitant devrait s'accompagner d'une mesure visant à pénaliser la mauvaise gestion de ces taux de pertes.

Question N°31 : Les GRD ont-ils des remarques à formuler sur la proposition de la CWaPE relative au traitement des soldes relatifs au processus de réconciliation ?

Question N°32 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant la proposition retenue pour les achats de perte en réseau ?

4.3.2. Propositions retenues pour les obligations de service public

L'acte préparatoire du 15 juillet 2015 introduit la notion d'activités matures. Sous ce vocable, la CWaPE reprend d'une part, les activités exercées par les gestionnaires de réseau de distribution depuis plusieurs années et dont les éléments externes dimensionnant ces activités ont une certaine stabilité historique et statistique et d'autre part, les activités dont le niveau de prévisibilité des coûts est relativement élevé.

4.3.2.1. Obligations de service public : activités matures

Sur la base des analyses et observations exposées au point 4.2.2 de la présente note, la CWaPE est d'avis de qualifier de matures l'ensemble des activités en matière d'obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau de distribution, à l'exception des activités liées à la promotion des énergies renouvelables et à l'URE. Néanmoins, les coûts relatifs à ces dernières n'impactant pas significativement le budget global des gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE est d'avis de traiter ces coûts de la même manière que les autres activités liées aux obligations de service public. Cette qualification repose sur les argumentations développées ci-après.

- **Activités de placement et de rechargement des compteurs à budget**
 - Activités prises en charges depuis de nombreuses années par les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquelles, les opérateurs de réseau ont mis en place d'une part, des équipes administratives et techniques ainsi que des logiciels informatiques dédiés;
 - Activités constituées principalement de coûts (charges salariales et frais administratifs) dimensionnés par le nombre de demande de CàB ;
 - A priori pas d'éléments de coûts au sein des activités de placement et de rechargement des CàB qui ne pourraient pas être prévisibles au regard de l'évolution future du nombre demandes de placement des CàB;
 - Capacité démontrée par certains gestionnaires de réseau de distribution à mettre en œuvre des mesures permettant l'optimisation des procédures et la maîtrise des coûts d'exploitation dans l'accomplissement de ces activités;
 - Stabilité, voire légère diminution, dans les demandes de placement des CàB émises par les fournisseurs commerciaux dimensionnant ces activités de placement et de rechargement des CàB;
 - Absence d'éléments externes laissant envisager une forte variation (à la hausse ou à la baisse) du nombre de demandes de placement de CàB à l'avenir.

- **Activités de Gestion clientèle**
 - Activités prises en charges depuis de nombreuses années par les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquelles, les opérateurs de réseau ont mis en place d'une part, des équipes administratives et techniques ainsi que des logiciels informatiques dédiés;

- Activités constituées principalement de coûts (charges salariales et frais administratifs) dimensionnés par le nombre de clients fournis par les gestionnaires de réseau de distribution;
 - Stabilité historique dans le nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution en tant que fournisseur social ;
 - Instabilité historique dans le nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution en tant que fournisseur X devant quant à elle être majoritairement maîtrisée d'ici à 2018 (abandon du fournisseur X lors des placements CàB et amélioration du processus de déménagement) ;
 - A priori pas d'éléments de coûts au sein des activités du service clientèle qui ne pourraient pas être prévisibles au regard de l'évolution future du nombre de clients alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution;
 - Modifications et nouvelles dispositions décrétales en matière d'extension du statut de client protégé à de nouvelles catégories de clients finals qui devraient offrir un niveau de prévisibilité quant à la hausse des coûts relatifs à la fourniture d'énergie avant l'horizon 2018;
 - Prévisibilité d'une baisse significative des coûts d'exploitation du service clientèle (y compris dotations aux réductions de valeur sur créances commerciales douteuses) suite aux modifications prévoyant l'abandon du fournisseur X lors des placements CàB et l'amélioration du processus de déménagement.
- **Activités de fonctionnement de marché (MOZA et EOC)**
 - Activités prises en charges depuis de nombreuses années par les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquelles, les opérateurs de réseau ont mis en place d'une part, des équipes administratives et techniques ainsi que des logiciels informatiques dédiés;
 - Activités constituées principalement de coûts (charges salariales et frais administratifs) dimensionnés par le nombre de déménagements problématiques et de procédure EOC ;
 - Stabilité historique dans le nombre de demande de procédures MOZA émises par les fournisseurs dimensionnant cette activité ;
 - Absence d'éléments externes laissant envisager une forte variabilité du nombre de procédures à l'avenir ;
 - Prévision d'une baisse significative des coûts d'exploitation des activités de fonctionnement de marché suite à l'introduction du MIG6 à l'horizon 2018;
 - A priori, pas d'éléments de coûts au sein des activités de fonctionnement de marché qui ne pourraient pas être prévisibles au regard de l'évolution future du nombre de procédures MOZA et EOC émises par les fournisseurs commerciaux.

- **Activités liées à la promotion des énergies renouvelables et à l'URE**
 - Activités prises en charges depuis de quelques années par les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquelles, les opérateurs de réseau ont mis en place d'une part, des équipes administratives et techniques ainsi que des logiciels informatiques dédiés;
 - Activités constituées principalement de coûts (charges salariales et frais administratifs), dimensionnés par le nombre de demande de primes;
 - Variabilité du nombre de demandes de primes qui pourrait conduire la CWaPE a qualifier l'activité de non mature, si ce n'est les faibles budgets nécessaires au traitement de ces dossiers (hors budget lié aux versements des primes proprement dites).

- **Activités liés à l'éclairage public**
 - Activités prises en charges depuis de nombreuses années par les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquelles, les opérateurs de réseau ont mis en place d'une part, des équipes administratives et techniques ainsi que des logiciels informatiques dédiés;
 - Activités d'entretien EP constituées principalement de coûts (charges salariales et frais administratifs) dimensionnés par le nombre et le type de points lumineux;
 - Stabilité historique dans le nombre de points lumineux installés en Région wallonne;
 - Evolutions historiques et futures des types de points lumineux maîtrisées, car faisant l'objet de plans de remplacements connus;
 - Constitution d'un inventaire et d'un cadastre permanent de l'éclairage public permettant une meilleure prévisibilité des coûts d'entretien EP;
 - A priori, pas d'éléments de coûts au sein des activités éclairage public qui ne pourraient pas être prévisibles ou qui sortiraient du contrôle du gestionnaire de réseau de distribution.

4.3.2.2. Traitements des coûts CAPEX liés aux obligations de service public

La CWaPE rappelle que les pourcentages de couverture énoncés par l'acte préparatoire du 15 juillet 2015 et abordés dans la présente note, ne concernent que les coûts d'exploitation des activités OSP visées par les dispositions décrétales d'application au moment de la publication de la méthodologie tarifaire 2018-2022.

Ainsi, les amortissements et la marge équitable relatifs aux investissements « de type OSP » à savoir principalement les compteurs à budget et les raccordements standards gratuits, ne sont quant à eux pas visés par la présente note. Ce qui n'est toutefois pas négligeable au regard de la quote-part des CAPEX dans les coûts OSP totaux à savoir, pour l'année 2014, une quote-part rapportée de l'ordre de 20%. Concernant le traitement des amortissements et de la marge équitable relatif aux OSP, la CWaPE suggère qu'il devra suivre le même traitement que les amortissements et la marge équitable relatifs aux autres actifs régulés des opérateurs de réseau, lequel fera l'objet d'une note technique spécifique.

4.3.2.3. Traitements des coûts OPEX liés aux obligations de service public

A l'examen des éléments de coûts d'exploitation (OPEX) composant les activités d'obligations de service public imposés aux gestionnaires de réseau de distribution, il ressort que certains éléments de coûts, même issus d'activités qualifiées de matures, ne sont que partiellement contrôlables voire pas contrôlables par les gestionnaires de réseau de distribution.

Ainsi, la CWaPE est d'avis de qualifier de « pas contrôlables » au regard de la régulation tarifaire 2018-2022 les éléments de coûts suivants :

1. *les primes Qualiwhatt versées aux utilisateurs de réseau ;*
2. *les coûts de réseau inhérents aux activités de fourniture d'énergie ;*
3. *les recettes liées aux activités de fourniture d'énergie (en ce compris les remboursements de la CREG) ;*
4. *les coûts liés aux investissements de dimming.*

Par contre, la CWaPE est d'avis de qualifier de « partiellement contrôlables » au regard de la régulation tarifaire 2018-2022 les éléments de coûts suivants :

1. *les coûts d'achat d'énergie pour la fourniture sociale et fourniture X*

Ainsi, à l'instar de la mesure proposée pour l'achat des pertes de réseau, la CWaPE souhaite inciter les gestionnaires de réseau de distribution à négocier au mieux leurs contrats d'achat d'énergie pour couvrir leur fourniture en tant que fournisseur social ou fournisseur x.

- **Instauration d'un couloir de prix autorisé pour l'achat d'énergie (électricité et gaz)**

A cette fin, la CWaPE souhaite ici aussi instaurer un « **couloir de prix autorisé** » autour d'une valeur de marché. Ce couloir serait déterminé par un pourcentage de variation à la hausse et à la baisse par rapport à cette valeur de marché dont le mécanisme est exposé ci-après.

Le solde régulateur relatif à l'achat d'énergie pour la fourniture x et la clientèle protégée sera affecté selon les principes suivants :

- Pour les GRD ayant acheté leur énergie à un prix situé dans le « couloir de prix autorisé », le solde régulateur relatif à l'achat d'énergie pour la fourniture x et la clientèle protégée pourra être affecté totalement aux tarifs de distribution. Dans ce cas, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (V_{\text{budgété}} * P_{\text{budgété}}) - (V_{\text{réel}} * P_{\text{réel}})$$

- Pour les GRD ayant acheté leur énergie à un prix situé hors du « couloir de prix autorisé », la partie du solde régulateur qui sera couverte par les tarifs de distribution sera calculée comme suit :

- Si le GRD a acheté son énergie à un prix plus élevé que la limite supérieure du couloir de prix autorisé, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (V_{\text{budgété}} * P_{\text{budgété}}) - (V_{\text{réel}} * P_{\text{max}})$$

Le reste du solde régulateur sera à charge du gestionnaire de réseau de distribution.

- Si le GRD a acheté son énergie à un prix moins élevé que la limite inférieure du couloir de prix autorisé, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (V_{\text{budgété}} * P_{\text{budgété}}) - (V_{\text{réel}} * P_{\text{min}})$$

Le reste du solde régulateur sera au profit du gestionnaire de réseau de distribution.

Légende :

$V_{\text{budgété}}$: Volume budgété de la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

$P_{\text{budgété}}$: Prix d'achat budgété pour la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

$V_{\text{réel}}$: Volume réel de la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

$P_{\text{réel}}$: Prix d'achat réel pour la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

P_{max} : Limite supérieure du couloir de prix autorisé

P_{min} : Limite inférieure du couloir de prix autorisé

• Détermination de la valeur de marché de référence

La CWaPE suggère d'utiliser comme valeur de marché de référence, le prix de référence calculé par FeReSo et utilisé lors du processus de réconciliation. Ce prix de réconciliation est établi pour l'électricité et le gaz.

• Détermination du « couloir de prix autorisé »

Pour la détermination du couloir de prix autorisé, la CWaPE propose de tenir compte d'un surprix par rapport au prix FeReSo, afin de prendre en considération la marge calculée par le fournisseur, ainsi que les primes appliquées par ce dernier afin de couvrir, entre autres, ses risques liés aux « sourcing ». Ce surprix est estimé à 2€/MWh pour l'électricité et à 1€/MWh pour le gaz.

La CWaPE propose un couloir de prix de 20% autour de cette valeur de référence. Les limites inférieure et supérieure du couloir de prix autorisé sont donc définies comme suit :

- Pour l'électricité :
 - Limite supérieure = (Prix FeReSo + 2€/MWh) * (1 + 0,2)
 - Limite inférieure = (Prix FeReSo + 2€/MWh) * (1 - 0,2)
- Pour le gaz :

- Limite supérieure = (Prix FeReSo + 1€/MWh) * (1 + 0,2)
- Limite inférieure = (Prix FeReSo + 1€/MWh) * (1 - 0,2)

2. les coûts de certificats verts liés à la fourniture sociale et fourniture X

Dans la continuité de l'approche proposée pour l'achat d'énergie, la CWaPE souhaite inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acheter les quotas de certificats verts qui leur sont imposés dans le cadre de leur rôle de fournisseur social et fournisseur x à un prix raisonnable.

- **Instauration d'un couloir de prix autorisé pour l'achat de certificats verts**

A cette fin, la CWaPE souhaite ici aussi instaurer un « **couloir de prix autorisé** » autour d'une valeur de référence. Ce couloir serait déterminé par un pourcentage de variation à la hausse et à la baisse par rapport à cette valeur.

Le solde régulateur relatif à l'achat de certificats verts pour la fourniture x et la clientèle protégée sera affecté selon les principes suivants :

- Pour les GRD ayant acheté leurs certificats verts à un prix moyen situé dans le « couloir de prix autorisé », le solde régulateur relatif à l'achat de CV pour la fourniture x et la clientèle protégée pourra être affecté totalement aux tarifs de distribution. Dans ce cas, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (\text{NCV}_{\text{budget}} * \text{PCV}_{\text{budget}}) - (\text{NCV}_{\text{réel}} * \text{PCV}_{\text{réel}})$$

- Pour les GRD ayant acheté leur certificats verts à un prix moyen situé hors du « couloir de prix autorisé », la partie du solde régulateur qui sera couverte par les tarifs de distribution sera calculée comme suit :

- Si le GRD a acheté ses CV à un prix moyen plus élevé que la limite supérieure du couloir de prix autorisé, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (\text{NCV}_{\text{budget}} * \text{PCV}_{\text{budget}}) - (\text{NCV}_{\text{réel}} * \text{PCV}_{\text{max}})$$

Le reste du solde régulateur sera à charge du gestionnaire de réseau de distribution.

- Si le GRD a acheté ses CV à un prix moyen moins élevé que la limite inférieure du couloir de prix autorisé, la formule de détermination du montant qui sera reporté dans les tarifs de distribution est la suivante :

$$\text{Solde régulateur à charge des tarifs} = (\text{NCV}_{\text{budget}} * \text{PCV}_{\text{budget}}) - (\text{NCV}_{\text{réel}} * \text{PCV}_{\text{min}})$$

Le reste du solde régulateur sera au profit du gestionnaire de réseau de distribution.

Légende :

$NCV_{\text{budgété}}$: Nombre de certificats verts budgété pour la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

$PCV_{\text{budgété}}$: dg Prix d'achat de CV moyen budgété pour la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

$NCV_{\text{réel}}$: Nombre de certificats verts réel pour la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

$PCV_{\text{réel}}$: Prix d'achat de CV moyen réel pour la fourniture en tant que fournisseur x et fournisseur social

PCV_{max} : Limite supérieure du couloir de prix autorisé

PCV_{min} : Limite inférieure du couloir de prix autorisé

- **Détermination de la valeur de référence**

La CWaPE suggère d'utiliser comme valeur de référence, la moyenne pondérée des prix moyens mensuels du marché global publiés par la CWaPE sur son site Internet pour l'année concernée.

- **Détermination du « couloir de prix autorisé »**

La CWaPE propose un couloir de prix de 10% autour de cette valeur de référence. Les limites inférieure et supérieure du couloir de prix autorisé sont donc définies comme suit :

- Limite supérieure = (Prix d'achat moyen annuel) * (1 + 0,1)
- Limite inférieure = (Prix d'achat moyen annuel) * (1 - 0,1)

Finalement et sur la base des analyses et observations détaillées au point 4.2. de la présente note, et sous réserve d'éléments nouveaux qui pourraient être mis en lumière par les gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE souhaite proposer aux gestionnaires de réseau de distribution de qualifier de « contrôlables » au regard de la régulation tarifaire 2018-2022 les autres coûts d'exploitation liés aux obligations de service public.

Sur la base des propositions retenues pour les pertes de réseau et les coûts des obligations de service public, la CWaPE suggère d'adapter le tableau de couverture des coûts par les tarifs comme suit :

Couverture par le tarif des écarts entre budgété et réalisé (*à finaliser après le(s) GT coûts*)

	Part du montant couvert
OPEX (sauf ceux listés ci-dessous)	0 %
<ul style="list-style-type: none"> • Pertes en réseau (électricité) <ul style="list-style-type: none"> ○ Coût d'achat d'énergie en couloir ○ Coût d'achat d'énergie hors couloir 	Partiel % %
<ul style="list-style-type: none"> • Les charges de pension <p>à l'exception des charges de pension des agents sous statut public, conformément à l'article 14 §2 du décret du 12 avril 2001 tel qu'introduit par le décret du 11 avril 2014 et de l'article 15 du décret du 19 décembre 2002 tel qu'introduit par le décret du 21 mai 2015</p>	0 % 100 %
<ul style="list-style-type: none"> • Les coûts nets relatifs aux obligations de service public¹¹ <ul style="list-style-type: none"> ○ Compteurs à budget (Gaz et Electricité) <ul style="list-style-type: none"> • Amortissement • Coûts des rechargements • Coûts d'entretien, d'activation et de coupure et coûts indirects • Dotations aux réductions de valeurs • Coûts indirects ○ Coûts du service clientèle <ul style="list-style-type: none"> • Accueil clientèle • Service clientèle (facturation) • Service de recouvrement • Service plaintes • Indemnités 	partiel % % % % % % % % %

¹¹ Telles que définies par les dispositions légales au moment de l'approbation de la méthodologie tarifaire 2018-2022 par le Comité de direction de la CWaPE.

○ Fournisseur social et fournisseur X ¹²	
• Procédure d'achat	%
• Coûts achat d'énergie en couloir	%
• Coûts achat d'énergie hors couloir	%
• Coûts de distribution et de transport	%
• Coûts achats certificats verts	%
• Dotations aux réductions de valeurs	%
○ Fonctionnement de marché (MOZA et EOC)	%
• Coûts administratifs	%
○ Promotion des énergies renouvelables et sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie	
• Coûts administratifs	%
• Primes Quali watt versées aux URD	%
○ Raccordement standard gratuit	
• Amortissement	%
○ Eclairage public (électricité)	
• Constitution et mise à jour inventaire EP	%
• Audit énergétique quinquennal	%
• Entretien (Main d'œuvre et matériel)	%
• Dimming	%
• Autres coûts administratifs	%
• Les charges relatives à la facturation des coûts de transport, y compris les surcharges ELIA	100 %
• Les surcharges ¹³	100 %

¹² En ce inclus les obligations liées aux quotas d'électricité verte

¹³ Les taxes, impôts sur les revenus, impôts sur les personnes morales, précomptes immobiliers et prélèvements tels qu'ils sont imposés légalement aux gestionnaires de réseau de distribution

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant la proposition retenue pour les éléments de coûts qualifiés de « contrôlables » au regard de la régulation tarifaire 2018-2022

Question N° 33: Est-ce que le GRD partage l'avis de la CWaPE de considérer les primes Quali watt comme pas contrôlables au regard de la régulation tarifaire 2018-2022? Si non, pourquoi et développez

Question N° 34: Est-ce que le GRD partage l'avis de la CWaPE de considérer les coûts de réseau dans ses activités de fournisseur social et fournisseur x comme pas contrôlables au regard de la régulation tarifaire 2018-2022? Si non, pourquoi et développez

Question N° 35: Est-ce que le GRD partage l'avis de la CWaPE de considérer les coûts liés aux investissements de dimming comme pas contrôlables ? Si non, pourquoi et développez

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant la proposition retenue pour les achats d'énergie couvrant la fourniture en tant que fournisseur social ou fournisseur x

Question N° 36: Le prix de réconciliation calculé par FeReSo et proposé par la CWaPE comme prix de référence pour l'achat d'énergie relative à la fourniture X et sociale semble-t-il être une bonne référence pour les GRD ? Si non, pourquoi et quelle serait l'alternative proposée ?

Question N° 37: Le surprix valorisé à 2€/MWh pour l'électricité et à 1€/MWh pour le gaz par rapport à la valeur de référence et proposé par la CWaPE afin prendre en considération la marge calculée par le fournisseur, ainsi que la prime appliquée par ce dernier afin de couvrir, entre autres, son risque de déséquilibre, est-il correct ? Si non, quel serait le surprix adéquat ? Veuillez apporter des éléments de justification.

Question N° 38 Le couloir de prix proposé par la CWaPE et établi à +/- 20% autour de la valeur de référence est-il adéquat ? Si non, veuillez formuler une autre proposition et la justifier.

Question N° 39: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant la proposition retenue pour les achats d'énergie couvrant la fourniture en tant que fournisseur social ou fournisseur x ?

Questions spécifiques adressées aux gestionnaires de réseau de distribution concernant la proposition retenue pour les achats de certificats verts en tant que fournisseur social ou fournisseur x

Question N° 40: Le prix de référence proposé par la CWaPE pour l'achat de certificats verts en tant que fournisseur social ou fournisseur x semble-t-il être une bonne référence pour les GRD ? Si non, pourquoi et quelle serait l'alternative proposée ?

Question N° 41 : Le couloir de prix proposé par la CWaPE et établi à +/- 10% autour de la valeur de référence est-il adéquat ? Si non, veuillez formuler une autre proposition et la justifier.

Question N° 42: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant es achats de certificats verts en tant que fournisseur social ou fournisseur x ?

4.4. SYNTHÈSE DES QUESTIONS ADRESSÉES AUX GESTIONNAIRES DE RESEAU DE DISTRIBUTION

Question N°1 : Est-ce que les GRD voient d'autres types de coûts qui pourraient être qualifiés de peu à pas contrôlables et qui ne sont pas repris dans la présente note ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°2 : Avez-vous des remarques à formuler concernant les achats de pertes en réseau?

Question N°3 : Est-ce que les GRD partagent l'analyse de la CWaPE quant à une stabilisation, voire une diminution, des demandes de placement de CàB par les fournisseurs commerciaux qui implique de facto une meilleure prévisibilité des coûts liés aux procédures de placement des CàB ? Si non, pourquoi.

Question N°4 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que les coûts CàB sont composés d'une base de coûts relativement stable d'une part, de par les caractéristiques intrinsèques de ces coûts (software, etc.) et d'autre part, de par la relative stabilité du nombre de placement de CàB qui ne sont que très peu liés avec le nombre de CàB déjà placés ou le nombre de rechargements? Si non, développez.

Question N°5 : Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs, qui impacteraient le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP CàB ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°6 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que sur la base des factures émises et des taux d'impayés observés au cours des dernières années, ils sont en mesure d'obtenir un niveau de prévisibilité relativement élevé du montant de leurs impayés en matière de CàB ? Si non, pourquoi.

Question N°7 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant l'activité de placement et de rechargement des compteurs à budget?

Question N° 8: Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que les prix d'achat d'énergie et de certificats verts ainsi que les tarifs de vente à la clientèle sociale et X présentent un caractère peu prévisible sur lesquels la marge de manœuvre des GRD est relativement limitée ? Si non, pourquoi.

Question N° 9: L'abandon du fournisseur x lors des poses CàB ainsi que les changements prévus en MIG6 concernant les procédures de déménagement devraient réduire les coûts liés à la gestion de la clientèle (hors achat, cfr. Question N°8). Au-delà de l'estimation des montants liés à cette diminution de coût qui seront discutés par ailleurs, est-ce que les GRD partagent cette analyse ?

Question N° 10: Au-delà de l'impact des nouvelles dispositions décrétales quant au transfert des clients protégés régionaux et l'extension de la protection régionale telle que prévue par les décrets, est-ce que les GRD sont d'accord avec le fait que les coûts liés à la gestion de la clientèle (hors achat, cfr. Question N°8) peuvent être considérés comme prévisibles ? Si non, pourquoi.

Question N° 11: Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs, qui impacteraient le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP gestion de la clientèle (hors achat, cfr première question) ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N° 12: Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que sur la base des factures émises et des taux d'impayés observés au cours des dernières années, ils sont en mesure d'obtenir un niveau de prévisibilité relativement élevé du montant de leurs impayés en matière de fourniture d'énergie ? Si non, pourquoi.

Question N° 13: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant l'activité de Gestion clientèle ?

Question N°14 : Au-delà de l'impact des nouvelles procédures MIG6, est-ce que les GRD sont d'accord avec le fait que les coûts liés à la gestion des EOC et MOZA sont suffisamment prévisibles (au vu du nombre de ceux-ci) ? Si non, pourquoi.

Question N°15 : Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs, qui impacterait le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP MOZA et EOC ? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°16 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant l'activité de fonctionnement de marché (Procédures MOZA et EOC)?

Question N°17 : Est-ce que les GRD seraient d'accord sur le fait que les primes versées dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables connaîtront une croissance importante dans les prochaines années difficilement prévisibles ? Si non, pourquoi ?

Question N°18 : Faisant suite à la croissance des primes QualiWatt, est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE que les coûts administratifs liés à la gestion des primes sont et resteront relativement minimales? Si non, développez.

Question N°19 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant les activités de promotion énergie verte (Guichet énergie) et de sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE)?

Question N°20 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant les raccordements standards gratuits?

Question N°21 : Est-ce que les GRD partagent l'analyse de la CWaPE quant au caractère prévisible des coûts liés à l'entretien de l'éclairage public qui devraient diminuer suite aux investissements réalisés dans le cadre des remplacements de certains types de lampes énergivores et d'investissements « dimming » ? Si non, pourquoi.

Question N°22 : Est-ce que les GRD voient des éléments dont ils n'ont pas la maîtrise et dont le nombre d'occurrence est difficile à prévoir ou présente une variabilité trop importante, hormis les changements législatifs et réglementaires dont l'impact sera intégré en plus ou en moins dans les tarifs et les investissements relatifs au « dimming », qui impacteraient le côté maîtrisable des coûts relatifs aux OSP éclairage public? Si oui, le(s)quel(s) et développez.

Question N°23 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE sur le fait que les coûts liés aux programmes de remplacement des armatures de la familles des vapeurs de mercure haute pression sont prévisibles pour la période 2018-2022, en sachant que seule l'année 2018 sera concernée ? Si non, pourquoi.

Question N°24 : Est-ce que les GRD partagent l'avis de la CWaPE sur le fait que les coûts liés à l'audit énergétique quinquennal sont prévisibles pour la période 2018-2022, en sachant que seule l'année 2021 sera concernée ? Si non, pourquoi.

Question N°25 : Comment les GRD voient le traitement des charges des dettes liées au financement des OSP EP ?

Question N°26 : Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant les activités OSP relatives à l'éclairage public?

Question N°27 : Le prix de réconciliation calculé par FeReSo et proposé par la CWaPE comme prix de référence pour l'achat des pertes en réseau semble-t-il être une bonne référence pour les GRD ? Si non, pourquoi et quelle serait l'alternative proposée ?

Question N°28: Le surpris valorisé à 2€/MWh par rapport à la valeur de référence et proposé par la CWaPE afin prendre en considération la marge calculée par le fournisseur, ainsi que la prime appliquée par ce dernier afin de couvrir, entre autres, son risque de déséquilibre est-il représentatif? Si non, quel serait le surpris adéquat ? Veuillez apporter des éléments de justification.

Question N°29 : Le couloir de prix proposé par la CWaPE et établi à +/- 20% autour de la valeur de référence (prix FeReSo + 2€/MWh) est-il adéquat ? Si non, veuillez formuler une autre proposition et la justifier.

Question N°30 : Les GRD voient-ils la nécessité de mettre en place un incitant sur le volume des pertes, leur permettant de bénéficier des efforts réalisés, notamment pour la réduction des pertes administratives. Il va de soi que cet incitant devrait s'accompagner d'une mesure visant à pénaliser la mauvaise gestion de ces taux de pertes.

Question N°31 : Les GRD ont-ils des remarques à formuler sur la proposition de la CWaPE relative au traitement des soldes relatifs au processus de réconciliation ?

Question N°32: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant la proposition retenue pour les achats de perte en réseau ?

Question N°33: Est-ce que le GRD partage l'avis de la CWaPE de considérer les primes Quali watt comme pas contrôlables au regard de la régulation tarifaire 2018-2022? Si non, pourquoi et développez

Question N° 34: Est-ce que le GRD partage l'avis de la CWaPE de considérer les coûts de réseau dans ses activités de fournisseur social et fournisseur x comme pas contrôlables au regard de la régulation tarifaire 2018-2022? Si non, pourquoi et développez

Question N°35: Est-ce que le GRD partage l'avis de la CWaPE de considérer les coûts liés aux investissements de dimming comme pas contrôlables ? Si non, pourquoi et développez

Question N°36: Le prix de réconciliation calculé par FeReSo et proposé par la CWaPE comme prix de référence pour l'achat d'énergie relative à la fourniture X et sociale semble-t-il être une bonne référence pour les GRD ? Si non, pourquoi et quelle serait l'alternative proposée ?

Question N°37: Le surprix valorisé à 2€/MWh pour l'électricité et à 1€/MWh pour le gaz par rapport à la valeur de référence et proposé par la CWaPE afin prendre en considération la marge calculée par le fournisseur, ainsi que la prime appliquée par ce dernier afin de couvrir, entre autres, son risque de déséquilibre, est-il correct ? Si non, quel serait le surprix adéquat ? Veuillez apporter des éléments de justification.

Question N°38: Le couloir de prix proposé par la CWaPE et établi à +/- 20% autour de la valeur de référence est-il adéquat ? Si non, veuillez formuler une autre proposition et la justifier.

Question N°39: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant la proposition retenue pour les achats d'énergie couvrant la fourniture en tant que fournisseur social ou fournisseur x ?

Question N°40: Le prix de référence proposé par la CWaPE pour l'achat de certificats verts en tant que fournisseur social ou fournisseur x semble-t-il être une bonne référence pour les GRD ? Si non, pourquoi et quelle serait l'alternative proposée ?

Question N°41 : Le couloir de prix proposé par la CWaPE et établi à +/- 10% autour de la valeur de référence est-il adéquat ? Si non, veuillez formuler une autre proposition et la justifier.

Question N°42: Avez-vous d'autres remarques à formuler concernant es achats de certificats verts en tant que fournisseur social ou fournisseur x ?

4.5. MODALITÉS DE CONSULTATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Le groupe de travail se rapportant à la typologie des coûts et à la couverture des écarts inhérents à la méthodologie tarifaire 2018-2022 se tiendra le **6 octobre 2015 entre 10h00 et 13h00**, dans les locaux de la CWaPE, route de Louvain-la-Neuve 4, bte 12 à Belgrade.

La CWaPE invite les gestionnaires de réseau de distribution à adresser leur contribution au plus tard pour le **vendredi 2 octobre** par courrier électronique à l'adresse tarification@cwape.be sous la forme d'un support permettant leur présentation lors du groupe de travail.

Les gestionnaires de réseau de distribution sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.