



COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

AVIS

CD-11g05-CWaPE-334

concernant

*'l'impact,
sur le coût du réseau et sur le prix de l'électricité,
des quotas de certificats verts
envisagés à l'horizon 2020'*

*rendu en application de l'article 43bis, § 1^{er} du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.*

Le 5 juillet 2011

1. Objet

En date du 10 juin 2011, le Gouvernement Wallon a chargé le Ministre en charge de l'Energie de requérir auprès de la CWaPE un complément d'avis sur deux points :

- l'impact des quotas envisagés sur le réseau et une estimation des coûts y afférents ;
- une analyse de sensibilité des résultats de l'étude d'impact tarifaire en fonction d'un prix du certificat vert projeté en 2020 en variante haute, moyenne et basse.

2. Impact des quotas de certificats verts sur le réseau

L'intégration accrue d'unités de production décentralisées, notamment renouvelables et intermittentes, implique un impact économique sur le système électrique à différents niveaux. On distingue principalement les facteurs de coût suivants (IEA, 2005¹) :

- coût lié au renforcement et à l'extension du réseau ;
- coût associé au maintien d'une réserve de production (backup) ;
- coût opérationnel lié à la gestion de l'intermittence des unités de production.

La question posée à la CWaPE concerne principalement le premier facteur (coût lié au renforcement et à l'extension du réseau). Les deux autres facteurs seront donc abordés de façon plus sommaire, d'autant plus que les coûts associés ne constituent pas à proprement parler des surcoûts puisqu'ils sont intégrés dans les différents prix du marché, comme précisé plus loin. Le maintien d'une réserve de production et la gestion de l'équilibre, consécutifs à l'augmentation de la production intermittente, entraînera une différenciation plus forte des prix de l'électricité entre les périodes, ce qui sera de nature à favoriser les filières pouvant apporter de la flexibilité et fera baisser le prix de l'électricité pour d'autres filières à la production plus aléatoire, jusqu'à entraîner par moment des prix de vente négatifs.

Le maintien d'une réserve de production permet de disposer de moyens de production suffisants pour répondre à une situation critique pour le réseau (production faible des filières intermittentes couplée à un pic de consommation). La gestion de l'intermittence engendre des coûts opérationnels associés au maintien de l'équilibre du réseau. Il s'agit dans ce cas d'un processus dynamique qui sollicite des services de flexibilité auprès des utilisateurs du réseau (réserves primaire, secondaire et tertiaire).

L'étude précitée évalue ces trois postes de coût en les rapportant au volume de production éolienne, comme illustré par la figure suivante. Deux variantes sont proposées, se distinguant par le taux de pénétration de la filière de production considérée. Ce taux est défini comme la part de production par rapport à la consommation finale. Nous aborderons chacun de ces postes en précisant notamment la manière dont ils sont répercutés vers le client final.

¹ International Energy Agency, « *Economic impacts of wind power integration into electricity grids* » in *Projected costs of generating electricity*. IEA/OCDE, Paris, 2005

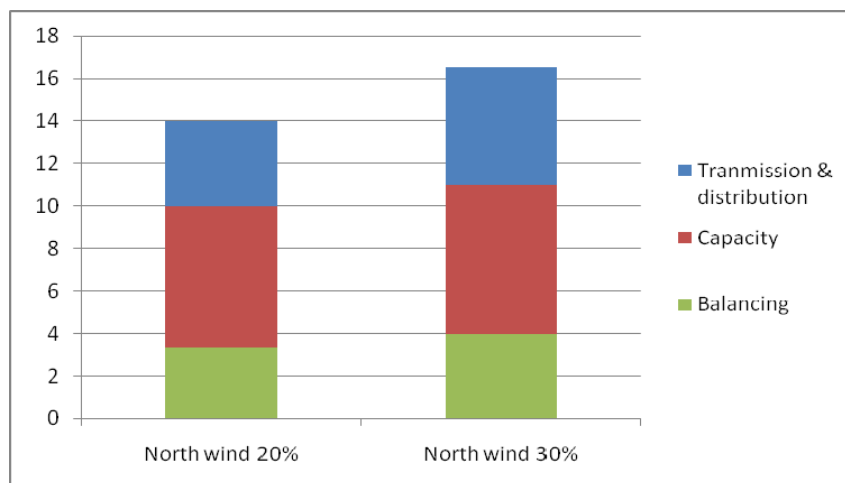


Figure 1 - Evaluation des coûts en €/MWh (ILEX, 2002)

2.1. Renforcement du réseau électrique

De nombreuses études ont été réalisées au niveau européen afin d'évaluer le coût de renforcement du réseau suite à l'intégration de productions décentralisées. La plupart d'entre elles se concentrent sur la filière éolienne compte tenu de son fort potentiel mais aussi de son intermittence et de sa variabilité. Il convient toutefois d'être prudent dans l'exercice de comparaison compte tenu des différences structurelles entre les pays étudiés, notamment du taux de pénétration de cette filière, de la proportion offshore/onshore ou encore de la topologie du réseau électrique. La figure suivante montre en effet une variation importante du coût de renforcement, exprimé en € par kW de puissance installée de production éolienne.

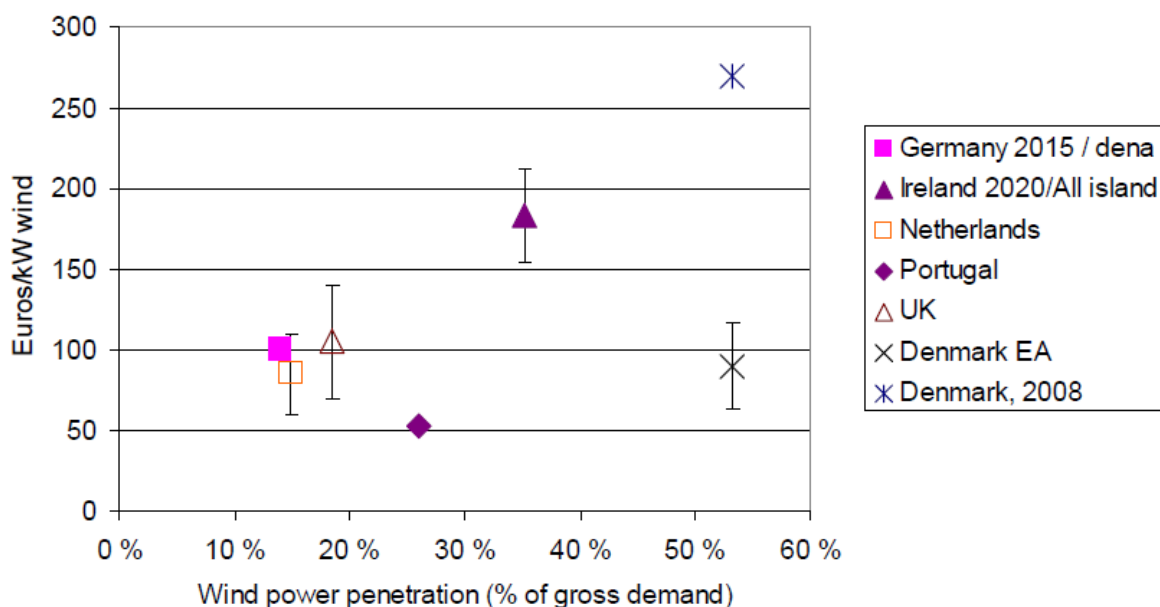


Figure 2 - Coût de renforcement du réseau (IEA, 2008²)

Dans sa proposition relative aux nouveaux quotas d'électricité verte applicables à partir du 1^{er} janvier 2010, la CWaPE avait opté pour un coût moyen de 100 €/kW compte tenu d'un taux raisonnable de pénétration de cette filière.

² IEA, *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*. VTT Technical Research Center of Finland, 2009

Sur base des travaux du projet REDI et notamment les scénarii de production à l'horizon 2020 établis en concertation avec les acteurs concernés, le taux de pénétration de la filière éolienne en 2020 ne devrait pas dépasser les 20% de la demande d'électricité en région wallonne. Afin d'évaluer le coût de renforcement imputable aux quotas de certificats verts, le scénario PMDE/CWaPE 2011 sera pris comme référence. Dans ce scénario, la filière éolienne représentera en 2020 une puissance installée de 1,5 GW pour une production annuelle de 3,25 TWh.

Cela impliquerait un investissement de 150 millions d'euros (1,5 GW x 100 €/kW), amorti sur plusieurs années et répercuté vers le client final dans les tarifs de réseau. La période d'amortissement de lignes électriques s'élève à 50 ans³ tandis que le taux de rémunération du capital investi par les gestionnaires de réseau (marge équitable) peut être estimé à près de 5%. En supposant que l'investissement est intégralement financé par le recours à un emprunt de même durée que la durée d'amortissement (taux d'intérêt de 5% associé aux obligations d'état d'échéance comparable), la part répercutée vers le consommateur final s'élèverait en moyenne à 10,65 millions d'euros sur base annuelle.

Afin de prendre en compte l'impact du parc de production toutes filières confondues, ce montant est extrapolé sur base du volume de production d'électricité verte projeté en 2020 dans le cadre du scénario retenu. Il s'agit d'une hypothèse très pessimiste dans la mesure où le développement de la filière éolienne est probablement celle qui nécessite les investissements les plus importants. Compte tenu d'un volume de production estimé à 3,25 TWh en 2020 pour la seule filière éolienne, nous obtenons un coût de renforcement de 3,28 €/MWh produit. Sur base d'un objectif de production décentralisée de 11,1 TWh en 2020, le coût de renforcement du réseau pour l'année 2020 s'élèverait à 36,4 millions d'euros. Ce montant s'entend donc toutes filières confondues.

En ramenant ce montant de 36,4 millions d'euros à la consommation d'électricité transitant par le réseau tel que prévu en 2020 (cfr proposition CD-9j06-CWaPE-260 du 6 octobre 2009), soit 27 TWh, nous pouvons en déduire que le surcoût s'établira à environ 1,35 €/MWh en 2020, soit de l'ordre de 1% du coût global de l'électricité (toutes charges comprises) (0,5% pour le client résidentiel).

2.2. Maintien d'une réserve de production

L'intégration d'une part substantielle d'unités de production décentralisées repose sur l'exploitation des ressources renouvelables dont le caractère intermittent constitue un défi pour la gestion des réseaux. A long terme, il convient de s'assurer que le parc de production est capable de répondre aux conditions les plus critiques. Le système électrique devra donc avoir accès à des moyens de production réglables, alternatifs aux productions intermittentes. L'intégration accrue des filières intermittentes implique donc également un coût, appelé coût de capacité.

³ SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie. *Arrêté royal du 2 septembre 2008*, article 5, § 3

Des études ont estimé ce coût en évaluant le déficit de production à combler lorsqu'une forte consommation se conjugue avec une faible disponibilité des ressources intermittentes. Une étude réalisée au Royaume-Uni évalue ce coût à 6,7 €/MWh pour la filière éolienne, compte tenu d'un taux de pénétration de 20% (ILEX, 2002⁴) et d'une proportion importante de production offshore. Une autre étude a comparé différentes situations au niveau européen et en déduit un coût moyen de 3 à 4 €/MWh pour un taux de pénétration égal à 20% (GreenNet, 2004⁵).

Bien que ce coût soit imputable à l'intermittence de la filière de production considérée, il n'est pas répercuté directement au client final comme dans le cas précédent du renforcement du réseau. Comme le précise l'étude de l'IEA à ce sujet, le coût lié à la capacité est pris en compte dans la formation du prix de marché de l'électricité (IEA, 2005).

2.3. Gestion de l'équilibre

Outre la mise à disposition de réserves de production par un processus de planification approprié, l'intermittence de certaines filières de production nécessite de disposer de mécanismes de flexibilité permettant d'assurer l'équilibre du système électrique à tout instant. Ce processus d'équilibrage dynamique est inhérent à la gestion d'un réseau électrique et doit permettre de répondre aux aléas de consommation comme de production. A ce titre, des acteurs de marché portent des responsabilités d'équilibre et doivent interagir afin de rencontrer l'objectif de stabilité du système. L'intégration accrue de productions intermittentes n'a donc pas engendré ce besoin de flexibilité mais le renforce. Le niveau requis de flexibilité, ou réserve opérationnelle, dépend bien sûr de la part de production intermittente.

Compte tenu de son intermittence et de sa variabilité, les études disponibles à ce sujet se concentrent sur la filière éolienne. Elles situent le coût du déséquilibre dans une fourchette variant entre 2,6 €/MWh (ELTRA, 2003⁶) et 4 €/MWh (ILEX, 2002).

Ce coût est directement supporté par les producteurs à l'origine du déséquilibre. Ceux-ci sont tenus de désigner un responsable d'équilibre par l'intermédiaire duquel ils vendront leur électricité. Afin de couvrir ce risque de déséquilibre, le responsable d'équilibre, qui paie une indemnité au gestionnaire de réseau en cas de déséquilibre, impose à son tour au producteur le paiement d'une prime de risque qui dépend de la flexibilité de la production et qui peut s'élever à près de 5 € par MWh produit. Ce manque à gagner pour le producteur vert (éolien, solaire...) est généralement compensé grâce au mécanisme des certificats verts.

⁴ ILEX Energy Consulting & Goran Strbac, *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020*. Manchester Center of Electrical Energy, 2002

⁵ Hans Auer et al., « *Costs and technical constraints of RES-E grid integration* » in *GreenNet study*. Vienna, 2004

⁶ Eltra & Paul-Fredrik Bach, *Presentation at NEA/IEA workshop on integration of wind power into electricity grids*. Paris, 2004

2.4. Réseaux intelligents

L'analyse d'impact des certificats verts sur le réseau électrique a mis en évidence les principaux postes de coût impactés, leur évolution probable en 2020 ainsi que la manière dont ces coûts sont répercutés vers le client final. Pour ce faire, la CWaPE s'est inspirée pour le présent avis des études pertinentes en la matière et a adopté des hypothèses relativement conservatrices. Le développement futur des réseaux intelligents n'a donc pas été pris en compte à ce stade.

Le groupe de réflexion REDI, pour réseaux électriques durables et intelligents, a pour objet de remettre un rapport au Gouvernement fin 2011 sur les priorités d'investissement dans les réseaux électriques afin de permettre une intégration accrue des unités de production décentralisées au moindre coût. A ce titre, il étudie les différentes mesures permettant d'y parvenir, notamment la gestion active de la demande ou les raccordements flexibles.

Dès que ces priorités d'investissement dans les réseaux électriques auront été déterminées, une étude plus spécifique à la Région wallonne pourra être menée afin de quantifier les investissements nécessaires. Il est en effet essentiel que ces investissements soient optimisés pour réduire leur coût au maximum. Les études européennes de référence citées ci-avant montrent déjà que ce surcoût n'est pas susceptible d'entraîner de dérapages majeurs puisqu'il représentera, à l'horizon 2020, de l'ordre de 1% de la facture d'électricité.

Outre ces aspects économiques, le développement des réseaux intelligents devrait aussi être de nature à permettre plus rapidement le raccordement d'unités de production décentralisée. En effet, dans une approche plus conventionnelle de renforcement des capacités des réseaux, les délais peuvent être très longs vu les autorisations et les financements nécessaires.

3. Analyse de sensibilité de l'impact tarifaire en fonction d'un prix du certificat vert projeté en 2020

3.1. Méthodologie

La CWaPE suivra, dans le cadre de ce complément d'avis, la méthode initialement utilisée dans son avis concernant le projet d'arrêté modificatif de l'AGW du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération visant à fixer les quotas de certificats verts (avis CD-11d26-CWaPE-325).

Il s'agit donc d'actualiser les résultats présentés dans cet avis en tenant compte d'un prix projeté du certificats verts en 2020, en variantes haute, moyenne et basse. Pour ce faire, la CWaPE prendra comme référence le prix de l'amende en variante haute du prix hors TVA de certificat vert (100 €). Le prix de marché constaté au quatrième trimestre de 2010 s'établissait à 84,87 € et constituera la variante moyenne, tandis que la variante basse sera déterminée par le prix minimum garanti (65 €).

3.2. Coût global

Le coût pris en compte est un coût direct, imputable à l'obligation de service public imposée aux fournisseurs actifs en Wallonie de restitution d'un nombre suffisant de certificats verts. Compte tenu des réflexions en cours visant à améliorer l'efficacité et l'équité du mécanisme de certificats verts et notamment la modification proposée du régime d'exonération, la CWaPE a jugé pertinent de proposer deux scénarii :

- scénario intégrant les niveaux d'exonération proposés dans le projet d'arrêté :
ce scénario implique un quota effectif en 2020 de 30,32% ;
- scénario conservant le régime actuel d'exonération :
ce scénario implique un quota effectif de 27,3%.

Consommation finale	Quota effectif 2020		Prix (€/CV - HTVA)	Coût global (M€)	€/MWh consommé*
27 TWh	30,32%	régime d'exonération modifié	65	532	20
			84,87	695	26
			100	819	30
	27,30%	régime d'exonération conservé	65	479	18
			84,87	626	23
			100	737	27

* La consommation wallonne soumise à quota s'élèvera en 2020 à 27 TWh (cfr avis CD-11d26-CWaPE-325).

Table 1 - Analyse de sensibilité du coût global (HTVA)

La figure suivante illustre le coût global selon le scénario d'exonération adopté, pour les différentes variantes du prix du certificat vert en 2020.

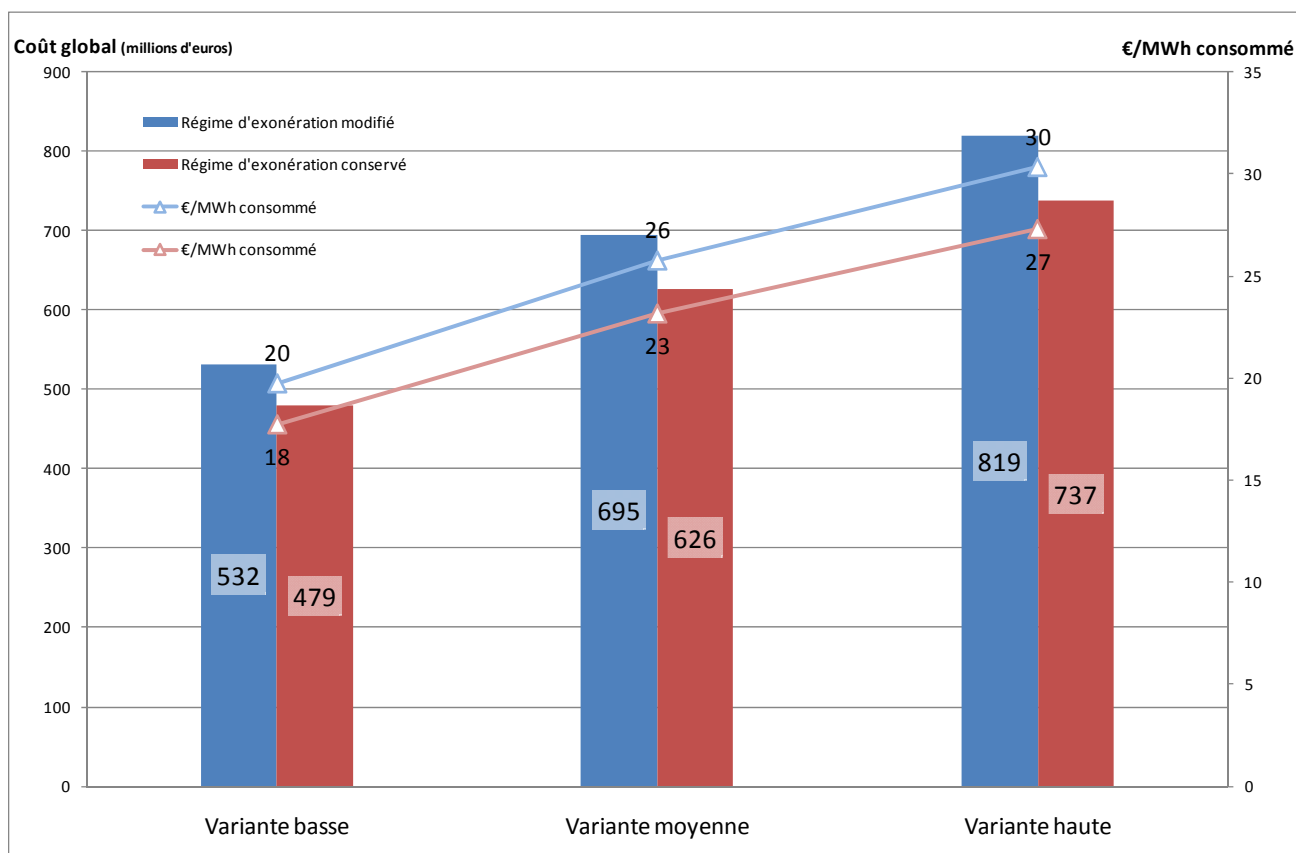


Figure 3 - Coût global du mécanisme de certificats verts en 2020 et coût moyen par MWh consommé

3.3. Impact sur le consommateur résidentiel

Nous compléterons cette analyse en évaluant l'impact des quotas envisagés sur le consommateur résidentiel moyen, c'est-à-dire consommant un volume annuel de 3,5 MWh, ne disposant pas d'installation de production d'électricité verte et ne bénéficiant pas du tarif social.

Pour ce type de client, le coût direct des certificats verts peut s'exprimer de la manière suivante :

$$\text{Coût} = \text{prix du certificat vert} \times \text{quota nominal} [\text{€/MWh TVAC}]$$

Bien que la plupart des fournisseurs facture à l'heure actuelle les quotas sur base du prix de l'amende, certains appliquent un facteur réducteur à la formule présentée ci-dessus. Dans ce cas, le prix du certificat vert facturé s'approche du prix de marché. Nous adopterons par conséquent une démarche similaire à l'évaluation du coût global, consistant à considérer trois variantes du prix du certificat vert en 2020.

Hormis la variation du prix du certificat vert, nous retiendrons les mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre de l'avis CD-11d26-CWaPE-325 et relatives au prix de l'électricité en 2020. Ainsi, avec un certificat vert à 65 €, le coût "all inclusive" de l'électricité atteint 290 €/MWh en moyenne pour le secteur résidentiel (TVAC), soit une augmentation de 3,12% par an (220 €/MWh en 2011).

Quota nominal 2020	Prix élec "all-in"	Prix élec hors CV	Prix CV	Coût CV
%	€/MWh TVAC	€/MWh TVAC	€/CV TVAC	€/MWh TVAC
37,90%	290	260	79	30
	299		103	39
	306		121	46

Table 2 - Coût moyen du certificat vert par MWh en 2020 (TVAC)

Consommation annuelle	Facture annuelle	Coût CV	Coût CV
MWh	€/an TVAC	€/an TVAC	% facture annuelle
3,5	1015	104	10%
	1047	136	13%
	1071	161	15%

Table 3 - Montant de la facture annuelle pour un client résidentiel moyen en 2020 (TVAC)

Les tableaux ci-dessus, et la figure associée, illustrent l'impact du mécanisme des certificats verts sur la facture d'un consommateur résidentiel moyen en 2020.

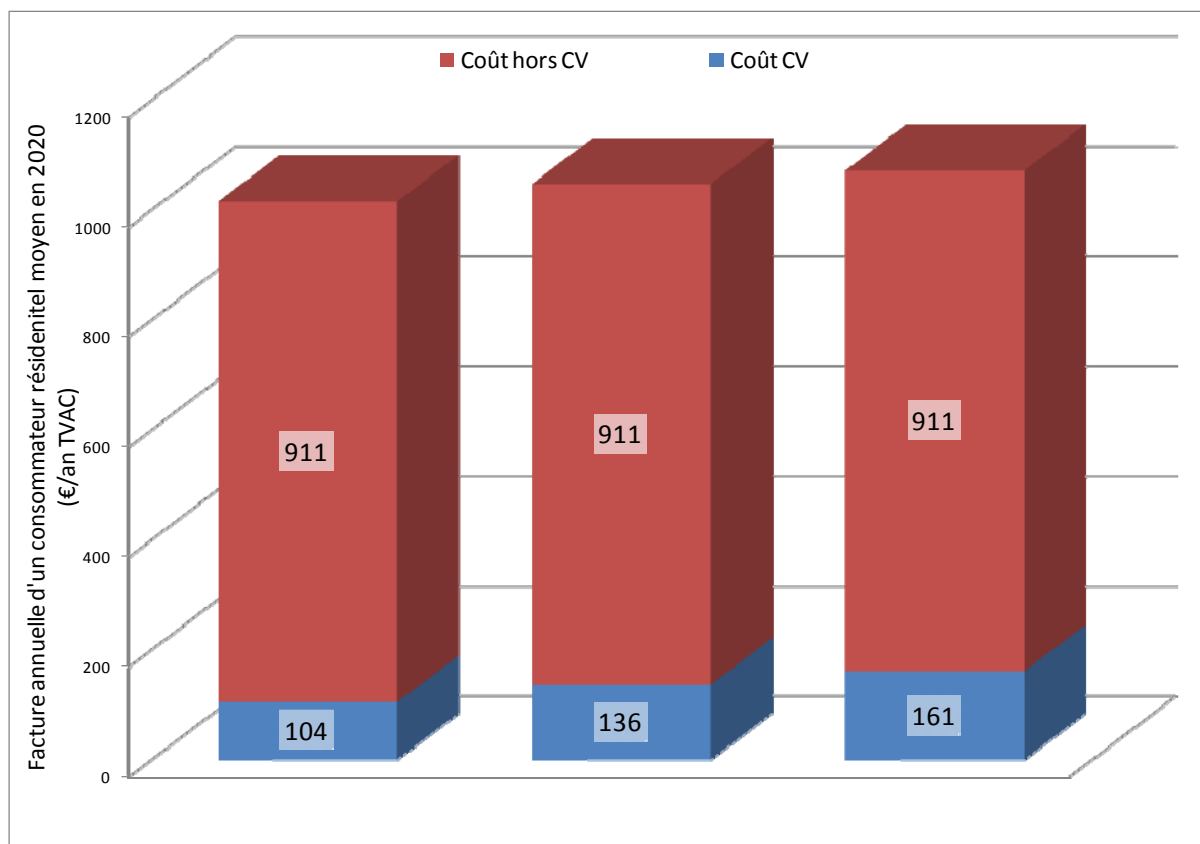


Figure 4 - Montant de la facture annuelle et contribution au mécanisme des certificats verts (TVAC)

4. Conclusion

La CWaPE considère qu'une analyse plus fine de l'impact des quotas de certificats verts sur le coût du réseau pourra être menée lorsque le groupe de réflexion REDI aura terminé ses travaux et que des orientations auront été données quant aux types d'adaptations à apporter en priorité aux réseaux d'ici 2020. La réflexion concerne tant le coût que la rapidité d'exécution qui est exigée pour atteindre les objectifs du Gouvernement dans les délais impartis. Toutefois, l'estimation du coût pour l'adaptation du réseau qui résulte des études européennes n'est pas de nature à influencer significativement le coût de l'électricité à l'horizon 2020 ($\pm 1,35$ €/MWh), soit de l'ordre du pourcent du coût global de l'électricité.

Le coût du mécanisme de certificats verts est, quant à lui, compris entre 10 et 15% du coût global de l'électricité. Suivant la valeur du certificat vert, l'impact varie en moyenne de 20 à 27 €/MWh. Pour les clients résidentiels, ce montant varie entre 30 et 46 €/MWh (TVAC), alors que le niveau pour les grosses entreprises en accord de branche peut descendre jusqu'à moins de 10 €/MWh⁷. Une contribution verte représentant 10 à 15% du coût global de l'électricité est donc généralement constatée.

* *

*

⁷ Ce niveau dépend directement de la consommation globale de l'entreprise puisque les consommations au-delà de 25 GWh par trimestre contribuent seulement pour un quota de certificats verts de 2%. Une entreprise en accord de branche consommant 200 GWh/an contribuera pour 9,2 €/MWh avec un certificat vert à 85 € TVAC.