



COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

AVIS

CD-7i04-CWaPE-171

sur

*'l'application d'un coefficient réducteur
pour les cinq dernières années
dans le cas d'une extension à 15 ans
de la durée d'octroi des certificats verts'*

*établi en application de l'article 43 du décret du 12 avril 2001
relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.*

Le 10 septembre 2007

**Avis de la CWaPE sur l'application d'un coefficient réducteur
pour les cinq dernières années dans le cas d'une extension à 15 ans
de la durée d'octroi des certificats verts'**

1. Objet

Conformément à l'article 43 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à l'article 36 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, la CWaPE effectue, d'initiative ou à la demande du ministre ou du Gouvernement wallon, des recherches et des études relatives au marché de l'électricité.

Le Gouvernement wallon a, en sa séance du 16 mars 2006, fixé les quotas de certificats verts pour la période 2008-2012. Dans le cadre de cette décision, une série de principes qui s'appliqueront à l'avenir au mécanisme des certificats ont été adoptés. Il s'agit notamment de l'extension de la durée d'octroi des certificats verts à 15 ans moyennant application d'un coefficient réducteur les cinq dernières années :

« Le Gouvernement décide que la durée d'octroi des certificats verts est portée à 15 ans mais que durant les 5 dernières années, un coefficient réducteur, à définir, doit être appliqué. Il charge le Ministre qui a l'énergie dans ses attributions de lui soumettre une proposition de modification de la législation relative aux certificats verts permettant :

-...

- d'étendre à 15 ans l'octroi de certificats verts et de prévoir l'application d'un coefficient réducteur pour les 5 dernières années... ».

Dans ce cadre, le Gouvernement wallon a, en sa séance du 7 juin 2007, adopté en seconde lecture un avant-projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2007 relatif au marché régional de l'électricité. Cet avant-projet de décret prévoit ainsi la modification législative suivante :

« Art. 38 § 5 Après avis de la CWaPE, le Gouvernement peut diminuer le nombre de certificats verts octroyés conformément au paragraphes 1 et 2 en fonction de l'âge de l'installation de production d'électricité verte, de sa rentabilité et de la filière de production ».

Cette problématique a fait l'objet d'une première analyse de la CWaPE dans le cadre de son avis CD-7d03-CWaPE-159 du 5 avril 2007 concernant 'Le projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif au marché de l'électricité (volet électricité verte)'.

En date du 25 avril 2007, le Ministre du Logement, des Transports et du Développement territorial a demandé à la CWaPE de lui faire parvenir son avis sur l'application d'un coefficient réducteur pour les cinq dernières années :

« Pourriez-vous me proposer un coefficient réducteur par filière ? Ce coefficient :

- aura pour valeur maximale 1 ;*
- pourra être égal à zéro si la filière est rentable après amortissement de l'investissement en 10 ans ;*
- se basera sur un taux de rentabilité de 12% ;*
- le prix du certificat considéré vaut le prix moyen du certificat vert au cours des trois dernières années précédant le calcul ;*
- sera revu tous les trois ans. »*

2. Méthodologie

2.1. Principe de la mesure envisagée

La mesure envisagée par le Ministre s'appliquerait aux sites de production dont la mise en service est postérieure à la date d'entrée en vigueur du mécanisme des certificats verts, soit après le 12 avril 2001. Les sites dont la mise en service est antérieure au 12 avril 2001, sites dits « historiques », faisant pour rappel l'objet d'une autre mesure (cf. Avis CD-6j06-CWaPE-149).

La CWaPE propose que la mesure s'applique par unité de production et non par site de production¹. Un site de production pouvant en effet être composé de plusieurs unités de production mises en service progressivement.

La durée d'octroi des certificats verts serait portée à 15 ans à dater de la mise en service de ces unités [voir note au Gouvernement du 15 février 2007]. Pendant les dix premières années, l'octroi de certificats verts resterait inchangé par rapport au système actuel :

Pour les années 1 à 10 : Nombre de CV = $k_{CO_2} \times E_{enp}$
Avec
E_{enp}, le nombre de MWe net produits
 k_{CO_2} , le taux d'octroi de certificats verts basé
sur le taux d'économie de CO₂

La décision du Gouvernement wallon aura pour conséquence l'application (à partir de 2008) d'un facteur de réduction (k_{red}) à partir de la onzième année à dater de la mise en service de l'unité. Ce facteur de réduction sera différencié par filière et devra tenir compte de la rentabilité des filières². Ce facteur de réduction s'appliquera jusqu'à la quinzième année. Sur base de l'avis CD-7d03-CWaPE-159, la CWaPE propose une variante consistant en l'application du facteur de réduction jusqu'à la fin de la durée de vie de l'installation (n).

Pour les années 11 à 15 (ou n) : Nombre de CV = $k_{red} \times k_{CO_2} \times E_{enp}$
Avec
E_{enp}, le nombre de MWe net produits
 k_{CO_2} , le taux d'octroi de certificats verts
basé sur le taux d'économie de CO₂
 K_{red} , le taux de réduction
basé sur les surcoûts de production des filières

2.2. Principe de détermination des coefficients réducteurs

Dans un premier temps, afin de tenir compte de la rentabilité des filières, les surcoûts de production des différentes filières de production d'électricité verte sont analysés sur la base du taux de rentabilité de 12% précisé par le Ministre.

Dans un second temps, des coefficients réducteurs sont déterminés pour chaque filière de manière à satisfaire à ce taux de 12%.

Dans un troisième temps, sur base d'une analyse critique des résultats obtenus en se limitant au seul critère de rentabilité, des critères complémentaires sont établis afin de garantir une meilleure cohérence entre la mesure envisagée de prolongation de la durée d'octroi des certificats verts et les priorités de soutien prévues par le décret du 12 avril 2001 en matière de développement des filières de production d'électricité verte en Région wallonne (voir section 5).

¹ Au sens de l'article 2 de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité verte.

² Il est à noter que les dispositions actuelles limitant à une puissance inférieure à 20 MWe l'électricité verte produite à partir d'installations hydroélectriques ou de cogénération de qualité consiste déjà en l'application d'un facteur de réduction basé sur des critères économiques.

Finalement, sur base de cet ensemble de critères, les différentes filières sont regroupées en catégories et des coefficients réducteurs sont proposés pour chacune de celles-ci (voir section 6).

Des recommandations sont également formulées dans le souci de veiller à une amélioration continue de la méthodologie qui sera mise en œuvre lors de la réévaluation périodique (tous les 3 ans) de ces facteurs de réduction comme demandé par le Ministre (voir section 7).

2.3. Notion de mise en service

La notion de mise en service est définie à l'article 2 de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité verte : « *Date correspondant soit à la date de la première mise en service de l'installation concernée soit à la date d'une modification significative de cette installation. Le ministre définit après avis de la CWaPE les termes 'modification significative' ».*

La CWaPE propose de considérer comme *modification significative*, une modification qui remplit au moins une des conditions suivantes :

- A) Remplacement complet du *groupe électrogène*³ de l'unité de production par un nouveau lorsque celui-ci est arrivé en fin de vie technique. On trouvera ci-dessous des valeurs données à titre indicatif⁴ des durées de vie techniques (exprimées en années ou heures de fonctionnement) pour différents types de *groupe électrogène* :
 - o 25 ans pour les modules photovoltaïques
 - o 80 000 à 100 000 heures pour les moteurs à combustion interne
 - o 120 000 heures pour les aérogénérateurs
 - o 160 000 heures pour les turbines à gaz
 - o 160 000 heures pour les turbines à vapeur
 - o 160 000 heures pour les turbines hydrauliques
- B) Modernisation de l'unité correspondant à un montant de plus de 50% de l'investissement éligible qu'il faudrait consentir pour la réalisation d'une nouvelle centrale comparable, l'année de référence à prendre en compte étant l'année de la modernisation⁵.
- C) Augmentation significative (par exemple 25%) et structurelle du gain annuel en CO2 réalisé par l'unité de production⁶. Cette amélioration peut être atteinte soit par une augmentation du taux d'économie de CO2 (par exemple par un changement de combustible, le passage à la cogénération, etc.) soit par une augmentation de la production d'électricité verte (augmentation de la puissance installée, etc.) ou encore une combinaison des deux.

La CWaPE estime qu'une unité de production répondant à l'une des trois conditions précitées devrait être considérée comme une nouvelle unité de production. Pour ces unités, la date de mise en service correspondrait par conséquent à celle de la modification significative. Pour ces unités de production, l'octroi de certificats verts devrait être garanti pour une nouvelle période de 15 ans à partir de cette nouvelle date de mise en service. La CWaPE estime que la notion de modification profonde devrait également pouvoir s'appliquer aux unités dites historiques, soit celles dont la première mise en service est antérieure au 12 avril 2001 (cf. Avis CD-6j06-CWaPE-149 et Avis CD-7d03-CWaPE-159).

³ On entend par « groupe électrogène » l'ensemble constitué d'une part du moteur ou de la turbine et d'autre part de la génératrice d'électricité, organes de régulation et de commande inclus. Sont exclus de cette définition, les éléments tels que barrages, chaudières, gazogène, digesteur...

⁴ Ces valeurs devront faire l'objet d'une validation dans le cadre d'une étude complémentaire.

⁵ Cette condition est issue de la directive européenne 2004/8/CE et transposée dans le code de comptage de comptage de l'électricité verte en Région wallonne (MB 20/04/2007) dans le cadre de la détermination de l'année de référence à appliquer dans le cadre de l'octroi des labels de garantie d'origine aux installations de cogénération à haut rendement.

⁶ Au sens de l'article 38 du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

3. Détermination des surcoûts de production des différentes filières

3.1. Filières de production d'électricité verte considérées

Sur base des études de référence et du recensement des sites de production existants ou en projet en Région wallonne, les filières suivantes ont été retenues :

Filières	
1	Photovoltaïque
2	Hydraulique au fil de l'eau
3	Hydraulique à accumulation
4	Eolien
5	Biogaz CET
6	Biogaz centre de tri déchets ménagers et assimilés (TRI)
7	Biogaz station d'épuration (STEP)
8	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)
9	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture et industries agro-alimentaire (MIXTE)
10	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)
11	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)
12	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)
13	Biocombustibles solides 1 (déchets)
14	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)
15	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)
16	Cogénération fossile (gaz naturel, gasoil, gaz et chaleur de récupération)

Tableau 1 : Filières de production d'électricité verte

En raison de l'influence des effets d'échelle sur les coûts de production, pour chacune de ces filières, les surcoûts de production ont été déterminés pour les différentes catégories de puissance nette développable (Pend) suivantes :

Catégorie	Pend de l'unité de production (kWe)
1	0 - 10
2	10 - 100
3	100 - 500
4	500 - 1 000
5	1 000 - 5 000
6	5 000 - 20 000
7	> 20 000

Tableau 2 : Segmentation par catégorie de puissance

Pour les installations relevant de la catégorie 1 (≤ 10 kWe), les filières prises en compte dans le présent avis correspondent à celles retenues dans l'avis CD-7a16-CWaPE-158 du 19 janvier 2007 sur 'la compensation entre les achats et les fournitures du client final disposant d'une installation d'autoproduction de petite puissance'.

Pour les filières biomasse d'une puissance installée inférieure à 20 MW (catégories 1 à 6), les calculs de rentabilité sont établis, dans la majorité des cas, en considérant un fonctionnement en mode cogénération.

Les filières biomasse de la catégorie 7 sont supposées fonctionner en mode production d'électricité sans cogénération. Cette dernière hypothèse se justifie d'une part en raison de la limitation de l'électricité verte à une puissance de 20 MW pour les installations de cogénération et d'autre part en raison d'un potentiel relativement limité de cogénération au-delà de cette puissance [10].

3.2. Hypothèses économiques

La méthode d'évaluation économique des coûts de production retenue est celle de l'actualisation. Ce choix est conforme aux méthodes élaborées par l'AIE [1], par l'UNIPEDE à la demande de la Commission européenne [2] [3], par la DGEMP/DIDEME en France [4] [5] ou encore l'ECN aux Pays-Bas [6] et le VITO en Flandre [7]. Les principes de calcul utilisés sont détaillés en annexe.

Le taux d'actualisation proposé par le Ministre est de 12% et correspond à celui préconisé par la CWaPE dans la communication CD-5d05-CWaPE sur 'la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production' et qui est considéré par la Commission européenne comme une juste rémunération du capital investi dans le cadre d'un marché libéralisé [8].

Les durées de vie prises en compte dans l'analyse économique sont reprises au tableau 4 et sont compatibles avec les durées de vie technique proposées pour les « groupes électrogènes » définies au point 2.3.

Concernant la récolte des données technico-économiques nécessaires à l'analyse économique, la CWaPE s'est essentiellement basée sur les études suivantes :

- ICEDD, *Scénarios de développement de la cogénération en Région wallonne, Namur*, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2005, 23p.
- 3^E *Surcoût de production des filières de production d'électricité verte*, Bruxelles, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2006, 42p.
- Avis de la CWaPE sur les demandes d'aide à la production sur la période 2005-2007.
- Avis CD-6j06-CWaPE-149 sur 'la réduction des octrois de certificats verts à partir de 2008 aux installations de production d'électricité existantes au moment de l'entrée en vigueur du mécanisme des certificats verts'
- Avis CD-7a16-CWaPE-158 sur 'la compensation entre les achats et les fournitures du client final disposant d'une installation d'autoproduction de petite puissance'

Les postes de coût (investissement et/ou frais d'exploitation et de maintenance) pouvant être attribués à la politique de gestion de l'eau, des voies navigables ou de gestion et traitement des déchets sont considérés comme non éligibles. Ainsi, pour les centrales hydrauliques, le coût du génie civil propre au barrage et non directement lié à la centrale hydroélectrique n'est pas pris en compte lorsque cet investissement est lié à la politique de gestion de l'eau ou des voies navigables. Dans le cas des filières de valorisation de biogaz issus soit d'un centre d'enfouissement technique (CET), d'un centre de tri de déchets ménagers et assimilés (TRI) ou encore d'une station d'épuration d'eaux usées (STEP), les investissements et frais de maintenance et d'exploitation liés à la production de biogaz ne doivent pas être pris en compte dans la mesure où ceux-ci sont liés à la politique de gestion de l'eau ou des déchets. Seul l'investissement et les frais liés à la valorisation du biogaz produit en électricité sont à prendre en compte dans le cas des unités de production.

Les aides à l'investissement pouvant être octroyées aux unités de production d'électricité verte ne sont pas prises en compte pour l'analyse des surcoûts de production⁷. Le montant de ces aides est en effet fort variable d'un cas à l'autre en fonction du statut du producteur vert et des enveloppes budgétaires prévues à cet effet en Région wallonne.

⁷ Pour les personnes physiques, il s'agit de la réduction d'impôt (REF). Pour les sociétés, il s'agit des incitants de la RW destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie (REF) ainsi que la déduction fiscale pour investissement économiseur d'énergie au niveau fédéral (REF).

Dans le cas d'une filière avec cogénération, le coût évité de la chaleur produite est pris en compte en déduisant des frais combustible de la cogénération, les frais combustible que l'on aurait obtenu avec la chaudière de référence. La chaudière de référence est celle définie par la législation relative à la promotion de l'électricité verte (REF).

Deux méthodes sont utilisées en ce qui concerne la détermination de la valeur de l'électricité produite par l'unité de production d'électricité verte :

- 1) dans le cas des installations de catégorie 1 (≤ 10 kWe), l'impact de la mesure de compensation entre achats/fournitures (voir Avis CD-7a16-CWaPE-158) est pris en compte dans la détermination de la valeur de l'électricité produite par l'unité de production d'électricité verte.
- 2) dans le cas des installations de catégorie 2 à 7 (> 10 kWe), la valeur prise en compte dans l'analyse se base sur le prix de marché établi sur base de la communication CD-5d05-CWaPE sur 'la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production' [8]. Pour rappel, le taux de prévisibilité des unités de production intervenant dans la détermination du prix de marché est essentiellement déterminé par le facteur de charge. Le prix plancher est fixé à 0 EUR/MWhe et le prix plafond à 60 EUR/MWhe (cf. avis CD-6j06-CWaPE-149).

En ce qui concerne les prix des combustibles fossiles et biomasse, les valeurs suivantes ont été retenues :

Combustibles		Coût EUR/MWhe
1	Gaz naturel	30...40
2	Gasoil	40...50
3	Intrants biométhanisation (agriculture/agro-alimentaire)	30...40
4	Biocombustibles liquides usagés	10...20
5	Biocombustibles liquides non raffinés	40...75
6	Biocombustibles liquides raffinés	75...100
7	Biocombustibles solides - déchets	-10...10
8	Biocombustibles solides - résidus	10...20
9	Biocombustibles solides - granulés	20...30
10	Biocombustibles solides - cultures	30...50

Tableau 3 : Prix de référence pour les combustibles

3.3. Caractéristiques technico-économiques des filières de production d'électricité verte

Les tableaux ci-après reprennent les principales caractéristiques technico-économiques moyennes retenues par la CWaPE pour chaque filière et pour différentes catégories de puissance. Les données relatives aux installations d'une puissance inférieure à 10 kWe ne sont pas reprises dans ce tableau. Pour ces petites installations, les valeurs utilisées dans le présent avis sont celles retenues dans l'avis CD-7a16-CWaPE-158.

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. Charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
1	Photovoltaïque	25	6500	10	1,0	-	-	-	1,000
2.1.	Hydraulique au fil de l'eau < 500 kWe	35	3000	45	3,0	-	-	-	1,000
2.2.	Hydraulique au fil de l'eau < 1 MWe	35	2500	45	3,0	-	-	-	1,000
2.3.	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe	35	2000	45	3,0	-	-	-	1,000
3	Hydraulique à accumulation	35	1850	45	3,0	-	-	-	1,000
4.1	Eolien < 100 kWe	15	1200	23	3,75	-	-	-	1,000
4.2	Eolien < 500 kWe	15	1200	23	3,75	-	-	-	1,000
4.3	Eolien > 500 kWe	15	1200	25	3,75	-	-	-	1,000

Tableau 4.1 : Caractéristiques technico-économiques des filières photovoltaïque - hydraulique - éolien (prix EUR HTVA)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhp]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
5.1	Biogaz CET < 100 kWe	15	2250	80	5,0	-	30	30	1,591 (1,000)
5.2	Biogaz CET > 100 kWe	15	1000	80	10,5	-	38	25	1,368 (0,965)
6	Biogaz TRI	15	2300	80	5,5	-	38	25	1,368 (0,965)
7.1	Biogaz STEP < 100 kWe	15	2450	80	10,5	-	30	30	1,591 (1,000)
7.2	Biogaz STEP < 1 MWe	15	1750	80	14,5	-	38	25	1,368 (0,965)
7.3	Biogaz STEP > 1 MWe	15	1650	80	15,5	-	38	25	1,368 (0,965)
8.1	Biogaz AGRI < 100 kWe	15	4500	80	1,5	35	30	10	1,121
8.2	Biogaz AGRI > 100 kWe	15	3500	80	2,0	35	30	20	1,314
9.1	Biogaz MIXTE < 1 MWe	15	2500	80	3,0	35	30	30	1,205
9.2	Biogaz MIXTE > 1 MWe	15	2500	80	3,0	35	35	30	1,363

Tableau 4.2 : Caractéristiques technico-économiques des filières biogaz (prix EUR HTVA)
(Les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhe]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
10.1	Biocombustibles liquides 1 < 100 kWe	15	2000	85	18,0	10	40	30	1,350
10.2	Biocombustibles liquides 1 < 1000 kWe	15	1675	85	22,0	10	40	30	1,350
10.3	Biocombustibles liquides 1 < 5 MWe	15	1300	85	28,0	10	40	30	1,350
10.4	Biocombustibles liquides 1 < 20 MWe	15	1175	85	14,5	10	40	30	1,000
10.5	Biocombustibles liquides 1 > 20 MWe	15	1175	85	14,5	10	40	30	0,913
11.1	Biocombustibles liquides 2 < 100 kWe	15	1850	85	11,0	40	40	30	1,100
11.2	Biocombustibles liquides 2 < 1000 kWe	15	1500	85	13,50	40	40	30	1,100
11.3	Biocombustibles liquides 2 < 5 MWe	15	1150	85	17,50	40	40	30	1,100
11.4	Biocombustibles liquides 2 < 20 MWe	15	1025	85	10,00	40	40	30	0,760
11.5	Biocombustibles liquides 2 > 20 MWe	15	1025	85	10,00	40	40	30	0,665
12	Biocombustibles liquides 3	15	1000	85	10,00	75	40	30	< 1,000

Tableau 4.3 : Caractéristiques technico-économiques des filières biocombustibles liquides (prix EUR HTVA)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhe]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
13.1	Biocombustibles solides 1 < 1 MWe	15	3 850	60	18,5	0	22,5	40	2,000
13.2	Biocombustibles solides 1 < 5 MWe	20	3 400	75	18,5	0	22,5	40	2,000
13.3	Biocombustibles solides 1 < 20 MWe	20	2 650	75	23,5	0	22,5	40	1,220
13.4	Biocombustibles solides 1 > 20 MWe	20	2 400	85	4,5	0	30,0	0	0,820
14.1	Biocombustibles solides 2 < 1 MWe	15	3 650	60	11,5	20	22,5	40	1,990
14.2	Biocombustibles solides 2 < 5 MWe	20	3 250	75	11,5	20	22,5	40	1,990
14.3	Biocombustibles solides 2 < 20 MWe	20	2 500	75	15,0	20	22,5	40	1,170
14.4	Biocombustibles solides 2 > 20 MWe	20	2 300	85	3,5	20	30,0	0	0,820
15.1	Biocombustibles solides 3 < 1 MWe	15	3 650	60	11,5	40	22,5	40	1,800
15.2	Biocombustibles solides 3 < 5 MWe	20	3250	75	11,5	40	22,5	40	1,800
15.3	Biocombustibles solides 3 < 20 MWe	20	2 500	75	15,0	40	22,5	40	0,980
15.4	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe	20	280	85	120,0	20	35,0	0	0,660
15.5	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe	20	280	85	120,0	40	30,0	0	0,600

Tableau 4.4 : Caractéristiques technico-économiques des filières biocombustibles solides (prix EUR HTVA)

Filières		Durée de vie [an]	Invest. [EUR/kWe]	Fact. charge [%]	Frais O&M [% invest.]	Frais Fuel [EUR/MWhe]	aE [%]	aQ [%]	kCO2 [CV/MWhe]
16.1	Cogénération fossile < 1 MWe	15	900	57	7,0	111	35	50	0,301
16.2	Cogénération fossile < 5 MWe	15	550	68	8,5	74	41	44	0,314
16.3	Cogénération fossile < 20 MWe eau chaude	15	400	68	6,5	64	43,5	41,5	0,318
16.4	Cogénération fossile < 20 MWe vapeur	20	800	86	4,5	84	33	45	0,166
16.5	Cogénération fossile > 20 MWe	20	750	86	3,0	71	39	43	0,132

Tableau 4.5 : caractéristiques technico-économiques des filières cogénération fossile (prix EUR HTVA)

3.4. Résultats

Les surcoûts de production calculés⁸ pour les différentes filières retenues à la section précédentes (cf. tableaux 4) sont repris ci-dessous. Pour les filières vertes de petite puissance (< 10 kWe), les valeurs reprises dans le tableau correspondent au cas le plus rentable.

Filières		Coût prod EUR/MWhe (1)	Prix Elec* EUR/MWhe (2)	Surcoût EUR/MWhe (3) = (1) - (2)
0	Filières vertes < 10 kWe	295	170	125
1	Photovoltaïque	1050	5	1045
2.1	Hydraulique au fil de l'eau < 500 kWe	115	30	85
2.2	Hydraulique au fil de l'eau < 1 MWe	95	30	65
2.3	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe	75	30	45
3	Hydraulique à accumulation	70	30	40
4.1	Eolien < 100 kWe	110	15	95
4.2	Eolien < 500 kWe	110	15	95
4.3	Eolien > 500 kWe	100	15	85
5.1	Biogaz CET < 100 kWe	30 (65)	55	- 25 (10)
5.2	Biogaz CET > 100 kWe	15 (35)	55	- 40 (-20)
6	Biogaz TRI	45 (65)	55	- 10 (10)
7.1	Biogaz STEP < 100 kWe	55 (90)	55	0 (35)
7.2	Biogaz STEP < 1 MWe	50 (75)	55	- 5 (20)
7.3	Biogaz STEP > 1 MWe	50 (70)	55	- 5 (15)
8.1	Biogaz AGRI < 100 kWe	210	55	155
8.2	Biogaz AGRI > 100 kWe	180	55	125
9.1	Biogaz MIXTE < 1 MWe	145	55	90
9.2	Biogaz MIXTE > 1 MWe	135	55	80
10.1	Biocombustibles liquides 1 < 100 kWe	85	55	30
10.2	Biocombustibles liquides 1 < 1000 kWe	80	55	25
10.3	Biocombustibles liquides 1 < 5 MWe	75	55	20
10.4	Biocombustibles liquides 1 < 20 MWe	45	55	-10
10.5	Biocombustibles liquides 1 > 20 MWe	45	55	-10
11.1	Biocombustibles liquides 2 < 100 kWe	140	55	85
11.2	Biocombustibles liquides 2 < 1000 kWe	130	55	75
11.3	Biocombustibles liquides 2 < 5 MWe	125	55	70
11.4	Biocombustibles liquides 2 < 20 MWe	110	55	55
11.5	Biocombustibles liquides 2 > 20 MWe	110	55	55
12	Biocombustibles liquides 3	195	55	140
13.1	Biocombustibles solides 1 < 1 MWe	195	35	160
13.2	Biocombustibles solides 1 < 5 MWe	140	50	90
13.3	Biocombustibles solides 1 < 20 MWe	120	50	70
13.4	Biocombustibles solides 1 > 20 MWe	60	55	5
14.1	Biocombustibles solides 2 < 1 MWe	220	35	185
14.2	Biocombustibles solides 2 < 5 MWe	185	50	135
14.3	Biocombustibles solides 2 < 20 MWe	170	50	120
14.4	Biocombustibles solides 2 > 20 MWe	120	55	65
15.1	Biocombustibles solides 3 < 1 MWe	310	35	275
15.2	Biocombustibles solides 3 < 5 MWe	275	50	225
15.3	Biocombustibles solides 3 < 20 MWe	260	50	210
15.4	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe max	185	55	130
15.5	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe min	105	55	50
16.1	Cogénération fossile < 1 MWe	90	40	50
16.2	Cogénération fossile < 5 MWe	60	45	15
16.3	Cogénération fossile < 20 MWe eau chaude	50	45	5
16.4	Cogénération fossile < 20 MWe vapeur	60	55	5
16.5	Cogénération fossile > 20 MWe	55	55	0

Tableau 5 : Surcoût de production moyen actualisé par filière
(les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération)

⁸ Voir méthode de calcul détaillée à l'annexe 1

4. Calcul des coefficients réducteurs sur base du critère de rentabilité

Sur base de l'analyse des surcoûts de production établie par filière et de la demande du Ministre, trois méthodes sont proposées pour la détermination du coefficient réducteur.

Méthode 1 : la première méthode vise à répondre le plus exactement possible aux hypothèses exprimées dans la demande du Ministre. Dans ce cas, le coefficient réducteur est déterminé de manière à ajuster le niveau de soutien via les certificats verts pour obtenir une stricte compensation de leurs surcoûts de production mais en considérant cette fois un soutien limité aux 15 premières années de fonctionnement de l'installation et non un soutien sur l'ensemble de leur durée de vie.

$$\begin{aligned} \text{Surcoût sur la durée de vie} &= P_{cv} \times (N_{cv-1} \times 10 + N_{cv-2} \times 5) && [\text{EUR}] \\ \text{Avec} &&& \\ P_{cv} &= \text{valeur du certificat vert} && [\text{EUR/CV}] \\ N_{cv-1} &= k_{CO2} \times E_{enp} && [\text{CV/an}] \\ N_{cv-2} &= k_{red1} \times k_{CO2} \times E_{enp} && [\text{CV/an}] \end{aligned}$$

Méthode 2 : sur base de l'avis CD-7d03-CWaPE-159, une variante de la méthode 1 est proposée pour laquelle le coefficient réducteur est calculé en considérant cette fois un soutien sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation (et non plus limité à 15 ans) et avec application du coefficient réducteur après 10 ans. Cette variante diffère (légèrement en raison de l'actualisation) de la méthode 1 uniquement pour les installations dont la durée de vie est supérieure à 15 ans.

$$\begin{aligned} \text{Surcoût sur la durée de vie} &= P_{cv} \times (N_{cv-1} \times 10 + N_{cv-2} \times (n-10)) && [\text{EUR}] \\ \text{Avec} &&& \\ P_{cv} &= \text{valeur du certificat vert} && [\text{EUR/CV}] \\ N_{cv-1} &= k_{CO2} \times E_{enp} && [\text{CV/an}] \\ N_{cv-2} &= k_{red2} \times k_{CO2} \times E_{enp} && [\text{CV/an}] \end{aligned}$$

Méthode 3 : la troisième méthode est comparable à celle proposée pour le calcul des coefficients réducteurs applicables aux installations historiques (Cfr Avis CD-6j06-CWaPE-149 du 16 octobre 2006 sur la réduction des octrois de certificats verts aux installations de production d'électricité existantes au moment de l'entrée en vigueur du mécanisme des certificats verts). Pour rappel, dans le cas des installations historiques, étant donné la grande disparité des niveaux de soutien octroyés à ces installations avant la mise en place du mécanisme des certificats verts, le coefficient réducteur a été déterminé conventionnellement de manière à ajuster le niveau de soutien via les certificats verts à celui qu'il aurait fallu attribuer à ces installations sur l'ensemble de leur durée de vie économique pour obtenir une stricte compensation de leurs surcoûts de production.

$$\begin{aligned} \text{Surcoût sur la durée de vie} &= P_{cv} \times N_{cv} \times n && [\text{EUR}] \\ \text{Avec} &&& \\ n &= \text{durée de vie économique (cfr tableaux 4)} && [\text{an}] \\ P_{cv} &= \text{valeur du certificat vert} && [\text{EUR/CV}] \\ N_{cv} &= k_{red3} \times k_{CO2} \times E_{enp} && [\text{CV/an}] \end{aligned}$$

Il est important de souligner à ce stade que contrairement aux deux méthodes précédentes, cette troisième méthode ne tient pas compte dans la détermination du coefficient réducteur du soutien garanti par la législation actuelle (certificats verts à 100% pendant 10 ans). Il s'agit d'un cas d'analyse théorique qui fait abstraction du niveau de soutien réellement octroyé jusqu'à présent.

Pour ces trois méthodes, conformément à la demande du Ministre, la valeur du certificat vert (P_{cv}) prise en compte correspond à la moyenne observée sur le marché des certificats verts pour la période 2005-2007, soit 90 EUR/MWhe. Toutefois, en ce qui concerne la filière photovoltaïque, il a été tenu compte d'un niveau de soutien de 450 EUR/CV pour la première tranche de 5 kWe suite aux mesures de soutien complémentaires annoncées par le Ministre [voir note au Gouvernement du 15 février 2007] ainsi que d'un niveau de soutien de 150 EUR/CV pour la tranche supérieure à 5kWe, garanti pendant les 10 premières années de fonctionnement de l'installation.

Les expressions analytiques tenant compte de l'actualisation et permettant de déterminer Kred1, kred2 et Kred3 sont détaillées en annexe 2. Les valeurs calculées de kred1, kred2 et kred3 sont plafonnées à 1.

Le tableau 6 ci-dessous reprend les coefficients réducteurs obtenus sur base des trois méthodes décrites ci-dessus. Les valeurs obtenues par la méthode 2 ne sont indiquées que pour les filières où ces valeurs diffèrent de celles obtenues par la méthode 1.

Filières		Kred (%) Méthodes 1&2 5 ans / (n-10) ans	Kred (%) Méthode 3 « n ans »
0	Filières vertes < 10 kWe	100	100
1	Photovoltaïque	100	100
2.1	Hydraulique au fil de l'eau < 500 kWe	100 / 85	95
2.2	Hydraulique au fil de l'eau < 1 MWe	35 / 15	75
2.3	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe	0	55
3	Hydraulique à accumulation	0	45
4.1-2	Eolien < 500 kWe	100	100
4.3	Eolien > 500 kWe	65	95
5.1	Biogaz CET	0	0 - (0)
6	Biogaz TRI	0	0 - (15)
7.1	Biogaz STEP < 100 kWe	0	0 - (40)
7.2	Biogaz STEP < 1 MWe	0	0 - (25)
7.3	Biogaz STEP > 1 MWe	0	0 - (20)
8	Biogaz AGRI	100	100
9.1	Biogaz MIXTE < 1 MWe	0	70
9.2	Biogaz MIXTE > 1 MWe	0	65
10.1	Biocombustibles liquides 1 < 100 kWe	0	25
10.2	Biocombustibles liquides 1 < 1000 kWe	0	20
10.3	Biocombustibles liquides 1 < 5 MWe	0	15
10.4-5	Biocombustibles liquides 1 > 5 MWe	0	0
11.1	Biocombustibles liquides 2 < 100 kWe	0	85
11.2	Biocombustibles liquides 2 < 1000 kWe	0	75
11.3	Biocombustibles liquides 2 < 5 MWe	0	70
11.4	Biocombustibles liquides 2 < 20 MWe	0	75
11.5	Biocombustibles liquides 2 > 20 MWe	30	90
12	Biocombustibles liquides 3	100	100
13.1	Biocombustibles solides 1 < 1 MWe	30	90
13.2	Biocombustibles solides 1 < 5 MWe	0	50
13.3	Biocombustibles solides 1 < 20 MWe	0	65
13.4	Biocombustibles solides 1 > 20 MWe	0	5
14.1	Biocombustibles solides 2 < 1 MWe	100	100
14.2	Biocombustibles solides 2 < 5 MWe	0	75
14.3	Biocombustibles solides 2 < 20 MWe	100	100
14.4	Biocombustibles solides 2 > 20 MWe	70 / 45	85
15.1-2-3-4	Biocombustibles solides 3	100	100
15.5	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe min	80 / 50	90
16.1	Cogénération fossile < 1 MWe	100	100
16.2	Cogénération fossile < 5 MWe	0	55
16.3	Cogénération fossile < 20 MWe eau chaude	0	15
16.4	Cogénération fossile < 20 MWe vapeur	0	40
16.5	Cogénération fossile > 20 MWe	0	0

Tableau 6 : K_{red} (%) - coefficients réducteurs calculés par filière
(les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération)

5. Analyse des résultats

Malgré la segmentation relativement fine des filières de production d'électricité verte retenue pour l'analyse (source d'énergie, gamme de puissance, mode de fonctionnement), la CWaPE attire l'attention sur la variabilité importante des données technico-économiques autour des valeurs moyennes indiquées aux tableaux 4, 5 et 6. La sensibilité à ces variations en terme de coefficient de réducteur est en outre excessivement importante.

La CWaPE attire par conséquent l'attention sur la plus grande prudence dans l'interprétation de ces valeurs. Ainsi, pour certaines filières, des variations de 5 à 10% dans l'estimation des coûts d'investissement et de la durée d'utilisation peuvent conduire à des changements radicaux dans les valeurs des coefficients réducteurs calculés, et ce en particulier pour les méthodes 1 et 2.

De l'analyse du tableau 6, on peut distinguer trois catégories de filières en regard de la nécessité d'une aide à la production « certificats verts » :

Catégorie I : Filières nécessitant, pour être rentable, d'un soutien « certificats verts » à 100% sur 15 ans voire sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation.

Catégorie II : Filières nécessitant, pour être rentable, un soutien « certificats verts » à 100% pendant les 10 premières années ainsi qu'un soutien complémentaire pendant le reste de la durée de vie de l'installation moyennant application d'un coefficient réducteur.

Catégorie III : Filières ne nécessitant pas, pour être rentable, d'un soutien « certificats verts » au-delà des 10 premières années.

Filières		Catégories		
		I	II	III
0	Puissances < 10 kWe	X		
1	Photovoltaïque	X		
2.1	Hydraulique au fil de l'eau < 500 kWe	X		
2.2	Hydraulique au fil de l'eau < 1 MWe		X	
2.3	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe			X
3	Hydraulique à accumulation			X
4.1 / 4.2	Eolien < 500 kWe	X		
4.3	Eolien > 500 kWe		X	
5-6-7	Biogaz CET/TRI/STEP			X
8	Biogaz AGRI	X		
9	Biogaz MIXTE			X
10.1-2-3-4	Biocombustibles liquides 1 < 5 MWe			X
10.5	Biocombustibles liquides 1 > 5 MWe			X
11.1-2-3-4	Biocombustibles liquides 2 < 20 MWe			X
11.5	Biocombustibles liquides 2 > 20 MWe		X	
13.1	Biocombustibles solides 1 < 1 MWe		X	
13.2-3-4	Biocombustibles solides 1 > 1 MWe			X
14.1	Biocombustibles solides 2 < 1 MWe	X		
14.2	Biocombustibles solides 2 < 5 MWe			X
14.3	Biocombustibles solides 2 < 20 MWe	X		
14.4	Biocombustibles solides 2 > 20 MWe		X	
15.1-2-3-4	Biocombustibles solides 3	X		
15.3-4	Biocombustibles solides 3 > 20 MWe min		X	
16.1	Cogénération fossile < 1 MWe	X		
16.2-3-4-5	Cogénération fossile > 1 MWe			X

Tableau 7 : Catégories de rentabilité des filières vertes

La CWaPE attire l'attention sur le fait qu'en se limitant uniquement à un critère de rentabilité, la méthode conduit inévitablement à proposer un soutien renforcé pour les filières les moins rentables et cela sans aucune distinction des causes à l'origine de ces moindres performances.

Hors, mis à part quelques filières spécifiques comme le photovoltaïque, la raison essentielle de ces moindres performances économiques est la modulation volontaire du législateur du niveau de soutien en fonction d'une part des performances environnementales de l'installation (taux d'économie de CO2) et d'autre part du caractère décentralisé de l'installation (limitation du taux d'octroi des certificats verts ou de la notion d'électricité verte au-delà de certains seuils de puissance). En d'autres mots, pour ces filières, leur moindre « rentabilité » économique est due essentiellement à une moindre performance globale.

Ainsi, à titre d'exemple, le niveau de soutien actuel accordé aux filières de cogénération biomasse d'une puissance supérieure à 5 MW est inférieur à celui accordé aux installations de taille inférieure. Pour ces filières, l'application de coefficients réducteurs tels que calculés au tableau 6 reviendrait à compenser le différentiel de niveau de soutien offert par la législation actuelle les 10 premières années par l'application d'un coefficient réducteur plus favorable les 5 dernières années que celui qui serait appliqué aux filières de puissance inférieure à 5 MW. Sur base du tableau 6, on constate qu'il en serait ainsi pour les filières 11.5, 13.3, 14.3 et 14.4.

Ce problème se rencontre également pour les filières valorisant des ressources biomasse moins performantes en terme d'émission de CO2 (importation sur de longues distances, processus de fabrication complexe, etc.) et par conséquent bénéficiant d'un moindre soutien actuellement mais qui se verraient attribuer un coefficient réducteur plus favorable pendant les 5 dernières années par rapport à des filières biomasse plus performantes d'un point de vue environnemental. Sur base du tableau 6, on constate qu'il en serait ainsi pour les filières 12 et 15.

En conclusion, la CWaPE constate que l'application de coefficients réducteurs se basant uniquement sur un critère de rentabilité revient à s'écarter systématiquement du principe à la base du mécanisme des certificats verts mis en place en Région wallonne qui prévoit un même niveau de soutien pour un même niveau de performance environnementale.

La CWaPE estime par conséquent qu'il est nécessaire d'appliquer également d'autres critères que la rentabilité des filières pour déterminer le facteur de réduction à appliquer au-delà des 10 premières années.

Conformément à son avis CD-7d03-CWaPE-159, la CWaPE suggère les critères globaux suivants :

- les surcoûts de production de la filière considérée eu égard aux moyens traditionnels de production d'énergie ;
- les perspectives de réduction de coût associées aux développements technologiques attendus de la filière considérée ;
- la pérennité et l'importance du gisement de l'énergie primaire de la filière considérée ;
- les potentialités de pénétration de la filière en Région wallonne dans les secteurs primaire, secondaire, tertiaire, ou résidentiel.

A ces critères, il convient d'ajouter les critères de principe suivants :

- la performance environnementale (taux d'économie de CO2). Ce critère implique notamment de maintenir, au-delà des 10 premières années, le principe d'un niveau de soutien moindre pour les filières présentant une économie de CO2 moindre. En effet, l'application d'un coefficient réducteur basé sur les seuls surcoûts de production, pour une filière donnée, risquerait de permettre qu'une compensation de la limitation du niveau de soutien pendant les 10 premières années suite aux moindres performances environnementales de cette filière, puisse ainsi être réalisée pendant les 5 années qui suivent.

- le caractère décentralisé des installations. Ce critère implique notamment le respect des seuils de puissance prévus par le décret en vue de favoriser les filières décentralisées et intégrées (limitation de l'électricité verte à 20 MW pour les filières hydraulique, biomasse et de cogénération, limitation à 1 du taux d'octroi de certificats verts en dessous de 5 MW pour les filières biomasse). En effet, l'application d'un coefficient réducteur basé sur les seuls surcoûts de production, pour une filière donnée, risquerait de permettre qu'une compensation de la limitation du niveau de soutien pendant les 10 premières années suite au plafonnement du soutien au-delà d'une certaine puissance, puisse ainsi être réalisée pendant les 5 années qui suivent.

La prise en compte simultanée de ces critères permettrait d'attribuer des coefficients modérateurs pour chaque filière, et ce même pour une période dépassant les 15 ans, en minimisant le risque de profit d'aubaine ("windfall profit") et en restant cohérent avec les priorités inscrites dans le décret en matière de filières de production d'électricité verte à soutenir.

Il est à noter que c'est sur base de ces critères que la CWaPE a rendu un avis favorable à la proposition du Gouvernement wallon de donner un soutien renforcé à la filière photovoltaïque.

En outre, la CWaPE rappelle que le mécanisme de certificats verts repose sur deux principes fondateurs :

- 1) Un principe environnemental prévoyant un même niveau de soutien pour un même niveau de performance environnementale
- 2) Un principe de marché prévoyant une compétition entre les filières afin de minimiser les coûts à charge du consommateur relatifs au développement de ces filières.

La CWaPE attire l'attention sur la nécessité de veiller à préserver ces deux principes de base du mécanisme des certificats verts lors de l'adoption de mesures de soutien complémentaires. Les mécanismes de fixation des quotas et des amendes doivent rester les instruments principaux à disposition des autorités permettant le contrôle du développement des filières de production d'électricité verte.

6. Propositions

Sur base des critères globaux développés au point 5, la CWaPE propose d'appliquer les coefficients réducteurs en regroupant les différentes filières identifiées en 3 catégories :

- | | |
|-------------|---|
| Catégorie A | Filières justifiant globalement un soutien certificats verts sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation sans application d'un facteur de réduction (Kred = 100%) |
| Catégorie B | Filières justifiant globalement un soutien certificats verts sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation moyennant application d'un facteur de réduction après les 10 premières années (fourchette située par exemple entre 25 et 75%) |
| Catégorie C | Filières ne justifiant pas globalement un soutien certificats verts au-delà des 10 premières années. Pour ces filières, la CWaPE suggère toutefois de permettre l'octroi de certificats verts sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation moyennant un facteur de réduction minimum (fourchette située par exemple entre 0 et 25%) afin d'éviter des démantèlements anticipés de ces installations et de garder une bonne information sur leurs conditions de fonctionnement. |

Des fourchettes sont proposées par la CWaPE au Gouvernement wallon. Elles sont destinées à lui permettre de décider dans quelles limites les surcoûts présentés au tableau 5 pourraient faire l'objet d'une extension du bénéfice de l'octroi de certificats verts au-delà de la période de 10 ans telle que prévue actuellement, en fonction de l'impact de ce soutien complémentaire sur le prix de l'électricité au client final.

Le tableau 8 ci-après reprend les différentes filières ainsi que leur classification selon les trois catégories de soutien proposées par la CWaPE.

Filières		Catégorie A Kred (%)	Catégorie B Kred (%)	Catégorie C Kred (%)
0	Puissances < 10 kWe	100		
1	Photovoltaïque	100		
2.1	Hydraulique au fil de l'eau < 500 kWe	100		
2.2	Hydraulique au fil de l'eau < 1 MWe		(25...75)	
2.3	Hydraulique au fil de l'eau > 1 MWe			(0...25)
3	Hydraulique à accumulation			(0...25)
4.1 / 4.2	Eolien < 500 kWe	100		
4.3	Eolien > 500 kWe		(25...75)	
5-6-7	Biogaz CET /TRI/STEP			(0...25)
8	Biogaz AGRI	100		
9	Biogaz MIXTE			(0...25)
10/11/12	Biocombustibles liquides			(0...25)
13.1	Biocombustibles solides 1 < 1 MWe		(25...75)	
13.2-3-4	Biocombustibles solides 1 > 1 MWe			(0...25)
14.1	Biocombustibles solides 2 < 1 MWe	100		
14.2-3-4	Biocombustibles solides 2 > 1 MWe			(0...25)
15.1-2	Biocombustibles solides 3 < 5 MWe	100		
15.3-4	Biocombustibles solides 3 > 5 MWe			(0...25)
16-1	Cogénération fossile < 1 MW	100		
16-2-3-4-5	Cogénération fossile > 1 MW			(0...25)

Tableau 8 : Coefficients réducteurs proposés pour les filières de production d'électricité verte

7. Suivi ultérieur

Dans le souci de veiller à une amélioration continue de la méthodologie qui sera mise en œuvre lors de la réévaluation périodique des facteurs de réduction, la CWaPE souhaite pouvoir procéder à un suivi régulier :

- 1) Périodicité de la révision : une révision tous les trois ans est jugée suffisante.
- 2) Nécessité d'un approfondissement des connaissances des prix de marché suivants :
 - Électricité
 - Combustibles fossiles
 - Combustibles renouvelables
 - Certificats verts

Outre l'identification des indices de référence les plus appropriés, il s'agit d'analyser l'opportunité d'une segmentation par filière ainsi que le traitement de leur évolution dans le temps (données historiques ou projections, valeurs sur les marchés spot ou à terme, etc.).

- 3) Mise à jour des données technico-économiques (études, dossiers d'aide à la production, etc.).
- 4) Mise en place d'une procédure de consultation des acteurs par la CWaPE.

* *

*

Références bibliographiques

- [1] AEN/AIE/OCDE, *Projected costs of generating electricity-2005 update*, Paris, 2005, 230p.
- [2] UNIPEDE/CEC, *Méthode du calcul du coût de production de l'énergie électrique à partir de centrales thermiques classiques ou nucléaires*, Bruxelles, EUR 5914, 1978, 104p.
- [3] UNIPEDE/EURELECTRIC, *Electricity generating costs for thermal and nuclear plants to be commissioned in 2005*, Bruxelles, Economic and Tariffs Study Committee 60.11.TARGEN, 1997, 14p.
- [4] DGEMP/DIDEME, *Coûts de référence de la production électrique*, Paris, 2003, 164p.
- [5] DGEMP/DIDEME, *Coûts de référence de la production électrique - moyens de production décentralisés*, Paris, 2004, 164p.
- [6] DE NOORD M., VAN SAMBEEK E.J.W. (ECN), *Onrendabele top berekeningsmethodiek*, ECN-C--03-077, Petten, 2003, 17p.
- [7] MOORKENS I. et al. (VITO), *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen*, Mol, étude réalisée pour le compte de l'ANRE, 2005, 52p.
- [8] CWaPE, *communication sur 'la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production'*, CD-5d05-CWaPE, Namur, 2005, 7p.
- [9] VAN LOON T., DOOMS G. et al. (3^E), *Surcoût de production des filières de production d'électricité verte*, Bruxelles, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2006, 42p.
- [10] ICEDD, *Scénarios de développement de la cogénération en Région wallonne*, Namur, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2005, 23p. (mise à jour juillet 2007).

Annexe 1 : Principe de calcul du surcoût de production moyen actualisé

I. Symboles :

i	taux d'actualisation	[%]
t	année considérée (MSI = 0)	[0...n]
n	durée de vie économique	[année]
Eenp _t	énergie électrique nette produite l'année t	[MWhe/an]
I _{tot}	coût total d'investissement	[EUR]
Ts	Taux subsides	[%]
I _t	coût d'investissement l'année t	[EUR]
C _{O&M,t}	frais d'exploitation fixes et variables l'année t	[EUR/an]
C _{Fuel,t}	frais de combustibles l'année t	[EUR/an]
C _{chaleur,t}	coût évité en chaleur par la cogénération l'année t	[EUR/an]
P _{elec,t}	valeur électricité produite l'année t	[EUR/MWhe]
C _{pma}	coût de production moyen actualisé	[EUR/MWhe]
S _{pma}	surcoût de production moyen actualisé	[EUR/MWhe]

II. Formulation générale :

Coût de production moyen actualisé :

$$C_{pma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + C_{O\&M,t} + C_{Fuel,t} - C_{chaleur,t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(Eenp_t)}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

Surcoût de production moyen actualisé :

$$S_{pma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + C_{O\&M,t} + C_{Fuel,t} - C_{chaleur,t} - P_{elec,t} \times Eenp_t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(Eenp_t)}{(1+i)^t}} \quad (2)$$

III. Formulation simplifiée :

Hypothèses :

Pour t = 0 : I₀ = I_{tot} - Ts.I_{tot}/(1+i)^{ns} avec ns = 2

C_{O&M,0} = C_{Fuel,0} = C_{chaleur,t} = P_{elec,t} = Eenp_t = 0

Pour t > 0 : I_{>0} = 0, C_{O&M,t} = C_{O&M}, C_{Fuel,t} = C_{Fuel}, C_{chaleur,t} = C_{chaleur}, P_{elec,t} = P_{elec}, Eenp_t = Eenp

Coût de production moyen actualisé :

$$C_{pma} = \frac{I_0 + a_n (C_{O\&M} + C_{Fuel} - C_{chaleur})}{a_n Eenp} \quad (3)$$

$$\text{avec } a_n = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4)$$

Surcoût de production moyen actualisé :

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} \quad (5)$$

Annexe 2 : Principe de calcul du coefficient Kred

I. Symboles :

$k_{CO2,t}$	taux d'octroi de CV basé sur le taux d'économie de CO2, l'année t	[CV/MWhe]
$K_{red,t}$	coefficient de réduction, l'année t	[-]
$p_{cv,t}$	valeur du certificat vert, l'année t	[EUR/CV]
CV_{ma}	Soutien certificats verts moyen actualisé, l'année t	[EUR/MWhe]

II. Niveau de soutien moyen actualisé via le mécanisme des certificats verts:

$$CV_{ma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(p_{cv,t} k_{red,t} k_{CO2,t} E_{enp_t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(E_{enp_t})}{(1+i)^t}} \quad (6)$$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production :

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} = CV_{ma} \quad (7)$$

II. Méthodes 1 et 2 :

Hypothèses :

Pour t = 0 :	$E_{enp_t} = 0$
Pour t = 1 à 10 :	$E_{enp_t} = E_{enp}, k_{CO2,t} = k_{CO2}, K_{red,t} = 1, p_{cv,t} = p_{cv}$
Pour t = 11 à ns :	$E_{enp_t} = E_{enp}, k_{CO2,t} = k_{CO2}, K_{red,t} = k_{red}, p_{cv,t} = p_{cv}$ avec ns = 15 pour la méthode 1 et ns = n pour la méthode 2
Pour t = ns à n :	$E_{enp_t} = E_{enp}, k_{CO2,t} = k_{CO2}, K_{red,t} = 0$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} = p_{cv} K_{CO2} \left(\frac{a_{10}}{a_n} + K_{red} \frac{a_{ns-10}}{a_n} \right) \quad (8)$$

$$\text{avec } a_{10} = \frac{(1+i)^{10} - 1}{i(1+i)^{10}} \quad (9)$$

$$a_{ns-10} = \frac{(1+i)^{ns-10} - 1}{i(1+i)^{ns-10}} - a_{10} \quad (10)$$

Coefficient réducteur :

$$K_{red} = \min \left[1 ; \max \left(0 ; \frac{S_{pma} - \left(p_{cv} k_{CO2} \frac{a_{10}}{a_n} \right)}{p_{cv} k_{CO2} \frac{a_{ns-10}}{a_n}} \right) \right] \quad (11)$$

III. Méthode 3 :

Hypothèses :

Pour $t = 0$:

$$Eenp_t = 0$$

Pour $t = 1$ à n :

$$Eenp_t = Eenp, k_{CO2,t} = k_{CO2}, K_{red,t} = K_{red}, p_{cv,t} = p_{cv}$$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} = p_{cv} K_{CO2} K_{red} \quad (8')$$

Coefficient réducteur :

$$K_{red} = \min \left[1 ; \max \left(0 ; \frac{S_{pma}}{p_{cv} k_{CO2}} \right) \right] \quad (11')$$