



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

PROPOSITION

CD-14b11-CWaPE-861

relative à une

*'Méthodologie pour le calcul des nouveaux taux
d'octroi de certificats verts'*

*rendue 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 13 février 2014

**Proposition de la CWaPE relative à la méthodologie
pour le calcul des nouveaux taux d’octroi de certificats verts**

Table des matières

1. Objet	3
2. Remarque préliminaire	3
3. Modification du taux d’octroi des certificats verts.....	5
4. Calcul du coefficient k_{ECO}	7
5. Taux de rentabilité de référence par filière.....	8
5.1. Coût moyen pondéré du capital (WACC)	8
5.2. Valeurs de référence par filière.....	10
6. Hypothèses générales.....	15
6.1. Date de référence (T=0)	15
6.2. Durée de vie économique	15
6.3. Fiscalité.....	16
6.4. Coûts de développement et intérêts intercalaires	16
6.5. Valeur de l’électricité verte produite	16
6.6. Valeur de la chaleur cogénérée.....	18
6.7. Paramètres d’indexation	18
6.8. Aides à l’investissement	19
7. Solaire PV.....	20
7.1. Paramètres technico-économiques	20
7.2. Taux d’octroi k_{ECO}	22
8. Éolien	23
8.1. Paramètres technico-économiques	23
8.2. Taux d’octroi k_{ECO}	23
9. Biogaz.....	25
9.1. Paramètres technico-économiques	25
9.2. Coefficient k_{ECO}	28
10. Biocombustible solide (filiale bois-énergie)	29
10.1. Paramètres technico-économiques	29
10.2. Coefficient k_{ECO}	32
11. Proposition de coefficient k_{ECO}	33

1. **Objet**

En date du 12 décembre 2013, le Gouvernement wallon a adopté une série de mesures visant à réformer le mécanisme de soutien aux installations d'électricité verte d'une puissance supérieure à 10 kW.

En date du 23 décembre 2013, le Ministre a requis une proposition de la CWaPE de « *méthodologie à soumettre au Gouvernement wallon pour le calcul des taux d'octroi, en ce compris les paramètres technico-économiques et les hypothèses sous-jacentes des différentes filières, ainsi qu'une proposition de taux d'octroi* ».

2. **Remarque préliminaire**

En ce qui concerne les taux d'octroi de certificats verts qui seront appliqués aux nouvelles installations de production d'électricité verte, le Gouvernement wallon prévoit une révision de ceux-ci par la CWaPE, en concertation avec l'Administration, au minimum tous les deux ans.

Le Gouvernement wallon prévoit également la possibilité de procéder à une révision, entre deux exercices, si la CWaPE constate, en concertation avec l'Administration, une évolution des paramètres affectant sensiblement la rentabilité des nouveaux projets par rapport à la valeur de référence fixée par le Gouvernement wallon.

La CWaPE estime que cette mission ne pourra être rencontrée efficacement que par la mise en place d'un véritable observatoire des technologies vertes à l'instar de ce qui est organisé en Flandre au niveau de la Vlaamse Energieagentschap (VEA)¹ et dans d'autres pays européens.

Compte tenu des évolutions, parfois rapides, observées au niveau de certaines technologies (e.g. le solaire PV), des conditions sur les marchés de l'énergie (e.g. prix des combustibles biomasse) ou sur les marchés financiers ainsi qu'au niveau des mesures fiscales ou mécanismes complémentaires d'aides à l'investissement (e.g. révision en cours du cadre européen concernant l'octroi d'aide d'État en matière d'énergie et d'environnement), la CWaPE estime que cet observatoire devrait être en mesure d'actualiser les différents paramètres technico-économiques sur base semestrielle à l'instar et de ce qui est prévu pour le régime QUALIWATT en Wallonie.

En concertation avec l'Administration, qui devrait pouvoir bénéficier du réseau des facilitateurs spécialisés pour chacune des filières de production d'électricité verte, la CWaPE souhaite pouvoir assumer cette nouvelle mission. La CWaPE attire toutefois l'attention du Gouvernement wallon sur les moyens financiers nécessaires à l'accomplissement de cette mission. À titre de comparaison, le monitoring pris en charge par la VEA en Flandre nécessite actuellement plusieurs équivalents-temps plein tout en bénéficiant par ailleurs de l'appui d'autres organismes régionaux tels le VITO. Ni la CWaPE, ni l'Administration, ne dispose à ce jour de tels moyens.

¹ Voir http://www.energiesparen.be/monitoring_evaluatie

Des moyens supplémentaires pourraient toutefois être dégagés via une augmentation modérée du montant actuellement prélevé auprès des producteurs d'électricité verte (installations de plus de 10 kW) via la redevance certificats verts tout en veillant à ne pas augmenter le taux nominal de la redevance (exprimé en EUR/MWh) par rapport au montant appliqué les années précédentes.

Vu ces considérations et les délais impartis, la présente proposition doit par conséquent être considérée comme une version provisoire qui devra faire l'objet d'une validation ultérieure, en étant notamment soumise préalablement à consultation comme cela se fait dans les autres États Membres européens. Une révision dans un délai de 6 mois est envisageable.

Vu l'urgence, des valeurs provisoires sont donc proposées par la CWaPE pour les principales filières susceptibles d'impacter sensiblement, par de nouvelles installations, l'offre de certificats verts sur le marché et/ou pour lesquelles le développement est actuellement à l'arrêt faute d'un niveau de soutien suffisant. L'analyse se limite aux installations de plus de 10 kW. Les filières concernées sont les suivantes :

1. Solaire PV ;
2. Éolien de plus de 1 MW ;
3. Biométhanisation ;
4. Cogénération bois.

Vu l'urgence, les valeurs provisoires proposées pour ces filières pourraient s'appliquer, dès entrée en vigueur des modifications législatives, pour les nouvelles demandes introduites en 2014. Ces nouvelles valeurs devraient également pouvoir être appliquées, sur base d'un dossier probant, aux installations existantes de la filière biomasse qui sont actuellement menacées de fermeture faute de rentabilité.

3. Modification du taux d'octroi des certificats verts

En date du 12 décembre 2013, le Gouvernement wallon a adopté en seconde lecture trois projets de textes législatifs :

- Projet de décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité en ce qui concerne la promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération de qualité ;
- Projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;
- Projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité.

Ces projets de textes législatifs prévoient de modifier sensiblement les règles actuellement en vigueur déterminant le taux d'octroi de certificats verts qui serait appliqué à une nouvelle unité de production. Ces modifications sont présentées brièvement ci-après.

La durée d'octroi des certificats verts resterait limitée à 10 ans pour le solaire PV et à 15 ans pour les autres filières.

Le calcul du coefficient environnemental (k_{CO_2}) resterait inchangé mais le nombre de certificats verts pourrait être modulé à la hausse ou à la baisse en fonction de l'âge de l'installation, de sa rentabilité et de la filière de production via l'application d'un coefficient économique (k_{ECO}).

Le coefficient économique (k_{ECO}) serait fixé par la CWaPE, en concertation avec l'Administration, de manière à garantir un niveau de rentabilité de référence fixé par filière par le Gouvernement wallon.

Le taux d'octroi résultant du produit ($k_{CO_2} \times k_{ECO}$) serait toutefois plafonné à 2,5 CV/MWh. Le Gouvernement wallon pourrait également fixer des plafonds inférieurs pour chaque filière, et notamment pour les éoliennes (d'une puissance supérieure à 1 MW) ayant fait l'objet d'une procédure d'appel d'offres. Par dérogation, pour les installations hydrauliques, le taux d'octroi résultant du produit ($k_{CO_2} \times k_{ECO}$) pourrait être majoré d'un maximum de 1,5 CV/MWh si la rentabilité de référence fixée pour la filière hydraulique ne peut être atteinte.

On relève par ailleurs qu'aucune modification n'est apportée aux seuils actuels limitant l'octroi des certificats verts à la première tranche de 20 MW pour les filières hydraulique, cogénération et biomasse.

De même aucune modification n'est apportée en ce qui concerne le plafonnement sous conditions du taux d'économie de CO_2 à 1 CV/MWh pour la filière biomasse (et cogénération biomasse) pour la tranche de puissance supérieure à 5 MW.

En résumé, pour une filière donnée, le nombre de certificats verts octroyés à une nouvelle installation serait donné par les formules suivantes :

$$[1] \quad \mathbf{CV = t_{CV} \times E_{enp}} \quad \mathbf{[CV]}$$

$$[2] \quad \mathbf{t_{CV} = \min (2,5 ; k_{CO2} \times k_{ECO})} \quad \mathbf{[CV/MWh]}$$

avec

k_{CO2} , le taux d'économie de CO2, plafonné à 2 CV/MWh pour la tranche inférieure à 5 MW et plafonné (sauf exception) à 1 CV/MWh pour la tranche au-delà de 5 MW.

k_{ECO} , le coefficient économique appliqué de la première à la dernière année d'octroi pour une filière donnée.

E_{enp} , l'électricité nette produite (MWh), limitée à la première tranche de 20 MW pour les filières biomasse, cogénération et hydraulique.

Pour les filières hydraulique, éolien et solaire PV, un coefficient correcteur « ρ » serait en outre appliqué selon la formule ci-dessous afin de pouvoir moduler (à la hausse ou à la baisse) le taux d'octroi des certificats verts en fonction du niveau de prix du marché de l'électricité sur l'ENDEX.

$$[3] \quad \mathbf{t_{CV} = \min (2,5 ; \rho \times k_{CO2} \times k_{ECO})} \quad \mathbf{[CV/MWh]}$$

Le coefficient « ρ » est égal à 1 pendant les trois premières années.

Ce coefficient est par la suite révisé tous les trois ans de manière à compenser les fluctuations de prix de marché de l'électricité et maintenir ainsi un niveau de soutien correspondant au niveau de soutien de référence initialement fixé pour la filière.

4. Calcul du coefficient k_{ECO}

Un coefficient économique (k_{ECO}) devrait donc désormais être calculé par filière de manière à garantir un niveau de rentabilité de référence fixé pour cette filière par le Gouvernement wallon. Le projet d'arrêté prévoit que la CWaPE propose une méthodologie au Gouvernement wallon pour le calcul du coefficient économique (k_{ECO}). Selon ce projet d'arrêté, cette méthodologie doit prendre en considération les paramètres techniques, économiques et financiers portant sur les variables suivantes :

1° *Paramètres techniques* : durée d'amortissement, rendement électrique et/ou thermique net, durée d'utilisation, part d'autoconsommation de l'électricité ;

2° *Paramètres de coût* : coût d'investissement éligible, coût des combustibles, frais annuel d'exploitation et de maintenance, coût de démantèlement, charges fiscales (impôt des sociétés) déduction faite des intérêts notionnels ;

3° *Paramètres portant sur les revenus* :

- référence pour le prix de l'électricité : prix forward moyen annuel ENDEX pendant les premières années, ensuite prix tendanciel pour les années suivantes selon sources de référence ;
- aides éventuelles complémentaires.

On relève qu'à l'exception de la prise en compte des charges fiscales, tous ces paramètres étaient déjà pris en compte dans la méthodologie appliquée par la CWaPE jusqu'à présent.

La CWaPE utilisera les données technico-économiques à sa disposition, en particulier celles transmises par les producteurs et développeurs de projet dans le cadre des demandes de garantie de rachat des certificats verts (dossiers « GRCV ») mais également celles récoltées dans le cadre de l'étude 3E², notamment auprès des facilitateurs en charge du suivi de chacune des filières, et dans le cadre des études de la VEA pour la Flandre³.

L'analyse économique de la rentabilité d'une filière pourra être réalisée en adaptant la méthodologie suivie par la CWaPE dans ses avis et propositions précédentes. La méthode d'évaluation économique retenue par la CWaPE est celle de l'actualisation. La valeur actuelle nette (VAN) est calculée sur base des flux de trésorerie d'exploitation libre⁴ comme proposé dans l'étude 3E. Le calcul de la VAN d'un projet d'investissement permet de prendre en considération l'ensemble des estimations de flux de trésorerie (entrants et sortants) liés à un investissement et applique un taux d'actualisation afin de connaître la « valeur actuelle » des montants perçus ou déboursés à des périodes de temps différentes. Si la VAN est positive, on considère alors le projet comme rentable. Le calcul de la VAN est donné par la formule suivante :

$$[4] \quad VAN(i) = \sum CF_t / (1 + i)^t \quad [EUR]$$

avec CF_t , le flux de trésorerie de l'année t
 i , le taux d'actualisation
 $t = 0$ à n et n est la durée de vie économique

² 3E, *Étude relative à l'adaptation des taux d'octroi de certificats verts*, étude réalisée pour le compte du SPW-DGO4, PR106284, 08/10/2013, 173p.

³ Voir www.energiesparen.be/monitoring_evaluatie : Vlaams Energieagentschap (VEA), Rapport 2013/3, Deel 1 : Rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014, 18/12/2013, 36 p.

⁴ C'est-à-dire ne prenant pas en compte les flux de trésorerie liés à la déductibilité fiscale des intérêts, ceux-ci étant pris en compte par ailleurs au niveau du calcul de la WACC (voir point 5).

Le taux d'actualisation à utiliser dans l'évaluation d'un projet d'investissement est un élément clé à déterminer. Ainsi, plus les risques et les incertitudes associés à l'investissement seront élevés, plus le niveau du taux d'actualisation requis sera élevé (primes de risque) afin de limiter le poids des années lointaines - et par conséquent plus incertaines - dans le calcul de la VAN.

Le taux interne de rentabilité (TRI) est une mesure qui permet d'évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement. Il correspond au taux d'actualisation qui permet d'annuler la valeur actuelle nette (VAN) des flux entrants (dépendant notamment du taux d'octroi des certificats verts) et sortants.

$$[5] \quad \text{VAN}(\text{TRI}, t_{cv}) = \sum \text{CF}(t_{cv})_t / (1 + \text{TRI})^t = 0 \quad [\text{EUR}]$$

avec $\text{CF}(t_{cv})_t$, le flux de trésorerie de l'année t , et dépendant notamment du taux d'octroi t_{cv} .
 TRI, le taux interne de rentabilité
 $t = 0$ à n et n est la durée de vie économique

Pour chaque filière, le coefficient économique (k_{ECO}) sera par conséquent déterminé de manière à annuler la VAN calculée pour une installation de référence retenue par la CWaPE et jugée représentative de la filière et en utilisant comme taux d'actualisation, le taux de rentabilité de référence fixé par le Gouvernement wallon pour cette filière.

5. Taux de rentabilité de référence par filière

5.1. Coût moyen pondéré du capital (WACC)

Conformément à l'article 24quater, 1°, de l'AGW-OSP du 30 mars 2006 : « 1° le montant cumulé du prix d'achat des certificats verts doit permettre de compenser le surcoût de production par rapport au prix du marché pendant la durée d'amortissement de l'unité ou des unités de production considérée(s) en ce compris la rémunération du capital investi au taux de rentabilité de référence visé à 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 renouvelable ou de cogénération ».

La rémunération du capital investi est prise en compte via la notion de *coût moyen pondéré du capital* (CMPC) ou *weighted average cost of capital* (WACC). Ce WACC correspond en effet au taux de rentabilité minimal exigé par les pourvoyeurs de fonds du projet (actionnaires et créanciers) pour financer leurs projets d'investissement. Il représente le coût de financement global du projet.

Afin de garantir la rémunération du capital investi, le TRI doit ainsi être supérieur ou au moins égal au WACC :

$$[6] \quad \text{TRI} \geq \text{WACC}$$

Afin de limiter le niveau de soutien à une stricte compensation du surcoût de production par rapport au prix de marché de l'électricité verte produite, le taux de rentabilité de référence doit par conséquent correspondre au WACC.

$$[7] \quad \text{TRI} = \text{WACC}$$

La présente méthodologie nécessite donc au préalable d'identifier le WACC pour chaque filière de production.

En effet, le WACC est composé d'un coût lié aux apports en fonds propres d'une part, et d'un coût lié à l'endettement d'autre part. Les rendements requis ne sont généralement pas les mêmes pour les actionnaires ou les créanciers. Le WACC sera donc fonction du poids de la dette dans la structure du capital finançant un projet (« gearing »). Or, ce dernier peut varier en fonction du type de projet et notamment du risque associé à celui-ci.

Classiquement, le WACC peut être exprimé au moyen de la formule suivante :

$$[8] \quad \text{WACC} = \text{gearing} \times \{\text{CoD}\} + (1 - \text{gearing}) \times \{\text{CoE}\}$$

avec CoD = Coût de la dette (cost of debt)
CoE = Coût des fonds propres (cost of equity)
Gearing = Poids de la dette

$$[9] \quad \text{WACC} = \text{gearing} \times \{I_d \times (1 - \text{Tax})\} + (1 - \text{gearing}) \times \{R_f + \beta \times \text{MRP}\}$$

avec I_d = Taux d'intérêt de la dette
Tax = Taux d'imposition
 R_f = Taux sans risque (obligation d'État long terme)
 β = valeur représentative de l'industrie des énergies vertes
MRP = Prime de risque du marché

Cette formulation tient donc compte du « gearing » propre à la filière étudiée, du coût de la dette via un taux d'intérêt de référence et du coût des fonds propres calculé au départ d'un taux sans risque auquel une prime de risque est ajoutée. En outre, le coût de la dette est calculé après impôt car les intérêts que paie l'entreprise sur sa dette sont déductibles d'impôt.

L'étude réalisée par 3E a permis de déterminer des taux de rentabilité « post-tax » sur base de la formulation classique présentée ci-dessus et moyennant validation, pour chaque filière, des valeurs à utiliser pour chaque paramètre.

On relèvera que dans ses propositions précédentes relatives aux taux de rentabilité de référence des différentes filières, la CWaPE avait retenu pour hypothèse un financement composé à 100% de dettes et hors imposition. Les taux de rentabilité ainsi exprimés s'entendaient donc « pré-tax » et par conséquent les taux de rentabilité de référence en vigueur actuellement également.

5.2. Valeurs de référence par filière

Valeurs en vigueur

Dans sa proposition CD-8b12-CWaPE-184 du 12 février 2008, la CWaPE a soumis au Gouvernement les taux de rentabilité de référence pour les différentes filières. Ces taux s'entendent « pré-taxe » (puisque l'imposition n'est pas prise en compte) et nominaux.

Le choix d'un taux « pré-taxe » a été motivé par la volonté de la CWaPE d'écarter toute incertitude supplémentaire liée à la diversité des avantages fiscaux applicables aux sociétés.

Quant au choix d'un taux nominal, ce dernier prend en compte l'inflation et permet dès lors que l'effet de plusieurs années d'inflation ne fausse pas la valeur actuelle des coûts et bénéfices futurs générés par le projet d'investissement.

Sur base notamment de cette proposition, le Ministre de l'Énergie a arrêté le 21 mars 2008 l'ensemble des taux publiés par la CWaPE mis à part la filière photovoltaïque qui s'est vue majorer d'une prime de risque technologique de 2% conduisant dès lors à un taux de rentabilité de référence de 7% au lieu des 5% proposés initialement par la CWaPE.

Les taux de rentabilité actuellement en vigueur sont donc ceux de l'arrêté ministériel du 21 mars 2008 et d'application depuis le 1^{er} mars 2008. (M.B. du 31/03/2008, p. 17535)

Dans sa proposition CD-10k09-CWaPE-306 du 10 novembre 2010, la CWaPE a revu à la baisse le taux sans risque. L'arrêté ministériel du 21 mars 2008 fait référence aux taux « IRS⁵ 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'Euribor⁶. Or, les taux Euribor et les taux de référence CE étaient à des niveaux historiquement bas en 2010 et ne pouvaient dès lors plus être pris en considération pour des investissements long terme. La CWaPE a dès lors proposé de prendre comme référence le taux « OLO⁷ 15 ans » qui s'établissait alors à environ 3,5%.

Dans sa proposition CD-11i29-CWaPE-353 du 6 octobre 2011, la CWaPE a proposé de revenir à un taux sans risque de 5% étant donné que 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.

Néanmoins, la CWaPE souhaite attirer l'attention sur la baisse continue du rendement de l'obligation linéaire belge. En effet, les taux OLO 15 et 10 ans ont connu une baisse de l'ordre de 500 points de base entre la moyenne constatée en 1994 et en 2013.

Bien que le taux des obligations linéaires belges soit sujet à d'importantes fluctuations, tantôt à la hausse, tantôt à la baisse, l'année 2013 a été marquée par des taux historiquement bas, sous le seuil des 3%.

⁵ Interest Rate Swap

⁶ Euro Interbank Offered Rate

⁷ Obligation linéaire

Filières de production d'électricité verte		Taux de rentabilité de référence « pré-taxe »			
		CD-8b12-CWaPE-184	AM du 21/03/2008*	CD-10k09-CWaPE-306	CD-11i29-CWaPE-353
1	Photovoltaïque	5%	7%	5,5%	7%
2	Hydraulique au fil de l'eau	8%	8%	6,5%	8%
3	Hydraulique à accumulation	8%	8%	6,5%	8%
4	Éolien	8%	8%	6,5%	8%
5	Biogaz CET	9% (8%)	9% (8%)	7,5% (6,5%)	9% (8%)
6	Biogaz centre de tri déchets ménagers et assimilés (TRI)	9% (8%)	9% (8%)	7,5% (6,5%)	9% (8%)
7	Biogaz station d'épuration (STEP)	9% (8%)	9% (8%)	7,5% (6,5%)	9% (8%)
8	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)	12% (11%)	12% (11%)	10,5% (9,5%)	12% (11%)
9	Biogaz produits/résidus/déchets industrie agro-alimentaire (MIXTE)	12% (11%)	12% (11%)	10,5% (9,5%)	12% (11%)
10	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)	9% (8%)	9% (8%)	7,5% (6,5%)	12% (11%)
11	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)	12% (11%)	12% (11%)	10,5% (9,5%)	12% (11%)
12	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)	12% (11%)	12% (11%)	10,5% (9,5%)	12% (11%)
13	Biocombustibles solides 1 (déchets)	9% (8%)	9% (8%)	7,5% (6,5%)	12% (11%)
14	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	12% (11%)	12% (11%)	10,5% (9,5%)	12% (11%)
15	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)	12% (11%)	12% (11%)	10,5% (9,5%)	12% (11%)
16	Cogénération fossile (gaz naturel, gasoil, gaz et chaleur de récupération)	11%	11%	9,5%	11%

Tableau 1 : Taux de rentabilité « pré-taxe » et nominaux de référence
(les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération)

* Valeurs en vigueur

Valeurs proposées dans l'étude 3E

On trouve dans l'étude 3E une proposition de taux de rentabilité « post-taxe ». Le taux nominal d'impôt des sociétés considéré est de 33,99%. La déduction des intérêts notionnels (3%) n'est pas considérée dans le calcul de ces taux de rentabilité car une déduction fiscale pour investissement économiseur d'énergie de 14,5% est déjà prise en compte dans le calcul de la VAN et que ces deux mesures ne sont pas cumulables.

Pour déterminer le coût moyen pondéré du capital (WACC), 3E différencie par filière, le poids de la dette (« gearing ») dans la structure du capital:

- 1) 80% de dettes et 20% d'apport en fonds propres pour le PV et l'éolien ;
- 2) 60% de dettes et 40% d'apport en fonds propres pour les autres filières.

Sur base des paramètres financiers (taux d'intérêt de la dette, taux sans risque, etc.) et du poids des différents types de financement, l'étude 3E expose un premier résultat dit « théorique » représenté par les bâtonnets bleus dans le graphique ci-dessous.

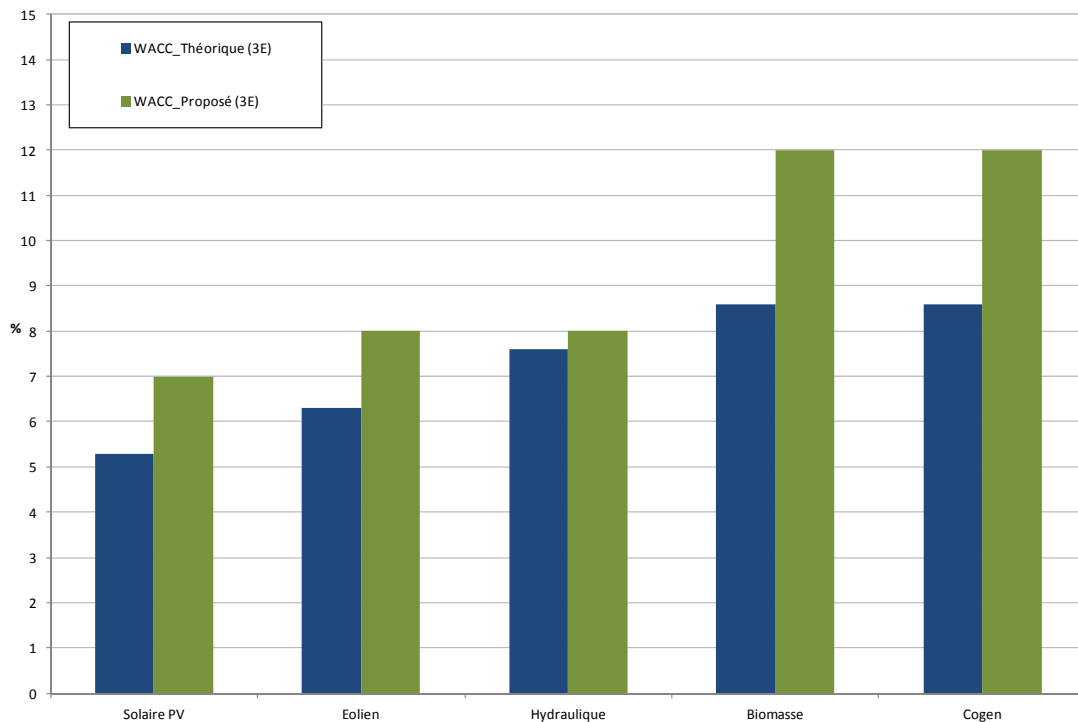


Figure 1 : WACC par filière (3E, 2013)

Néanmoins, 3E propose d'utiliser des WACC plus élevés, tels que représentés par les bâtonnets verts dans la figure ci-dessus. En effet, une prime de risque additionnelle est considérée pour chaque filière de production pour de multiples raisons, dont notamment une tendance à la hausse des apports en fonds propres (dont le coût est plus élevé), un coût de financement plus élevé propre à certaines sociétés ou encore l'incertitude relative au système de soutien.

Ces valeurs proposées et utilisées par 3E dans son étude ont été confortées par d'autres analyses (études de benchmark) et sont proches des propositions antérieures relatives aux taux de rentabilité de référence publiées par la CWaPE.

Valeurs adaptées par la CWaPE

L'étude réalisée par la société 3E a permis de déterminer des taux de rentabilité « post-tax ». Cependant, ces derniers ne tiennent pas compte des intérêts notionnels mais bien de la déduction fiscale pour investissements économiseurs d'énergie. Etant donné que la volonté du Gouvernement est d'appliquer des taux « post-tax » déduction faite des intérêts notionnels, la CWaPE a intégré, en concertation avec l'Administration, dans ses calculs de rentabilité, la déduction d'intérêt notionnel :

$$\text{[10] WACC} = \text{gearing} \times \{I_d \times (1 - \text{Tax})\} + (1 - \text{gearing}) \times \{R_f \times (1 - I_n) + \beta \times \text{MRP}\}$$

avec I_d = Taux d'intérêt de la dette ; Tax = Taux d'imposition (33,99%)

R_f = Taux sans risque ; I_n = Intérêt notionnel (3%)

β = Beta du groupe étudié ; MRP = Prime de risque

Le tableau ci-après reprend les valeurs des taux de rentabilité de référence post-tax proposés par 3E, adaptés par la CWaPE et, in fine, ceux retenus par le Gouvernement wallon.

Analyse des valeurs retenues par le Gouvernement

Le Gouvernement souhaite fixer des taux de rentabilité « post-tax », en tenant compte uniquement de l'ISOC et des intérêts notionnels. Ces taux retenus sont les suivants :

- 1) 7% pour les filières solaire PV, l'éolien et l'hydro-électricité ;
- 2) 9% pour les filières faisant intervenir des combustibles.

La CWaPE s'étonne de la volonté exprimée par le Gouvernement de vouloir aligner le taux de rentabilité du grand PV à celui de l'éolien et de l'hydro-électricité. En effet, la CWaPE constate que ce taux identique de 7% applicable à ces trois filières distinctes ne tient pas compte du résultat de ses propositions précédentes ni de l'étude relative à l'adaptation des taux d'octroi de certificats verts réalisée par la société 3E.

En effet, la prime de risque technologique applicable aux filières éoliennes et hydrauliques n'est pas du même ordre que celle applicable au solaire PV. De plus, le coût moyen pondéré du capital (WACC), selon les résultats de l'étude 3E, n'est pas le même suivant les filières considérées. La CWaPE estime donc que la proposition du Gouvernement surévalue la prime de risque applicable à la filière du solaire PV. La différence entre le taux de rentabilité « pré-tax » actuellement en vigueur et le taux de rentabilité « post-tax » proposé par le Gouvernement est de l'ordre de 1 à 2 points de pourcentage.

La CWaPE constate en outre que le taux proposé pour les filières utilisant des combustibles s'écarte de manière significative des résultats de l'étude 3E. Or ces filières, dont la rentabilité est notamment fonction du prix des combustibles (OPEX-driven), nécessitent une prime de risque complémentaire. La CWaPE estime dès lors que la proposition du Gouvernement sous-évalue de manière non-justifiée les primes de risques applicables aux filières faisant intervenir des combustibles.

Valeurs utilisées par la CWaPE pour le calcul des taux d'octroi

Dans la suite de la proposition, les calculs de rentabilité (et par conséquent les taux d'octroi de certificats verts) seront effectués sur base des taux de rentabilité de référence retenus par le Gouvernement wallon.

Filières de production d'électricité verte		Taux de rentabilité de référence			
		AM 21/03/2008	Étude 3E	CWaPE	Gouvernement wallon
		Pré-taxe	Post-taxe	Post-taxe	Post-taxe
1	Photovoltaïque	7%	7%	5...6%	7%
2	Hydraulique au fil de l'eau	8%	8%	6...7%	7%
3	Hydraulique à accumulation	8%	8%	6...7%	7%
4	Éolien	8%	8%	6...7%	7%
5	Biogaz CET	9% (8%)	n.a.	6...7%	n.a.
6	Biogaz centre de tri déchets ménagers et assimilés (TRI)	9% (8%)	n.a.	6...7%	n.a.
7	Biogaz station d'épuration (STEP)	9% (8%)	n.a.	6...7%	n.a.
8	Biogaz produits/résidus/déchets agriculture (AGRI)	12% (11%)	12%	10...11%	9%
9	Biogaz produits/résidus/déchets industrie agro-alimentaire (MIXTE)	12% (11%)	12%	10...11%	9%
10	Biocombustibles liquides 1 (produits/résidus usagés ou déchets)	9% (8%)	12%	10...11%	9%
11	Biocombustibles liquides 2 (produits/résidus non raffinés)	12% (11%)	12%	10...11%	9%
12	Biocombustibles liquides 3 (produits/résidus raffinés)	12% (11%)	12%	10...11%	9%
13	Biocombustibles solides 1 (déchets)	9% (8%)	12%	10...11%	9%
14	Biocombustibles solides 2 (résidus industries)	12% (11%)	12%	10...11%	9%
15	Biocombustibles solides 3 (granulés et cultures énergétiques)	12% (11%)	12%	10...11%	9%
16	Cogénération fossile (gaz naturel, gazoil, gaz et chaleur de récupération)	11%	12%	10...11%	9%

Tableau 2 : Taux de rentabilité de référence post-taxe
(les valeurs entre parenthèses correspondent au mode sans cogénération)

6. Hypothèses générales

Nous reprenons ci-dessous les principales hypothèses communes à l'ensemble des filières en précisant, le cas échéant, lorsque celles-ci divergent de l'étude 3E ou de la méthodologie précédente de la CWaPE. L'outil de calcul utilisé est basé sur celui développé par 3E auquel un certain nombre de corrections et améliorations ont été apportées en vue de remédier à certaines limitations.

6.1. Date de référence (T=0)

Les taux d'octroi proposés visent les demandes introduites en 2014 (T=0). Les installations sont supposées démarrer leur production d'électricité en 2015 (T=1). Les prix de marché pour la première année de production correspondent par conséquent aux valeurs estimées pour l'année 2015. Pour les années ultérieures, un paramètre d'indexation est considéré sauf lorsque l'on dispose de prix « future » représentatifs pour ces années (prix de marché de l'électricité).

6.2. Durée de vie économique

Le calcul de la VAN est effectué sur la durée de vie économique retenue pour la filière. La valeur résiduelle de l'installation au terme de la durée de vie économique est par définition supposée nulle.

Lorsque la durée d'octroi des certificats verts est inférieure à la durée de vie économique, les règles suivantes sont appliquées :

- 1) Pour les filières n'utilisant pas de combustibles (solaire PV, éolien, hydraulique), encore appelées « *CAPEX-driven technologies* », l'exploitation de l'installation au-delà de la durée d'octroi des certificats verts reste profitable et par conséquent, le calcul de la VAN peut s'effectuer sur l'ensemble de la durée de vie économique même si celle-ci excède la durée d'octroi des certificats verts ;
- 2) Pour les filières utilisant des combustibles (biomasse et cogénération), encore appelées « *OPEX-driven technologies* », le coût de l'investissement ne représente généralement qu'une part mineure du coût de production, l'essentiel du coût de production étant lié aux frais d'exploitation et de maintenance (achat combustible, frais de personnel, entretien, etc.). L'exploitation de l'installation au-delà de la durée d'octroi des certificats verts n'est généralement pas profitable. En d'autres termes, sans certificats verts et à défaut d'internalisation des coûts réels des combustibles solides et fissiles, l'installation n'est plus exploitée. Par conséquent, pour ces filières, le cas échéant, les VAN sont calculées uniquement sur la durée d'octroi des certificats verts (15 ans). Dans ce cas, lorsque la durée de vie économique est supérieure à la durée d'octroi des certificats verts, une valeur de revente est toutefois prise en compte pour l'installation. Cette valeur de revente correspond à la valeur des amortissements prévus sur les années au-delà de la période d'octroi de certificats verts.

6.3. Fiscalité

Le taux d'imposition considéré pour les sociétés est fixé à 33,99%. Pour le calcul du coefficient k_{ECO} , contrairement à la méthodologie développée par 3E, les revenus liés à la vente des certificats verts sont repris dans la base imposable (EBIT) afin d'assurer un réel calcul de rentabilité « post-tax ». La valeur du certificat vert est fixée à 65 EUR/CV.

La durée d'amortissement des investissements est identique à la durée de vie économique. L'amortissement pris en compte dans l'analyse est supposé linéaire.

Les taux internes de rentabilité visés pour chaque filière sont des taux de référence « post-tax » qui tiennent compte des déductions relatives aux intérêts des emprunts, pour la partie dette, ainsi que celles relatives aux intérêts notionnels, pour la partie fonds propres (cf. supra).

Les déductions fiscales majorées prévues au niveau fédéral pour investissement économiseur d'énergie ne sont pas prises en compte dans la mesure où celles-ci ne sont pas cumulables avec les intérêts notionnels.

6.4. Coûts de développement et intérêts intercalaires

Selon les filières technologiques, plusieurs mois voire années peuvent s'écouler entre la décision d'investir et la mise en service d'une installation. Ces délais liés à la réalisation du projet génèrent des frais de préfinancement. La CWaPE considère dans son approche que la date de référence pour l'actualisation des cash-flows doit correspondre à la date de mise en service de l'installation. Les délais liés à la réalisation du projet sont donc intégrés dans le coût d'investissement retenu (intégration des intérêts intercalaires).

6.5. Valeur de l'électricité verte produite

La valeur moyenne de l'électricité produite est fonction de trois paramètres :

1. Le prix de vente de l'électricité verte injectée sur le réseau ;
2. Le coût évité de l'électricité autoconsommée ;
3. Le niveau d'autoconsommation atteint.

○ Prix de vente de l'électricité verte injectée sur le réseau

Comme prévu dans le projet d'AGW, pour le prix de vente de l'électricité injectée sur le réseau, on considère les prix « future » sur le marché ICE-ENDEX⁸ pour les trois prochaines années (cal-15 ; cal-16 et cal-17). Ces valeurs ont été mises à jour par rapport à celles retenues par 3E. On considère ensuite une augmentation de 2% par an du prix de l'électricité injectée ou autoconsommée. Les valeurs obtenues sont reprises dans le tableau ci-après.

⁸ Voir : <http://data.theice.com/>

Année	ICE Endex Belgian Power Base Load Futures (EUR/MWh)	
2015	Cal-15 Base	42,55
2016	Cal-16 Base	42,00
2017	Cal-17 Base	42,25
2018	Cal-17 Base x 1,02	43,10
....		

Tableau 2 : Prix de référence pour l'électricité (valeurs au 04/02/2014)

Conformément à l'étude 3E, afin de tenir compte du caractère intermittent de la production d'électricité verte, une décote de 15% est considérée par rapport au prix de marché « *baseload* ».

Les tarifs d'injection sont également pris en compte et restent inchangés par rapport à ceux considérés dans l'étude 3E. Une indexation de 2% de ces tarifs est également supposée dès l'année 2015.

○ **Coût évité de l'électricité autoconsommée**

Le coût évité de l'électricité autoconsommée est fortement variable d'un projet à l'autre et cela pour une même puissance installée. Celui-ci dépend en effet plus du profil de l'entreprise et du site où sera implantée l'installation que de la taille de celle-ci. Toutefois, on constate malgré tout une tendance à la baisse du coût moyen évité de l'électricité en fonction de la taille de l'installation.

Ainsi, sur base des données publiées par EUROSTAT pour les prix aux consommateurs et des valeurs renseignées dans les dossiers GRCV, une loi d'échelle a été établie par la CWaPE avec toutefois application d'un prix plancher fixé à 100 EUR/MWh (HTVA). Le coût évité de l'électricité autoconsommée est ainsi donné par la formule suivante :

$$[11] \quad CE = \max (A \times P^{n-1} ; 100) \quad [EUR/MWh] \quad (HTVA)$$

avec

- CE = coût évité électricité autoconsommée
- A = 253
- P = Puissance (en kWc)
- n = 0,87

La valeur considérée est supposée représentative des prix en vigueur en 2014. On considère par la suite une augmentation du prix de l'électricité autoconsommée de 2% par an et ce dès 2015.

○ **Niveau d'autoconsommation atteint**

Le niveau d'autoconsommation est un paramètre propre à chaque filière.

6.6. Valeur de la chaleur cogénérée

Dans le cadre de la présente proposition, la valeur de la chaleur cogénérée sera déterminée sur base du coût évité de la chaleur produite par une installation de référence fonctionnant au gaz naturel. Cette méthodologie est conforme à celle retenue par 3E dans son étude. Les valeurs de référence pour 2014 correspondent aux valeurs retenues par 3E pour 2013 indexées (+2%). Ces valeurs sont reprises dans le tableau ci-dessous.

Chaleur cogénérée	Coût G.N. (EUR/MWhp PCS)	Rendement % PCI	Coût évité EUR/MWhq
P ≤ 1 MWe	39,01	90%	48
P > 1 MWe	29,26	90%	36

Tableau 3 : Coût évité de la chaleur cogénérée

Conformément à la méthodologie suivie par la CWaPE dans le calcul de rentabilité pour les garanties de rachat des certificats verts (GRCV), la valeur de la chaleur cogénérée est calculée en considérant le coût évité de la chaleur si celle-ci était générée par une chaudière de référence utilisant le même combustible que celui utilisé pour la cogénération. Cette hypothèse diverge de celle retenue dans l'étude 3E où le combustible considéré est le gaz naturel dans tous les cas de figure.

Le coût évité de la chaleur produite par une chaudière de référence est estimé en divisant le coût du combustible (EUR/MWhp) par le rendement de la chaudière de référence, soit 90% pour un combustible fossile ou un combustible biomasse liquide ou gazeux et 85% pour un combustible biomasse solide.

6.7. Paramètres d'indexation

Les valeurs retenues pour les paramètres d'indexation (augmentation annuelle des prix nominaux de marché) sont résumées ci-dessous :

- indexation prix de l'électricité + 2%/an ;
- indexation prix des combustibles fossiles + 2%/an ;
- indexation prix des combustibles renouvelables + 3%/an ;
- inflation des coûts de maintenance et autres frais + 2%/an.

La CWaPE attire l'attention sur l'extrême sensibilité des résultats par rapport aux valeurs retenues et en particulier par rapport à l'évolution présumée de l'écart entre la valeur de l'électricité produite et la valeur du combustible utilisé pour produire cette électricité. Ainsi, pour les filières biomasse, la prise en compte d'une augmentation plus importante du coût de combustible (+3%/an) par rapport à la valeur de l'électricité produite (+2%/an) signifie que la CWaPE anticipe une détérioration des conditions de rentabilité pour ces filières biomasse comme nous l'observons déjà actuellement pour la filière biométhanisation et d'autres filières utilisant des ressources biomasse (e.g. graisses animales). D'autres scénarii mériteraient d'être analysés dans le cadre d'une analyse complémentaire.

6.8. Aides à l'investissement

Comme le prévoit le projet d'arrêté, les aides complémentaires doivent désormais être prises en compte. En Wallonie, il s'agit principalement de l'aide régionale pour les investissements en utilisation durable de l'énergie⁹.

Cette disposition présente des difficultés dans la mesure où ces aides ne peuvent être octroyées qu'à un nombre limité de projets en fonction des budgets disponibles et ne sont pas accessibles à tous les producteurs d'électricité verte. Ainsi, sont notamment exclues du bénéfice de ces incitants, les personnes morales de droit public, les asbl, les moyennes et grandes entreprises qui relèvent du secteur de la production et la distribution d'énergie, etc. En outre, pour les entreprises éligibles, le montant de l'aide varie non seulement en fonction de la filière technologique mais également en fonction de la taille de l'entreprise et de leur localisation. Tous les projets d'une même filière technologique ne bénéficieront dès lors pas nécessairement du même niveau d'aide à l'investissement.

Dans le cadre du présent exercice, en vue de limiter le nombre de cas à considérer, pour la détermination du montant type de l'aide à l'investissement pour une filière donnée, tous les producteurs sont supposés pouvoir bénéficier de cette aide (ou d'une aide équivalente) et relever de la catégorie « petite et moyenne entreprise ». Le montant de la prime ne peut en outre dépasser 1,5 MEUR sur quatre ans.

Le tableau ci-après reprend les taux d'intervention retenus dans le présent exercice pour les filières de production d'électricité verte.

Filières	Taux net
Solaire PV	0 %
Éolien ≤ 1 MW	20 %
Éolien > 1 MW	0 %
Hydroélectricité ≤ 100 kW	20 % (max 9 000 EUR/kW)
Hydroélectricité > 100 kW	20 % (max 5 000 EUR/kW)
Biomasse solide ≤ 500 kW	30 %
Biomasse solide ≤ 2 000 kW	20 %
Biomasse solide ≤ 5 000 kW	10 %
Biomasse solide > 5 000 kW	0 %
Biomasse liquide	0 %
Biométhanisation agricole ou mixte ≤ 600 kW	27,50 %
Biométhanisation agricole ou mixte > 600 kW	22,50 %
Biogaz autres	0 %
Cogénération fossile ≤ 100 kW	25 %
Cogénération fossile ≤ 1 000 kW	20 %
Cogénération fossile > 1 000 kW	0 %

Tableau 4 : Taux d'aides à l'investissement retenus (montant plafonné à 1,5 MEUR)

⁹ Voir notamment : Arrêté du Gouvernement wallon du 18 juillet 2013 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 2 décembre 2004 portant exécution du décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie.

7. Solaire PV

7.1. Paramètres technico-économiques

Les paramètres technico-économiques retenus dans la présente proposition se basent sur le résultat des comparaisons des paramètres retenus par l'Agence flamande de l'énergie (VEA¹⁰), 3E¹¹ et les avis et propositions précédentes de la CWaPE. La durée de vie économique considérée est de 20 ans.

Des mises à jour ont dès lors été apportées sur les paramètres suivants :

- coût d'exploitation et de maintenance (O&M) ;
- durée d'utilisation ;
- inflation du coût ;
- coût du remplacement de l'onduleur.

La comparaison des paramètres retenus par la VEA et 3E ainsi que ceux retenus dans la présente proposition sont résumés dans le tableau ci-dessous :

	VEA		3E	CWaPE	CWaPE
Date publication	12/2013		10/2013	09/2013	02/2014
Puissance de référence (kWc)	125	400	250	250	250
Investissement (€/kWc)	1450	1280	1600	1510	1510
O&M (%)	1,7%	1,3%	1,0% – 1,5%	2,0%	1,5%
Durée d'utilisation (kWh/kWc)	899	899	952	900	950
Inflation Prix électricité (%)	3,5%	3,5%	3,5%	2%	2%
Inflation Coût (%)	2%	2%	2,25%	-	2%
Remplacement onduleur (année)	12	12	-	10	10
Coût remplacement onduleur (€/kWc)	149	149	-	300	150

Tableau 5 : Comparaison des paramètres de calcul

Des corrections et adaptations ont été apportées à l'outil de calcul développé par 3E. Ces adaptations sont décrites ci-dessous :

- *Investissement de référence* : les données retenues sont identiques à celles publiées en avril 2013 dans le cadre de la proposition CD-13d12-CWaPE-482. Il s'agit d'un coût représentatif d'un projet « clef sur porte » utilisant des panneaux assemblés en Europe :

Investissement initial : $I = A \times P^n$ en EUR (HTVA)

avec

$A = 2\ 100$

$P =$ Puissance (en kWc)

$n = 0,94$

- *Coût du remplacement de l'onduleur* : exprimé en EUR/kWc, a également été réévalué. Celui-ci prend la valeur de 150 EUR/kWc et correspond à celle utilisée par la VEA. À noter que le remplacement de l'onduleur n'a pas été pris en compte dans l'étude 3E;

¹⁰ Vlaams Energieagentschap (VEA), Rapport 2013/3, Deel 1: Rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014, 18/12/2013, 36p.

¹¹ 3E, *Étude relative à l'adaptation des taux d'octroi de certificats verts*, étude réalisée pour le compte du SPW-DGO4, PR106284, 08/10/2013, 173p.

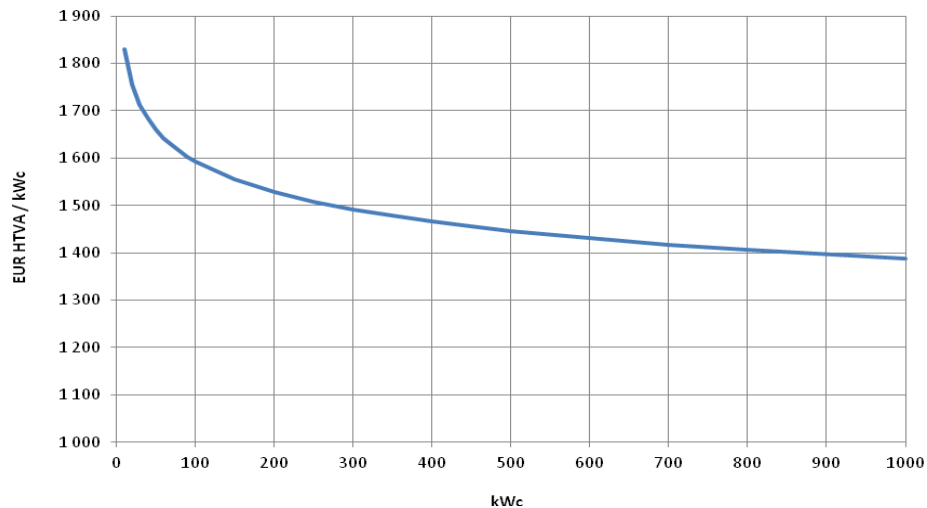


Figure 2 : Solaire PV - coût d'investissement de référence (effet d'échelle)

- *Frais d'exploitation et de maintenance* : ceux-ci, exprimés en pourcentage du CAPEX¹², ont été revus à la baisse. Le pourcentage considéré dans l'analyse est de 1,5% et correspond à l'hypothèse haute de l'étude 3E et à la moyenne de celles retenues par la VEA ;
- *Durée d'utilisation* : celle-ci a été réévaluée à la hausse et est fixée à 950 heures par an. Cette valeur correspond à celle retenue par 3E et correspond aux valeurs moyennes observées en région wallonne pour une installation photovoltaïque sur structure, avec un positionnement optimal et composée de modules à base de silicium cristallin, soit la technologie actuellement la plus répandue en Europe¹³. Le graphique ci-dessous illustre, sur base des données de la plateforme PVGIS¹⁴, les durées d'utilisation moyennes observées en région wallonne par type d'installation ;

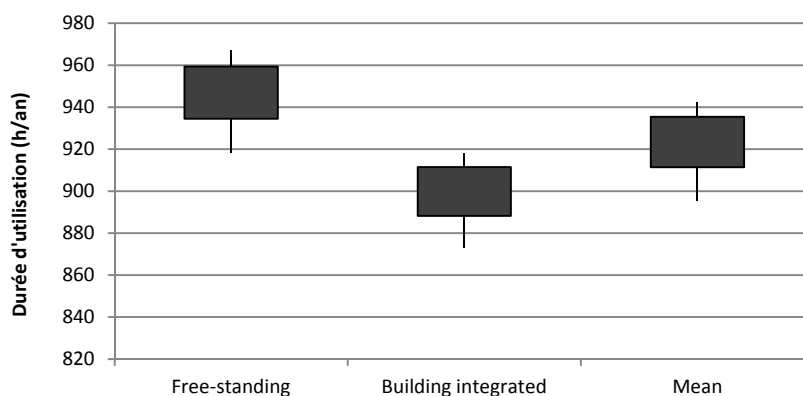


Figure 3 : Durée d'utilisation par type d'installation

- *Dégradation de la performance* : les calculs de rentabilité de 3E appliquaient une dégradation de la performance dès la première année. Celle-ci a été corrigée et n'est d'application qu'à partir de la deuxième année d'exploitation.

¹² CAPEX – Capital Expenditure

¹³ European Photovoltaic Industry Association (EPAI), Global Market Outlook For Photovoltaics 2013 - 2017, 60p.

¹⁴ Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

7.2. Taux d'octroi k_{ECO}

Pour la filière solaire PV, le coefficient k_{CO2} est égal à 1. Le coefficient k_{ECO} donne par conséquent directement le taux d'octroi qui sera appliqué pour ces installations.

$$[12] \quad t_{CV_solairePV} = k_{CO2} \times k_{ECO} = k_{ECO} \quad [CV/MWh]$$

En date du 12 décembre 2013, le Gouvernement a également adopté en première lecture un avant-projet d'arrêté visant à modifier le régime de soutien aux installations solaires PV d'une puissance supérieure à 10 kW (voir avis CD-14a10-CWaPE-848 du 10 janvier 2014). Ce projet d'arrêté prévoit l'application d'un coefficient multiplicateur uniquement pour la première tranche de 250 kWc. Au-delà, le taux d'octroi est de 1 CV/MWh. Dans la suite de l'analyse, nous considérons par conséquent l'application d'un coefficient k_{ECO} uniquement pour la première tranche de 250 kWc.

Le coefficient k_{ECO} est calculé pour atteindre un TRI « post-taxe » de 7% comme proposé par le Gouvernement. Une valeur de k_{ECO} est également calculée pour un TRI « post-taxe » de 6% comme recommandé par la CWaPE, ainsi que les valeurs pré-taxe qui en découlent. Ces courbes sont présentées en annexe.

Pour un taux de rentabilité de référence « post-taxe » fixé à 7%, un taux d'octroi de 2 CV/MWh n'est désormais plus suffisant. En effet, pour atteindre cette rentabilité, le taux d'octroi doit être revu à la hausse. Lorsque ce dernier passe à 2,5 CV/MWh pour la tranche de puissance de 0 à 250 kWc, alors le taux de rentabilité exigé est atteint.

Tel qu'illustré sur le graphique ci-dessous, pour un niveau d'autoconsommation supérieur à 75%, le TRI est supérieur à 7%.

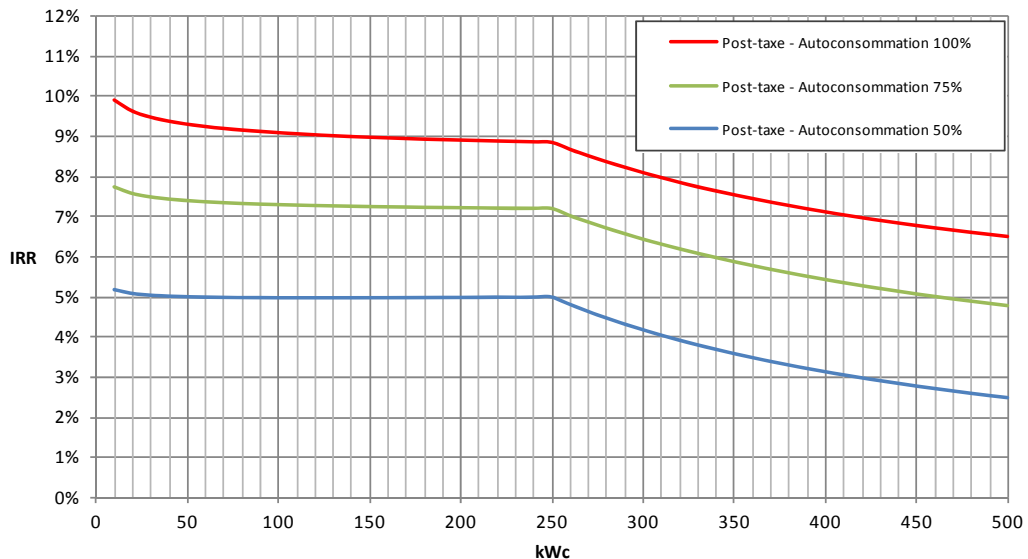


Figure 4 : Évolution du taux interne de rentabilité (2,5 CV/MWh jusque 250 kWc)

Le taux d'octroi relatif à ce taux de rentabilité de référence de 7% diffère donc de l'avis CD-13i05-CWaPE-677 du 16 septembre 2013 et correspond à présent à :

- Tranche de puissance de 0 à 250 kWc : 2,5 CV/MWh ;
- Tranche de puissance au-delà de 250 kWc : 1,0 CV/MWh.

8. Éolien

8.1. Paramètres technico-économiques

Les paramètres technico-économiques retenus dans la présente proposition se basent sur le résultat des comparaisons des paramètres retenus par l'Agence flamande de l'énergie (VEA¹⁵), 3E¹⁶ et les avis et propositions précédentes de la CWaPE.

La durée de vie économique considérée par 3E, à savoir 15 ans, a été modifiée et portée à 20 ans conformément aux avis et propositions précédents de la CWaPE.

La comparaison des autres paramètres retenus par la VEA et 3E ainsi que ceux retenus dans la présente proposition sont résumés dans le tableau ci-dessous :

	VEA	3E	CWaPE	CWaPE
Date publication	06/2013	10/2013	09/2013	02/2014
Puissance de référence (kW)	2 300	2 300	2 300	2 300
Investissement (€/kW)	1 520	1 500	1 500	1 500
O&M (%)	3%	3%	3%	3%
Durée d'utilisation (h/an)	2 050	2 082	2 190	2 190
Facteur de charge (%)	23,4%	23,8%	25%	25%
Inflation Prix électricité (%)	2%	3,5%	2%	2%
Inflation Coût (%)	2%	2,25%	-	2%

Tableau 6 : Éolien – comparaison des paramètres

On constate que les valeurs moyennes retenues par la VEA ou 3E sont proches de celles utilisées par la CWaPE dans son avis CD-13i05-CWaPE-677 du 16 septembre 2013. Dès lors les valeurs de référence retenues dans la présente proposition seront celles de l'avis du 16 septembre 2013 avec néanmoins pour seule modification, la prise en compte d'une inflation relative aux coûts évaluée à 2% par la VEA.

8.2. Taux d'octroi k_{ECO}

Pour la filière éolienne, le coefficient k_{CO_2} est égal à 1. Le coefficient k_{ECO} donne par conséquent directement le taux d'octroi qui sera appliqué pour ces installations.

$$[13] \quad t_{CV_éolien} = k_{CO_2} \times k_{ECO} = k_{ECO} \quad [CV/MWh]$$

La figure ci-après illustre le taux d'octroi à appliquer pour atteindre le taux de rentabilité post-taxe de référence de 7% en fonction du coût de l'investissement (de 1.400 EUR/kW à 1.600 EUR/kW) pour différentes valeurs du facteur de charge (de 2.100 heures/an à 2.300 heures/an).

¹⁵ Vlaams Energieagentschap (VEA), Rapport 2013/3, Deel 1 : Rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014, 18/12/2013, 36p.

¹⁶ 3E, *Étude relative à l'adaptation des taux d'octroi de certificats verts*, étude réalisée pour le compte du SPW-DGO4, PR106284, 08/10/2013, 173p.

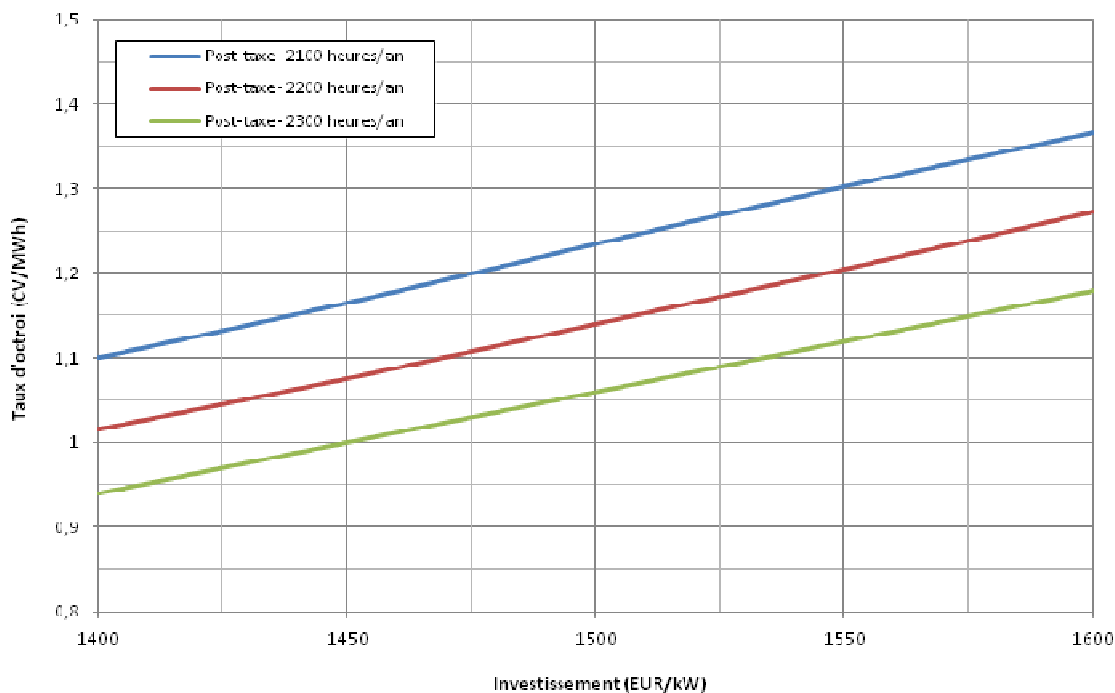


Figure 5 : Taux d'octroi à appliquer pour atteindre l'IRR RÉF de 7%

On constate que le taux d'octroi de certificats verts devrait être compris entre 1,1 et 1,2 CV/MWh pour garantir un taux de rentabilité « post-taxe » de 7% avec des installations de référence (1 500 EUR/kW et 2 190 heures par an). Le taux d'actuel de 1 CV/MWh permet de garantir un taux de rentabilité « post-taxe » de 7% dans le cas où l'installation bénéficie des meilleures caractéristiques (1 450 EUR/kW et 2 300 heures/an). Sur base de ces considérations, la CWaPE recommande dès lors le maintien du taux d'octroi pour la filière éolienne à 1 CV/MWh.

Par ailleurs, la CWaPE attire l'attention sur le fait que, dans le cadre du nouveau décret éolien en cours d'adoption instaurant un mécanisme d'appel d'offres pour l'attribution des différentes concessions permettant l'exploitation de nouveaux parcs éoliens, il n'est pas prévu de reprendre comme critère de sélection le niveau de soutien demandé par le soumissionnaire pour rentabiliser les parcs éoliens qu'il compte développer via la concession qui lui serait accordée. La CWaPE s'étonne de cette situation particulièrement inédite, les procédures d'appel d'offres prévoyant généralement dans les autres États membres que le niveau de soutien demandé (sous forme de feed-in tariff ou premium price) soit le principal critère de sélection. En intégrant ce critère de sélection, le taux d'octroi de certificats verts qui devrait être appliqué pour les parcs développés au niveau de la concession pourrait être déterminé via le mécanisme d'appel d'offres tout en veillant à ne pas dépasser le taux de rentabilité de référence fixé par le Gouvernement. La disposition du projet d'arrêté prévoyant le plafonnement du taux d'octroi pour les éoliennes ayant fait l'objet d'une procédure d'appel d'offres pour être utilisée à cette fin.

9. Biogaz

Au sein de la filière biogaz, la CWaPE s'est attachée à traiter le cas des installations traitant des intrants agricoles et des déchets agro-industriels. Les sites de production de biogaz de décharge situés en CET, de centre de tri ou de traitement de déchets ménagers (TRI) et de traitement des eaux usées (STEP) ne sont donc pas repris. Ces sites de production présentent en effet la particularité de disposer d'une biomasse gazeuse captive à coût très faible voire négatif, contrairement aux installations de biométhanisation. Les taux d'octroi actuels pour ces installations ne nécessitent dès lors pas d'adaptation à court terme.

9.1. Paramètres technico-économiques

○ **Classes de puissance**

Pour le biogaz agricole, la CWaPE a retenu les classes de puissance utilisées dans ses avis antérieurs ; elles correspondent aussi aux classes utilisées pour les aides à l'investissement. Hormis la classe la plus importante correspondant à des installations industrielles, ces sites de production d'électricité sont situés en milieu rural et ne disposent pas de consommateur de chaleur préexistant. Quoiqu'ils puissent l'acquérir à grands frais (séchoir, réseau de chauffe, etc.) en vue d'améliorer leur rendement énergétique, l'alimentation de cet utilisateur onéreux de chaleur est fragile et sa rentabilité économique aléatoire. Aussi, la CWaPE considère qu'il est pertinent de considérer que ces sites n'utilisent pas leur chaleur dans cet exercice de calibration du soutien¹⁷.

Pour ce même exercice, elle pose pour hypothèse que le combustible utilisé est principalement issu d'exploitations agricoles, hormis pour les installations industrielles. Afin d'illustrer son propos, la CWaPE imagine l'exploitant type de ces classes comme allant du fermier solitaire au groupement d'agriculteurs, de la coopérative jusqu'à l'industriel. Le tableau ci-dessous reprend ces hypothèses :

Classe de puissance [kW]	≤ 10	≤ 200	≤ 600	≤ 1 500	>1 500
Puissance de référence [kW]	8	100	400	1 000	2 200
Valorisation chaleur	non	non	non	non	oui
Intrants principaux	agricole	agricole	agricole	agricole	industriel
Intrants importés (% énergie)	0	<25%	<50%	<50%	> 60%
Exploitant type	1 ferme	1-3 fermes	coopérative	coopérative	industriel

Tableau 7: Type d'installations de biométhanisation

○ **Coûts d'investissement**

Les coûts d'investissement retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kWe]	≤ 10	≤ 200	≤ 600	≤ 1 500	>1 500
Coût d'investissement HTVA [€/kWe]	19 000	8 500	7 500	5 600	4 900

Tableau 8: Investissement spécifique de référence

¹⁷ Évidemment, le site de production qui aurait malgré tout fait cet investissement améliorerait son rendement énergétique et ainsi le soutien obtenu, mais l'expérience des 15 dernières années montre que la rentabilité, voire la viabilité, de telles extensions en milieu rural restent précaires.

○ **Durée de vie économique et durée d'utilisation**

La durée de vie économique a été choisie comme identique à celle du soutien (15 ans) car, quoique la durée de vie technique de l'installation de production de biogaz soit plus longue, lorsque le soutien s'arrête, les coûts d'achat de combustible sont plus élevés que les revenus prodigués par la vente d'énergie. Dans ce cas, les installations sont mises à l'arrêt par l'exploitant. La durée de vie des moteurs à gaz tournant au biogaz est nettement plus faible que ceux de moteurs utilisant du gaz naturel, ce qui implique un remplacement anticipé du moteur. Les durées de fonctionnement annuel retenues correspondent aux valeurs observées pour les installations existantes. Les valeurs retenues sont les suivantes :

Classe de puissance [kWe]	≤ 10	≤ 200	≤ 600	≤ 1 500	> 1 500
Durée de vie économique [années]	15	15	15	15	15
Durée de vie du moteur biogaz [h]	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Durée d'utilisation [h/an]	6 500	7 200	7 200	7 500	7 500

Tableau 9: Durée de vie économique et durée d'utilisation

○ **Rendements électricité et chaleur**

Les rendements considérés sont basés sur les rendements effectifs observés sur les installations existantes. Le rendement thermique a été modulé par un taux de valorisation de chaleur afin de se conformer aux hypothèses retenues pour chaque classe de puissance (cf. supra). Les rendements électrique et thermique retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kWe]	≤ 10	≤ 200	≤ 600	≤ 1 500	> 1 500
Rendement électrique net	15%	25%	30%	35%	35%
Rendement thermique théorique	20%	20%	30%	30%	55%
Taux de valorisation de la chaleur	0%	0%	0%	0%	90%
Rendement chaleur effectif	0%	0%	0%	0%	50%

Tableau 10: Rendements électricité et chaleur de référence

○ **Coûts des intrants biomasse**

Le prix retenu est basé sur le prix de l'ensilage de maïs utilisé comme prix de référence, qu'il soit ou non effectivement utilisé. L'augmentation annuelle retenue est relativement forte afin de refléter l'important accroissement tant observé que pressenti pour les effluents organiques, l'autre composante du coût des intrants. Les coûts des intrants retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kW]	≤ 10	≤ 200	≤ 600	≤ 1 500	> 1 500
Coût de l'intrant [€/MWh primaire de biogaz]	0	25	25	25	25
Indexation annuelle	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Tableau 11: Coûts de référence pour les intrants biomasse

- **Coûts d'exploitation et de maintenance**

Le coût d'exploitation et de maintenance d'une biométhanisation reste très élevé. Le coût de remplacement du moteur à gaz représente 25% de l'investissement initial (achat du moteur, engins de levage, société spécialisées, etc.). Les coûts d'exploitation et de maintenance retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kW]	≤ 10	≤ 200	≤ 600	≤ 1 500	>1 500
O&M	NA	14%	12%	9%	8%
Coût de remplacement moteur	NA	25%	25%	25%	25%

Tableau 12: Frais O&M en [% investissement initial]

- **Part d'autoconsommation de la production électrique**

L'autoconsommation est exprimée en pourcentage de la production électrique. Les valeurs retenues sont représentatives de l'autoconsommation du parc.

Classe de puissance [kW]	≤10	≤200	≤600	≤1 500	> 1 500
Autoconsommation	100%	12%	6%	6%	6%

Tableau 13: Part d'autoconsommation de la production électrique

- **Facteur d'émissions de CO₂ (F_{CO2})**

Le taux d'économie de CO₂ qui sera calculé dépend du facteur d'émission de CO₂ (F_{CO2}) exprimé en kgCO₂/MWh primaire. La CWaPE a choisi un coefficient moyen représentatif des différents mélanges d'intrants utilisés dans le parc de production. Pour les installations de moins de 10 kW, tous les intrants sont considérés comme provenant de l'exploitation agricole sans manutention et ont par conséquent un coefficient d'émission de CO₂ nul.

Classe de puissance [kW]	≤10	≤200	≤600	≤1 500	>1 500
F_{CO2_REF} [kgCO₂/MWh primaire]	0	18	18	18	18

Tableau 14: Facteur d'émissions de CO₂ de référence (F_{CO2_REF})

- **Taux d'économie de CO₂ de référence (k_{CO2_REF})**

Sur base des paramètres technico-économiques retenus, on obtient un taux d'économie de CO₂ de référence pour chaque classe de puissance :

Classe de puissance [kW]	≤10	≤200	≤600	≤1 500	>1 500
k_{CO2_REF} [CV/MWh]	1,00	0,84	0,87	0,89	1,75

Tableau 15: Taux d'économie de CO₂ de référence (k_{CO2_REF})

9.2. Coefficient k_{ECO}

Les paramètres retenus permettent de calculer un coefficient économique annulant la VAN pour un taux de référence de 9% post-taxe. Les résultats bruts de ce calcul donnent le tableau suivant :

Classe de puissance	Installation de référence	Coût du système installé (HTVA)	$k_{CO_2_REF}$	k_{ECO}	$k_{CO_2} \times k_{ECO}$	TRI
10 - 200 kW	100 kW	8 500 EUR/kW	0,84	7,97	6,71	9,0%
200 - 600 kW	400 kW	7 500 EUR/kW	0,87	6,34	5,50	9,0%
600 – 1 500 kW	1 000 kW	5 600 EUR/kW	0,89	4,26	3,78	9,0%
> 1 500 kW	2 500 kW	4 900 EUR/kW	1,75	1,43	2,51	9,0%

Tableau 16: Coefficients k_{ECO} calculés

On constate que le niveau de soutien nécessaire calculé est largement supérieur aux valeurs obtenues par la CWaPE en 2011. Ceci est dû d'une part à l'accroissement sensible du coût des intrants biomasse relativement à la valeur de l'électricité produite et d'autre part à l'hypothèse plus adaptée de non valorisation de la chaleur pour les installations de biométhanisation en milieu rural.

En vue de tenir compte du choix du Gouvernement wallon de plafonner le taux d'octroi de certificats verts à 2,5 CV/MWh, les valeurs de k_{ECO} ont dû être adaptées. En effet, il convient de veiller, comme par le passé lors de la fixation du coefficient réducteur k pour les 5 dernières années, à maintenir un taux d'octroi des certificats verts variant en fonction de la performance environnementale effective de l'installation (k_{CO_2}).

Les valeurs proposées pour k_{ECO} sont reprises dans le tableau ci-dessous. Les valeurs de k_{CO_2} ont été arrondies dans un souci de lisibilité et de simplification des taux proposés.

Classe de puissance	Installation de référence	Coût du système installé (HTVA)	$k_{CO_2_REF}$	k_{ECO}	t_{CV} CV/MWh	TRI
10 - 200 kW	100 kW	8 500 EUR/kW	0,85	3	2,5	n/a
200 - 600 kW	400 kW	7 500 EUR/kW	0,85	3	2,5	n/a
600 – 1 500 kW	1 000 kW	5 600 EUR/kW	0,85	3	2,5	n/a
> 1 500 kW	2 500 kW	4 900 EUR/kW	1,75	1,5	2,5	8,9%

Tableau 17: Coefficients k_{ECO} proposés

On constate que sur base du soutien plafonné à 2,5 CV/MWh et des hypothèses retenues, la rentabilité des installations de biométhanisation agricoles ne paraît pas assurée.

Toutefois, la CWaPE rappelle qu'il ne lui revient pas de se prononcer sur le bienfondé d'un soutien supplémentaire accru pour la filière biométhanisation, à l'instar de pays voisins comme l'Allemagne, dès lors que ce supplément serait motivé par des considérations agricoles, d'aménagement du territoire, de traitement des déchets, ou autres matières sortant de son champ de compétence.

10. Biocombustible solide (filère bois-énergie)

Dans le cadre de cette proposition, nous nous limiterons au cas de la filère bois.

10.1. Paramètres technico-économiques

o **Classes de puissance**

Pour la biomasse solide, la CWaPE a retenu les 4 classes de puissance utilisées dans ses avis antérieurs; elles divergent légèrement de celles utilisées pour les aides à l'investissement où la limite supérieure de la seconde classe est 2 000 kW alors que la CWaPE a retenu 1 000 kW. Elle considère que les sites de production d'électricité pratiquent la cogénération. Pour cet exercice, elle pose que le combustible bois utilisé est à la fois :

- *non compressé*. L'option du combustible granulés de bois a été écartée car cette technologie reste balbutiante pour la cogénération et la seule chaudière industrielle la pratiquant en Wallonie peine à tourner de façon fiable. Cette technologie a indubitablement un avenir prometteur, mais, en ce début 2014, il semble prématuré de calibrer le système de soutien sur cette base; et
- *techniquement propre*, indépendamment de son éventuel statut de déchet (bois frais, bois sec, bois A, B ou C) ou de son état (sciure, plaquette, etc.). L'usage de bois considéré comme déchet amène des investissements et une exploitation plus coûteux (épuration des fumées, etc.) malgré un combustible meilleur marché.

Le tableau ci-dessous reprend ces hypothèses.

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
Puissance de référence [kW]	250	750	2 500	12 500
Valorisation chaleur	oui	oui	oui	oui
Processus innovant	NA	NA	NA	non
Combustible	bois non compressé (sciure, plaquette, ...)			

Tableau 18: Installations de référence pour la filère bois-énergie

o **Coûts d'investissement**

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
Coût d'installation HTVA [€/kWe]	7 000	6 000	4 350	3 900

Tableau 19: Investissement spécifique de référence

o **Durée de vie économique et durée d'utilisation**

La durée de vie économique a été choisie comme identique à celle du soutien (15 ans) car, quoique la durée de vie technique de l'installation soit d'une vingtaine d'années, lorsque le soutien s'éteint, les coûts d'achat de combustible sont plus élevés que les revenus prodigués par la vente d'énergie. Dans ce cas, les installations sont mises à l'arrêt par l'exploitant.

Les durées d'utilisation retenues correspondent à un dimensionnement rationnel basé sur la demande en chaleur tel que rencontré sur le parc existant. Les valeurs retenues sont les suivantes :

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
Durée de vie économique [années]	15	15	15	15
Durée d'utilisation [h]	4 800	6 500	8 000	8 000

Tableau 20: Durée de vie économique et durée d'utilisation

○ **Rendements électrique et chaleur**

Les rendements sont basés sur les rendements effectifs observés sur les installations existantes. Le rendement « chaleur CV » correspond à la quantité de chaleur cogénérée comptant pour l'octroi des certificats verts. Ce rendement est identique au rendement chaleur effectif, sauf pour la tranche au-delà de 5 MWe à partir de laquelle le nombre de certificats verts est plafonné à 1 CV/MWh et ne tient donc presque plus compte de la chaleur cogénérée. Les rendements électrique et chaleur retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
Rendement électrique net	10%	15%	15%	18%
Rendement thermique théorique	30%	40%	40%	60%
Taux de valorisation de la chaleur	60%	60%	60%	55%
Rendement chaleur effectif	18,0%	24,0%	24,0%	33,0%
Rendement « chaleur CV »	18,0%	24,0%	24,0%	13,2%

Tableau 21: Rendements de référence

○ **Coûts des intrants biomasse**

Le prix retenu correspond aux prix actuels de sous-produits du bois. L'augmentation annuelle pressentie est relativement forte afin de refléter l'important accroissement attendu des consommations en Europe qui devrait logiquement amener à des tensions sur ce marché. Les coûts de combustible retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
Coût de combustible [€/MWh primaire]	22	22	22	22
Indexation annuelle	+3%	+3%	+3%	+3%

Tableau 22: Coûts de référence pour les intrants biomasse

- **Coûts d'exploitation et de maintenance**

Les coûts d'exploitation et de maintenance d'une cogénération au bois sont encore élevés comparés à d'autres filières, mais diminuent sensiblement avec la puissance. Les coûts d'exploitation et de maintenance retenus sont les suivants :

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
O&M [% investissement initial]	12%	12%	8%	7%

Tableau 23: Coûts d'exploitation et de maintenance

- **Part d'autoconsommation de la production électrique**

L'autoconsommation est exprimée en pourcentage de la production électrique. Les valeurs retenues sont représentatives de l'autoconsommation du parc.

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
Autoconsommation	50%	50%	25%	25%

Tableau 24: Part d'autoconsommation de la production électrique

- **Facteur d'émissions de CO₂ (F_{CO2})**

Lorsque les installations s'approvisionnent en sous-produits de l'industrie du bois plutôt plus loin de chez elles (typiquement les plus puissantes), ce coefficient s'élève jusqu'à 22 kgCO₂/MWhp, tandis que pour des installations s'approvisionnant à proximité (typiquement les plus petites), le coefficient descend à 8 kgCO₂/MWhp. Néanmoins, vu l'impact modeste de ces différences de coefficient, la CWaPE a choisi de prendre un coefficient moyen pour toutes les classes de puissance.

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
F _{CO2_REF} [kgCO ₂ /MWh primaire]	15	15	15	15

Tableau 25: Facteur d'émissions de CO₂ de référence (F_{CO2_REF})

- **Taux d'économie de CO₂ de référence (k_{CO2_REF})**

Sur base des paramètres technico-économiques retenus, on obtient un taux d'économie de CO₂ de référence pour chaque classe de puissance :

Classe de puissance [kWe]	≤ 500	≤ 1 000	≤ 5 000	≤ 20 000
k _{CO2_REF} [CV/MWh]	1,77	1,76	1,76	1,27

Tableau 26: Taux d'économie de CO₂ de référence (k_{CO2_REF})

10.2. Coefficient k_{ECO}

Les paramètres ci-dessus permettent de calculer un coefficient économique annulant la VAN pour un taux de référence de 9% post-taxe. Les résultats bruts de ce calcul donnent le tableau suivant :

Classe de puissance	Installation de référence	$k_{CO_2_REF}$	k_{ECO}	$k_{CO_2} \times k_{ECO}$	TRI
< 500 kW	250 kW	1,77	3,82	6,77	9,0%
500 - 1000 kW	750 kW	1,76	2,22	3,91	9,0%
1 MW - 5 MW	2,5 MW	1,76	1,58	2,78	9,0%
> 5 MW	12,5 MW	1,27	2,11	2,68	9,0%

Tableau 27: Coefficients k_{ECO} calculés

Comme pour la filière biométhanisation, on constate que le niveau de soutien nécessaire calculé est supérieur aux valeurs obtenues par la CWaPE en 2011. Ceci est dû essentiellement à l'accroissement sensible du coût des intrants biomasse relativement à la valeur de l'électricité et de la chaleur produite.

Comme pour la filière biométhanisation, en vue de tenir compte du choix du Gouvernement wallon de plafonner le taux d'octroi de certificats verts à 2,5 CV/MWh, les valeurs de k_{ECO} ont dû être adaptées. En effet, il convient de veiller, comme par le passé lors de la fixation du coefficient réducteur k pour les 5 dernières années, à maintenir un taux d'octroi des certificats verts variant en fonction de la performance environnementale effective de l'installation (k_{CO_2}).

Les valeurs proposées pour k_{ECO} sont reprises dans le tableau ci-dessous. Les valeurs de k_{CO_2} ont été arrondies dans un souci de lisibilité et de simplification des taux proposés.

Classe de puissance	Installation de référence	$k_{CO_2_REF}$	k_{ECO}	k_{CV}	TRI
< 500 kW	250 kW	1,75	1,5	2,50	n/a
500 - 1000 kW	750 kW	1,75	1,5	2,50	n/a
1 MW - 5 MW	2,5 MW	1,75	1,5	2,50	5,2%
> 5 MW	12,5 MW	1,25	1,5	2,50	6,8%

Tableau 28: Coefficients k_{ECO} proposés

On constate que sur base du soutien plafonné et des hypothèses retenues, la rentabilité des installations de cogénération au bois de moins d'1 MW ne semble pas pouvoir être assurée.

11. Proposition de coefficient k_{ECO}

Pour la filière solaire PV, les coefficients k_{ECO} proposés permettent d'atteindre le taux interne de rentabilité « post-taxe » de référence fixé par le Gouvernement wallon (7%). Il en est de même pour le grand éolien (plus de 1 MW).

Pour les filières biomasse analysées (biocombustible solide – cogénération et biogaz AUTRES), les taux d'octroi calculés permettant d'atteindre le taux interne de rentabilité « post-taxe » de référence fixé par le Gouvernement wallon (9%) dépassent le plafond de 2,5 CV/MWh.

Les coefficients k_{ECO} proposés sont dès lors fixés de manière à permettre aux installations d'atteindre le plafond de 2,5 CV/MWh pour autant toutefois que les performances environnementales de référence (k_{CO2_REF}) soient également respectées en exploitation.

Pour les autres filières (hydro-électricité, biogaz CET/TRI/STEP, biomasse liquide et cogénération fossile), sur base de l'analyse des dossiers de garantie de rachat de certificats verts (GRCV) introduits par les producteurs, la CWaPE estime qu'il n'est pas opportun, à ce stade, de prévoir une modification des taux d'octroi actuels.

Le coefficient k_{ECO} proposé est donc fixé à 1 CV/MWh. Ce coefficient pourrait toutefois être revu à la hausse notamment pour les installations de plus petite taille (ex : éolien, hydro-électricité) en cas de développement de ces filières.

La CWaPE est favorable au calcul d'un k_{ECO} sur dossier pour des projets spécifiques (ex : graisses animales) ou des projets de plus de 20 MW (centrales électriques fonctionnant aux granulés de bois, cogénération fossile, etc.). Cette procédure pourrait également être appliquée pour les installations existantes dont la rentabilité n'est plus assurée et pour lesquelles les nouveaux taux d'octroi proposés pourraient s'appliquer sur le reste de la durée d'octroi des certificats verts.

Vu le nombre réduit d'installations potentiellement concernées et la spécificité de chaque projet, la CWaPE est favorable à une analyse sur dossier pour ces installations (cogénération fossile, production centralisée d'électricité à partir de biomasse, cogénération biomasse, etc.). La détermination du coefficient k_{ECO} devrait bien évidemment être réalisée sur la base de la même méthodologie que celle retenue pour les installations d'une puissance inférieure ou à égale à 20 MW. Le coefficient k_{ECO} de ces projets spécifiques devrait faire l'objet d'une proposition de la CWaPE, qui devrait être ensuite approuvée par le Gouvernement.

Le tableau ci-dessous reprend les valeurs des coefficients k_{ECO} proposés par la CWaPE pour les demandes introduites en 2014 relatives à des nouvelles installations. À titre indicatif, le tableau reprend également la valeur de référence considérée dans l'analyse pour le taux d'économie de CO_2 (k_{CO2ref}) ce qui permet de déduire le taux d'octroi de certificats verts que l'on peut espérer atteindre avec une installation de référence (t_{CV_REF}). Ce taux d'octroi est par ailleurs plafonné à 2,5 CV/MWh. Pour rappel, pour les filières avec combustible, le taux d'octroi effectif pourra être différent en fonction du taux d'économie de CO_2 réel mesuré sur l'installation.

ID	Filières	Puissance [kW]*	k_{CO2REF} [CV/MWh]	k_{ECO} [CV/MWh]	t_{CV_REF} [CV/MWh]
1	Solaire PV - tranche 1]10 - 250]	1,00	2,50	2,500
-	Solaire PV - tranche 2]250 - [1,00	1,00	1,000
2	Eolien]10 - 100]	1,00	1,00	1,000
3	Eolien]100 - 1000]	1,00	1,00	1,000
4	Eolien]1000 - [1,00	1,00	1,000
4	Hydraulique]10 - 100]	1,00	1,00	1,000
5	Hydraulique]100 - 1.000]	1,00	1,00	1,000
6	Hydraulique]1.000 - [1,00	1,00	1,000
7	Biogaz CET/TRI/STEP	-	1,00	1,00	1,000
8	Biogaz AUTRES]10 - 200]	0,85	3,00	2,500
9	Biogaz AUTRES]200 - 600]	0,85	3,00	2,500
10	Biogaz AUTRES]600-1.500]	0,85	3,00	2,500
11	Biogaz AUTRES]1.500 - 5.000]	1,75	1,50	2,500
12	Biogaz AUTRES]5.000 - [-	sur dossier	-
13	Biocombustible liquide - cogénération]10 - 100]	1,50	1,00	1,500
14	Biocombustible liquide - cogénération]100 - 500]	1,50	1,00	1,500
15	Biocombustible liquide - cogénération]500 - 1.000]	1,50	1,00	1,500
16	Biocombustible liquide - cogénération]1.000 - 5.000]	1,50	1,00	1,500
17	Biocombustible liquide - cogénération] 5.000 - [-	sur dossier	-
18	Biocombustible solide - cogénération]10 - 500]	1,75	1,50	2,500
19	Biocombustible solide - cogénération]500 - 1.000]	1,75	1,50	2,500
20	Biocombustible solide - cogénération]1.000 - 5.000]	1,75	1,50	2,500
21	Biocombustible solide - cogénération]5.000 - 20.000]	1,25	1,50	1,875
22	Biocombustibles solides (graisses animales)	-	-	sur dossier	-
23	Biocombustibles solides (granulés de bois)]20.000 - [-	sur dossier	-
24	Cogénération fossile]10 - 100]	0,10...0,40	1,00	0,10...0,40
25	Cogénération fossile]100 - 500]	0,10...0,40	1,00	0,10...0,40
26	Cogénération fossile]500 - 1.000]	0,10...0,40	1,00	0,10...0,40
27	Cogénération fossile]1.000 - 5.000]	0,10...0,40	1,00	0,10...0,40
28	Cogénération fossile]5.000 - 20.000]	0,10...0,40	1,00	0,10...0,40
29	Cogénération fossile]20.000 - [-	sur dossier	-

Tableau 29 : Valeurs de k_{ECO} proposés pour les demandes introduites en 2014

**Pour la filière solaire PV, les puissances sont exprimées en kWc*

* *
*

Annexe 1 : Filière solaire PV - Proposition de la CWaPE

La figure ci-dessous illustre l'évolution du taux interne de rentabilité pour un taux d'octroi conforme à la proposition de la CWaPE dans son avis CD-13i05-CWaPE-677 du 16 septembre 2013 :

- Tranche de puissance de 0 à 250 kWc : 2,0 CV/MWh ;
- Tranche de puissance au-delà de 250 kWc : 1,0 CV/MWh.

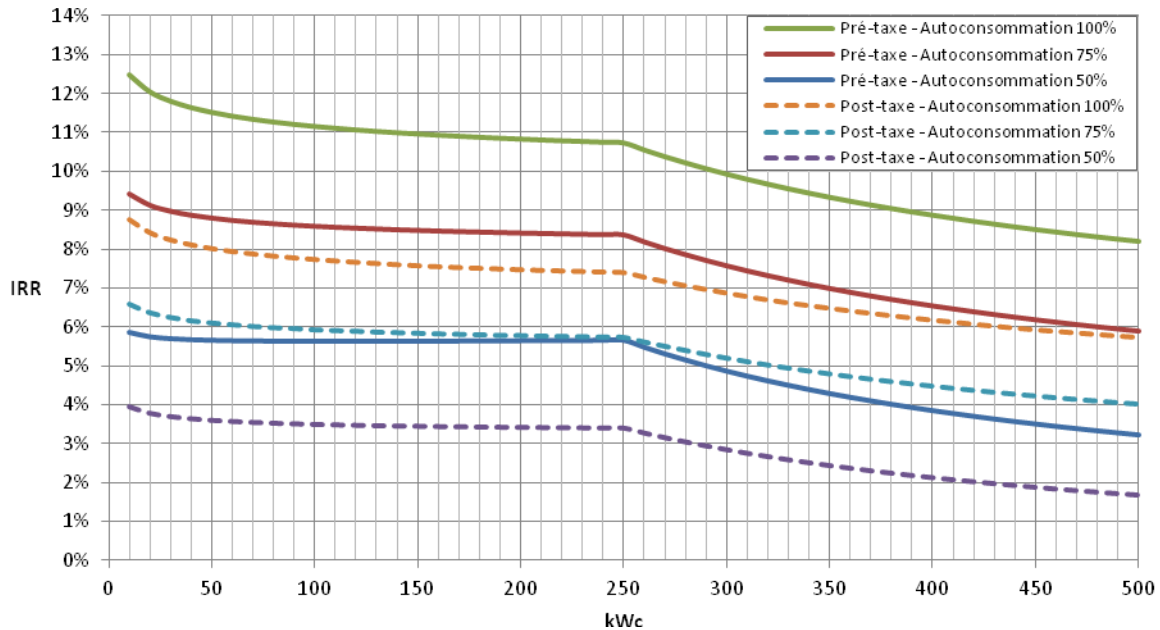


Figure 6 Évolution du taux interne de rentabilité (2 CV/MWh jusque 250 kWc)

On constate que si le taux de rentabilité de référence « post-taxe » pour la filière photovoltaïque de plus de 10kW est fixé à 6%, alors les taux d'octroi recommandés dans l'avis CD-13i05-CWaPE-677 du 16 septembre 2013 restent valables pour un niveau d'autoconsommation supérieur à 75%.