



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

PROPOSITION

CD-10k09-CWaPE-306

relative à

*'des ajustements à opérer
en vue d'actualiser certaines valeurs
liées à la promotion de l'électricité
produite au moyen de sources d'énergie
renouvelables ou de cogénération'*

*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 10 novembre 2010

**Proposition de la CWaPE relative à des ajustements à opérer
en vue d'actualiser certaines valeurs liées à la promotion de l'électricité
produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération**

1. Objet

En vue d'actualiser certaines valeurs liées à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, divers ajustements doivent être apportés dans le cadre de la promotion de l'électricité verte, conformément à la législation existante.

Parmi les dispositions légales qui demandent ces ajustements, la CWaPE en a identifié quatre qui, étant étroitement liés entre elles, sont rassemblés dans une même note de proposition.

- 1.1. Arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 portant diverses modifications relatives à la production d'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, art. 5, 3° :

« (...) sur la base de coûts d'investissement standards calculés par la CWaPE et publiés sur son site internet. Ceux-ci sont actualisés tous les trois ans. »

Ces coûts ont été publiés dans la proposition CD-8b12-CWaPE-184 de février 2008. Le présent document contient une actualisation de ces coûts d'investissement standards (voir point 3).

- 1.2. Arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007 portant diverses mesures en matière de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, art. 11, b :

« (...) Ce facteur « k » est calculé en fonction des critères suivants:

1° le surcoût d'exploitation de la filière de production d'électricité verte considérée, eu égard aux moyens traditionnels de production d'énergie;

2° les perspectives de réduction de coût associées au développement de la filière considérée;

3° le taux de rentabilité de référence, dont les modalités de calcul sont déterminées par le Ministre sur proposition de la CWaPE. »

Comme la présente proposition concerne également de nouvelles valeurs pour le facteur "k", la CWaPE propose de mettre à jour les taux de rentabilité de référence (voir point 4) dans un arrêté ministériel.

- 1.3. Arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007 portant diverses mesures en matière de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, art. 11, b :

« Dix ans après l'obtention du premier certificat vert, le nombre de certificats verts octroyés pour la période restant à courir est réduit par application d'un facteur « k » déterminé par le Ministre sur proposition de la CWaPE, pour chaque filière de production d'électricité verte considérée. (...)

Le facteur « k » est publié au Moniteur belge dans les trois mois à dater de l'entrée en vigueur du présent arrêté. Il est adapté tous les trois ans et pour la première fois le 1^{er} janvier 2011. »

De nouveaux facteurs "k" doivent donc être proposés fin 2010, pour chaque filière de production d'électricité verte considérée, en fonction du surcoût d'exploitation, des perspectives de réduction de coût et du taux de rentabilité de référence (voir point 5).

- 1.4. Arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007 portant diverses mesures en matière de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, art. 11, b :

« L'attribution des certificats verts aux installations de production d'électricité à partir de panneaux solaires photovoltaïques se fait selon les modalités suivantes:

(...)

Tous les deux ans, et chaque fois qu'elle le juge utile, la CWaPE établit à l'attention du Gouvernement un rapport relatif au taux de pénétration de cette filière de production d'électricité verte, des éventuelles avancées technologiques en rapport avec la filière et de la décroissance des coûts d'investissement. Le cas échéant, et sur la base de ce rapport, le Ministre propose au Gouvernement de diminuer le nombre de certificats verts à octroyer aux installations dont la mise en service n'est pas encore intervenue. L'arrêté du Gouvernement décidant de diminuer le nombre de certificats verts octroyés ne peut entrer en vigueur moins de trois mois après sa publication au Moniteur belge. »

Ce rapport et les propositions qui en découlent sont repris au point 6.

2. Commentaire général sur le mécanisme des certificats verts et sur l'évolution et le principe d'application du facteur "k"

Le mécanisme des certificats verts est un mécanisme de promotion de l'électricité verte. A l'origine (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité), il s'agissait strictement d'un mécanisme de marché puisqu'il ne prévoyait aucune différenciation par filière¹. Le nombre de certificats verts octroyés était directement et uniquement proportionnel à la quantité d'économie de CO₂ réalisée par une installation de production d'électricité d'origine renouvelable ou de cogénération.

nombre de CV = électricité nette produite x coefficient environnemental

Le mécanisme a évolué une première fois (décret du 4 octobre 2007 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif au marché régional de l'électricité, art. 13) permettant au Gouvernement wallon de « diminuer le nombre de certificats verts octroyés (...) en fonction de l'âge de l'installation de production d'électricité verte, de sa rentabilité et de la filière de production ». Le Gouvernement wallon a ainsi décidé d'introduire un coefficient réducteur (il est réducteur car il ne peut être supérieur à 1) pour les installations "historiques" (facteur "q") et pour les installations ne nécessitant pas, pour être rentables, d'un soutien complet en termes de certificats verts au-delà des 10 premières années (facteur "k").

¹ Il est à noter qu'un régime d'aide à la production complémentaire au système était prévu (art. 41 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité) en faveur des « techniques prometteuses mais émergentes » mais qu'il n'a jamais été exécuté.

Par ailleurs, l'art. 38 du même décret limitant l'octroi des certificats verts aux installations de production hydroélectriques, de cogénération de qualité ou à partir de biomasse jusqu'à une puissance électrique de 20 MW correspondait déjà en quelque sorte en l'application d'un facteur de réduction basé sur des critères économiques et ce sur toute la durée d'octroi de certificats verts.

Le même décret prévoit également que le Gouvernement wallon peut appliquer un coefficient multiplicateur (supérieur à 100%) au nombre de certificats verts octroyés pour l'électricité produite à partir de panneaux photovoltaïques. Le Gouvernement wallon a décidé d'octroyer jusqu'à 7 certificats verts/MWh pour les plus petites installations.

Le mécanisme des certificats verts a donc intégré un coefficient économique sous la forme d'un coefficient réducteur ou multiplicateur (pour la seule électricité produite à partir de panneaux solaires photovoltaïques).

$$\text{nombre de CV} = \text{élec. nette produite} \times \text{coeff. environnemental} \times \text{coeff. économique}$$

Le décret du 4 octobre 2007, modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif au marché régional de l'électricité, interfère ainsi partiellement dans la concurrence entre les filières tout en maintenant totalement la concurrence au sein d'une même filière². Ainsi, un projet éolien sera toujours moins intéressant qu'un autre bénéficiant de vents plus favorables ou mieux situé par rapport au réseau. Par contre, un projet photovoltaïque pourrait s'avérer plus rentable qu'un projet alternatif ne bénéficiant pas du coefficient multiplicateur, même si ce dernier occasionne un bénéfice environnemental (en termes de CO₂ évité) équivalent ou supérieur.

Pour éviter certaines dérives, le Gouvernement wallon (arrêté du 20 décembre 2007 portant diverses mesures en matière de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, art. 14) a prévu que le coefficient multiplicateur accordé au photovoltaïque soit conditionné, dans certaines circonstances, à une autoconsommation suffisante et à un audit démontrant l'absence de possibilité de cogénération rentable.

Ce coefficient économique, en modifiant les conditions de la concurrence entre les filières, doit donc être utilisé avec prudence afin de ne pas s'écarter de l'optimum économique et ne devrait modifier sensiblement les conditions économiques de base que pendant la phase d'émergence d'une technologie prometteuse (phase d'apprentissage). C'est dans cet esprit que la présente proposition a été élaborée.

Pour un site de production, la durée d'octroi des certificats verts a été portée à 15 ans.

Suivant les années, l'octroi de certificats verts est donné par les formules suivantes :

- pour les années 1 à 10 :

$$\text{nombre de CV} = k_{\text{CO}_2} \times E_{\text{enp}} \times n$$

avec

- E_{enp} , le nombre de MWh net produits
- k_{CO_2} , le taux d'octroi de CV basé sur le taux d'économie de CO₂
- n , le coefficient multiplicateur

- pour les années 11 à 15 : un **facteur "k"**, différencié par filière, est appliqué jusqu'à la 15^e année :

$$\text{nombre de CV} = k \times k_{\text{CO}_2} \times E_{\text{enp}} \times n$$

avec

- k , le facteur basé sur des critères économiques (maximum 100%)

Tableau 1 – Principe d'application du facteur "k" et du coefficient multiplicateur

² La filière est définie ici comme une technologie dans une gamme de puissance donnée.

3. Adaptation des coûts d'investissement standards des différentes filières au 1^{er} janvier 2011

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 principales suivantes ont été retenues :

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

Tableau 2 – Filières de production d'électricité verte

En raison de l'influence des effets d'échelle sur les coûts de production de certaines de ces filières, les surcoûts de production ont été déterminés pour les différentes catégories de puissances nettes développables (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 3 – Segmentation par catégorie de 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.

Sauf exception justifiée (hydraulique et éolien), la part de l'électricité autoconsommée est de :

- 100% : $P \leq 100$ kW
- 75% : $100 \text{ kW} < P \leq 1 \text{ MW}$
- 50% : $1 \text{ MW} < P \leq 5 \text{ MW}$
- 25% : $5 \text{ MW} < P$

Vu la spécificité de l'hydraulique et l'éolien – qui sont rarement localisés à un lieu de consommation, sauf pour les petites puissances –, aucune autoconsommation n'a été prévue au-delà de 100 kW, et pour l'hydraulique, une autoconsommation de seulement 25% a été reprise entre 10 et 100 kW.

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'AIE³ [1], par l'UNIPEDÉ⁴ à la demande de la Commission européenne [2] [3], par la DGEMP/DIDEME⁵ en France [4] [5] ou encore l'ECN⁶ aux Pays-Bas [6] et le VITO⁷ en Flandre [7]. Un outil de simulation, développé par l'ICEDD⁸[8], a été utilisé pour chaque filière [8].

Les taux d'actualisation utilisés sont ceux définis au point 4.

Les durées de vie prises en compte dans l'analyse économique sont compatibles avec les durées de vie technique proposées pour les "groupes électrogènes" proposées par la CWaPE dans son avis CD-7i04-CWaPE-171.

Concernant la récolte des données technico-économiques nécessaires à l'analyse économique, la CWaPE s'est basée sur les études définies dans son avis CD-8f06-CWaPE-184bis [9].

Certaines valeurs ont été réactualisées sur base de l'étude ECONOTEC-IBAM-ICEDD-VALBIOM intitulée « *Evaluation du potentiel des énergies renouvelables en Wallonie à l'horizon 2020* » du 14 juillet 2010 [10]. En ce qui concerne les coûts d'investissement des installations photovoltaïques, vu leur adaptation rapide, les données sont issues des coûts d'investissement et de devis réellement pratiqués en 2010 pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW⁹ ainsi que sur les données ECN pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW.

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 en électricité du biogaz produit sont à prendre en compte dans le cas de ces unités de production.

³ Agence internationale de l'Energie

⁴ Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique

⁵ Directions du Ministère de l'Industrie

⁶ Energy Research Centre

⁷ Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek

⁸ Institut de Conseil et d'Etudes en Développement durable

⁹ Source : le facilitateur photovoltaïque (EF4)

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 production. Les déductions fiscales pour les particuliers ne sont pas non plus prises en compte. 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.

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.

Trois 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. Le coût de l'électricité "compensée" s'élève à 170 €/MWh ;
- 2) dans le cas de l'autoconsommation d'électricité pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW, une valeur de 90 €/MWh a été prise comme coût évité. Ce coût évité intègre une composante "réseau" ;
- 3) dans le cas des installations de catégorie 2 à 7 (> 10 kWe), la valeur prise en compte pour la revente de l'électricité se base sur le prix de marché établi sur base de la communication CD-5d05-CWaPE relative à « la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production » [11]. Pour rappel, le taux de prévisibilité des unités de production intervenant dans la détermination du prix de marché est déterminé notamment par le facteur de charge. Les valeurs oscillent entre 30 €/MWh (faible taux de charge) et 55 €/MWh (taux de charge plus élevé).

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

Combustibles		Coût EUR/MWHP
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 4 – Prix de référence pour les combustibles

3.3. Coûts d'investissement standards

Le tableau ci-après reprend les coûts d'investissement et les principales caractéristiques technico-économiques moyennes retenues par la CWaPE pour chaque filière en fonction de différentes catégories de puissance.

Filière	Investissement spécifique 2010 ¹⁰ [€/kWé]	Durée de vie [années]	Rendement électrique net [%]	Rendement thermique net [%]	Durée d'utilisation [h/an]	Prix de revente [€/MWhé]	Valeur en autoconsommation [€/MWhé]	Coût du combust. de référence [€/MWhp]	Coût du combust. de la cogénér. [€/MWhp]	Part d'autoconsommation de l'électricité [%]	Frais annuels Op/Maintenance % de l'investiss. 2010 [%]
1. Photovoltaïque avec P < 5 kWc	4.028	25	-	0%	850	-	170	0	0	100%	1,00%
2. Photovoltaïque avec 5 kWc < P < 10 kWc	3.657	25	-	0%	850	-	170*	0	0	100%	1,00%
3. Photovoltaïque avec 10 kWc < P < 250 kWc	3.375	25	-	0%	850	-	90	0	0	100%	1,00%
4. Photovoltaïque avec P > 250 kWc	3.375	25	-	0%	850	-	90	0	0	75%	1,00%
5. Eolienne avec P < 10 kW	5.000	15	-	0%	1.500	30	170	0	0	100%	3,75%
6. Eolienne avec 10 kW < P < 100 kW	3.500	15	-	0%	1.500	30	90	0	0	100%	3,75%
7. Eolienne avec 100 kW < P < 1 MW	1.800	15	-	0%	2.015	30	90	0	0	0%	3,75%
8. Eolienne avec P > 1 MW	1.150	15	-	0%	2.190	30	90	0	0	0%	3,75%
9. Hydraulique au fil de l'eau avec P < 10 kW	5.000	35	-	0%	2.000	30	170	0	0	100%	3,00%
10. Hydraulique au fil de l'eau avec 10 kW < P < 100 kW	3.000	35	-	0%	4.000	30	90	0	0	0%	3,00%
11. Hydraulique au fil de l'eau avec 100 kW < P < 1 MW	2.500	35	-	0%	4.000	30	90	0	0	0%	3,00%
12. Hydraulique au fil de l'eau avec P > 1 MW	2.000	35	-	0%	4.000	30	90	0	0	0%	3,00%
13. Hydraulique à accumulation	1.850	35	-	0%	4.000	30	90	0	0	0%	3,00%
14. Cogen fossile avec P < 10 kW	5.000	15	30%	55%	3.000	40	170	40	40	100%	5,00%
15. Cogen fossile avec 10 kW < P < 100 kW	2.000	15	35%	50%	5.000	40	90	40	40	100%	4,00%
16. Cogen fossile avec 100 kW < P < 1 MW	1.250	15	35%	50%	5.000	40	90	40	40	75%	7,00%
17. Cogen fossile avec 1 MW < P < 5 MW	800	15	41%	44%	6.000	45	90	30	30	50%	8,50%
18. Cogen fossile avec P > 5 MW	600	15	41%	44%	6.000	50	90	30	30	25%	5,50%
19. BL 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P < 10 kW	5.500	15	40%	30%	3.000	55	170	40	20	100%	18,00%
20. BL 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 10 kW < P < 100 kW	2.000	15	40%	30%	7.500	55	90	40	20	100%	18,00%
21. BL 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 100 kW < P < 1 MW	1.675	15	40%	30%	7.500	55	90	40	20	75%	22,00%
22. BL 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 1 MW < P < 5 MW	1.300	15	40%	30%	7.500	55	90	30	10	50%	28,00%
23. BL 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P > 5 MW	1.175	15	40%	30%	7.500	55	90	30	10	25%	14,50%
24. BL 2 (produits /résidus non raffinés) avec P < 10 kW	5.500	15	40%	30%	3.000	55	170	40	75	100%	11,00%
25. BL 2 (produits /résidus non raffinés) avec 10 kW < P < 100 kW	1.850	15	40%	30%	7.500	55	90	40	75	100%	11,00%
26. BL 2 (produits /résidus non raffinés) avec 100 kW < P < 1 MW	1.500	15	40%	30%	7.500	55	90	40	75	75%	13,50%
27. BL 2 (produits /résidus non raffinés) avec 1 MW < P < 5 MW	1.150	15	40%	30%	7.500	55	90	30	40	50%	17,50%
28. BL 2 (produits /résidus non raffinés) avec P > 5 MW	1.025	15	40%	30%	7.500	55	90	30	40	25%	10,00%
29. BL 3 (produits /résidus raffinés)	1.000	15	40%	30%	7.500	55	90	40	75	50%	10,00%
30. BS 1 (déchets) avec P < 1 MW	5.239	15	25%	50%	5.300	35	90	40	10	75%	18,50%
31. BS 1 (déchets) avec 1 MW < P < 5 MW	3.400	20	20%	55%	6.500	50	90	30	-10	50%	18,50%
32. BS 1 (déchets) avec P > 5 MW	2.650	20	20%	55%	6.500	50	90	30	-10	25%	23,50%

* Correction d'une erreur matérielle le 14/01/2011

¹⁰ Les investissements sont tous exprimés hors TVA, sauf les investissements P < 10 kW qui s'adressent principalement aux particuliers et qui comprennent une TVA de 6%.

Filière	Investissement spécifique 2010/11 [€/kWé]	Durée de vie [années]	Rendement électrique net [%]	Rendement thermique net [%]	Durée d'utilisation [h/an]	Prix de revente [€/MWhé]	Valeur en autoconsommation [€/MWhé]	Coût du combust. de référence [€/MWhp]	Coût du combust. de la cogénération [€/MWhp]	Part d'autoconsommation de l'électricité [%]	Frais annuels Op/Maintenance % de l'investiss. 2010 [%]
33. BS 2 (résidus industries) avec P < 1 MW	5.239	15	25%	50%	5.300	35	90	40	20	75%	11,50%
34. BS 2 (résidus industries) avec 1 MW < P < 5 MW	3.250	20	20%	55%	6.500	50	90	30	10	50%	11,50%
35. BS 2 (résidus industries) avec P > 5 MW	2.500	20	20%	55%	6.500	50	90	30	10	25%	15,00%
36. BS 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P < 1 MW	5.239	15	25%	50%	5.300	35	90	40	30	75%	11,50%
37. BS 3 (granulés et cultures énergétiques) avec 1 MW < P < 5 MW	3.250	20	20%	55%	6.500	50	90	30	20	50%	11,50%
38. BS 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P > 5 MW	2.500	20	20%	55%	6.500	50	90	30	20	25%	15,00%
39. Biogaz CET avec P < 100 kW	2.250	15	30%	30%	7.000	55	90	40	0	100%	5,00%
40. Biogaz CET avec P > 100 kW	1.000	15	38%	25%	7.000	55	90	40	0	50%	10,50%
41. Biogaz TRI	2.300	15	38%	25%	7.000	55	90	40	0	50%	5,50%
42. Biogaz STEP avec P < 100 kW	2.450	15	30%	30%	7.000	55	90	40	0	100%	10,50%
43. Biogaz STEP avec 100 kW < P < 1 MW	1.750	15	38%	25%	7.000	55	90	40	0	75%	14,50%
44. Biogaz STEP avec P > 1 MW	1.650	15	38%	25%	7.000	55	90	30	0	50%	15,50%
45. Biogaz AGRI avec P < 100 kW	4.500	15	30%	10%	7.000	55	90	40	40	100%	1,50%
46. Biogaz AGRI avec P > 100 kW	3.500	15	30%	20%	7.000	55	90	40	40	75%	2,00%
47. Biogaz MIXTE avec P < 1 MW	2.500	15	30%	30%	7.000	55	90	40	40	75%	3,00%
48. Biogaz MIXTE avec P > 1 MW	2.500	15	35%	30%	7.000	55	90	30	30	50%	3,00%

Avec: - BL: biocombustibles liquides
- BS: biocombustibles solides

Tableau 5 – Coûts d'investissement standards et caractéristiques techniques

¹¹ Les investissements sont tous exprimés hors TVA, sauf les investissements P < 10 kW qui s'adressent principalement aux particuliers et qui comprennent une TVA de 6%.

4. Taux de rentabilité de référence pour les différentes filières

4.1. Contexte

L'arrêté ministériel du 21 mars 2008 a déterminé le taux de rentabilité de référence utilisé dans la détermination du facteur "k", conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, art. 15, § 1^{er}, 3^e alinéa, tel que modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007.

Cet arrêté ministériel se basait sur la proposition de la CWaPE CD-8b12-CWaPE-184 de février 2008 qui avait déterminé un terme "taux sans risque" et un terme "prime de risque" différencié par filière.

La présente proposition respecte la même démarche et actualise le "taux sans risque".

4.2. Taux sans risque

L'arrêté ministériel du 21 mars 2008 déterminant le taux de rentabilité de référence utilisé dans la détermination du facteur "k" fait référence au taux "IRS¹² Ask 15 ans" qui permet de transformer un risque de taux fixe-long terme en un risque de taux flottant-court terme, en général l'Euribor¹³.

Les taux Euribor et les taux de référence CE sont actuellement à des niveaux historiquement bas (respectivement 1,53% et 1,24%) et ne peuvent plus raisonnablement être pris en considération pour des investissements long terme. Comme les installations de production verte sont systématiquement d'une durée de vie de 15 ans ou davantage, que le soutien par le mécanisme des certificats verts s'étend également sur une période de 15 ans, la CWaPE propose de prendre comme référence le taux "OLO¹⁴ 15 ans".

Le taux "OLO 15 ans" s'établit actuellement à 3,58% (3,30% pour l'"OLO 10 ans"), arrondi à 3,5%. Le "taux sans risque" fixé en décembre 2007 s'établissait à 5%, soit à un taux supérieur de 1,5% par rapport au taux proposé aujourd'hui.

4.3. Prime de risque

La prime de risque est différenciée par filière, en tenant compte :

1) du risque technologique :

- prime de risque de 2% pour la filière cogénération fossile et photovoltaïque
- prime de risque de 3% pour les autres filières ;

2) de la sensibilité du coût de production aux prix de marché des combustibles :

- prime de risque de 3% pour les filières cogénération fossile, biomasse, cogénération biomasse, à l'exception des biomasses de type déchets (0%) ;

3) des incertitudes liées à la valorisation de la chaleur :

- prime de risque de 1% pour les filières cogénération fossile et biomasse.

¹² Interest Rate Swap ou swap d'intérêt

¹³ Euro Interbank Offered Rate – taux au 26 octobre 2010

¹⁴ Obligation linéaire/*Lineaire obligatie*

4.4. Taux de rentabilité par filières

Dans l'attente de l'arrêté ministériel, la CWaPE utilisera, pour la présente proposition, les valeurs reprises au tableau ci-dessous.

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

Tableau 6 – Taux de rentabilité de référence

Ces taux de rentabilité sont des taux nominaux et non des taux réels (hors inflation).

5. Facteur "k"

5.1. Méthodologie

En fonction des données réactualisées (voir point 3 pour les investissements standards et les caractéristiques techniques, et le point 4 pour les taux de rentabilité par filière), une simulation est réalisée pour chacune des 48 filières représentatives (tenant compte des catégories de puissance).

Cet exercice de simulation s'est basé sur un outil informatique mis au point par l'ICEDD dans le cadre d'une mission confiée par la Région wallonne et qui a été réceptionné au comité d'accompagnement du 13 octobre 2009 [8]. Cet outil permet de calculer, pour différentes hypothèses techniques et économiques, le taux d'octroi de certificats verts entraînant une VAN (valeur actuelle nette) nulle au terme de la durée de vie de l'installation. Le calcul s'est fait avec les coûts d'investissement et les caractéristiques techniques de chaque filière, tels que présentés dans le tableau 5.

La CWaPE est consciente de la sensibilité de certains paramètres dans la détermination du taux moyen d'octroi nécessaire et attire par conséquent l'attention sur la plus grande prudence dans l'interprétation de ces valeurs.

Des variations de 5 à 10% dans l'estimation des coûts d'investissement, de la durée d'utilisation, du taux d'autoconsommation... peuvent conduire à des modifications importantes.

Toutefois, la CWaPE considère que l'exercice réalisé ici garde tout son sens, même si pour des projets concrets, des taux d'octroi très différents pourraient être recommandés. Mais il s'agit alors d'une autre approche, que la CWaPE réalise d'ailleurs lors de l'avis sur l'aide à la production, qui détermine, pour un cas particulier, la durée pendant laquelle le rachat du certificat vert doit être garanti au prix de 65 €.

En déterminant un taux d'octroi moyen nécessaire (pour une VAN = 0) pour un projet représentatif de la filière, l'objectif est de mettre une balise avec une référence objective pour toute une filière. Si, au sein de cette filière, certains projets peuvent être nettement plus ou nettement moins rentables (différence d'investissement, de durée d'utilisation ou de taux d'autoconsommation), cela ne remet pas en cause le principe d'un taux d'octroi unique en vue de favoriser la concurrence au sein de la filière et de développer en priorité les projets les moins chers, ayant une bonne durée d'utilisation ou ayant une autoconsommation plus importante. Ces différences ne doivent surtout pas être gommées en fixant des taux d'octroi différents.

Les paramètres choisis correspondent à des valeurs moyennes raisonnables, de façon à déterminer un taux moyen d'octroi nécessaire pour une VAN = 0. Les projets moins rentables auront besoin d'un prix du certificat vert supérieur à 65 € pour se concrétiser. Si l'atteinte des objectifs quantitatifs nécessite que ces projets moins rentables se réalisent, la pression sur la demande de certificats verts entraînera un prix du certificat vert à la hausse. Le mécanisme des certificats verts correspond en effet à un mécanisme de marché, qu'il convient de le laisser fonctionner.

La démarche détaillée ci-dessous a été systématiquement suivie.

1) La simulation avec un octroi des CV pendant 15 ans (sans facteur de réduction)

Toutes les filières qui obtiennent comme résultat un taux d'octroi de certificats verts (avec VAN = 0) supérieur au taux d'octroi pratiqué actuellement se voient attribuer un facteur "k" = 100%.

En effet, ces filières nécessitent un soutien maximal sur toute la période car même ainsi, elles auront une rentabilité "moyenne" inférieure au taux de rentabilité déterminé au point 3.

2) La simulation avec un octroi des certificats verts limité à 10 ans

Toutes les filières qui obtiennent comme résultat de simulation un taux d'octroi de certificats verts (avec VAN = 0) inférieur au taux d'octroi pratiqué actuellement se voient attribuer un facteur "k" = 25%, sauf s'il s'agit d'une filière photovoltaïque ou k est fixé à 0% (en vue d'être cohérent avec le point 62.3).

En effet, ces filières ne nécessitent normalement pas un soutien au-delà de 10 ans puisque leur VAN devient positive avant cette échéance et permet donc déjà, sur cette période limitée, une rentabilité supérieure au taux de rentabilité déterminé au point 3.

Pour les filières de cette catégorie, la CWaPE propose cependant de maintenir un octroi de certificats verts pendant les 5 dernières années en appliquant un facteur "k" de 25% (plutôt que 0%) pour les installations non photovoltaïques.

L'application d'un facteur non nul présente l'intérêt de limiter les risques de démantèlements et remplacements anticipés des installations, décisions qui ne conduiraient pas nécessairement à une augmentation de la production d'électricité verte en Région wallonne.

3) La simulation avec $k = 25%$, $k = 50%$ et $k = 75%$

Les filières pour lesquelles aucun facteur "k" n'a pu être octroyé sur base des simulations 1 et 2 feront l'objet de simulations supplémentaires avec $k = 25%$, $50%$ et $75%$ pour déterminer le facteur "k" qui permet de se rapprocher au mieux des conditions de rentabilité déterminées au point 3 (VAN positive et proche de 0).

5.2. Hypothèses générales retenues pour les simulations

1. Prix de référence du certificat vert

Le prix de référence est fixé à 65 €/certificat vert. Ce prix est conforme à l'avis CD-8f06-CWaPE-184bis [9] et à la méthodologie suivie dans l'analyse d'aides à la production [11]. Il se justifie aussi par la non-prise en compte du facteur de risque dans les taux de rentabilité de référence, facteur lié aux conditions d'équilibre sur le marché des certificats verts.

2. Taux d'inflation

Le taux d'inflation futur a été estimé à 2,12%/an. Ce taux correspond à la moyenne des taux d'inflation sur les 10 dernières années. Ce taux d'inflation est implicitement intégré dans le taux OLO 15 ans pris en référence pour déterminer le taux sans risque.

3. Evolution des prix énergétiques

Tous les prix énergétiques sont indexés sur l'inflation. Même si cette hypothèse d'une augmentation nulle en termes réels paraît peu vraisemblable dans une perspective de long terme compte tenu des réserves limitées, cette hypothèse est prise pour ne pas léser les intérêts des producteurs verts au cas où l'augmentation attendue des combustibles n'interviendrait que tardivement.

Toutefois, le coût évité lié à l'autoconsommation d'électricité a été indexé de 1% en termes réels (3,12% en nominal) pour tenir compte de l'augmentation certaine des quotas d'électricité verte et des coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution, éléments qui sont inclus dans ce coût évité.

4. Aides à l'investissement

Ces aides à l'investissement et les déductions fiscales ne sont pas prises en compte dans les exercices de simulation car elles peuvent varier en fonction du statut du producteur. Les législations qui les concernent peuvent aussi évoluer dans le temps indépendamment des dispositions prises au niveau du mécanisme des certificats verts. Certaines dispositions dépendent aussi d'un autre niveau de pouvoir.

5. Dispositions légales applicables aux installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW

Les dispositions légales, tel que le principe de la compensation, applicables aux installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW sont prises en considération. Elles font, en effet, partie intégrante des dispositions régionales mises en place dans le cadre des mécanismes de soutien à l'électricité verte. Le principe de l'octroi anticipé de certificats verts sera examiné au point 6, mais n'a pas été intégré dans le programme de simulation.

5.3. Taux d'octroi des certificats verts calculé sur 15 ans (sans réduction)

Le tableau ci-dessous donne le taux d'octroi moyen nécessaire pendant 15 ans menant à une VAN = 0 sur la durée de vie de l'installation.

Le taux d'octroi moyen nécessaire correspond au taux d'octroi nécessaire pour toute la production de la filière considérée, depuis le premier kWh, sans tenir compte d'un éventuel taux d'octroi différent pour une filière de puissance inférieure.

Ce tableau permet d'identifier les filières de catégorie A pour lesquelles "k" est fixé à 100%. Une seule décimale est reprise, sauf lorsque l'arrondi ne permet pas d'identifier une VAN négative avec le taux moyen actuel.

Filière	Taux d'octroi (VAN = 0) nécessaire sur 15 ans	Taux d'octroi actuel moyen	Catégorie A
1. Photovoltaïque avec P < 5 kWc	3,6	7,0	
2. Photovoltaïque avec 5 kWc < P < 10 kWc	2,8	6,1	
3. Photovoltaïque avec 10 kWc < P < 250 kWc	4,5	4,1	X
4. Photovoltaïque avec P > 250 kWc	5,2	2,5	X
5. Eolienne avec P < 10 kW	4,4	1,0	X
6. Eolienne avec 10 kW < P < 100 kW	3,7	1,0	X
7. Eolienne avec 100 kW < P < 1 MW	1,5	1,0	X
8. Eolienne avec P > 1 MW	0,7	1,0	
9. Hydraulique au fil de l'eau avec P < 10 kW	0,6	1,0	
10. Hydraulique au fil de l'eau avec 10 kW < P < 100 kW	0,5	1,0	
11. Hydraulique au fil de l'eau avec 100 kW < P < 1 MW	0,7	1,0	
12. Hydraulique au fil de l'eau avec P > 1 MW	0,4	1,0	
13. Hydraulique à accumulation	0,3	1,0	
14. Cogen fossile avec P < 10 kW	2,2	0,3	X
15. Cogen fossile avec 10 kW < P < 100 kW	0,27	0,3	
16. Cogen fossile avec 100 kW < P < 1 MW	0,25	0,3	
17. Cogen fossile avec 1 MW < P < 5 MW	≤ 0	0,3	
18. Cogen fossile avec P > 5 MW	≤ 0	0,3	

Filière	Taux d'octroi (VAN = 0) nécessaire sur 15 ans	Taux d'octroi actuel moyen	Catégorie A
19. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P < 10 kW	6,1	1,5	X
20. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 10 kW < P < 100 kW	≤ 0	1,5	
21. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 100 kW < P < 1 MW	0	1,5	
22. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 1 MW < P < 5 MW	≤ 0	1,5	
23. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P > 5 MW	≤ 0	1,2	
24. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec P < 10 kW	6,9	1,1	X
25. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec 10 kW P < 100 kW	2,0	1,1	X
26. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec 100 kW < P < 1 MW	2,1	1,1	X
27. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec 1 MW < P < 5 MW	0,8	1,1	
28. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec P > 5 MW	0,7	1,1	
29. Biocombustibles liquides 3 (produits /résidus raffinés)	1,9	1,0	X
30. Biocombustibles solides 1 (déchet) avec P < 1 MW	3,0	2,0	X
31. Biocombustibles solides 1 (déchet) avec 1 MW < P < 5 MW	≤ 0	2,0	
32. Biocombustibles solides 1 (déchet) avec P > 5 MW	≤ 0	1,5	
33. Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec P < 1 MW	2,5	2,0	X
34. Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec 1 MW < P < 5 MW	≤ 0	2,0	
35. Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec P > 5 MW	≤ 0	1,5	
36. Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P < 1 MW	3,2	1,9	X
37. Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec 1 MW < P < 5 MW	0,9	2,0	
38. Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P > 5 MW	0,6	1,5	
39. Biogaz CET avec P < 100 kW	≤ 0	1,6	
40. Biogaz CET avec P > 100 kW	≤ 0	1,4	
41. Biogaz TRI	≤ 0	1,4	
42. Biogaz STEP avec P < 100 kW	≤ 0	1,6	
43. Biogaz STEP avec 100 kW < P < 1 MW	≤ 0	1,4	
44. Biogaz STEP avec P > 1 MW	≤ 0	1,4	
45. Biogaz AGRI avec P < 100 kW	1,9	1,1	X
46. Biogaz AGRI avec P > 100 kW	1,5	1,3	X
47. Biogaz MIXTE avec P < 1 MW	1	1,5	
48. Biogaz MIXTE avec P > 1 MW	0,6	1,5	

Tableau 7 – Taux d'octroi des certificats verts sur 15 ans (sans réduction)

5.4. Taux d'octroi des certificats verts calculé sur 10 ans

Le tableau ci-dessous reprend le taux d'octroi moyen nécessaire pendant 10 ans, menant à une VAN = 0 sur la durée de vie de l'installation. Seules les filières n'appartenant pas à la catégorie A sont reprises.

Ce tableau permet d'identifier les filières de catégorie C, qui correspondent aux filières dont le taux d'octroi nécessaire (pour VAN = 0) est inférieur au taux d'octroi actuel, et ne nécessitent donc pas un soutien au-delà de 10 ans.

Filière	Taux d'octroi (VAN = 0) nécessaire sur 10 ans	Taux d'octroi actuel moyen	Catégorie C
1. Photovoltaïque avec P < 5 kWc	4,8	7,0	X
2. Photovoltaïque avec 5 kWc < P < 10 kWc	3,7	6,1	X
8. Eolienne avec P > 1 MW	0,9	1,0	X
9. Hydraulique au fil de l'eau avec P < 10 kW	0,7	1,0	X
10. Hydraulique au fil de l'eau avec 10 kW < P < 100 kW	0,6	1,0	X
11. Hydraulique au fil de l'eau avec 100 kW < P < 1 MW	0,9	1,0	X
12. Hydraulique au fil de l'eau avec P > 1 MW	0,5	1,0	X
13. Hydraulique à accumulation	0,4	1,0	X
15. Cogen fossile avec 10 kW < P < 100 kW	0,33	0,3	
16. Cogen fossile avec 100 kW < P < 1 MW	0,31	0,3	
17. Cogen fossile avec 1 MW < P < 5 MW	< 0	0,3	X
18. Cogen fossile avec P > 5 MW	< 0	0,3	X
20. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 10 kW < P < 100 kW	< 0	1,5	X
21. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 100 kW < P < 1 MW	0	1,5	X
22. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec 1 MW < P < 5 MW	< 0	1,5	X
23. Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P > 5 MW	< 0	1,2	X
27. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec 1 MW < P < 5 MW	1	1,1	X
28. Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec P > 5 MW	0,9	1,0	X
31. Biocombustibles solides 1 (déchets) avec 1 MW < P < 5 MW	< 0	2,0	X
32. Biocombustibles solides 1 (déchets) avec P > 5 MW	< 0	1,5	X
34. Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec 1 MW < P < 5 MW	< 0	2,0	X
35. Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec P > 5 MW	< 0	1,5	X
37. Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec 1 MW < P < 5 MW	1,1	2,0	X
38. Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P > 5 MW	1,1	1,5	X
39. Biogaz CET avec P < 100 kW	< 0	1,6	X
40. Biogaz CET avec P > 100 kW	< 0	1,4	X

Filière	Taux d'octroi (VAN = 0) nécessaire sur 10 ans	Taux d'octroi actuel moyen	Catégorie C
41. Biogaz TRI	< 0	1,4	X
42. Biogaz STEP avec P < 100 kW	< 0	1,6	X
43. Biogaz STEP avec 100 kW < P < 1 MW	< 0	1,4	X
44. Biogaz STEP avec P > 1 MW	< 0	1,4	X
47. Biogaz MIXTE avec P < 1 MW	1,2	1,5	X
48. Biogaz MIXTE avec P > 1 MW	0,7	1,5	X

Tableau 8 – Taux d'octroi des certificats verts sur 10 ans

5.5. Taux d'octroi des certificats verts calculé sur 15 ans, avec un facteur "k" entre 25 et 75%

Le tableau ci-dessous reprend le facteur "k" (25, 50 ou 75%) qui permet de minimiser la VAN – tout en la maintenant positive – des filières n'ayant pu être placées en catégorie A ou en catégorie C.

Filière	Taux d'octroi actuel moyen	Facteur "k" minimisant une VAN positive
15. Cogen fossile avec 10 kW < P < 100 kW	0,3%	50%
16. Cogen fossile avec 100 kW < P < 1 MW	0,3%	25%

Tableau 9 – Taux d'octroi des certificats verts sur 15 ans, avec un facteur "k" entre 25 et 75%

5.6. Tableau récapitulatif des facteurs "k" recommandés

La CWaPE a vérifié qu'aucun facteur "k" proposé pour un type de combustible biomasse donné, présentant un coefficient d'émission de CO₂ plus élevé, ne soit supérieur à celui proposé pour un combustible biomasse présentant un coefficient d'émission de CO₂ inférieur, afin qu'un facteur "k" supérieur ne puisse compenser la volonté du législateur de pénaliser les filières ayant de moins bonnes performances environnementales.

Filière	Taux 0%	Taux 25%	Taux 50%	Taux 100%
1 à 2 Photovoltaïque avec P < 10 kWc	X			
3 à 4 Photovoltaïque avec P > 10 kWc				X
5 à 7 Eolienne avec P < 1 MW				X
8 Eolienne avec P > 1 MW		X		
9 à 12 Hydraulique au fil de l'eau avec P < 1 MW et P > 1 MW		X		
13 Hydraulique à accumulation		X		
14 Cogen fossile avec P < 10 kW				X
15 à 16 Cogen fossile avec 10 kW < P < 1 MW			X	
17 à 18 Cogen fossile avec P > 1 MW		X		

Filière	Taux 0%	Taux 25%	Taux 50%	Taux 100%
19 Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P < 10 kW				X
20 à 23 Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets) avec P > 10 kW		X		
24 à 26 Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec P < 1 MW				X
27 à 28 Biocombustibles liquides 2 (produits /résidus non raffinés) avec P > 1 MW		X		
29 Biocombustibles liquides 3 (produits /résidus raffinés)				X
30 Biocombustibles solides 1 (déchet) avec P < 1 MW				X
31 à 32 Biocombustibles solides 1 (déchet) avec P > 1 MW		X		
33 Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec P < 1 MW				X
34 à 35 Biocombustibles solides 2 (résidus industries) avec P > 1 MW		X		
36 Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P < 1 MW				X
37 à 38 Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques) avec P > 1 MW		X		
39 à 40 Biogaz CET avec P < 100 kW et P > 100 kW		X		
41 Biogaz TRI		X		
42 à 44 Biogaz STEP avec P < 100 kW et P > 1 MW		X		
45 à 46 Biogaz AGRI avec P < 100 kW et P > 100 kW				X
47 à 48 Biogaz MIXTE avec P < 1 MW et P > 1 MW		X		

Tableau 10 – Facteurs "k" recommandés

Lorsqu'une filière n'est pas explicitement reprise dans le tableau ci-dessus, soit qu'elle soit très innovante, soit qu'elle ne soit pas documentée actuellement (coût d'investissement, taux de rentabilité, caractéristiques techniques...), le facteur "k" à prendre en considération est de 100%. Ce sera le cas par exemple pour un projet pilote "géothermie", si la situation se présente. Sur base de cas concrets apportant la documentation nécessaire, la valeur "k" pourra être adaptée ultérieurement pour d'autres répliques.

6. Rapport relatif au taux de pénétration du photovoltaïque et proposition sur le nombre de certificats verts à octroyer aux installations photovoltaïques dont la mise en service n'est pas encore intervenue

6.1. Rapport relatif au taux de pénétration

Le rapport annuel spécifique 2009 sur l'évolution du marché des certificats verts établit une statistique relative au développement des installations photovoltaïques jusque fin 2009 et une estimation pour 2010.

	Nombre de sites	Puissance (KWc)	Puissance moyenne
Fin 2008	2.678	8.928	3,3
Fin 2009	12.364 (+ 9.686)	46.581	3,8
Fin 2010	± 21.200 (+ 8.800)	± 84.800	4,0

Tableau 11 – Développement des installations photovoltaïques

Le rythme constaté actuellement est de l'ordre de 750 dossiers par mois, ce qui correspond effectivement à 9.000 installations par an. La situation particulière de 2009 a consisté en une accélération de l'introduction des dossiers en fin d'année, suite à l'annonce de l'interruption de la prime régionale. En situation normale, de nombreux dossiers de fin d'année 2009 auraient été traités en 2010.

En examinant l'évolution des installations de plus de 10 kWc, on constate :

	Nombre de sites	Puissance (KWc)	Puissance moyenne
Fin 2008	6	125	21
Fin 2009	14	833	60
Fin 2010	45	3.000	67

Tableau 12 – Développement des installations photovoltaïques de plus de 10 kWc

Il est donc raisonnable de penser qu'en régime le nombre de 10.000 installations par an seront mises en service¹⁵, avec une puissance moyenne en croissance continue, pour autant bien sûr qu'une rentabilité suffisante soit maintenue (voir point 6.2).

Dans ces conditions, on pourrait estimer, en 2020 :

Nombre de sites	Puissance moyenne	Puissance (KWc)	Production (GWh/an)
120.000	6	720.000	650

Tableau 13 – Installations photovoltaïques en 2020

Si ces prévisions se concrétisent, 5% du potentiel technique identifié dans l'étude « *Evaluation du potentiel des énergies renouvelables en Wallonie à l'horizon 2020* » réalisée par le consortium ECONOTEC-IBEM-ICEDD-VALBIOM [10] serait concrétisé. Le Plan pour la Maîtrise durable de l'Energie (PMDE) ne prévoyait, lui, que 150 GWh à cette même échéance.

Concernant les octrois de certificats verts et leur commercialisation, des enseignements sont également à tirer. D'abord, le nombre de certificats verts octroyés aux installations photovoltaïques n'est plus négligeable. Alors que seulement 1% de l'électricité verte en 2009 est d'origine photovoltaïque, 7% des certificats verts octroyés l'ont été à des installations photovoltaïques (plus de 150.000 certificats verts octroyés en 2009 contre 10.000 en 2008). La mission de courtage confiée aux « Compagnons d'Eole » a eu beaucoup de succès et, actuellement, 80% des certificats verts octroyés à des particuliers passent par cette voie. Les 20% restants sont vendus directement par le producteur vert à son fournisseur d'électricité. Pour 2011, d'autres sociétés ont manifesté le désir d'intervenir comme intermédiaire dans ce secteur.

¹⁵ Ce nombre semble prudent, en considérant les résultats obtenus en Flandre qui a développé cette filière deux ans plus tôt, où environ 30.000 installations seront réalisées en 2010 (avec un total de plus de 82.000 installations photovoltaïques, dont 10.000 en 2008 et 50.000 en 2009), soit un taux par ménage supérieur à la Wallonie malgré un niveau de soutien nettement inférieur. Le soutien en certificats verts en Flandre est en effet actuellement (2010) inférieur de 40% à ce qu'il représente en Wallonie.

Enfin, l'octroi anticipé de certificats verts a été particulièrement apprécié par les producteurs. Outre le fait d'avoir facilité la transition liée à la fin de la prime régionale, cet octroi anticipé correspond à une réelle simplification administrative.

Le secteur se développe donc bien mais une stabilisation des volumes est prévisible. Il convient aussi de préparer une transition en douceur, notamment pour éviter les tensions et surcharges en fin d'année civile (entre autres au vu des déductions fiscales) et garantir des perspectives à long terme pour ce secteur.

6.2. Proposition relative au nombre de certificats verts à octroyer aux installations photovoltaïques

6.2.1. Situation sur base des données 2010

En considérant que le Gouvernement wallon suive la proposition de la CWaPE reprise au point 5 ci-avant, les installations photovoltaïques se verraient attribuer un facteur "k" de 0% pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW et un facteur "k" de 100% pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW. L'effet de taille joue ici à l'envers. Mais l'effet n'est qu'apparemment contradictoire et s'explique par le coefficient multiplicateur (7 en-dessous de 5 kW et 5 de 5 à 10 kW) attribué par le Gouvernement wallon, ainsi que par une valorisation économique de l'électricité photovoltaïque produite. Par le mécanisme de "compensation", cette électricité est valorisée jusqu'à 170 €/MWh pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, alors que pour les plus grosses installations, cette valorisation ne dépasse pas 90 € (et nettement moins encore s'il ne s'agit pas d'autoconsommation).

La situation deviendrait encore plus favorable aux petites installations si l'on y rajoute l'avantage de la déduction fiscale et de l'octroi anticipé. L'octroi anticipé est particulièrement précieux pour l'investisseur car il permet de limiter le montant de l'emprunt que doit généralement contracter le client résidentiel pour son installation.

Filière PV	< 5 kW	5 kW < P < 10 kW	10 kW < P < 250 kW	P > 250 kW
Taux d'octroi	7	6 à 7	1,2 à 6	1 à 1,2
Facteur "k"	0%	0%	100%	100%
Autoconsommation	100%	100%	100%	75%
Taux d'octroi nécessaire pour VAN = 0	4,8	3,7	4,5	5,2
Taux d'octroi nécessaire avec octroi anticipé CV à 65 €	3,9	2,8	4,5	5,2
Taux d'octroi nécessaire avec déduction fiscale ¹⁶ 40% et octroi anticipé	0,4	0	-	-

Tableau 14 – Taux d'octroi nécessaire (2010)

¹⁶ Comme annoncé au point 5, la déduction fiscale – tout comme les aides à l'investissement – ne sera pas considérée ici, même si elle est d'application actuellement.

Sur base des données actuellement disponibles, on constate qu'un taux d'octroi de 4 certificats verts/MWh (pendant 10 ans les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW et pendant 15 ans pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW) est le taux permettant d'obtenir une VAN proche de 0 pour routes les filières photovoltaïques (légèrement, voire largement positive pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, négative pour les autres).

La CWaPE constate dès lors que le coefficient multiplicateur pourrait être porté à 4 pour toutes les catégories photovoltaïques dès à présent, ce qui aurait comme effet d'améliorer la rentabilité des catégories les moins rentables.

La CWaPE est consciente que l'arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007 prévoyait, éventuellement, une diminution du nombre de certificats verts octroyés. La présente constatation entraînerait une diminution du coefficient pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, une stabilisation pour les installations d'une puissance inférieure à 250 kW et une augmentation pour les installations d'une puissance supérieure à 250 kW.

Mais, outre la simplification résultant d'un taux unique, cette mesure aurait comme effet de permettre aux installateurs de continuer à se développer auprès d'une nouvelle tranche de clients et permettre à la filière de développer un volume d'affaires en extension, permettant une pérennisation de leur activité.

Si cette mesure devait être concrétisée, l'obligation faite aux producteurs détenteurs d'une installation de puissance inférieure à 250 kW de vérifier d'abord la possibilité d'une cogénération avant de pouvoir prétendre éventuellement au taux de 4 certificats verts/MWh devrait être revue. L'obligation de réaliser un audit pourrait être maintenue afin de fournir une information très utile sur la possibilité de développer une cogénération, mais cette possibilité ne devrait plus avoir comme conséquence éventuelle d'entraver la réalisation d'une installation photovoltaïque. Cette condition contraignante conduisait les acteurs à prendre des hypothèses défavorables à la cogénération, avec les conséquences néfastes sur la réputation de cette technologie. Ceci est contraire au but recherché, à savoir la promotion de la cogénération de qualité. De même, une autoconsommation d'au moins 50% était exigée pour obtenir le droit à 4 certificats verts/MWh. Cette exigence pourrait également être levée dans la mesure où la rentabilité est encore moins bonne sans autoconsommation, ce qui limitera ce type de développement.

6.2.2. Situation à l'horizon 2020

Le coût des investissements en photovoltaïque devrait encore décroître de l'ordre de 40% d'ici 2020.

L'étude ECONOTEC-IBAM-ICEDD-VALBIOM [10] a estimé le coût d'une installation photovoltaïque en 2020 et a déterminé :

- pour les résidentiels (< 10 kW) : 2.250 €/kWc, soit 2.385 € (TVAC 6%)
- pour le secteur tertiaire (> 10 kW) : 1.920 €/kWc
- pour le secteur tertiaire (> 250 kW) : 1.800 €/kWc (extrapolation)

Dans ces conditions, les simulations conduisent aux résultats suivants :

Filière PV	< 5 kW	5 kW < P < 10 kW	10 kW < P < 250 kW	P > 250 kW
Investissement	2.385	2.385	1.920	1.800
Autoconsommation	100%	100%	100%	75%
Facteur "k"	0	0	100	100
Taux d'octroi nécessaire pour VAN = 0	0,2	0,2	1,4	1,8

Tableau 15 – Taux d'octroi nécessaire (2020)

Cette projection fait entrevoir une situation particulièrement intéressante à un horizon de moyen terme : la suppression de l'octroi de certificats verts pour des installations photovoltaïques chez des particuliers (clients résidentiels), même sans tenir compte d'une éventuelle déduction fiscale (l'octroi anticipé n'aurait alors plus aucune raison d'exister). L'avantage essentiel du mécanisme de certificats verts est de favoriser la concurrence entre les filières et au sein d'une même filière pour faire émerger d'abord les solutions les plus économiques et ainsi obtenir le meilleur rapport coût/bénéfice.

Cette réalité s'applique mal au "client résidentiel", qui souhaite surtout réaliser un investissement "en bon père de famille" et "éthiquement responsable". En outre, il s'agit de permettre un remboursement des mensualités du prêt à tempérament, pour ceux qui doivent passer par un prêt, qui est généralement d'une durée de 5 à 7 ans, avec un maximum de 10 ans pour un investissement supérieur à 20.000 €. C'est pourquoi il n'est pas pénalisant pour le client résidentiel de se voir appliquer un facteur "k" = 0 (limitation du soutien sur 10 ans). A cette fin, le principe de la compensation est particulièrement bien adapté car c'est lui, plus que la vente du certificat vert à un prix fluctuant, qui permet au "client particulier" de rembourser son emprunt par une baisse de sa facture mensuelle d'électricité.

Le mécanisme de compensation est, tout comme le mécanisme des certificats verts, un mécanisme de soutien dont le coût est supporté par les autres consommateurs d'électricité (les habitants de la Région pour les certificats verts, les clients du gestionnaire de réseau de distribution pour la compensation). Mais contrairement au mécanisme des certificats verts, la compensation ne génère aucun coût administratif (le compteur tourne à l'envers: il n'y a pas de certification, de contrôle, d'octroi, de vente de certificats verts...) et représente donc une vraie simplification administrative pour les unités de production les plus nombreuses et ayant une production unitaire très faible. La possibilité de pouvoir supprimer l'octroi des certificats verts pour les petites installations photovoltaïques chez les particuliers est cependant totalement conditionnée à la pérennité du mécanisme de compensation tel qu'il existe aujourd'hui. Ce mécanisme est notamment menacé par certaines perspectives associées aux compteurs intelligents.

La substitution du mécanisme de soutien des certificats verts par celui de la compensation permettra aussi de supprimer un effet pervers susceptible d'être associé actuellement aux installations photovoltaïques. Actuellement, la rentabilité des installations résulte essentiellement de la vente des certificats verts et la tentation existe de placer une puissance supérieure à ses besoins propres, susceptible de décourager un comportement économe en électricité¹⁷. A partir du moment où la rentabilité de l'installation dépend totalement de sa propre consommation (valorisée à un prix évité élevé), le dimensionnement de l'installation sera réalisé beaucoup plus sérieusement.

Un comité de suivi, constitué des installateurs photovoltaïques, gestionnaires de réseau de distribution et régulateurs, devrait être constitué en vue de vérifier que l'évolution tant du prix des équipements que du développement du secteur en général, se déroule dans des fourchettes admissibles. En cas de problèmes, un avis sera transmis au Gouvernement wallon afin de réexaminer le coefficient multiplicateur en conséquence.

6.2.3. Proposition de coefficient multiplicateur des filières photovoltaïques

Sur base des développements exposés ci-avant, la CWaPE propose les coefficients multiplicateurs annuels suivants, susceptibles de garder la VAN proche de 0 sur toute la durée de vie de l'installation. En prévoyant une adaptation annuelle des taux d'octroi de certificats verts garantis pendant toute la période pour les installations mises en service une année donnée, les évolutions seront progressives et devraient permettre une stabilisation du secteur tout en gardant un incitant pour décider et agir rapidement.

De préférence, les adaptations annuelles ne devront pas correspondre à une fin d'année civile, pour éviter les congestions déjà générées par le mécanisme de déduction fiscale. La date de modification du taux pourrait intervenir en milieu d'année, de préférence le 31 juillet, avec une première adaptation fin juillet 2011. Ce faisant, l'arrêté du gouvernement devra être pris durant le premier trimestre 2011 puisque (AGW du 20 décembre 2007) : « *L'arrêté du Gouvernement décidant de diminuer le nombre de certificats verts octroyés ne peut entrer en vigueur moins de trois mois après sa publication au Moniteur belge* ». Pour être prises en considération dans la période considérée, l'installation aura dû bénéficier d'un rapport de visite positif de l'organisme de contrôle avant la date d'adaptation annuelle des taux.

Même si la CWaPE a constaté dans son analyse que les coefficients pourraient rapidement être portés à 4 pour toutes les filières photovoltaïques, elle est cependant d'avis qu'il convient de progresser par étape, qu'il ne convient pas de pénaliser les consommateurs résidentiels qui s'apprêtaient à prendre une décision et qu'il faut éviter un emballement momentané trop important des commandes.

¹⁷ Des installateurs ou intermédiaires proposent aujourd'hui le placement de panneaux sans intervention financière par le client, moyennant la cession de ses certificats verts. Le client bénéficie ainsi d'une production gratuite susceptible de décourager un comportement économe.

La CWaPE recommande dès lors les étapes suivantes :

Date de mise en service de l'installation PV	< 5 kW	5 kW < P < 10 kW	P > 10 kW
Août 2011 - Juillet 2012	5	4	4
Août 2012 - Juillet 2013	4		
Août 2013 - Juillet 2014	3,5		
Août 2014 - Juillet 2015	3		
Août 2015 - Juillet 2016	2,5		
Août 2016 - Juillet 2017	2		
Août 2017 - Juillet 2018	1,5		
Août 2018 - Juillet 2019	1		
Août 2019 - Juillet 2020	0,5		1
A partir d'août 2020	0		1

*Tableau 16 – Evolution des taux d'octroi (2011-2021)
en fonction de la date de mise en service de l'installation*

Pour les installations mises en service entre août 2011 et juillet 2012, deux taux continueraient à coexister pour assurer une transition pour le consommateur résidentiel. Ensuite, pour les installations mises en service entre août 2012 et juillet 2019, les taux seraient identiques pour toutes les filières et baisseraient de 0,5 par an. Au-delà de 2019, le taux de 1, commun à toutes les filières non photovoltaïques, serait maintenu pour la filière professionnelle (puissance supérieure à 10 kW).

Pour les filières photovoltaïques avec des installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, la compensation resterait le seul mécanisme de soutien actif à partir d'août 2020. En 2021, il n'y aurait plus aucun octroi de certificats verts pour les installations photovoltaïques résidentielles, sauf pour les installations mises en service jusqu'au 31 juillet 2011 qui ont bénéficié d'un facteur "k" de 100% pour les 5 dernières années.

Sauf pour les installations mises en service entre août 2011 et juillet 2012, les taux d'octroi ne seraient plus déterminés par palier mais s'appliqueraient à tous les MWh à partir du premier. En 2011-2012, en vue d'assurer une continuité avec le passé, les installations entre 5 et 10 kW se verraient encore octroyer un taux d'octroi de 5 jusqu'à 5 kW et un taux d'octroi de 4 au-delà de 5 kW. Le taux d'octroi réel pour ces installations s'élèverait donc, en 2011-2012, entre 5 (5 kWc) et 4,5 (10 kWc).

7. Synthèse de la proposition

Le présent document contient plusieurs propositions, étroitement liées.

- 7.1. Le tableau 5 reprend le coût d'investissement standard de toutes les filières d'électricité verte identifiées et correspond à la publication demandée par l'AGW du 8 janvier 2009.

Ces coûts d'investissement seront utilisés pour la détermination des facteurs "k".

- 7.2. Le tableau 6 reprend les taux de rentabilité proposés pour les différentes filières.

Ces taux ont été déterminés de façon similaire à celle qui a conduit à l'arrêté ministériel du 21 mars 2008 « déterminant le taux de référence utilisé dans la détermination du facteur "k" », mais en adaptant le taux sans risque aux conditions actuelles. Ceci conduit à une baisse de 1,5% de toutes les valeurs précédentes.

Ces taux de rentabilité sont proposés par la CWaPE et doivent encore être traduits dans un nouvel arrêté ministériel. Ce sont déjà ces nouvelles valeurs qui ont été utilisées pour la détermination du facteur "k" et du coefficient multiplicateur.

- 7.3. Le tableau 10 classe les différentes filières en 4 catégories, suivant le facteur "k" : 0%, 25%, 50% et 100% et constitue la proposition de la CWaPE conformément à l'AGW du 20 décembre 2007.

- 7.4. Le rapport sur le développement du photovoltaïque fait apparaître que les installations se multiplient rapidement et que 10% de tout le potentiel identifié pourrait être concrétisé d'ici 2020.

Les conditions de rentabilité se sont nettement améliorées et un taux de 4 certificats verts/MWh serait actuellement suffisant pour rencontrer le taux de rentabilité recommandé, voire moins en tenant compte de la déduction fiscale.

Sur ces bases, en vue de stabiliser le marché, la CWaPE propose de réduire par étapes annuelles les taux d'octroi de certificats verts (voir tableau 16) pour progressivement passer, pour les installations d'une puissance de plus de 10 kW, d'un taux d'octroi de 4 certificats verts/MWh à 1 certificat vert/MWh (à partir d'août 2019) et, pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, d'un taux de 5 certificats verts/MWh à 0 certificat vert/MWh (à partir d'août 2020).

La suppression à terme de l'octroi de certificats verts aux installations résidentielles correspondra à une simplification administrative substantielle mais nécessite impérativement d'assurer la pérennité du principe de compensation.

Les propositions reprises dans ce document n'ont pas pris en compte les aides à l'investissement et les déductions fiscales. Elles font donc l'hypothèse implicite que le mécanisme des certificats verts constitue à lui seul le mécanisme de soutien suffisant pour développer les différentes filières. Les autres mécanismes de soutien pourraient donc cibler d'autres caractéristiques des projets, qui ne sont pas pris en compte par le mécanisme des certificats verts, à savoir l'aspect innovant (projet pilote, ...), social (emplois, ...) ou environnemental hors émission de CO₂ (pollution, priorité entre utilisations concurrentes des ressources, ...). Une concertation reste nécessaire pour éviter les aides redondantes et sélectionner les mécanismes les plus efficaces et les moins coûteux, favorisant une saine concurrence.

* *
*

Références bibliographiques

- [1] AEN/AIE/OCDE, *Projected costs of generating electricity-2005 update*, Paris, 2005, 230 p.
- [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, 104 p.
- [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, 14 p.
- [4] DGEMP/DIDEME, *Coûts de référence de la production électrique*, Paris, 2003, 164 p.
- [5] DGEMP/DIDEME, *Coûts de référence de la production électrique – moyens de production décentralisés*, Paris, 2004, 164 p.
- [6] DE NOORD M., VAN SAMBEEK E.J.W. (ECN), *Onrendabele top berekeningsmethodiek*, ECN-C-03-077, Petten, 2003, 17 p.
- [7] MOORKENS I. et al. (VITO), *Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen*, Mol, étude réalisée pour le compte de l'ANRE, 2005, 52 p.
- [8] ICEDD, outil de simulation du taux d'octroi de certificats verts réalisé dans le cadre de la convention « *Evaluation du mécanisme de certificats verts en vue d'améliorer son efficacité et son équité* » pour compte du SPW-DGO4 (visa 10/65259/HOOG), octobre 2010
- [9] CWaPE, *Proposition sur « les facteurs de réduction "k" à appliquer dix ans après l'obtention du premier certificat vert pour chaque filière de production d'électricité verte »*, CD-8f06-CWaPE-184bis, Namur, 6 juin 2008, 18 p.
- [10] ECONOTEC-IBAM-ICEDD-VALBIOM, étude « *Evaluation du potentiel des énergies renouvelables en Wallonie à l'horizon 2020* », 14 juillet 2010
- [11] CWaPE, *Communication sur « la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production »*, CD-5d05-CWaPE, Namur, 2005, 7 p.