



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

ETUDE EXPLORATOIRE

CD-12I03-CWaPE

sur

*'l'introduction d'un mode alternatif
de financement des obligations de service public
à charge des gestionnaires de réseau'*

rendu en application de l'article 43 §1^{er} du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 36 §1er du décret du Gouvernement wallon du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Le 6 décembre 2012

Table des matières

1.	Description de la problématique.....	3
2.	Mode de financement actuel et alternative envisageable	4
2.1.	Mode de financement actuel des obligations de service public à charge des GRD.....	4
2.2.	Mode de financement actuel des obligations de service public à charge du GRTL.....	5
2.3.	Mode alternatif de financement des obligations de service public.....	6
3.	Evaluation des montants à prendre en considération	8
3.1.	Le financement du rachat des certificats verts au prix de 65 EUR.....	8
3.2.	La contribution certificat vert.....	9
3.3.	La tarification progressive	10
3.4.	Les coûts des obligations de service public.....	11
4.	Mise en place d'un financement alternatif des « OSP » : objet, dimensionnement et estimation du gain par rapport à la situation actuelle	13
4.1.	Principaux atouts du financement alternatif des « OSP ».....	13
4.2.	Montants à financer au travers de la redevance	13
4.3.	Evaluation de l'impact de la mise en place d'un financement alternatif des « OSP ».....	16
4.3.1.	<i>Impact sur les clients électricité.....</i>	16
4.3.2.	<i>Impact sur le client gaz.....</i>	19
5.	Conclusion	20

Etude exploratoire de la CWaPE sur l'introduction d'un mode alternatif de financement des obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau

Préambule

Au travers du présent document, la CWaPE soumet au Gouvernement une proposition de révision du mécanisme de financement des obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau.

La présente étude est rédigée à l'initiative de la CWaPE conformément à l'article 43 bis du décret, lequel précise que «*dans l'exercice de sa mission de conseil, la CWaPE donne des avis, soumet des propositions et des recommandations, effectue des recherches et des études, et rédige des rapports, soit d'initiative, soit à la demande du Ministre*».

L'étude reprend les grandes orientations que la CWaPE suggère de suivre en matière de financement des OSP à charge des gestionnaires de réseau.

Il va sans dire que cette étude exploratoire pourra être davantage développée et précisée par la CWaPE si le Gouvernement, après en avoir pris connaissance, exprime la volonté de développer cette piste.

1. Description de la problématique

Les obligations de service public consistent en des obligations imposées par une autorité compétente et incombant à un acteur du marché (soit, dans le dossier qui nous occupe, au gestionnaire de réseau de transport local (ELIA) et/ou de distribution). Les coûts relatifs à ces obligations de service public ne sont pas des coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau ont la possibilité d'exercer un contrôle direct et sont à ce titre régulièrement considérés comme des coûts non gérables. Pourtant, si le gestionnaire de réseau ne peut pas avoir d'influence sur la nature ou l'ampleur de l'obligation de service public, il peut toutefois chercher à en minimiser le coût.

Actuellement les obligations de service public sont financées de deux manières différentes selon le type d'acteur concerné.

Ainsi l'obligation de service public de rachat des certificats verts au prix de 65 EUR, mise à charge du gestionnaire de réseau de transport local ELIA, est financée au travers d'une surcharge au niveau du tarif de transport.

Par contre les obligations de service public actuellement à charge des gestionnaires de réseau de distribution sont financées au travers du tarif d'utilisation du réseau, au sein duquel une rubrique « financement des obligations de service public » a été créée. En l'état actuel des choses, toute nouvelle obligation de service public mise à charge des GRD devrait être financée via la rubrique « OSP » du tarif d'utilisation du réseau.

Dans un souci d'uniformisation et de simplification du mode de financement des différentes obligations de service public et dans le but d'assurer une transparence quant aux coûts des options définies par la Région wallonne en termes notamment de politique de soutien à l'énergie renouvelable et/ou de politique sociale, il apparaît à la CWaPE qu'un « financement alternatif de ces missions de service public » par l'intermédiaire d'un recours à un fonds « public » alimenté par les consommateurs susceptibles d'en bénéficier en tout ou en partie ne serait pas dénué de sens. Qui plus est, retirer le coût des OSP des tarifs des GRD permettra plus aisément de soumettre ces tarifs à une analyse de type « benchmarking », qui est davantage liée aux caractéristiques propres du réseau.

Par ailleurs, le recours à une redevance, ou à une surcharge d'une autre nature, en vue d'alimenter ce fonds « public » est de nature à permettre l'adaptation et/ou le réajustement de mécanismes existants dans des délais courts, dans le contexte de la période de gel des tarifs de distribution pour les années 2013-2014. Le recours à une redevance requiert de ne faire payer par le client final que la contrepartie du service qui lui est individuellement rendu, contrepartie calculée proportionnellement à ce service. Ces exigences ont déjà été rappelées par la section de législation du Conseil d'Etat à propos de la redevance de raccordement de sorte qu'il conviendra d'y être attentif. A défaut il s'agirait d'une « surcharge » d'une autre nature qui devra répondre à d'autres exigences légales.

En tout état de cause, il conviendra d'exonérer les clients protégés du paiement de la redevance ou de la surcharge d'une autre nature de manière à ce que les clients précaires concernés ne se voient pas pénalisés, en comparaison avec la situation actuelle, par le recours à un mode alternatif de financement des obligations de service public.

Par ailleurs, la CWaPE a proposé de revoir le mécanisme de soutien à la filière photovoltaïque de manière à limiter tant le niveau que le coût du soutien en comparaison avec le régime actuel de soutien à la filière concernée (voir à ce titre la proposition CD-12j29-CWaPE-456 sur la révision du mécanisme de soutien pour les producteurs d'électricité à partir d'une installation photovoltaïque d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW). Cette révision proposée consiste en la création d'une nouvelle obligation de service public à charge des GRD, lesquels verseront une contribution à chaque producteur photovoltaïque, en complément de la compensation (correspondant au coût évité résultant du décompte entre injection et prélèvement au niveau du compteur), afin de garantir la rentabilité de l'installation.

L'adoption du mode de financement alternatif dont question ci-avant permettrait une entrée en vigueur dès le dernier trimestre 2013 de ce nouveau mécanisme révisant le système actuel de soutien et une réduction en conséquence le plus rapidement possible des coûts pour la collectivité. A défaut et en raison de la période du gel des tarifs de distribution pour les années 2013 et 2014, la révision envisagée ne pourrait au mieux voir le jour qu'à l'occasion de la prochaine période tarifaire, soit à l'horizon 2015, sauf à accepter des soldes régulateurs très importants qui seront répercutés auprès du consommateur après 2015.

En outre, il convient également de souligner que ce nouveau mécanisme de financement alternatif pourrait permettre d'implémenter un modèle de tarification progressive pour les clients résidentiels, mécanisme pour lequel le Gouvernement avait sollicité la CWaPE en 2010 et pour lequel la CWaPE avait remis un avis (CD-10f15-CWaPE-278) qui n'a pas encore pu être concrétisé depuis.

2. Mode de financement actuel et alternative envisageable

2.1. Mode de financement actuel des obligations de service public à charge des GRD

Actuellement les obligations de service public à charge du gestionnaire de réseau de distribution sont financées au travers du tarif d'utilisation du réseau et leur coût est clairement identifié dans la grille tarifaire de chaque GRD (le coût relatif aux OSP est distinct des autres éléments du tarif).

Ce tarif s'applique en électricité à l'ensemble de la clientèle basse tension (clients résidentiels et petits clients professionnels) mais également dans certains cas à la clientèle moyenne et haute tension pour ce qui concerne l'obligation de service public relative à l'entretien de l'éclairage public communal. Pour le gaz, le tarif « obligations de service public » est d'application pour les clients non-télémesurés dont la consommation annuelle est inférieure à 1 GWh.

Afin de définir le tarif relatif aux obligations de service public, le GRD a introduit auprès du régulateur une proposition de budget, laquelle une fois acceptée est traduite en tarif appliqué aux clients basse tension et basse pression. Actuellement comme la période tarifaire s'étale sur quatre années, les GRD déterminent, sur base de leur expertise et des informations à leur disposition (quantités estimées et coûts), des budgets pour une durée de quatre ans.

Les coûts relatifs aux obligations de services public sont considérés comme des coûts non gérables, soit des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau n'a pas de contrôle direct puisque résultant d'une obligation imposée par une autorité compétente et incombant au gestionnaire de réseau.

Dès lors, l'imposition, au cours d'une période tarifaire, par l'autorité compétente d'une nouvelle obligation de service public à charge du GRD et/ou la modification du poids d'une obligation existante sont de nature à accroître les coûts des GRD sans que ces coûts puissent rapidement être pris en considération au travers d'une adaptation à la hausse du tarif « OSP ».

Enfin, chaque année, comme expliqué précédemment, des écarts de deux types sont constatés, écarts qui se rapportent d'une part à la différence entre coûts réels non gérables enregistrés et les coûts non gérables budgétés et d'autre part à la différence entre les volumes réels et les volumes prévisionnels de vente repris dans le budget du gestionnaire de réseau. Ces écarts génèrent de la sorte un solde régulateur qui ne pourra être répercuté sur les clients concernés qu'à la période tarifaire suivante.

Ainsi la prise en compte des coûts additionnels passera, à moins d'une révision exceptionnelle des tarifs en cours de période et des inconvénients qui l'accompagnent, par l'approbation des nouveaux tarifs OSP applicables pour la prochaine période tarifaire et intégrant tant les coûts du passé (via l'apurement d'un solde régulateur) que les coûts futurs (au travers d'une hausse du tarif OSP).

2.2. Mode de financement actuel des obligations de service public à charge du GRTL

Depuis le 1^{er} janvier 2008, le gestionnaire de réseau de transport local (GRTL – ELIA) a une obligation d'achat du certificat vert au prix de 65 EUR/CV. La durée de l'obligation d'achat prend, pour autant que le producteur en ait exprimé le choix, cours le mois suivant la mise en service de l'installation et est de maximum 180 mois.

Pour bénéficier de cette garantie d'achat, le producteur vert est tenu d'introduire une demande auprès de l'administration. Par dérogation, les installations de petite puissance (<= 10 kW) ne doivent pas introduire de demande et bénéficient d'une garantie d'achat automatique pour 180 mois. Les certificats verts achetés par ELIA sont directement annulés de la banque de données.

Le coût de cette OSP à charge du GRTL (ELIA) est répercuté auprès du client final via une surcharge régionale appliquée sur le tarif d'utilisation du réseau de transport local. Cette surcharge est actuellement appliquée à l'énergie prélevée des clients finals sur les réseaux de tension inférieure ou égale à 70 kV. Cette surcharge s'élève à 5,9445 €/MWh HTVA depuis le 01/10/2012 et fait l'objet d'une demande d'ELIA d'atteindre 13,8159 €/MWh HTVA dès le 01/01/2013.

2.3. Mode alternatif de financement des obligations de service public

Le mode de financement alternatif des obligations de service public devrait être inscrit dans une extension des missions dévolues au Fonds énergie de manière à ce que ce dernier soit en mesure d'assurer « le financement des obligations de service public ». Considérant que les obligations de service public résultent d'un choix posé par le législateur, la CWaPE considère qu'un financement de ces missions « de service public » par l'intermédiaire du Fonds énergie, fonds alimenté principalement par les consommateurs susceptibles d'en bénéficier en tout ou en partie, semble pertinent.

Cette extension des missions dévolues au Fonds Energie pourrait viser dès 2014 le rachat des certificats verts par ELIA ainsi que l'éventuelle nouvelle obligation de service public relative à la contribution certificat vert. Les autres obligations de service public actuellement à charge des gestionnaires de réseau de distribution y seront intégrées dès lors que le transfert de compétences sera effectif et que la CWaPE sera compétente en matière de tarif de distribution, soit, à priori, à partir de 2015.

C'est donc au travers d'une majoration de la redevance de raccordement, laquelle est définie à l'article 51 quinquies et sexies du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, que les missions de service public assignées au gestionnaire de réseau pourraient être financées, pour autant que les conditions nécessaires à la qualification de redevance soient bien réunies dans le cadre de ce nouveau financement (voir supra), à défaut, une surcharge d'une autre nature devra être envisagée.

Pour rappel, la redevance de raccordement est établie par raccordement d'un client final situé en région wallonne¹. La redevance est due pour tout client final qui aurait disposé, au cours de l'année civile de référence, d'un tel raccordement et est calculée sur la base de la quantité d'électricité exprimée en kWh que le client final a consommée à l'exclusion de l'autoconsommation d'électricité produite localement.

La redevance est facturée au client final et perçue, pour compte de la Région, par le fournisseur dudit client, sur la base de la consommation réelle de ce client. La redevance est versée mensuellement sur le compte de la Région wallonne.

Aussi le financement des missions dites de service public passerait par une augmentation substantielle du montant de la redevance de raccordement, augmentation qui serait principalement supportée par les clients basse tension en électricité et les clients non télémesurés de moins de 1 GWh en gaz.

¹ Le niveau en 2012 de la redevance de raccordement est pour l'électricité :

- de 0,75 EUR/MWh BT ;
 - de 0.6 EUR/MWh HT pour les clients HT ayant une consommation annuelle inférieure à 10 GWh ;
 - de 0.3 EUR/MWh HT pour les clients HT ayant une consommation annuelle supérieure ou égale à 10 GWh.
- Pour le gaz, le niveau en 2012 de la redevance de raccordement s'établit respectivement :
- à 0.075 EUR/MWh des clients ayant une consommation annuelle inférieure à 1 GWh ;
 - à 0.06 EUR/MWh des clients ayant une consommation annuelle inférieure à 10 GWh ;
 - à 0.03 EUR/MWh des clients ayant une consommation annuelle supérieure ou égale à 10 GWh.

En 2012 la redevance de raccordement (électricité et gaz) génère un budget de 13,1 Mios EUR dans le Fonds énergie, dont 88% pour l'électricité (11,5 Mio €) et 12% pour le gaz (1,6 Mio €).

La redevance de financement des « obligations de service public », au travers de son intégration à la redevance de raccordement reprendrait les particularités actuellement en vigueur :

- *Montant unique* : Le montant de la redevance serait unique et en conséquence non différencié entre les GRD. Bien que ceci soit sans effet lorsqu'il s'agit du financement d'une prestation standard (traitement d'un dossier via le guichet unique par exemple), il en va tout autrement lorsqu'il s'agit du financement d'OSP dont l'efficacité de la gestion individuelle par chaque GRD a un impact non négligeable sur les coûts générés et répercutés sur la clientèle concernée. Ainsi dans le cadre des placements de compteur à budget, le placement endéans ou au-delà du délai des 40 jours et l'alimentation de clients sous fournisseur X conditionne très nettement la hauteur des coûts imputables à l'OSP. Aussi il est à craindre qu'une redevance unique, non différenciée entre GRD, entraîne de facto un transfert financier des GRD les plus efficaces et/ou les moins onéreux vers les GRD dont les coûts sont les plus importants. Cet effet pourrait être compensé par un remboursement forfaitaire des coûts liés à une OSP, basé sur le coût du GRD le moins élevé. L'écart entre le coût réel et le forfait serait repris dans les coûts gérables du GRD. A contrario un montant unique supprime toute discrimination entre les clients de différents GRD puisque tout client concerné se voit facturé sur base du même coefficient ;
- *Possibilité de révision annuelle* : Le montant du financement des missions de service public étant à établir selon une fréquence annuelle, son niveau pourra être modulé afin de tenir compte par exemple de l'introduction d'une nouvelle OSP et/ou de l'augmentation des coûts relatifs à une OSP existante. Cette révision annuelle par le Gouvernement, sur proposition de la CWaPE, permettra un ajustement plus rapide sans plus devoir attendre le début de la prochaine période tarifaire ni même la fin d'une éventuelle période de gel des tarifs ;
- *Clients redevables* : De manière comparable à ce qui se fait actuellement au travers des tarifs, la redevance, introduite sous la forme d'une majoration de la redevance de raccordement, serait appliquée aux clients susceptibles de bénéficier en tout ou en partie des obligations de service public concernées, à savoir les clients basse tension en électricité et clients non télémesurés de moins d'un GWh en gaz. Lorsque plusieurs catégories de clients sont susceptibles de contribuer (comme c'est le cas pour l'OSP relative au rachat des certificats verts au prix minimum garanti), la clé de répartition de la charge entre les catégories de clients pourrait être celle retenue par le Parlement wallon (décret de 2001) lors de l'établissement de la redevance de raccordement (voir les catégories retenues en bas de la page précédente). Dans la suite de la note, une différenciation a été faite entre différents types d'OSP pour que leur financement soit également différencié en fonction des publics cibles ;
- *Ajout d'un intermédiaire* : La situation actuelle est caractérisée par le paiement du « gridfee » par le fournisseur au GRD sur base mensuelle et par un contrôle à posteriori par le régulateur compétent (analyse des comptes et détermination des soldes). Par contre, par rapport à la situation actuelle, le financement des missions de service public au travers de la redevance de raccordement majorée entraîne implication plus importante de l'administration de la Région wallonne (DGO4), laquelle perçoit le produit de la redevance de la part des fournisseurs (et des GRD lorsque ces derniers assurent le rôle de fournisseur) et est responsable de la gestion de ce fonds public. Dès lors, c'est la DGO4 qui serait chargée de sa redistribution vers les GRD, moyennant avis de la CWaPE quant aux montants attribuables à chaque GRD compte tenu de leurs coûts respectifs. Il convient en effet que le régulateur garde un contrôle total des comptes des GRD, que ceux-ci soient couverts par les tarifs ou par le Fonds énergie ;
- *Non application de la TVA* : Actuellement nous pouvons constater que la redevance de raccordement, intégrant le financement des missions de service public, n'est pas soumise à la taxe sur la valeur ajoutée. Quoique sans effet sur les clients professionnels assujettis à la TVA, l'absence d'application de la TVA sur la redevance est favorable aux clients résidentiels.

3. Evaluation des montants à prendre en considération

Cette évaluation vise les obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau de transport local et de distribution, dont les montants pourraient le cas échéant être financés au travers de la redevance de raccordement adaptée, ou à défaut d'une surcharge d'une autre nature.

Ainsi seront successivement abordés les montants relatifs :

- à l'obligation de service public à charge du gestionnaire de réseau de transport local (ELIA) visant le rachat des certificats verts au prix de 65 EUR ;
- à l'éventuelle nouvelle obligation de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution visant le versement de la « contribution certificat vert » à chaque producteur photovoltaïque ;
- à l'éventuelle mise en place de la tarification progressive ;
- aux autres obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau de distribution visant entre autres le financement des politiques de protection sociale, l'utilisation rationnelle de l'énergie ou encore l'entretien de l'éclairage public communal ;

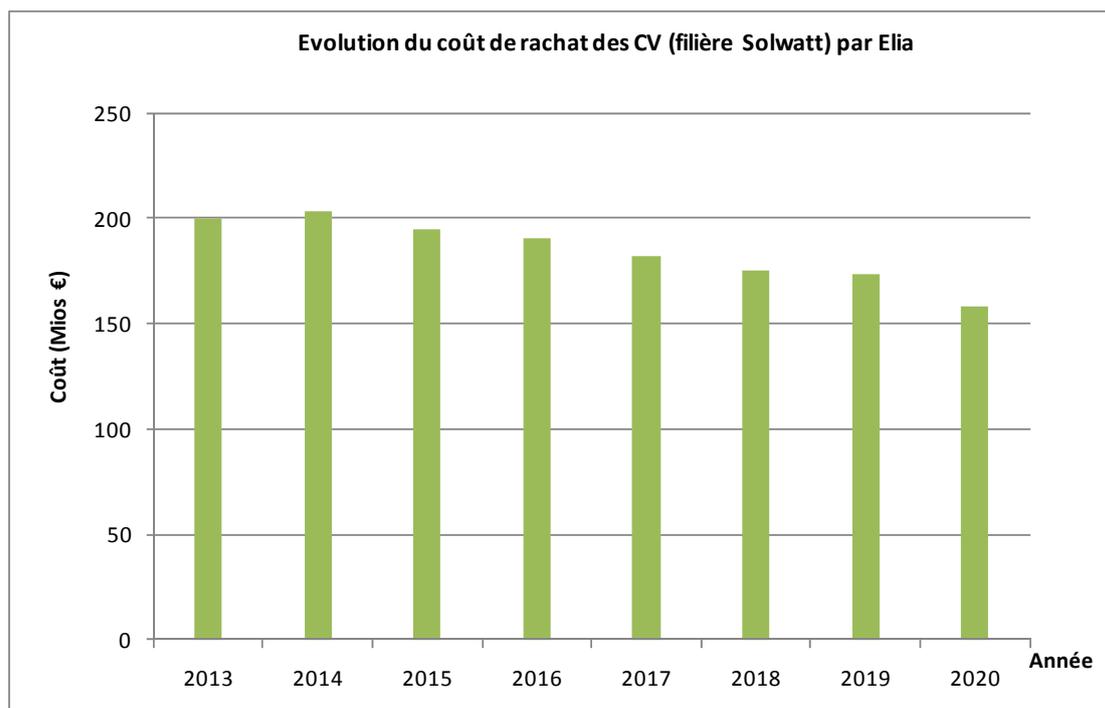
Ces montants sont à rajouter au Fonds Energie actuel, qui collecte environ 13,1 Mios EUR (estimation 2012).

3.1. Le financement du rachat des certificats verts au prix de 65 EUR

L'année 2011 a été marquée par un excédent majeur de certificats verts en raison de la pénétration toujours plus forte des installations solaires de moins de 10 kW, et dans une moindre mesure de la diminution de la consommation, de sorte que cet excédent sur le marché avoisinait fin 2011 les 3.000.000 de certificats verts. Ce déséquilibre s'est traduit par une chute progressive des prix observés sur le marché des certificats verts.

En conséquence et alors qu'elle était très limitée durant l'année 2011, l'activation de la vente à 65 EUR/CV s'est intensifiée en 2012 de manière sensible que ce soit pour les petits producteurs qui ne disposent pas de contrats ou pour les producteurs de taille plus importante dont les contrats viennent à échéance.

Aussi, il apparaît que si tous les certificats verts octroyés pour les installations solaires photovoltaïques de moins de 10 kW mises en service jusqu'en septembre 2013 (compte tenu de la proposition de révision du soutien des nouvelles installations solaires de moins de 10 kW) devaient être vendus à ELIA à 65 EUR/CV, cela représenterait un coût qui pourrait atteindre 200 Mios EUR par an sur la période 2013-2020. Le graphique ci-dessous présente l'évolution, sur la période 2013 à 2020, du coût de rachat de l'ensemble des CV de la filière Solwatt par ELIA (coût hors TVA).



La CWaPE a constaté (rapport spécifique 2011, tableau 21 page 44) que la surabondance de l'offre de CV correspondait au nombre de CV octroyés dans le cadre de la filiale Solwatt. Il est donc pertinent de considérer que ce volume de CV excédentaire sera proposé au rachat par ELIA pour être retiré du marché.

3.2. La contribution certificat vert

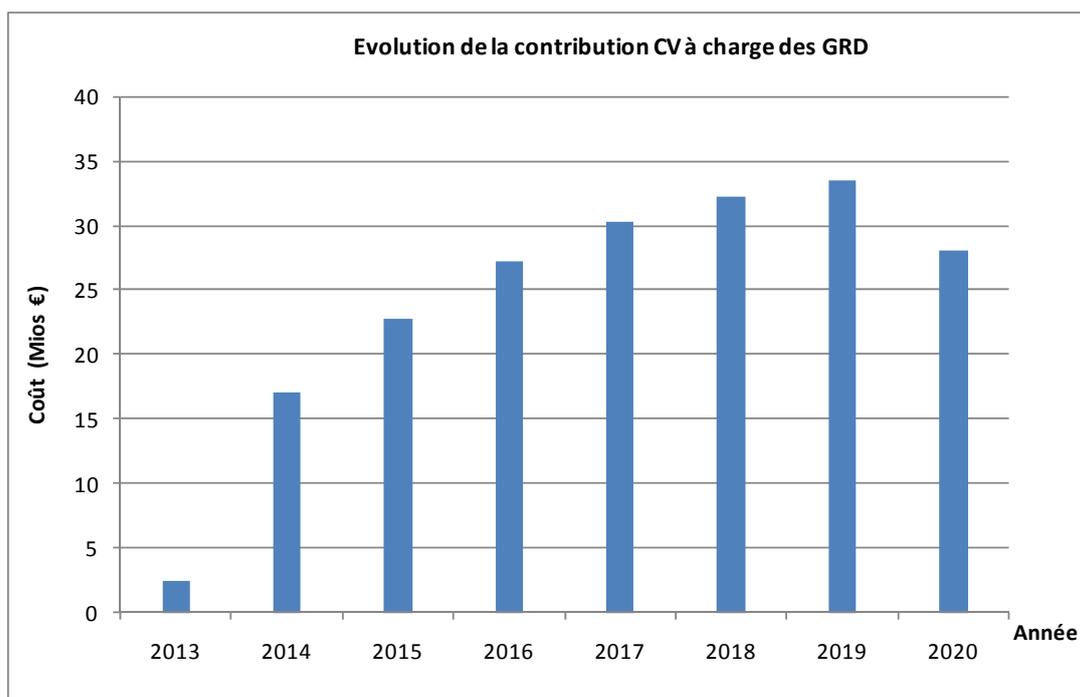
L'avis rendu par la CWaPE en mai 2012 (CD-12e07-CWaPE-380) a mis en avant les perspectives d'évolution de l'équilibre sur le marché des certificats. Dans le cadre de cet avis, la CWaPE a établi des projections qui attestent d'une évolution vers un déséquilibre majeur sur le marché des certificats verts. Ce déséquilibre est essentiellement une conséquence de la croissance exponentielle de la filière solaire photovoltaïque sur la période 2008-2012, croissance inévitable compte tenu des niveaux de soutien élevés accordés à cette filière. Aussi la CWaPE préconise-t-elle de sortir le mécanisme de soutien proposé du mécanisme général de marché des certificats verts de sorte qu'à partir d'octobre 2013, les nouvelles installations solaires de moins de 10 kW ne bénéficieraient plus de certificats verts à vendre sur le marché.

La proposition CD-12j29-CWaPE-456 du 29 octobre 2012 vise à remplacer le double soutien existant (soit des certificats verts pendant 10 ans et un coût évité lié à la compensation « mécanique » du compteur qui « tourne à l'envers ») par un soutien global garanti (SGG) pendant la durée nécessaire au remboursement de l'investissement.

Le soutien garanti de l'année comprend le coût évité de l'électricité produite valorisée au prix de l'électricité de l'année n-1 ainsi que le cas échéant une « contribution certificat vert » payée par le GRD. Ce n'est que lorsque le soutien global garanti est supérieur au coût évité grâce à la compensation que le GRD attribue au producteur une « contribution certificat vert », contribution égale à la différence entre le SGG et le coût évité.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la « contribution certificat vert » à charge des GRD compte tenu des hypothèses suivantes :

- 20.000 nouvelles installations chaque année (seulement 5000 installations en 2013 vu la date d'entrée en vigueur probable du nouveau mécanisme);
- décroissance du prix de l'installation de l'ordre de 5 % par an ;
- croissance du prix de l'électricité (+ 3% annuel sur la partie Commodity et + 5% annuel sur la partie réglementée) augmentant d'autant la valorisation du coût évité au travers de la compensation.



3.3. La tarification progressive

La tarification progressive peut être introduite en imposant une obligation de service public aux gestionnaires de réseaux, sous la forme d'une allocation baptisée URE à octroyer aux clients raccordés en basse tension.

Une allocation annuelle, attribuée par le GRD aux clients BT (< 56 kVA), permettra suivant son ampleur d'annuler, de réduire ou d'inverser le terme fixe global (GRD+Electricité) de la facture d'électricité. Cette allocation contribuera donc à créer un tarif progressif (si elle est supérieure au terme fixe), ou à diminuer la dégressivité du tarif (si elle est inférieure au terme fixe). Lorsque l'allocation est égale au terme fixe, le tarif devient totalement proportionnel et le prix du kWh est constant et égal au coût marginal, quel que soit le niveau de consommation.

Cette allocation peut être considérée comme une allocation URE car elle augmente la rentabilité des investissements URE et la motivation pour les économies d'énergie en rendant le coût moyen inférieur au coût marginal.

L'allocation URE peut être soit accordée à tous les clients BT \leq 56 kVA, aux seuls clients résidentiels ou encore limitée aux seules résidences principales. La CWaPE conseille de retenir une solution simple à mettre en œuvre de façon à ne pas générer de coûts administratifs significatifs, soit par exemple une allocation par point d'accès BT (correspondant à un code EAN pour le prélèvement).

Le coût de cette OSP est simple à calculer, puisqu'il suffit de multiplier le nombre de clients concernés (nombre de points d'accès BT < 56 kVA) par le montant de l'allocation. Les termes fixes annuels globaux pour l'électricité sont, pour la quasi-totalité des formules tarifaires, inférieurs à 100 euros TVAC de sorte que cette valeur semble être une bonne valeur de référence. Si l'allocation URE est de 100 euros et qu'elle est octroyée à tous les clients BT \leq 56 kVA, le montant global de l'OSP s'élèverait à environ 170 Mios EUR. Ces montants, certes très importants seront néanmoins intégralement ristournés à la clientèle si aucune charge administrative particulière ne grève la mise en œuvre de cette OSP.

En définitive c'est au Gouvernement wallon qu'il reviendra de déterminer le montant de l'allocation annuelle.

3.4. Les coûts des obligations de service public

Les obligations de service public peuvent être classées en différentes catégories et notamment :

- *les obligations de service public « sociales »* : d'une part il y a tout ce qui concerne les compteurs à budget électricité et/ou gaz et d'autre part la gestion et la fourniture aux clients résidentiels protégés (au titre de fournisseur social) et aux autres clients (pour une alimentation temporaire au titre de fournisseur X) :
 - o Les coûts liés aux compteurs à budget englobent les coûts relatifs à l'achat, au placement et au rechargement des compteurs à budget ;
 - o Les coûts liés à la gestion et à la fourniture de la clientèle visent tant l'infrastructure informatique que le personnel du service de gestion clientèle mais également les coûts relatifs à la vente d'énergie et à la récupération des créances en souffrance ;
- *les obligations de service public visant à améliorer le fonctionnement du marché* parmi lesquelles celles relatives à la gestion des déménagements problématiques et des fins de contrat ;
- *les obligations de service public visant à sensibiliser à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) et au recours aux énergies renouvelables* : ces obligations concernent notamment l'impression et la diffusion de documents, l'octroi de primes visant à favoriser l'URE et/ou le recours aux énergies renouvelables et enfin la mise en place d'un guichet unique pour le traitement des demandes relatives aux installations de panneaux solaires photovoltaïques d'une puissance nette développable inférieure ou égale à 10 kW ;
- *l'obligation de service public en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public* : cette obligation vise l'entretien de l'éclairage public communal, le remplacement des armatures de la famille des vapeurs de mercure haute et basse pression (pour les GRD dont les réseaux en sont encore équipés) ainsi que les investissements en matériel d'écrêtage et/ou de stabilisation de la tension (« Dimming »).

Le tableau ci-dessous présente les coûts des obligations de service public supportés par les différents GRD wallons au cours des années 2009 à 2011 tels que repris dans les rapports CREG ex-post.

	2009	2010	2011
AIEG	305.959	300.686	326.454
AIESH	293.872	359.951	379.346
RESA ELECTRICITE	6.882.663	5.431.047	8.452.661
PBE (A)	1.207.048	1.211.605	2.266.998
REGIE DE WAVRE	314.486	235.014	403.200
GRD MIXTES	37.354.681	41.258.416	40.896.802
TOTAL ELECTRICITE	46.358.709	48.796.719	52.725.461
RESA GAZ	2.985.904	3.569.763	4.293.873
GRD MIXTES	14.122.009	19.841.781	14.513.093
TOTAL GAZ	17.107.913	23.411.544	18.806.966
TOTAL ED + GD	63.466.622	72.208.263	71.532.427

Les données issues des rapports CREG ex-post 2009, 2010, 2011 de chaque GRD.

(A) Les coûts renseignés par la PBE concernent l'ensemble des communes du GRD. Sur base du nombre de communes wallonnes (4) par rapport au nombre de communes flamandes (24), la CWaPE a estimé que le coût des OSP imputable aux communes wallonnes était égal à 15% du coût des OSP de la PBE. Les montants présentés dans le tableau ci-dessus représentent dès lors 15% des ces coûts totaux.

	2009	2010	2011
OSP SOCIALES	51.181.800	58.970.049	55.367.166
OSP URE	949.094	1.168.148	2.454.271
ECLAIRAGE PUBLIC	10.780.884	11.433.147	13.036.982
AUTRE	554.844	636.918	674.009
TOTAL ED + GD	63.466.621	72.208.262	71.532.427

En l'absence de modification de la législation en matière d'obligations de service public (et notamment de suppression de la fourniture X en cas de dépassement du délai de placement des compteurs à budget), il est à craindre que les coûts relatifs à l'exécution des obligations de service public à charge des GRD restera élevé.

4. Mise en place d'un financement alternatif des « OSP » : objet, dimensionnement et estimation du gain par rapport à la situation actuelle

4.1. Principaux atouts du financement alternatif des « OSP »

Comme déjà évoqué ci-avant, la CWaPE est d'avis que la mise en place d'un financement alternatif « des obligations de service public » rendra possible une plus grande transparence quant aux coûts de ces obligations imposées par l'autorité compétente et un meilleur contrôle de l'évaluation des tarifs de la distribution.

Ce pourrait être le cas pour l'ensemble des obligations visées et notamment pour l'obligation de rachat des certificats verts au prix de 65 EUR (ELIA – électricité uniquement) ainsi que pour les autres obligations de service public à charge des GRD (électricité et gaz).

De même, en période de gel des tarifs des GRD, elle serait de nature à permettre de réduire les coûts au travers d'une révision immédiate de certains mécanismes actuellement trop onéreux et du mode de leur financement sans devoir attendre la fin de la période de gel ainsi que le transfert effectif de compétences tarifaires.

Ce sera particulièrement le cas pour la contribution certificat vert à charge du GRD. Ainsi le recours à ce nouveau mécanisme de financement pourrait être mis en œuvre plus rapidement, en vue de limiter les coûts liés au mécanisme de soutien.

4.2. Montants à financer au travers de la redevance (ou d'une surcharge d'une autre nature)

En définitive le produit de la « redevance de raccordement Electricité majorée », ou de la nouvelle surcharge, pourra le cas échéant viser à financer les obligations de service public et/ou les mécanismes suivants :

- l'obligation de rachat des certificats verts au prix de 65 EUR ;
- l'éventuelle contribution certificat vert à charge du GRD ;
- l'éventuelle tarification progressive ;
- les autres obligations de service public à charge du GRD ;
- les missions actuelles du Fonds énergie.

Par contre le produit de la « redevance de raccordement gaz majorée » ou de la nouvelle surcharge se limitera au financement des obligations de service public à charge du GRD, en plus des missions actuelles.

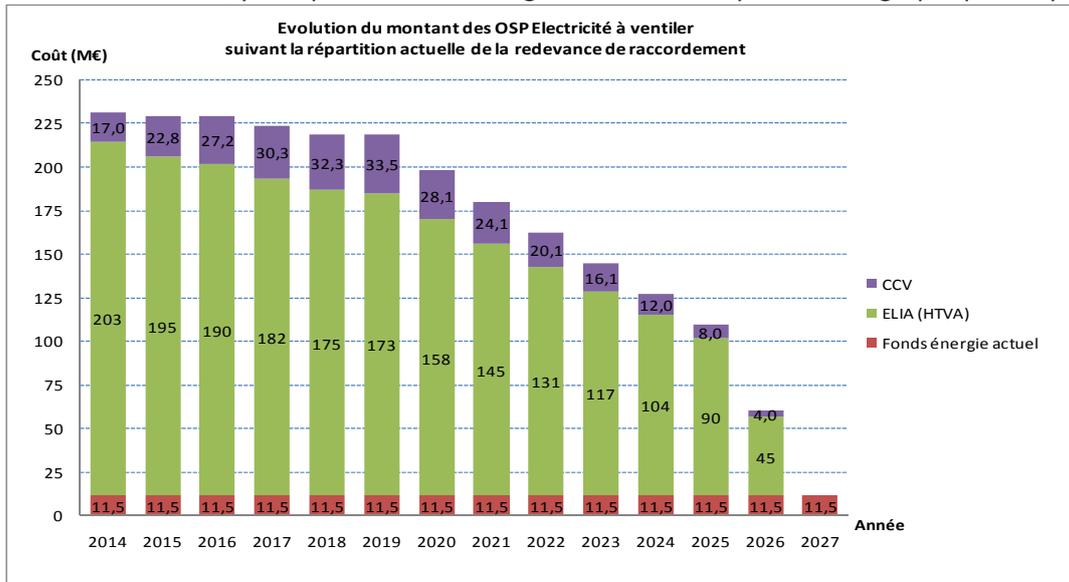
Les hypothèses relatives au timing de financement des différents mécanismes au travers de la redevance ou de la nouvelle surcharge sont les suivantes :

- le rachat des certificats verts par Elia et la contribution certificat vert (nouveau mécanisme de soutien) seraient financées dès 2014 via le nouveau mécanisme proposé ;
- il est envisagé que les autres obligations de service public actuellement à charge du GRD soient financées à partir de 2015 au travers de la redevance de raccordement. Les montants repris à partir de 2015 sont estimés sur la base de la croissance moyenne observée sur les années 2009 à 2011 ;
- la tarification progressive pourrait être introduite à partir de 2014 pour un montant de 170 Mios EUR conformément à l'objectif d'octroi d'une allocation de 100 EUR à l'ensemble des clients BT \leq 56 kVA (voir point 3.3).

La « majoration de la redevance de raccordement électricité » ou la nouvelle surcharge devra générer des recettes suffisantes afin de permettre de financer les différentes obligations et/ou mécanismes repris ci-avant.

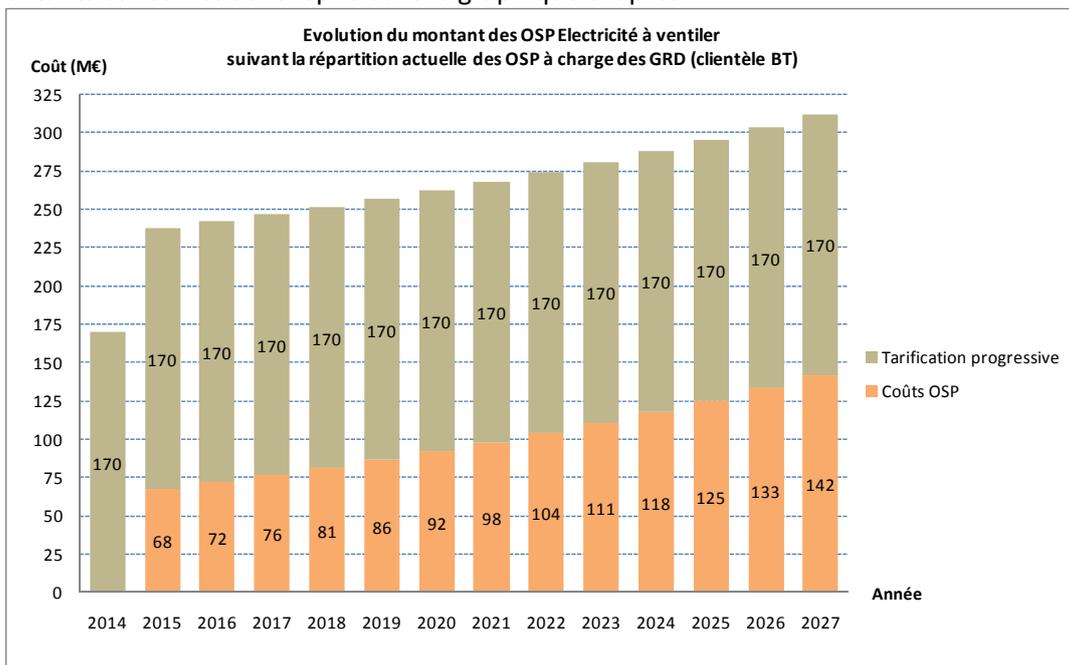
Les montants des obligations de service public relatives au soutien au développement des énergies renouvelables, soit le rachat des CV par le GRTL (actuellement réparti sur l'énergie prélevée des clients finals sur les réseaux de tension inférieure ou égale à 70 kV) et la contribution certificat vert, pourraient, si le Gouvernement le décide, faire l'objet d'une répartition identique à celle qui avait été décidée par le Parlement wallon en 2001 pour la redevance de raccordement.

Les montants concernés, y compris le Fonds énergie actuel, sont repris dans le graphique ci-après :



Par ailleurs, dans le respect du principe « de paiement pour service rendu », les coûts relatifs aux autres obligations de service public à charge des GRD de même qu'à l'introduction éventuelle d'une tarification progressive au profit de la clientèle basse tension, pourraient être assumés par la clientèle basse tension, comme c'est déjà le cas actuellement pour les OSP existantes à charge des GRD.

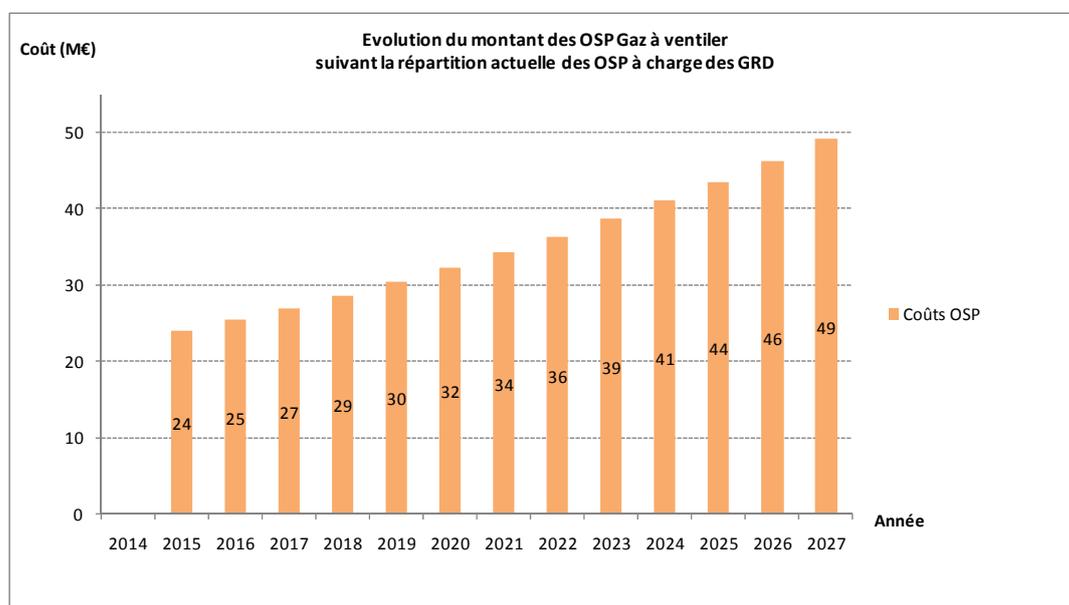
Les montants concernés sont repris dans le graphique ci-après :



Les montants à reconstituer en électricité, y compris le Fonds énergie actuel, en fonction des années concernées sont repris dans le tableau suivant, les montants concernés étant exprimés tant en Mios EUR qu'en EUR/MWh en fonction du type de client concerné :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fonds énergie actuel	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Rachat CV par Eia	203	195	190	182	175	174	158	145	131	117	104	90	45	0
Contribution CV	17	23	27	30	32	34	28	24	20	16	12	8	4	0
Coût annuel des OSP		68	72	76	81	86	92	98	104	111	118	125	133	142
Tarification progressive	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Montant total OSP à financer (en Mio €)	402	467	471	470	470	475	460	448	437	425	415	405	364	323
Montant client BT (en €/MWh)	34,6	42,3	42,7	42,9	43,2	43,7	43,0	42,6	42,1	41,7	41,4	41,1	38,8	36,6
Montant client HT<10GWh (en €/MWh)	12,1	12,0	11,9	11,7	11,4	11,4	10,3	9,4	8,5	7,5	6,7	5,7	3,2	0,6
Montant client HT>=10GWh (en €/MWh)	6,0	6,0	6,0	5,8	5,7	5,7	5,2	4,7	4,2	3,8	3,3	2,9	1,6	0,3

La « majoration de la redevance de raccordement gaz », ou la nouvelle surcharge, devra générer des recettes suffisantes afin de permettre de financer les différentes obligations et/ou mécanismes repris ci-avant. Les montants à reconstituer en fonction des années concernées sont présentés sous forme graphique ci-après :



Les montants à reconstituer, y compris le Fonds énergie actuel, en fonction des années concernées sont repris dans le tableau suivant, les montants concernés étant exprimés tant en Mios EUR qu'en EUR/MWh en fonction du type de client concerné :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fonds énergie actuel	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Coût annuel des OSP		24	25	27	29	30	32	34	36	39	41	44	46	49
Montant total OSP à financer (en Mio €)	1,6	25,5	27,0	28,6	30,2	32,0	33,9	35,9	38,0	40,2	42,6	45,2	47,9	50,7
Montant client < 1 GWh (en €/MWh)	0,08	1,78	1,89	2,00	2,12	2,25	2,38	2,52	2,67	2,83	3,01	3,19	3,38	3,58
Montant client < 10 GWh (en €/MWh)	0,06													
Montant client >= 10 GWh (en €/MWh)	0,03													

Enfin il convient de préciser que le montant de la redevance électricité, exprimé en EUR/MWh, tel que repris dans le tableau (voir ci-avant) est basé, du moins pour la partie des coûts qui pourraient être assumés par la seule clientèle basse tension (voir ci-avant), tant sur les volumes de l'année 2011 que sur une hypothèse de croissance nulle de la consommation de la clientèle basse tension (l'éventuelle augmentation de la consommation serait donc totalement compensée par la hausse de l'autoproduction). Il est à noter que l'hypothèse de croissance nulle est également prise en ce qui concerne le gaz.

Les volumes, basse tension et basse pression, pris en considération sont les suivants :

- 8.700.000 MWh en électricité ;
- 14.000.000 MWh en gaz.

4.3. Evaluation de l'impact de la mise en place d'un financement alternatif des « OSP »

4.3.1. Impact sur les clients électricité

L'impact financier du financement alternatif des « obligations de service public » et de l'introduction d'une tarification progressive est dans la plupart des cas positif pour les ménages.

Premièrement les postes relatifs au rachat des certificats verts par Elia et aux obligations de service public à charge des GRD ne constituent pas en soi de nouvelles charges puisqu'elles existaient déjà auparavant et étaient financées soit via une surcharge au niveau du tarif de transport, soit via les tarifs de distribution. Ainsi seul leur mode de financement s'en trouve modifié.

Deuxièmement l'intégration d'une nouvelle obligation de service public « contribution certificat vert » dans le cadre de la révision du mécanisme de soutien à la filière photovoltaïque va permettre d'en réduire les coûts pour la collectivité en comparaison avec le coût associé au maintien du mécanisme de soutien existant (voir à ce propos la proposition CD-12j29-CWaPE-456).

Enfin l'introduction d'une tarification progressive n'implique pas globalement de surcoût pour les ménages puisque les montants, certes importants, seront néanmoins intégralement ristournés à la clientèle si aucune charge administrative particulière ne grève la mise en œuvre de cette obligation de service public.

En tout état de cause, il conviendra d'exonérer les clients protégés du paiement de la redevance ou de la surcharge d'une autre nature de manière à ce que les clients précaires concernés ne se voient pas pénalisés, en comparaison avec la situation actuelle, par le recours à un mode alternatif de financement des obligations de service public.

A titre illustratif, à l'horizon 2015 et 2020 et comparativement à la situation actuelle (soit la situation estimée au 1^{er} janvier 2013), le bilan estimé (économie ou perte) pour trois différents clients basse tension est le suivant :

Client résidentiel 3,5 MWh	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-148 €	-151 €
Allocation "tarification progressive"	100 €	100 €
Coût "évité" OSP par rapport situation actuelle	28 €	28 €
Coût "évité" ELIA par rapport situation actuelle	58 €	58 €
Coût de la redevance de raccordement actuelle	3 €	3 €
Gain vs situation actuelle (€)	41 €	38 €
Gain vs situation actuelle (€/MWh)	11,7 €	11,0 €
Client professionnel 10 MWh	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-423 €	-430 €
Allocation "tarification progressive"	100 €	100 €
Coût "évité" OSP par rapport situation actuelle	66 €	66 €
Coût "évité" ELIA par rapport situation actuelle	138 €	138 €
Coût de la redevance de raccordement actuelle	8 €	8 €
Perte vs situation actuelle (€)	-111 €	-119 €
Perte vs situation actuelle (€/MWh)	-11,1 €	-11,9 €
Client résidentiel chauffage électrique 10 MWh	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-423 €	-430 €
Allocation "tarification progressive"	100 €	100 €
Coût "évité" OSP par rapport situation actuelle	79 €	79 €
Coût "évité" ELIA par rapport situation actuelle	167 €	167 €
Coût de la redevance de raccordement actuelle	8 €	8 €
Perte vs situation actuelle (€)	-69 €	-76 €
Perte vs situation actuelle (€/MWh)	-6,9 €	-7,6 €

Comme le financement des « OSP » est sorti du tarif de distribution et afin de ne pas compter deux fois les mêmes coûts dans la comparaison par rapport à la situation actuelle, un coût « évité » OSP est pris en considération dans le calcul du gain ci-avant. De même, comme la surcharge ELIA de rachat des certificats verts à 65 € est sortie du tarif de transport, un coût « évité » ELIA est également pris en compte. Enfin, dans la même logique, il est également tenu compte du coût de la redevance de raccordement actuelle.

L'impact financier est à priori défavorable pour les clients basse tension ayant une consommation plus importante (clients résidentiels avec chauffage électrique ou clients professionnels).

Une analyse identique réalisée pour deux clients industriels haute tension sur réseau de distribution ayant une consommation respectivement de 7,5 et 15 GWh par an donne les résultats suivants :

Client industriel 7,5 GWh	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-89.726 €	-77.322 €
Allocation "tarification progressive"	NA	NA
Coût "évité" OSP par rapport situation actuelle	NA	NA
Coût "évité" ELIA par rapport situation actuelle	103.619 €	103.619 €
Coût de la redevance de raccordement actuelle	4.500 €	4.500 €
Gain vs situation actuelle (€)	18.393 €	30.798 €
Gain vs situation actuelle (€/MWh)	2,5 €	4,1 €
Client industriel 15 GWh	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-89.726 €	-77.322 €
Allocation "tarification progressive"	NA	NA
Coût "évité" OSP par rapport situation actuelle	NA	NA
Coût "évité" ELIA par rapport situation actuelle	207.239 €	207.239 €
Coût de la redevance de raccordement actuelle	4.500 €	4.500 €
Gain vs situation actuelle (€)	122.012 €	134.417 €
Gain vs situation actuelle (€/MWh)	8,1 €	9,0 €

Pour ces clients, l'impact financier est clairement positif et est essentiellement lié à une répartition différente de la surcharge Elia de rachat des certificats verts à 65 €, ce au détriment de la clientèle basse tension et des clients industriels sur le réseau de transport. Pour ces derniers, l'impact de l'introduction du mode alternatif de financement des OSP est repris dans le tableau ci-après pour un client ayant une consommation annuelle moyenne de 100 GWh.

Client industriel 100 GWh (Réseau de transport)	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-598.174 €	-515.478 €
Allocation "tarification progressive"	NA	NA
Coût "évité" OSP par rapport situation actuelle	NA	NA
Coût "évité" ELIA par rapport situation actuelle	NA	NA
Coût de la redevance de raccordement actuelle	30.000 €	30.000 €
Perte vs situation actuelle (€)	-568.174 €	-485.478 €
Perte vs situation actuelle (€/MWh)	-5,7 €	-4,9 €

4.3.2. Impact sur le client gaz

L'impact financier du financement alternatif des « obligations de service public » gaz est positif pour les ménages et est sans effet pour les autres clients dont la consommation annuelle est supérieure à 1 GWh (puisque non impactés par le financement des OSP).

Ainsi à titre illustratif, à l'horizon 2015 et comparativement à la situation actuelle (soit la situation au 1^{er} janvier 2013), le bilan estimé (économie ou perte) pour le client type D3 (client chauffage consommant 23.260 kWh par an) est le suivant :

Client résidentiel chauffage 23,26 MWh	2015	2020
Coût de la redevance de raccordement majorée	-41 €	-55 €
Coût "évitée" OSP par rapport situation actuelle	48 €	48 €
Coût de la redevance de raccordement actuelle	2 €	2 €
Gain vs situation actuelle (€)	9 €	-5 €
Gain vs situation actuelle (€/MWh)	0,4 €	-0,2 €

L'impact légèrement négatif en 2020 s'explique par l'hypothèse retenue d'une 'augmentation globale du coût des OSP entre 2013 et 2020. Si on compare le coût des OSP en 2020 avec ou sans la mise en place de la redevance, le bilan est positif de 11 € par ménage lorsque la redevance est mise en place.

5. Conclusion

L'introduction d'un mode de financement alternatif des OSP devrait permettre au Gouvernement d'introduire de nouvelles OSP sans devoir attendre la fin de la période de gel des tarifs décidée par la CREG jusqu'au 31/12/2014. Par ailleurs, ce mode de financement alternatif permettra plus aisément de contrôler l'évolution des tarifs pour l'utilisation des réseaux de distribution et d'assurer la comparaison internationale.

L'introduction d'un mode de financement alternatif des OSP ne correspond pas dans la majorité des cas à une augmentation du coût pour le client final. Au contraire elle constitue une façon économique et transparente de compenser le coût des OSP décidées par le Gouvernement.

En 2014, le montant total de la redevance (hors tarification progressive) resterait inférieur au coût qui serait répercuté par ELIA via la composante de transport pour compenser son obligation de rachat des certificats verts au prix garanti.

A partir de 2015, les tarifs des GRD ne devront plus intégrer le coût des OSP (jusqu'à 37 EUR par ménage pour l'électricité et 55 EUR pour le gaz) à partir du moment où ceux-ci seront supportés par la redevance de raccordement majorée ou à défaut, par une surcharge d'une autre nature.

En outre, l'introduction d'un mode de financement alternatif des OSP permet d'activer plus rapidement certaines initiatives du gouvernement sans devoir attendre le transfert de la compétence tarifaire, et notamment, si le Gouvernement le décide, la mise en place de la tarification progressive et la nouvelle OSP relative à la contribution certificat vert (CCV).

L'extension des missions dévolues au Fonds Energie visera dès 2014 le rachat des certificats verts par ELIA ainsi que l'éventuelle nouvelle obligation de service public relative à la contribution certificat vert. Les autres obligations de service public actuellement à charge des gestionnaires de réseau de distribution y seront intégrées dès lors que le transfert de compétences sera effectif et que la CWaPE sera compétente en matière de tarif de distribution, soit à priori à partir de 2015.

Le résultat financier est relativement contrasté selon le type de client pris en considération.

Ainsi les clients « industriels » sur réseau de distribution et les ménages ayant une consommation réduite seraient les grands bénéficiaires de la mise en place de ce financement alternatif des OSP.

A titre illustratif, à l'horizon 2015, l'économie sur sa facture d'électricité pour le client-type DC1 (client compteur simple consommant 3,5 MWh/an) serait de l'ordre de 41 EUR sur base annuelle, comparé à la situation 2013.

Par contre ce résultat financier est au désavantage des clients industriels sur réseau de transport et des clients électricité basse tension ayant une consommation nettement supérieure à la moyenne (10 MWh/an). Pour ces derniers, le surcoût serait de l'ordre de 76 EUR sur base annuelle pour un client résidentiel basse tension ou de l'ordre de 119 EUR pour un petit client professionnel basse tension. Ceci résulte principalement et logiquement de l'introduction d'une tarification progressive.

Pour ce qui concerne le gaz, le financement alternatif des OSP aurait un impact très limité pour les clients (estimée à 9 € pour le client type chauffage D3 consommant 23.260 kWh/an).

* * *