



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

PROPOSITION

CD-11i29-CWaPE-353

de

*‘révision des facteurs "k" à appliquer
dix ans après l’obtention du premier certificat vert
pour chaque filière de production d’électricité verte’*

*établie en application de l’article 15 de l’arrêté du Gouvernement wallon du
30 novembre 2006 relatif à la promotion de l’électricité produite au moyen
de sources d’énergie renouvelables ou de cogénération.*

Le 6 octobre 2011

**Proposition de révision de la CWaPE 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**

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. »*

En date du 10 novembre 2011, la CWaPE a rendu son avis CD-10k09-CWaPE-306 sur « *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* » et a proposé une méthodologie pour le calcul des coefficients réducteurs ainsi que des fourchettes de valeurs pour ceux-ci.

La présente proposition consiste en une mise à jour de l'avis n°306, lui-même inspiré de l'avis originel n°184bis. Il tient compte du feed-back reçu au cours de la période de consultation consécutive à l'avis n°306 et des travaux du groupe de travail biogaz. Elle aboutit à proposer des valeurs pour les coefficients réducteurs "k" pour chaque filière de production d'électricité verte considérée. Il faut noter que la filière solaire photovoltaïque de moins de 10 kW a fait l'objet d'un avis distinct (CD-11h22-CWaPE-338 du 22 août 2011) et ne sera plus traitée ci-dessous.

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. À 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.

$$\text{nombre de CV} = \text{électricité nette produite} \times \text{coefficient environnemental}$$

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").

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.

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. L'article 3 du code de comptage de l'électricité renouvelable et de cogénération, annexe à l'arrêté ministériel du 12 mars 2007, détaille ce calcul du taux d'octroi en fonction de ces critères économiques de puissance.

Le mécanisme des certificats verts a donc intégré un coefficient économique sous la forme d'un coefficient réducteur (pour les installations historiques ou de grande taille) 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 électriques, 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. Il est aussi évident que les autres bénéfices sociétaux non mesurés par les émissions évitées de CO₂ ne sont pas non plus incluses.

Pour un site de production, la durée d'octroi des certificats verts est de 15 ans. Le nombre de certificats verts octroyés N_{CV} est toujours donné par la formule :

$$\text{nombre de CV octroyés } N_{CV} = E_{enp} \times t_{CV}$$

où

$$t_{CV} = k_{CO_2} \times k_{ECO}$$

avec

- E_{enp} , le nombre de MWh net produits
- t_{CV} , le taux d'octroi (exprimé en CV/MWh)
- k_{CO_2} , coefficient environnemental ou taux d'économie de CO₂
- k_{ECO} , le coefficient économique

Le coefficient économique dépend de la filière et de l'année de l'octroi selon la formule suivante :

$$k_{ECO} = m \times k$$

avec

- m , le coefficient multiplicateur (minimum 100%)
 - où
 - $m = 1$ pour toutes les filières sauf le photovoltaïque,
 - $m \geq 1$ pour la filière photovoltaïque.
- k , le facteur de réduction (maximum 100%)
 - où
 - $k = 100\%$ pour les années 1 à 10 pour toutes les filières,
 - k est différencié par filière pour les années 11 à 15.

En conclusion, le nombre de certificats verts octroyés est donc de:

$$\begin{array}{ll} \text{Pendant les années 1 à 10 : } N_{CV} = E_{enp} \times k_{CO_2} & \text{(pour le photovoltaïque : } E_{enp} \times k_{CO_2} \times m) \\ \text{Pendant les années 11 à 15 : } N_{CV} = E_{enp} \times k_{CO_2} \times k & \text{(pour le photovoltaïque : } E_{enp} \times k_{CO_2} \times m \times k) \end{array}$$

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} juillet 2011

3.1 Méthodologie

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'UNIPEDE⁴ 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 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, 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 « *Évaluation 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 de données ECN pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW.

Enfin, la consultation avec le secteur sur base de l'avis CD-10k09-CWape-306 a généralement permis de confirmer ces valeurs ou, ponctuellement, de les amender.

³ Agence Internationale de l'Énergie

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'Études en Développement durable

3.2 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 Wallonie, les filières principales suivantes ont été retenues :

Filières ⁹
Photovoltaïque
Éolien
Hydraulique au fil de l'eau
Hydraulique à accumulation
Cogénération fossile (gaz naturel, gasoil, gaz et chaleur de récupération)
Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus non raffinés)
Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus raffinés)
Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus usagés ou déchets)
Biocombustibles solides 1 (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)
Biocombustibles solides 2 (produits connexes industries du bois)
Biocombustibles solides 3 (bois en fin de vie)
Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses) – nouvelle centrale
Biocombustibles solides 5 (granulés et cultures énergétiques ligneuses) - anciennes centrales à combustible fossile nouvellement adaptées pour la biomasse (« retrofit »)
Biogaz rural à partir de produits/résidus/déchets agricoles (AGRI pure) ¹⁰
Biogaz rural principalement à partir de produits/résidus/déchets agricoles (AGRI mixte)
Biogaz à partir de résidus et déchets de l'industrie agro-alimentaire (IAA)
Biogaz en centre d'enfouissement technique (CET)
Biogaz en centre de tri déchets ménagers et assimilés (TRI)
Biogaz en station d'épuration (STEP)

Tableau 2 – Filières de production d'électricité verte

Il faut noter que les libellés des catégories de biocombustibles ont été clarifiés et leur numérotation revue par rapport aux avis antérieurs.

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)	Pend de l'unité en biogaz (kWe)
1	0 – 10	0 – 10
2	10 – 100	10 – 200
3	100 – 500	200 – 600
4	500 – 1 000	600 – 1 500
5	1 000 – 5 000	1 500 – 5 000
6	5 000 – 20 000	5 000 – 20 000
7	> 20 000	> 20 000

Tableau 3 – Segmentation par catégorie de puissance

⁹ Les libellés de filières biocombustibles contenant un numéro d'ordre ont été renumérotés par rapport aux précédents avis. L'ancien numéro d'ordre suivait une logique de prix ; le nouveau suit une logique de processus, moins sujette aux aléas des variations de prix. Dans la suite du document, un astérisque derrière le numéro d'ordre rappellera cette modification. Une table de correspondance entre les différents libellés figure à l'annexe 3.

¹⁰ La distinction entre catégories d'installations de biogaz agricoles et industrielles répond à une demande du secteur et est en phase avec les propositions d'adaptation de la législation sur les permis d'environnement.

Pour les filières biomasse d'une puissance installée inférieure à 20 MW, les calculs de rentabilité sont établis, dans la majorité des cas, en considérant un fonctionnement en mode cogénération. La filière biomasse solide d'une puissance supérieure à 20 MW est établie sans mode cogénération.

Toute la chaleur cogénérée est supposée valorisée, sauf pour les filières utilisant du biogaz où, à l'exception des très faibles puissances et des installations dans l'industrie agro-alimentaire, la moitié de la chaleur cogénérée est considérée valorisée. Cette exception s'explique par la localisation habituelle de ces installations, éloignées de consommateurs de chaleur suffisamment importants.

La part de l'électricité autoconsommée est de :

Catégorie	Toutes filières (y compris biogaz IAA), sauf :	Hydraulique	Éolien	Biocombustible solide	Biogaz rural	Biogaz autres
$P \leq 10 \text{ kW}$	100 %	100%	100%	100%	100%	100%
$10 \text{ kW} \leq P \leq 100 \text{ kW}$ (biogaz: $\leq 200 \text{ kW}$, bioc. solide: $\leq 500 \text{ kW}$)	100 %	25%	100%	60%	15%	25%
$100 \text{ kW} < P \leq 1 \text{ MW}$ (biogaz : $\leq 600 \text{ kW}$)	75%	0%	0%	50%	5%	15%
$1 \text{ MW} < P \leq 5 \text{ MW}$ (biogaz : $\leq 1,5 \text{ MW}$)	50%	0%	0%	30%	5%	15%
$5 \text{ MW} < P$ (biogaz : $1,5 \text{ MW} < P$)	25%	0%	0%	15% avec 0% sans cogen	5%	15%

Tableau 4 – Part de l'électricité autoconsommée selon la filière

Vu la spécificité de l'hydraulique, de l'éolien et des installations utilisant des biocombustibles solides (notamment dans les projets publics) ou du biogaz – qui sont rarement localisés à un lieu de consommation, sauf pour les faibles puissances –, l'autoconsommation a été modulée : aucune autoconsommation n'a été prévue au-delà de 100 kW pour les deux premières et une autoconsommation réduite pour les biocombustibles solides et le biogaz.

3.3 Hypothèses technico-économiques

3.3.1 Coûts éligibles

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. Pour les filières de valorisation de biogaz agricole, les frais de stockage obligatoire des effluents pendant 6 mois ne sont pas non plus pris en compte puisque liés à la politique agricole et environnementale. Pour les filières à biogaz, les frais d'épuration ou d'injection de biométhane sur le réseau de gaz ne sont pas pris en compte car ils sont relatifs à des usages du biogaz comme carburant ou combustible distinct de la production d'électricité. Seul l'investissement et les frais liés à la valorisation en électricité du biogaz produit sont pris en compte dans le cas de ces unités de production.

3.3.2 Valeur de l'électricité produite

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 inférieures à 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 220 €/MWh tandis que le prix de revente de l'électricité injectée est considéré comme nul ;
- 2) dans le cas de l'autoconsommation d'électricité pour les installations d'une puissance supérieure à 10 kW, une valeur de 100 €/MWh a été prise comme coût évité. Ce coût évité intègre une composante "réseau" ;
- 3) dans le cas des installations supérieures à 10 kWe, la valeur prise en compte pour la revente de l'électricité se base sur le prix de marché établi conformément à la communication CD-5d05-CWaPE relative à « la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production » [11] (minimum 5 €/MWh et maximum 60 €/MWh). 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 obtenues oscillent entre 10 €/MWh (faible taux de charge) et 60 €/MWh (taux de charge plus élevé).

3.3.3 Valeur de la chaleur produite

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.

3.3.4 Prix des combustibles

Les prix des combustibles fossiles et biomasses dépendent de l'offre et de la demande sur leurs marchés respectifs et de leurs interactions, les marchés de l'énergie étant liés. Sous la volatilité des prix de court terme, les investisseurs recherchent des signaux de prix sur le long terme. Pour estimer les prix des combustibles sur le long terme pour les trois prochaines années, la CWAPE s'appuie sur quelques références méthodologiques. Citons notamment l'Argus Biomass [11] et Woodsustain [12] pour la biomasse solide. Ensuite, la CWAPE consulte des références périodiques comme l'Endex Wood pellets ou l'Argus Biomass Markets pour obtenir des valeurs de marché. Enfin, ces valeurs ont été soumises à consultation lors des tables-rondes et les remarques des acteurs du marché ont été intégrées aussi dans les prix des combustibles.

Les prix des combustibles fossiles et biomasses choisis se veulent représentatifs. Les valeurs suivantes ont été retenues, exprimées en euros par MWh primaire (PCI) :

Combustibles	Coût EUR/MWhp
Gaz naturel	30...40
Gasoil	40...50
Biocombustibles liquides non raffinés	60...100
Biocombustibles liquides raffinés	90...110
Biocombustibles liquides usagés	20...40
Biocombustibles solides – rémanents et sous-produits forestiers	20...40
Biocombustibles solides – produits connexes	20...40
Biocombustibles solides – bois en fin de vie	10...30
Biocombustibles solides – granulés	30...50
Intrants biométhanisation (agriculture/agro-alimentaire)	0...40

Tableau 5 – Prix de référence pour les combustibles

3.4 Hypothèses économiques

3.4.1 Taux d'inflation

Le taux d'inflation futur a été estimé à 2,1%. Ce taux correspond à la moyenne des taux d'inflation sur la dernière décennie¹¹. Ce taux d'inflation est implicitement intégré dans le taux de référence sans risque.

3.4.2 Évolution des prix

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 et le prix de vente de l'électricité produite ont été indexés de 1% en termes réels (3,1% 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.

¹¹ <http://statbel.fgov.be>, inflation des prix à la consommation, moyenne 2000-2010

3.5 Hypothèses de soutien

3.5.1 Aides à l'investissement

Les 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 et des enveloppes budgétaires disponibles. 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.

3.5.2 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 des aides à la production [11]. Avec ce prix, les taux de rentabilité de référence ne doivent inclure aucune prime de risque couvrant la chute du prix du certificat vert.

3.5.3 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.

Par contre, l'octroi anticipé de certificats verts n'a qu'un impact marginal pour les filières sans coefficient multiplicateur et son effet n'a donc pas été intégré dans les simulations.

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, § 1er, 3e 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 afin d'établir le coût moyen pondéré du capital (CMPC, plus connu sous son acronyme anglais WACC).

La présente proposition respecte la même démarche.

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.

Toutefois, la situation financière internationale génère des incertitudes telles sur les taux qu'il paraît préférable de fixer un taux de référence représentatif de l'évolution attendue à long terme des taux longs. En effet, les installations de production d'électricité verte sont systématiquement d'une durée de vie de 15 ans ou davantage et le soutien par le mécanisme des certificats verts s'étend également sur une période de 15 ans.

En conséquence, la CWAPE propose de revenir à un taux sans risque de 5%, identique à celui utilisé en 2007 lors du même exercice¹⁴.

4.3 Prime de risque

L'approche financière rigoureuse voudrait que l'on calcule une prime de risque sur base de la volatilité d'une classe d'actifs considérés. Au vu notamment des nombreuses sources d'incertitudes présentes ailleurs dans les calculs, la CWAPE préfère une approche empirique qui a fait ses preuves et qui présente l'avantage du pragmatisme.

La prime de risque est donc 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 ;

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 À titre de comparaison, l'OLO 10 ans, nettement plus liquide que l'OLO 15 ans, disposait d'un taux de 3,30% en novembre 2010 et de 3,75% au 26 septembre 2011.

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 de base	Technologie	Combustible	Cogen	Taux de rentabilité
Solaire	5%	2%	0%	0%	7%
Hydraulique	5%	3%	0%	0%	8%
Éolien	5%	3%	0%	0%	8%
Biomasse	5%	3%	3%	0%	11%
Cogénération biomasse	5%	3%	3%	1%	12%
Cogénération fossile	5%	2%	3%	1%	11%

Tableau 6 – Taux de rentabilité de référence

Ces taux de rentabilité sont des taux nominaux, et non des taux réels (c'est-à-dire hors inflation).

5 Méthode de détermination du facteur de réduction k

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 filières représentatives (tenant compte des catégories de puissance et des catégories agricoles).

Cet exercice de simulation s'est basé notamment sur un outil informatique mis au point par l'ICEDD dans le cadre d'une mission confiée par la Région wallonne en 2009 [8]. Cet outil permet de calculer, pour différentes hypothèses techniques et économiques, le taux d'octroi de certificats verts entraînant une valeur actuelle nette (VAN) nulle au terme de la durée de vie de l'installation.

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.

Néanmoins, 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. En effet, il s'agirait alors d'une approche individuelle des projets et non d'une approche systémique. Elle est justifiée par exemple dans le cas de pilotes ou pour des demandes ponctuelles. Ainsi, dans la législation actuelle, la CWaPE détermine, au cas par cas, la durée pendant laquelle le prix du certificat vert doit être garanti à 65 € sur base d'un dossier individuel.

En déterminant un taux d'octroi moyen nécessaire (pour une VAN = 0) pour un projet représentatif de la filière, l'objectif est de déterminer 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 hypothèses choisies correspondent à des valeurs moyennes représentatives et raisonnables. Le calcul est fait pour chaque filière 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, ce qui incitera de nouveaux projets. Si, au contraire, les objectifs quantitatifs sont dépassés, le prix du certificat vert baissera, ce qui entraînera un ralentissement dans les nouveaux projets. Le système des certificats verts est en effet un mécanisme de marché qui donne naturellement un signal prix aux investisseurs.

La démarche détaillée ci-dessous a été systématiquement suivie¹⁵.

Sur base des hypothèses, des résultats intermédiaires sont calculés, comme le taux d'économie de CO₂ (k_{CO_2}), le taux de prévisibilité ou le prix de l'électricité. Avec ces résultats, le taux d'octroi moyen sans plafond et la VAN de l'investissement sont calculés pour chaque filière.

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

Toutes les filières qui obtiennent comme résultat une VAN négative 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 de référence.

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

Toutes les filières qui obtiennent comme résultat de simulation une VAN positive se voient attribuer un facteur "k" = 25%.

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 de référence.

Toutefois, la CWaPE propose de maintenir un octroi de certificats verts pendant les 5 dernières années en appliquant un facteur "k" de 25% (plutôt que 0%) pour toutes ces filières.

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

¹⁵ Une approche équivalente, mais moins intuitive, consiste à calculer directement le facteur de réduction k sur base du surcoût de production au moyen de la formule analytique présentée en annexe 2.

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 précédentes ont fait l'objet de simulations supplémentaires avec successivement k = 75%, 50% et 25%. Dès qu'une simulation résulte en une VAN négative, le facteur k utilisé pour cette simulation est retenu pour la filière car il permet de se rapprocher au mieux des conditions de rentabilité de référence.

6 Détermination des coefficients de réduction k des filières

6.1 Coûts standards et caractéristiques technico-économiques par filière

Les tableaux ci-après actualisent les coûts d'investissement¹⁶ et les principales caractéristiques technico-économiques moyennes retenues par la CWaPE pour chaque filière en fonction de différentes catégories de puissance.

¹⁶ Les investissements sont tous exprimés hors TVA, sauf les investissements P < 10 kW (hors filière biogaz) qui s'adressent principalement aux particuliers et qui comprennent une TVA de 6%.

Hypothèses											Calculs intermédiaires	
Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Investissement spécifique 2011 (€/kWe)	Durée de vie (Années)	Durée d'utilisation (heures/an)	Valeur en auto-consommation (€/MWh)	Part d'auto-consommation de l'électricité (%)	Frais annuels O & M fixes (% de l'investiss.)	Durée des entretiens planifiés (heures/an)	F CO ₂ filière (kg CO ₂ /MWhp)	Prix de revente électricité (€/MWh)	Taux de prévisibilité (%)
3	Photovoltaïque	<250 kWc	2 900	20	850	100	100%	1,00%	0	0	11	10%
4	Photovoltaïque	<500 kWc	2 700	20	850	100	75%	1,00%	0	0	11	10%
5	Éolien	<10 kW	5 000	15	1 500	220	100%	3,75%	0	0	0	17%
6	Éolien	<100 kW	3 500	15	1 500	100	100%	3,75%	0	0	15	17%
7	Éolien	<1 MW	1 800	15	2 015	100	0%	3,75%	48	0	18	23%
8	Éolien	>1 MW	1 550	15	2 200	100	0%	3,00%	48	0	19	25%
9	Hydraulique au fil de l'eau	<10 kW	9 000	35	3 000	220	100%	4,00%	30	0	0	34%
10	Hydraulique au fil de l'eau	<100 kW	6 000	35	4 000	100	0%	3,50%	30	0	31	46%
11	Hydraulique au fil de l'eau	<1 MW	4 000	35	4 000	100	0%	3,50%	30	0	31	46%
12	Hydraulique au fil de l'eau	>1 MW	3 000	35	4 200	100	0%	3,50%	54	0	32	48%
13	Hydraulique à accumulation		1 850	35	4 200	100	0%	3,00%	54	0	32	48%

Tableau 7 – Coûts standards et caractéristiques technico-économiques - Filières solaire, éolienne et hydraulique

Hypothèses																	Calculs intermédiaires	
Nu-méro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Investissement spécifique 2011 (€/kWe)	Durée de vie (Années)	Rendement électrique net (%)	Rendement thermique net (%)	Durée d'utilisation (heures/an)	Valeur en auto-consommation (€/MWh)	Coût du combustible de référence (€/MWhp)	Coût du combustible de cogénération (€/MWhp)	Part d'autoconsommation de l'électricité (%)	Frais annuels O & M fixes (% de l'invest.)	Taux de valorisation de la chaleur (%)	Durée des entretiens planifiés (heures/an)	F CO ₂ filière (kg CO ₂ /MWhp)	Prix de revente électricité (€/MWh)	Taux de prévisibilité (%)
14	Cogen fossile	<10 kW	avec	5 000	15	30%	55%	3 000	220	40	40	100%	5,00%	100%	336	251	0	36%
15	Cogen fossile	<100 kW	avec	2 025	15	35%	50%	5 000	100	40	40	100%	4,00%	100%	336	251	39	59%
16	Cogen fossile	<1 MW	avec	1 275	15	35%	50%	5 000	100	40	40	75%	7,00%	100%	336	251	39	59%
17	Cogen fossile	<5 MW	avec	800	15	41%	44%	6 000	100	30	30	50%	8,50%	100%	336	251	45	71%
18	Cogen fossile	>5 MW	avec	600	15	41%	44%	6 000	100	30	30	25%	6,80%	100%	336	251	45	71%

Tableau 8 – Coûts standards et caractéristiques technico-économiques – Filière cogénération fossile

Hypothèses																	Calculs intermédiaires	
Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Investissement spécifique 2011 (€/kWe)	Durée de vie (Années)	Rendement électrique net (%)	Rendement thermique net (%)	Durée d'utilisation (heures/an)	Valeur en auto-consommation (€/MWh)	Coût du combustible de référence (€/MWh p)	Coût du combustible de cogénération (€/MWh p)	Part d'auto-consommation de l'électricité (%)	Frais annuels O & M fixes (% de l'invest.)	Taux de valorisation de la chaleur (%)	Durée des entretiens planifiés (heures/an)	F CO ₂ filière (kg CO ₂ /MWhp)	Prix de revente d'électricité (€/MWh e)	Taux de prévisibilité (%)
19	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<10 kW	avec	5 500	15	40%	30%	3 000	220	40	100	100%	11,00%	100%	456	20	0	36%
20	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<100 kW	avec	1 850	15	40%	30%	7 500	100	40	100	100%	11,00%	100%	456	20	56	90%
21	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<1 MW	avec	1 500	15	40%	30%	7 500	100	40	100	75%	13,50%	100%	456	20	56	90%
22	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<5 MW	avec	1 150	15	40%	30%	7 500	100	30	60	50%	17,50%	100%	456	20	56	90%
23	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	>5 MW	avec	1 025	15	40%	30%	7 500	100	30	60	25%	10,00%	100%	456	20	56	90%
24	Biocombustibles liquides 2* (produits/résidus raffinés)		avec	1 000	15	40%	30%	7 500	100	40	100	50%	10,00%	100%	336	80	55	89%
25	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<10 kW	avec	5 500	15	40%	30%	3 000	220	40	40	100%	18,00%	100%	456	20	0	36%
26	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<100 kW	avec	2 000	15	40%	30%	7 500	100	40	40	100%	18,00%	100%	456	20	56	90%
27	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<1 MW	avec	1 675	15	40%	30%	7 500	100	40	30	75%	22,00%	100%	456	20	56	90%
28	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<5 MW	avec	1 300	15	40%	30%	7 500	100	30	20	50%	28,00%	100%	456	20	56	90%
29	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	>5 MW	avec	1 175	15	40%	30%	7 500	100	30	20	25%	14,50%	100%	456	20	56	90%

Hypothèses																	Calculs intermédiaires	
Nu-méro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Investissement spécifique 2011 (€/kWe)	Durée de vie (Années)	Rendement électrique net (%)	Rendement thermique net (%)	Durée d'utilisation (heures/an)	Valeur en auto-consommation (€/MWh)	Coût du combustible de référence (€/MWhp)	Coût du combustible de cogénération (€/MWhp)	Part d'auto-consommation de l'électricité (%)	Frais annuels O & M fixes (% de l'invest.)	Taux de valorisation de la chaleur (%)	Durée des entretiens planifiés (heures/an)	F CO ₂ filière (kg CO ₂ /MWhp)	Prix de revente d'électricité (€/MWh)	Taux de prévisibilité (%)
30	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<500 kW	avec	7 000	15	25%	50%	3 500	100	45	22	60%	12,00%	100%	336	30	29	42%
31	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<1 MW	avec	6 500	15	25%	50%	5 000	100	40	22	50%	11,50%	100%	336	30	39	59%
32	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<5 MW	avec	4 000	20	15%	60%	6 000	100	40	22	30%	11,00%	100%	336	30	45	71%
33	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	>5 MW	avec	4 000	20	15%	60%	7 000	100	40	22	15%	10,00%	100%	336	30	52	83%
34	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	<500 kW	avec	7 000	15	25%	50%	3 500	100	40	30	60%	12,00%	100%	336	30	29	42%
35	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	<1 MW	avec	6 500	15	25%	50%	5 500	100	30	27	50%	11,50%	100%	336	30	42	65%
36	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	<5 MW	avec	5 500	20	15%	60%	6 500	100	30	27	30%	11,00%	100%	336	30	49	77%
37	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	>5 MW	avec	4 000	20	15%	60%	7 500	100	30	27	15%	10,00%	100%	336	30	55	89%
38	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<500 kW	avec	8 500	15	25%	50%	3 500	100	40	18	60%	13,00%	100%	336	10	29	42%
39	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<1 MW	avec	7 500	15	25%	50%	5 000	100	30	15	50%	12,50%	100%	336	10	39	59%
40	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<5 MW	avec	6 500	20	15%	60%	6 000	100	30	15	30%	12,00%	100%	336	25	45	71%
41	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	>5 MW	avec	5 000	20	15%	60%	7 000	100	30	15	15%	11,00%	100%	336	25	52	83%
42	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	<500 kW	avec	7 000	15	25%	50%	3 500	100	45	45	60%	12,00%	100%	336	35	29	42%
43	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	<1 MW	avec	6 500	15	25%	50%	5 000	100	40	40	50%	11,50%	100%	336	35	39	59%
44	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	<5 MW	avec	5 500	20	15%	60%	6 000	100	40	40	30%	11,00%	100%	336	35	45	71%
45	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	>5 MW	avec	4 000	20	15%	60%	7 000	100	40	35	15%	10,00%	100%	336	35	52	83%
103	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	>5 MW	sans	2 100	20	42%	0%	7 500	100	40	35	0%	10,00%	0%	336	35	55	89%
104	Biocombustibles solides 5 (granulés - retrofit)		sans	150	15	33%	0%	7 500	100	40	35	0%	140,0%	0%	336	35	55	89%

Hypothèses																		Calculs intermédiaires	
Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Catégorie agricole	Investissement spécifique 2011 (€/kWe)	Durée de vie (Années)	Rendement électrique net (%)	Rendement thermique net (%)	Durée d'utilisation (heures/an)	Valeur en auto-consommation (€/MWh)	Coût du combustible de référence (€/MWh)	Coût du combustible de cogénération (€/MWh)	Part d'autoconsommation de l'électricité (%)	Frais annuels O & M fixes (% de l'invest.)	Taux de valorisation de la chaleur (%)	Durée des entretiens planifiés (heures/an)	F CO ₂ filière (kg CO ₂ /MWh)	Prix de revente d'électricité (€/MWh)	Taux de prévisibilité (%)
46	Biogaz rural (pur agri)	<10 kW	avec	100% effluents	15 156	15	18%	30%	7 200	220	40	0	100%	15,00%	100%	613	0	0	88%
47	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	100% effluents	8 925	15	33%	33%	7 200	100	40	22	15%	14,00%	50%	613	10	55	88%
48	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	60% effluents	8 211	15	33%	33%	7 200	100	40	25	15%	13,00%	50%	613	10	55	88%
49	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	30% effluents	7 676	15	33%	33%	7 200	100	40	27	15%	12,00%	50%	613	10	55	88%
50	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	0% effluents	7 140	15	33%	33%	7 200	100	40	29	15%	11,00%	50%	613	10	55	88%
51	Biogaz rural (pur agri)	<600 kW	avec	60% effluents	6 111	15	33%	33%	7 500	100	40	25	5%	11,00%	50%	613	10	57	92%
52	Biogaz rural (pur agri)	<600 kW	avec	30% effluents	5 576	15	33%	33%	7 500	100	40	27	5%	10,00%	50%	613	10	57	92%
53	Biogaz rural (pur agri)	<600 kW	avec	0% effluents	5 040	15	33%	33%	7 500	100	40	29	5%	9,00%	50%	613	10	57	92%
54	Biogaz rural (pur agri)	<1,5 MW	avec	30% effluents	4 977	15	32%	38%	7 500	100	40	34	5%	7,00%	50%	613	10	57	92%
55	Biogaz rural (pur agri)	<1,5 MW	avec	0% effluents	4 410	15	32%	38%	7 500	100	40	29	5%	7,00%	50%	613	10	57	92%
56	Biogaz rural (pur agri)	>1,5 MW	avec	30% effluents	4 305	15	32%	40%	7 500	100	30	34	5%	6,50%	50%	613	10	57	92%
57	Biogaz rural (pur agri)	>1,5 MW	avec	0% effluents	3 675	15	32%	40%	7 500	100	30	29	5%	6,50%	50%	613	10	57	92%
58	Biogaz rural (agri mixte)	<10 kW	avec	50% agricole	15 156	15	18%	30%	7 200	220	40	0	100%	15,00%	100%	613	0	0	88%
59	Biogaz rural (agri mixte)	<200 kW	avec	75% agricole	7 676	15	33%	33%	7 200	100	40	24	15%	11,00%	50%	613	25	55	88%
60	Biogaz rural (agri mixte)	<200 kW	avec	50% agricole	7 408	15	33%	33%	7 200	100	40	22	15%	11,00%	50%	613	25	55	88%
61	Biogaz rural (agri mixte)	<600 kW	avec	75% agricole	5 576	15	33%	33%	7 200	100	40	24	5%	9,00%	50%	613	25	55	88%
62	Biogaz rural (agri mixte)	<600 kW	avec	50% agricole	5 308	15	33%	33%	7 200	100	40	22	5%	9,00%	50%	613	25	55	88%
63	Biogaz rural (agri mixte)	<1,5 MW	avec	75% agricole	4 977	15	32%	38%	7 500	100	40	30	5%	7,00%	50%	613	25	57	92%
64	Biogaz rural (agri mixte)	<1,5 MW	avec	50% agricole	4 694	15	32%	38%	7 500	100	40	25	5%	7,00%	50%	613	25	57	92%
65	Biogaz rural (agri mixte)	>1,5 MW	avec	75% agricole	4 305	15	32%	40%	7 500	100	30	30	5%	6,50%	50%	613	25	57	92%
66	Biogaz rural (agri mixte)	>1,5 MW	avec	50% agricole	3 990	15	32%	40%	7 500	100	30	25	5%	6,50%	50%	613	25	57	92%

Hypothèses																	Calculs intermédiaires	
Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Investissement spécifique 2011 (€/kWe)	Durée de vie (Années)	Rendement électrique net (%)	Rendement thermique net (%)	Durée d'utilisation (heures/an)	Valeur en autoconsommation (€/MWh)	Coût du combustible de référence (€/MWhp)	Coût du combustible de cogénération (€/MWhp)	Part d'autoconsommation de l'électricité (%)	Frais annuels O & M fixes (% de l'investissement)	Taux de valorisation de la chaleur (%)	Durée des entretiens planifiés (heures/an)	F CO ₂ filière (kg CO ₂ /MWhp)	Prix de revente d'électricité (€/MWh)	Taux de prévisibilité (%)
67	Biogaz IAA	<200 kW	avec	7 140	15	30%	35%	8 000	100	40	40	100%	11,00%	100%	613	25	61	98%
68	Biogaz IAA	<600 kW	avec	6 111	15	30%	35%	8 000	100	40	40	75%	9,00%	100%	613	25	61	98%
69	Biogaz IAA	<1,5 MW	avec	5 250	15	35%	40%	8 000	100	30	40	50%	7,00%	100%	613	25	61	98%
70	Biogaz IAA	>1,5 MW	avec	4 725	15	35%	45%	8 000	100	30	40	25%	6,50%	100%	613	25	61	98%
71	Biogaz CET	<200 kW	avec	2 250	15	30%	30%	7 000	100	40	0	25%	5,00%	50%	613	0	54	86%
72	Biogaz CET	>200 kW	avec	1 000	15	36%	25%	7 000	100	40	0	15%	10,50%	50%	613	0	54	86%
130	Biogaz CET	<200 kW	sans	2 250	15	30%	0%	7 000	100	40	0	25%	5,00%	0%	613	0	54	86%
131	Biogaz CET	>200 kW	sans	1 000	15	36%	0%	7 000	100	40	0	15%	10,50%	0%	613,00	-	54	86%
73	Biogaz TRI		avec	8 000	15	35%	32%	7 000	100	40	0	25%	8,50%	50%	613	6	54	86%
74	Biogaz STEP	<200 kW	avec	7 140	15	30%	35%	8 000	100	40	20	25%	11,00%	50%	613	0	61	98%
75	Biogaz STEP	<1,5 MW	avec	5 250	15	35%	40%	8 000	100	40	20	15%	7,00%	50%	613	0	61	98%
76	Biogaz STEP	>1,5 MW	avec	4 725	15	35%	45%	8 000	100	30	20	15%	6,50%	50%	613	0	61	98%

Tableau 9 – Coûts standards et caractéristiques technico-économiques – Filière biomasse

6.2 Coefficients, taux d'octroi et coefficient k par filière

Sur base des hypothèses explicitées ci-dessus, ce tableau reprend par filière le coefficient k_{CO_2} mesurant la performance environnementale par rapport à la production électrique de référence, le coefficient économique k_{ECO} non plafonné annulant la VAN sur 15 ans, le taux d'octroi moyen (produit des 2 précédents) et le coefficient k (obtenu en plafonnant à 100% le taux d'octroi moyen arrondi)¹⁷.

Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Catégorie agricole	Coefficient environnemental k_{CO_2} (CV/MWh)	Coefficient économique k_{ECO} (CV/MWh)	Taux d'octroi moyen (CV/MWh)	Coefficient k
3	Photovoltaïque	<250 kWc	sans	-	1,0	3,6	3,6	100%
4	Photovoltaïque	<500 kWc	sans	-	1,0	3,6	3,6	100%
5	Éolien	<10 kW	sans	-	1,0	4,0	4,0	100%
6	Éolien	<100 kW	sans	-	1,0	3,8	3,8	100%
7	Éolien	<1 MW	sans	-	1,0	1,9	1,9	100%
8	Éolien	>1 MW	sans	-	1,0	1,3	1,3	100%
9	Hydraulique au fil de l'eau	<10 kW	sans	-	1,0	1,4	1,4	100%
10	Hydraulique au fil de l'eau	<100 kW	sans	-	1,0	2,3	2,3	100%
11	Hydraulique au fil de l'eau	<1 MW	sans	-	1,0	1,3	1,3	100%
12	Hydraulique au fil de l'eau	>1 MW	sans	-	1,0	0,7	0,7	75%
13	Hydraulique à accumulation		sans	-	1,0	0,1	0,1	25%
14	Cogen fossile	<10 kW	avec	-	0,3	6,8	2,0	100%
15	Cogen fossile	<100 kW	avec	-	0,3	0,9	0,3	50%
16	Cogen fossile	<1 MW	avec	-	0,3	0,9	0,3	50%
17	Cogen fossile	<5 MW	avec	-	0,3	-0,5	0,0	25%
18	Cogen fossile	>5 MW	avec	-	-0,0	3,7	0,0	25%

¹⁷ Ces notions sont détaillées en page 4. La méthode utilisée pour calculer k est exposée page 11.

Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Catégorie agricole	Coefficient environnemental kCO ₂ (CV/MWh)	Coefficient économique keco (CV/MWh)	Taux d'octroi moyen (CV/MWh)	Coefficient k
19	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<10 kW	avec	-	1,3	5,3	7,2	100%
20	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<100 kW	avec	-	1,3	2,2	3,0	100%
21	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<1 MW	avec	-	1,3	2,3	3,1	100%
22	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	<5 MW	avec	-	1,3	1,2	1,6	100%
23	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	>5 MW	avec	-	1,1	1,4	1,5	100%
24	Biocombustibles liquides 2* (produits/résidus raffinés)		avec	-	1,0	2,9	2,9	100%
25	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<10 kW	avec	-	1,3	5,1	6,8	100%
26	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<100 kW	avec	-	1,3	0,6	0,8	25%
27	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<1 MW	avec	-	1,3	0,3	0,5	25%
28	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<5 MW	avec	-	1,3	0,2	0,2	25%
29	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	>5 MW	avec	-	1,1	-0,0	0,0	25%
30	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<500 kW	avec	-	2,0	3,6	7,1	100%
31	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<1 MW	avec	-	2,0	2,2	4,2	100%
32	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<5 MW	avec	-	2,0	0,6	1,2	25%
33	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	>5 MW	avec	-	1,8	0,4	0,7	25%
34	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	<500 kW	avec	-	2,0	4,0	7,9	100%
35	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	<1 MW	avec	-	2,0	2,3	4,4	100%
36	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	<5 MW	avec	-	2,0	1,6	3,1	100%
37	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	>5 MW	avec	-	1,8	1,0	1,9	100%
38	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<500 kW	avec	-	2,0	4,6	9,3	100%

Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Catégorie agricole	Coefficient environnemental kCO ₂ (CV/MWh)	Coefficient économique keco (CV/MWh)	Taux d'octroi moyen (CV/MWh)	Coefficient k
39	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<1 MW	avec	-	2,0	2,6	5,2	100%
40	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<5 MW	avec	-	2,0	1,4	2,9	100%
41	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	>5 MW	avec	-	1,9	0,7	1,3	25%
42	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	<500 kW	avec	-	1,9	4,6	8,7	100%
43	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	<1 MW	avec	-	1,9	2,9	5,5	100%
44	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	<5 MW	avec	-	2,0	2,2	4,3	100%
45	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	>5 MW	avec	-	1,7	1,3	2,3	100%
103	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	>5 MW	sans	-	0,8	1,8	1,5	100%
104	Biocombustibles solides 5 (granulés) - retrofit		sans	-	0,8	1,8	1,4	100%
46	Biogaz rural (pur agri)	<10 kW	avec	100% effluents	2,0	2,4	4,8	100%
47	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	100% effluents	1,2	4,3	5,4	100%
48	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	60% effluents	1,2	3,9	4,9	100%
49	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	30% effluents	1,2	3,6	4,5	100%
50	Biogaz rural (pur agri)	<200 kW	avec	0% effluents	1,2	3,3	4,1	100%
51	Biogaz rural (pur agri)	<600 kW	avec	60% effluents	1,2	2,6	3,2	100%
52	Biogaz rural (pur agri)	<600 kW	avec	30% effluents	1,2	2,3	2,9	100%
53	Biogaz rural (pur agri)	<600 kW	avec	0% effluents	1,2	2,1	2,6	100%
54	Biogaz rural (pur agri)	<1,5 MW	avec	30% effluents	1,3	2,0	2,6	100%
55	Biogaz rural (pur agri)	<1,5 MW	avec	0% effluents	1,3	1,6	2,0	100%
56	Biogaz rural (pur agri)	>1,5 MW	avec	30% effluents	1,1	2,1	2,3	100%
57	Biogaz rural (pur agri)	>1,5 MW	avec	0% effluents	1,1	1,6	1,8	100%

Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Catégorie agricole	Coefficient environnemental kCO ₂ (CV/MWh)	Coefficient économique keco (CV/MWh)	Taux d'octroi moyen (CV/MWh)	Coefficient k
58	Biogaz rural (agri mixte)	<10 kW	avec	50% agricole	2,0	2,4	4,8	100%
59	Biogaz rural (agri mixte)	<200 kW	avec	75% agricole	1,1	3,6	4,1	100%
60	Biogaz rural (agri mixte)	<200 kW	avec	50% agricole	1,1	3,4	3,9	100%
61	Biogaz rural (agri mixte)	<600 kW	avec	75% agricole	1,1	2,4	2,7	100%
62	Biogaz rural (agri mixte)	<600 kW	avec	50% agricole	1,1	2,2	2,5	100%
63	Biogaz rural (agri mixte)	<1,5 MW	avec	75% agricole	1,2	2,0	2,4	100%
64	Biogaz rural (agri mixte)	<1,5 MW	avec	50% agricole	1,2	1,6	2,0	100%
65	Biogaz rural (agri mixte)	>1,5 MW	avec	75% agricole	1,0	2,0	2,1	100%
66	Biogaz rural (agri mixte)	>1,5 MW	avec	50% agricole	1,0	1,6	1,7	100%
67	Biogaz IAA	<200 kW	avec	-	1,5	2,1	3,3	100%
68	Biogaz IAA	<600 kW	avec	-	1,5	1,7	2,7	100%
69	Biogaz IAA	<1,5 MW	avec	-	1,5	1,4	2,1	100%
70	Biogaz IAA	>1,5 MW	avec	-	1,2	1,6	1,9	100%
71	Biogaz CET	<200 kW	avec	-	1,3	-0,5	0,0	25%
72	Biogaz CET	>200 kW	avec	-	1,1	-0,7	0,0	25%
130	Biogaz CET	<200 kW	sans	-	1,0	-0,3	0,0	25%
131	Biogaz CET	>200 kW	sans	-	1,0	-0,6	0,0	25%
73	Biogaz TRI		avec	-	1,2	2,1	2,6	100%
74	Biogaz STEP	<200 kW	avec	-	1,4	2,3	3,1	100%
75	Biogaz STEP	<1,5 MW	avec	-	1,3	1,2	1,6	100%
76	Biogaz STEP	>1,5 MW	avec	-	1,2	1,1	1,4	100%

Tableau 10 – Coefficients, taux d'octroi et coefficient k par filière

6.3 Proposition de la CWaPE

Reprenant les résultats du tableau précédent, le tableau ci-dessous présente de façon concise les facteurs « k » que la CWaPE propose au Gouvernement d'approuver.

Le facteur « k » d'une filière, multiplié par le taux d'octroi de certificats verts applicable à cette filière pendant les 10 premières années, détermine le taux d'octroi applicable pendant les 5 dernières années à cette filière.

Numéro	Filière	Catégorie de puissance	Cogénération	Coefficient k
1 – 2	Photovoltaïque	<10 kW	sans	Voir avis précédent
3 – 4	Photovoltaïque		sans	100%
5 – 8	Éolien	toutes	sans	100%
9 – 11	Hydraulique au fil de l'eau	<1 MW	sans	100%
12	Hydraulique au fil de l'eau	>1 MW	sans	75%
13	Hydraulique à accumulation		sans	25%
14	Cogen fossile	<10 kW	avec	100%
15 – 16	Cogen fossile	10 kW à 1 MW	avec	50%
17 – 18	Cogen fossile	>1 MW	avec	25%
19 – 23	Biocombustibles liquides 1* (produits/résidus non raffinés)	toutes	avec	100%
24	Biocombustibles liquides 2* (produits/résidus raffinés)	toutes	avec	100%
25	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	<10 kW	avec	100%
26 – 29	Biocombustibles liquides 3* (produits/résidus usagés ou déchets)	>10 kW	avec	25%
30 – 31	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	<1 MW	avec	100%
32 – 33	Biocombustibles solides 1* (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)	>1 MW	avec	25%
34 – 37	Biocombustibles solides 2* (produits connexes industries du bois)	toutes	avec	100%
38 – 40	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	<5 MW	avec	100%
41	Biocombustibles solides 3* (bois en fin de vie)	>5 MW	avec	25%
42 – 45 et 103	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses)	toutes	avec ou sans	100%
104	Biocombustibles solides 5 (granulés - retrofit)		sans	100%
46 – 57	Biogaz rural (pur agri)	toutes	avec	100%
58 – 66	Biogaz rural (agri mixte)	toutes	avec	100%
67 – 70	Biogaz IAA	toutes	avec	100%
71 – 72 et 130 – 131	Biogaz CET	toutes	avec ou sans	25%
73	Biogaz TRI	toutes	avec	100%
74 – 76	Biogaz STEP	toutes	avec	100%

7 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] CWaPE, *communication sur « la méthodologie d'examen des demandes d'aide à la production »*, CD-5d05-CWaPE, Namur, 2005, 7 p.
- [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, 42 p.
- [10] ICEDD, *Scénarios de développement de la cogénération en Région wallonne*, Namur, étude réalisée pour le compte de la CWaPE, 2005, 23 p. (mise à jour juillet 2007).
- [11] ARGUS MEDIA, *Methodology and Specifications Guide, Argus Biomass*, Londres, January 2011, 3 p.
- [12] SINTZOFF, I. - MENU, J.F. - THIRY, J. ... et al. *Contributions du bois-énergie au développement durable en Belgique « WOODSUSTAIN »*. Rapport final Bruxelles: services fédéraux des affaires scientifiques, techniques et culturelles (SSTC), 2001, 37 p. [CG/DD/251].
- [13] BEMELMANS D., POLOMÉ P., LECOMTE H. et PONETTE Q. *Étude des ressources bois-énergie en Région wallonne. Namur*, étude réalisée pour le compte de la Région wallonne DGRNE – DGTRE, 2007, 67 p.
- [14] PIERET N. (VALBIOM). *Appui technique à la rédaction du Plan d'Action Wallon Énergies renouvelables –Volet biomasse*, Gembloux, étude réalisée pour le compte de la Région wallonne, novembre 2010, 68 p.

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 :

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

Cet avis s'est basé sur cette formulation.

III. Formulation simplifiée

Hypothèses :

Pour $t = 0$: $I_0 = I_{tot} - Ts \cdot I_{tot} / (1+i)^{ns}$ avec $ns = 2$

$C_{O\&M,0} = C_{Fuel,0} = C_{chaleur,t} = P_{elec,t} = E_{enp,t} = 0$

Pour $t > 0$: $I_{>0} = 0$, $C_{O\&M,t} = C_{O\&M}$, $C_{Fuel,t} = C_{Fuel}$, $C_{chaleur,t} = C_{chaleur}$, $P_{elec,t} = P_{elec}$, $E_{enp,t} = E_{enp}$

Coût de production moyen actualisé :

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

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

Surcoût de production moyen actualisé :

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

Annexe 2 : Principe de calcul du facteur de réduction k

I. Symboles

$k_{CO_2,t}$	taux d'octroi de CV basé sur le taux d'économie de CO ₂ , l'année t	[CV/MWhe]
k_t	facteur 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

$$CV_{ma} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(p_{cv,t} k_t k_{CO_2,t} E_{enp,t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(E_{enp,t})}{(1+i)^t}} \quad (6)$$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production :

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

III. Facteur de réduction "k"

Hypothèses :

Pour t = 0 :	$E_{enp,t} = 0$
Pour t = 1 à 10 :	$E_{enp,t} = E_{enp}, k_{CO_2,t} = k_{CO_2}, k_t = 1, p_{cv,t} = p_{cv}$
Pour t = 11 à 15 :	$E_{enp,t} = E_{enp}, k_{CO_2,t} = k_{CO_2}, k_t = k, p_{cv,t} = p_{cv}$
Pour t = 16 à n :	$E_{enp,t} = E_{enp}, k_{CO_2,t} = k_{CO_2}, k_t = 0$

Condition pour une stricte compensation du surcoût de production :

$$S_{pma} = C_{pma} - P_{elec} = p_{cv} k_{CO_2} \left(\frac{a_{10}}{a_n} + k \frac{a_{15-10}}{a_n} \right) \quad (8)$$

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

$$a_{15-10} = \frac{(1+i)^{15} - 1}{i(1+i)^{15}} - a_{10} \quad (10)$$

Facteur de réduction "k" :

$$k = \min \left[1 ; \max \left(0 ; \frac{S_{pma} - \left(p_{cv} k_{CO_2} \frac{a_{10}}{a_n} \right)}{p_{cv} k_{CO_2} \frac{a_{15-10}}{a_n}} \right) \right] \quad (11)$$

Annexe 3 : Table de correspondance des libellés de filières

Nota bene : seules les filières dont le libellé a été modifié sont reprises ci-dessous.

Libellés arrêté du 21 mars 2008	Libellés avis n°306	Nouveaux libellés
Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus non raffinés)
Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus raffinés)
Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus usagés ou déchets)
Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	Biocombustibles solides 1 (rémanents et autres sous-produits forestiers ou agricoles)
Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	Biocombustibles solides 2 (produits connexes industries du bois)
Biocombustibles solides 1 (déchets)	Biocombustibles solides 1 (déchets)	Biocombustibles solides 3 (bois en fin de vie)
Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)	Biocombustibles solides 4 (granulés et cultures énergétiques ligneuses) – nouvelle centrale
Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques ligneuses) – nouvelle centrale	Biocombustibles solides 5 (granulés et cultures énergétiques ligneuses) – retrofit
Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)	Biogaz agricole pur (AGRI)
Biogaz produits/résidus/déchets agriculture et industries agro-alimentaires (MIXTE)	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture et industries agro-alimentaires (MIXTE)	Biogaz agricole mixte (MIXTE)
Biogaz produits/résidus/déchets agriculture et industries agro-alimentaires (MIXTE)	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture et industries agro-alimentaires (MIXTE)	Biogaz industries agro-alimentaires (IAA)